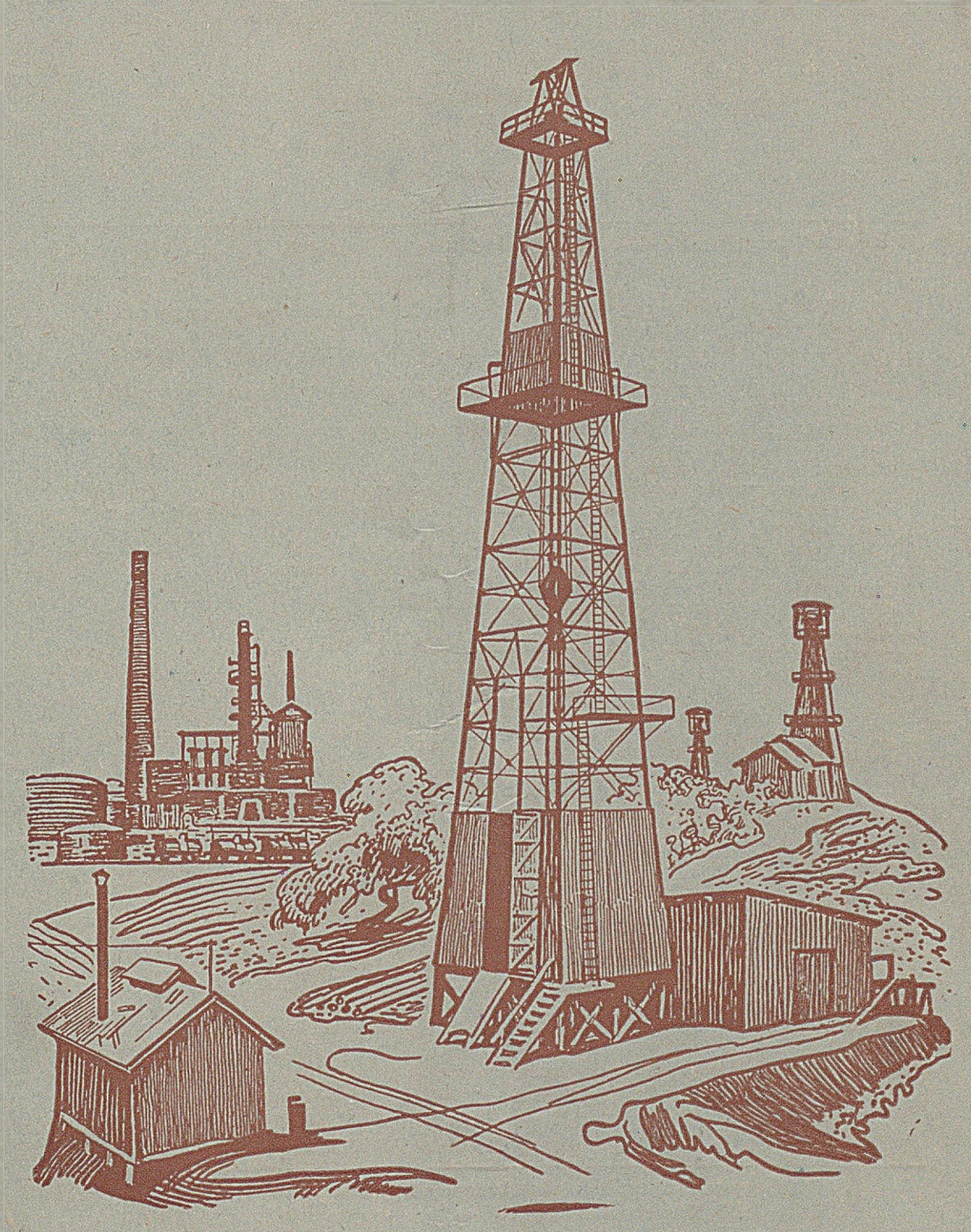


2005/III, cz 75

OLTECHNIST
KASJEB

NAFTA



ROK VIII

CZERWIEC 1952

Nr 6

WYDAWCA: PAŃSTWOWE WYDAWNICTWA TECHNICZNE

T R E Ś Ć

	Strona
1. Dr J. J. Głogoczowski, Mgr K. Szypuła: Hydrochemiczne poszukiwania złóż naftowych	145
2. Mgr inż. R. Kruczek: Warunki racjonalnej eksploatacji z odwiertów samoczynnych	147
3. Mgr Inż. M. Szczupaczyńska-Tokarzewska: Waga molekularna i jej zastosowanie w analizie gazowej	152
4. Mgr inż. Wł. Zajezierski: Inhibitory olejowe i mechanizm ich działania (dokończenie)	155
5. Nauka i technika radziecka	159
6. Zwycięstwo gorlickich naftarzy w walce o plan	161
7. Współpraca pracowników Instytutu Naftowego z załogami kopalnianymi	163
8. J. Wdowiarsz: Geologiczne poszukiwania złóż ropy naftowej	163
9. St. Karlic: Kiwaki i maszty eksploatacyjne (dokończenie)	168
10. Wynalazczość naftowa	172
11. Wiadomości naftowe w pytaniach i odpowiedziach	173
12. Kronika	174

„Н е ф т ь” № 6. Июнь 1952. Нефтяной Институт, Польша, Краков, Любич 256

О Г Л А В Л Е Н И Е

	Стр
1. Др. И. И. Глогочовский, мгр. К. Шипулова: Гидрохимические разведки нефтяных залежей	145
2. Мгр. инж. Р. Кручек: Условия рациональной эксплуатации фонтанных скважин	147
3. Мгр. инж. Щупачиньская-Токаржевская: Молекулярные веса и их применение в газовом анализе	152
4. Мгр. инж. Вл. Заезерский: Масляные ингибиторы и механизм их действия (окончание)	155
5. Советская наука и техника	159
6. Победы горлицких нефтяников в борьбе за выполнение плана	161
7. Сотрудничество научных работников Нефтяного Института с рабочими нефтепромыслов	163
8. И. Вдовяж: Геологические разведки нефтяных залежей	163
9. Ст. Карлиц: Качалки и эксплуатационные maszty (окончание)	168
10. Изобретательность в нефтепромышленности	172
11. Сведения по нефтяной технологии в вопросах и ответах	173
12. Хроника	174

„Petroleum” Nr 6. June 1952. Petroleum Institute Poland, Kraków, Lubicz 256

C O N T E N T S

	Page
1. J. J. Głogoczowski Ph. D., K. Szypuła M. Sc.: Hydrochemical Prospecting for the Petroleum Formations	145
2. R. Kruczek M. Sc.: Conditions of the Rational Oil Flow Exploitation	147
3. M. Szczupaczyńska-Tokarzewska M. Sc.: Molecular Balance and its Application to Gas-Analysis	152
4. Wł. Zajezierski M. Sc.: Oil-Additives and the Mechanism of their Performance (concluded)	155
5. Science and Technique in Soviet Union	159
6. The Victory of Oil-Men from Gorlice in Their Fight for the Plan	161
7. Collaboration of Petroleum Institute Workers with Oil Field Crews	163
8. J. Wdowiarsz: Geological Prospecting for Petroleum Fields	163
9. St. Karlic: Pumping Jacks and Masts for Crude Oil Exploitation	168
10. Inventiveness in the Petroleum Industry	172
11. Petroleum-Fundamentals by Questions and Answers	173
12. Current News	174

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

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

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

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

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

Format A4, obj. 2 ark. Nakład 1400 egzempl. Papier druk. sat. kl. V, 61×86 g/m²
 Drukarnia Nr 3 „Czytelnik”, Kraków ulica Manifestu Lipcowego 19 — zam. 239.1.IV.1952,
 druk ukończono 20.V. 1952 M-3-10461



NAFTA

MIESIĘCZNIK POŚWIĘCONY NAUCE, TECHNICIE ORAZ ORGANIZACJI W PRZEMYSLE NAFTOWYM

WYDAWCA: PAŃSTWOWE WYDAWNICTWA TECHNICZNE

Rok VIII

Czerwiec 1952 r.

Nr 6

Dr Jan Jacek Glogoczowski, Mgr Krystyna Szypułowa
Instytut Naftowy

543.3:553.98.001.4

Hydrochemiczne poszukiwania złóż naftowych

(Z prac Instytutu Naftowego)

Streszczenie

Artykuł omawia możliwości zastosowania metody hydrochemicznej do poszukiwania złóż naftowych. W związku ze złożami mineralnymi w głębi ziemi ulega zmianie skład chemiczny wód powierzchniowych. W ten sposób dyfuzja węglowodorów ze złoża ku powierzchni ziemi wpływa prawdopodobnie również na zmianę charakteru chemicznego wód powierzchniowych.

Podano wyniki badań wód z trzech różniących się geologicznie rejonów, odnośnie zawartości w tych wodach kwaśnych węglanów, chlorków, siarczanów, wapnia, magnezu, sodu i potasu, oraz średnie stosunki równoważnikowe składników chemicznych wód. Stwierdzono, że badania hydrochemiczne mogą przedstawiać bardzo ważną metodę pomocniczą w poszukiwaniu złóż węglowodorów.

Praca M. C. Kawiejewa była pobudką do przeprowadzenia próby, czy w polskich warunkach geologicznych można zastosować metodę hydrochemicznego poszukiwania złóż węglowodorów. Próba ta obejmowała pracę prowadzoną w okresie od drugiej połowy r. 1950 do końca r. 1951, która polegała na badaniu wód powierzchniowych, występujących na 3 różniących się geologicznie terenach. Hydrochemiczne zdjęcia powierzchniowe przeprowadzono mianowicie na obszarze fliszowym (K), obszarze miocenu (Ł) i na obszarze dyluwium leżącego grubą warstwą (30 m) na jurze i kredzie (R). Na terenie fliszu pobrano i przebadano 36 prób wód studziennych, z terenu miocenu 13 prób wód studziennych oraz 7 prób wód źródłanych, a na terenie dyluwium 22 wody studzienne. Wody były pobierane w różnych porach roku i wskutek tego należy się liczyć z pewnym błędem w obrazie ich składu.

We wszystkich pobranych wodach oznaczono następujące składniki i własności chemiczne: pH, kwaśne węglany, bezwodnik węglowy, węglany, chlorowce, siarczany, utlenialność, twardość przemijająca, twardość całkowita, wapń, magnez, sód i potas. W wyborze oznaczanych składników oparto się na pracy M. C. Kawiejewa.

Kawiejew w swojej pracy przyjął jako wskaźnik charakterystyczny dla wód powierzchniowych, występujących w sąsiedztwie złóż węglowodorów, stosunek magnezu do wapnia, nie biorąc pod uwagę stosunków innych jonów.

Ze względu na zupełnie nowy zakres badań, obliczono w poniższej pracy następujące stosunki równoważnikowe i wagowe: Cl/HCO_3 , Cl/SO_4 , Na/Cl , $\text{Na}/\text{Ca} + \text{Mg}$, Na/SO_4 , Mg/Ca .

W załączonych tablicach 1 i 2 przedstawiono zawartości składników chemicznych w badanych wodach. Dla porównania składu chemicznego wód tych 3 rejonów podano zestawienie średnich zawartości najważniejszych składników chemicznych (tabl. 2), jak również stosunki równoważnikowe wyżej podanych składników (tabl. 3).

Porównując średni skład chemiczny wód z 3 rejonów badawczych należy zwrócić uwagę na następujące fakty:

Zawartość HCO_3 jest jednakowa w wodach obszaru K i obszaru Ł, natomiast różnią się od nich wody obszaru R.

Zawartość chlorków jest największa w wodach rejonu Ł, co związane jest prawdopodobnie ze złożami solnymi, występującymi w głębi.

Zawartość siarczanów w wodach rejonu K i Ł jest nieco wyższa niż w wodach rejonu R, jednak różnice w ich zawartości nie odbiegają wiele od siebie.

Ilość wapnia w wodach K i Ł jest dużo wyższa niż w wodach R.

Ilość magnezu, podobnie jak wapnia, jest wyższa w wodach z rejonu K i Ł niż w wodach z rejonu R.

Zawartość sodu i potasu jest we wszystkich wodach mniej więcej równa, jedynie wody rejonu miocenijskiego wykazują większą zawartość sodu, co — podobnie jak w przypadku chloru — ma związek ze złożami soli.

Średnie stosunki równoważnikowe składników chemicznych wód wszystkich 3 rejonów przedstawiają się jak na tablicy 3.

W powyższej tablicy obserwujemy, że średni stosunek chlorków do kwaśnych węglanów dla rejonu K i Ł jest tego samego rzędu wielkości; dla rejonu R wartość ta wybitnie różni się.

Średnie stosunki chlorków do siarczanów dla wszystkich wód są tego samego rzędu wielkości, podobnie rzecz się ma dla stosunku Na/Cl .

Nr	Zawartość kwaśnych węglanów		Zawartość chlorków		Zawartość siarczanów		Zawartość wapnia		Zawartość magnezu		Zawartość potasu	
	mg/litr	mv/litr	mg/litr	mv/litr	mg/litr	mv/litr	mg/litr	mv/litr	mg/litr	mv/litr	mg/litr	mv/litr
	Obszar K		Obszar K		Obszar K		Obszar K		Obszar K		Obszar K	
3	271,5	4,45	11,5	0,32	27,0	0,56	82,2	4,03	5,4	0,45		
4	311,1	5,10	17,0	0,48	5,1	0,11	41,6	2,04	16,4	1,35		
5	311,1	5,10	35,7	1,01	ślad	—	59,6	2,92	11,9	0,98		
7	373,2	6,15	13,5	0,38	26,0	0,54	57,9	2,84	12,2	1,01		
8	443,5	7,27	13,5	0,38	13,1	0,27	66,2	3,24	15,3	1,26		
9	427,0	7,00	53,5	1,51	197,1	4,11	144,5	7,08	23,4	1,92		
11	527,7	8,65	21,0	0,59	199,0	4,15	98,2	4,82	27,7	2,28		
13	396,5	6,50	19,5	0,55	44,3	0,93	89,0	4,36	30,4	2,50		
15	481,9	7,90	75,0	2,12	56,5	1,18	140,3	6,83	38,9	3,20		
16	402,6	6,60	56,0	1,58	50,7	1,06	134,0	6,61	38,0	3,13		
17	420,9	6,90	52,0	1,47	37,4	0,78	137,1	6,72	35,1	2,66		
18	366,0	6,00	39,0	1,10	39,3	0,82	150,5	7,38	27,7	2,28		
19	362,0	5,93	39,0	1,10	125,6	2,62	205,4	10,07	20,0	1,73		
20	457,4	7,17	23,3	0,66	43,7	0,91	149,7	7,34	32,2	2,65		
21	384,3	6,30	23,0	0,65	43,4	0,90	106,5	5,22	27,1	2,23		
36	412,7	7,00	18,3	0,52	102,3	2,08	130,7	6,41	25,8	2,12	16,4	0,42
37	408,7	6,70	12,8	0,36	44,6	0,93	106,8	5,24	20,1	1,63	11,6	0,30
39	246,9	3,90	34,0	0,96	558,5	11,22	204,3	9,79	28,6	2,35	6,7	0,17
40	439,2	7,20	43,5	1,23	45,1	0,90	113,3	5,55	23,6	1,94	3,0	0,08
42	451,4	7,40	10,0	0,28	20,7	0,43	157,4	7,72	10,5	0,86	1,9	0,05
43	366,0	6,00	11,0	0,31	53,5	1,12	94,4	4,63	19,3	1,15	2,7	0,07
44	359,9	5,90	24,5	0,69	36,5	0,76	99,9	4,90	22,3	1,83	3,2	0,08
45	439,2	7,20	28,5	0,80	86,5	1,80	146,2	7,17	24,1	1,98	2,4	0,06
46	396,5	6,50	43,5	1,23	112,0	2,35	92,3	4,52	19,6	1,61	2,4	0,06
	Obszar R		Obszar R		Obszar R		Obszar R		Obszar R		Obszar R	
58	103,7	1,70	29,0	0,82	107,5	2,24	46,1	2,26	4,0	0,33	42,7	1,09
60	54,9	0,90	39,0	1,10	36,0	0,73	45,6	2,24	0,8	0,07	10,3	0,26
61	207,4	3,40	78,0	2,20	66,5	1,39	119,1	5,84	5,0	0,41	9,5	0,24
62	390,4	6,40	41,0	1,16	76,8	1,60	144,3	7,07	6,2	0,51	41,3	1,06
63	341,6	5,60	57,0	1,61	51,4	1,07	148,3	7,27	5,3	0,43	18,9	0,49
64	42,7	0,70	27,0	0,76	40,3	0,84	37,7	1,85	2,5	0,20	3,4	0,09
66	134,2	2,20	62,0	1,75	43,2	0,90	91,8	4,50	4,2	0,35	8,6	0,22
67	164,7	2,70	17,0	0,48	27,4	0,57	81,2	3,98	1,7	0,14	0,7	0,02
68	176,9	2,90	14,0	0,39	28,3	0,59	71,0	3,48	0,5	0,03	ślad	—
69	359,9	5,90	54,0	1,52	76,8	1,60	134,9	6,73	2,1	0,17	4,3	0,11
70	103,7	1,70	30,0	0,85	40,1	0,84	58,0	2,90	4,5	0,37	2,1	0,05
71	39,4	0,95	44,0	1,24	46,5	0,97	40,7	2,03	5,6	0,46	28,7	0,73
72	109,8	1,80	92,0	2,59	43,4	0,90	50,1	2,50	0,5	0,04	2,4	0,05
73	91,5	1,50	30,0	0,85	23,3	0,49	54,1	2,60	ślad	—	1,7	0,04
74	30,5	0,50	29,0	0,82	27,9	0,58	38,7	1,93	2,8	0,23	3,3	0,08
75	274,5	4,50	42,0	1,18	27,9	0,58	108,6	5,42	1,7	0,14	11,2	0,29
76	51,9	0,85	13,0	0,37	18,6	0,39	24,4	1,22	0,5	0,04	1,9	0,05
77	18,3	0,30	18,0	0,51	20,9	0,44	18,3	0,92	0,6	0,05	2,2	0,06
78	36,6	0,60	45,0	1,27	49,0	1,02	25,0	1,22	ślad	—	9,6	0,25
	Obszar Ł		Obszar Ł		Obszar Ł		Obszar Ł		Obszar Ł		Obszar Ł	
25	451,4	7,40	13,0	0,37	114,4	2,38	118,4	5,91	24,3	2,00	15,5	0,40
26	247,1	4,05	19,5	0,55	58,1	1,21	99,3	4,96	8,6	0,71	1,4	0,04
27	518,5	8,50	67,0	1,89	86,6	1,80	189,3	9,44	19,9	1,64	19,0	0,49
28	451,4	7,40	60,0	1,25	58,9	1,23	112,5	5,61	35,2	2,90	4,0	0,10
29	464,6	7,60	194,0	5,49	193,1	4,02	227,2	11,34	39,9	3,27	15,0	0,38
30	646,6	10,60	214,0	6,03	116,3	2,42	303,2	15,13	43,4	3,57	26,8	0,69
31	286,7	4,70	15,8	0,44	28,1	0,59	95,9	4,79	10,6	0,87	4,8	0,12
32	286,7	4,70	14,5	0,41	36,5	0,76	73,1	3,65	14,7	1,21	7,4	0,19
33	317,2	5,20	25,8	0,73	56,9	1,19	86,2	4,33	12,0	0,99	4,1	0,10
34	433,1	7,10	50,5	1,42	22,4	0,47	146,5	7,31	14,7	1,21	4,9	0,13
47	353,8	5,80	12,0	0,34	29,8	0,62	91,8	4,58	ślad	—	2,4	0,06
48	408,7	6,70	26,0	0,73	30,2	0,63	111,9	5,58	14,2	1,17	4,6	0,12
49	335,5	5,50	11,5	0,32	18,6	0,39	97,2	4,85	17,5	1,44	ślad	—
50	353,8	5,80	10,0	0,28	22,1	0,46	75,4	3,76	13,4	1,10	4,3	0,11
51	128,1	2,10	35,0	0,99	23,3	0,49	86,8	4,33	7,3	0,60	3,4	0,09
52	689,3	11,30	254,0	7,16	40,8	0,85	211,1	10,53	38,0	3,13	35,2	0,90
53	366,0	6,00	36,0	1,02	40,5	0,84	123,8	6,18	23,2	1,19	5,2	0,13
54	292,8	4,80	39,0	1,10	41,3	0,86	124,0	6,19	21,2	1,75	31,0	0,79
55	384,3	6,30	162,3	4,58	81,5	1,70	186,0	9,28	30,5	2,50	13,8	0,35
56	280,6	4,60	40,0	1,13	51,2	1,07	85,3	4,26	10,8	0,88	2,6	0,07

UWAGA: Z braku miejsca w tablicy nie umieszczono wszystkich wyników. Opuszczono niektóre analizy odbiegające bardziej od średniej obliczonej ze wszystkich analiz dla danego obszaru.

Tablica 2
Średni skład chemiczny wód powierzchniowych

Składniki chemiczne	Obszar fliszu (K)		Obszar dyluwium (R)		Obszar miocenu (Ł)	
	mg/l	mv/l	mg/l	mv/l	mg/l	mv/l
HCO ₃ '	386,9	6,30	135,7	2,20	384,8	6,30
Cl'	40,4	1,14	47,8	1,35	64,9	1,35
SO ₄ ''	65,9	1,34	49,0	1,00	57,5	1,17
Ca''	107,1	5,35	69,4	3,46	132,2	6,60
Mg''	24,5	2,02	3,5	0,29	20,0	1,64
Na*	31,9	1,39	25,0	1,09	38,0	1,65
K*	11,0	0,28	10,2	0,26	10,3	0,26

Tablica 3
Średnie stosunki równoważnikowe składników chemicznych wód powierzchniowych

Rejon	Cl/HCO ₃	Cl/SO ₄	Na/Cl	Na/Ca + Mg	Na/SO ₄	Mg/Ca
fliszowy (K)	0,187	1,078	0,655	0,527	0,399	0,399
dyluwialny (R)	1,064	1,361	0,785	0,332	1,179	0,095
mioceniński (Ł)	0,256	1,628	0,824	0,157	1,400	0,257

Wybitnie odbiega stosunek Na/Ca + Mg dla rejonu K w porównaniu z pozostałymi.

Na/SO₄ jest podobny w wodach z rejonu R i Ł, a różny w wodach z rejonu K.

Średni stosunek Mg/Ca wyraźnie odbiega w wodach rejonu R (b. mały) od pozostałych, będących jednego rzędu wielkości. Uzyskane wyniki różnią się wybitnie od wyników podanych we wspomnianej pracy M.C. Kawiejewa. Przede wszystkim nie stwierdzono w naszej pracy nigdzie, nawet na terenach naftowych, stosunku równoważnikowego Mg/Ca wyższego niż 1. Kawiejew natomiast przyjmuje, że wody występujące na terenach ropośnych, na których przeprowadzał swe badania, posiadają stosunek Mg/Ca wyższy od 1. U większości wód badanych przez niego stosunek ten jest rzędu 2, dochodząc nawet do wartości 3,7. Najwyższy wynik znaleziony w naszych wodach zbliża się jedynie do granicy 1 (Mg/Ca = 0,97). Faktem jednak jest, że w terenie, gdzie znajdują się złoża ropne, wskaźnik ten osiąga swe najwyższe wartości. Niższą nieco wartość stosunku Mg/Ca posiadają wody z rejonu miocenińskiego, co może w pewnym tylko stopniu mieć związek z gazonośnością tego obszaru.

Porównując uzyskane przez nas wyniki, należy stwierdzić, że stosunek Mg/Ca nie jest jedynym

wskaźnikiem, który należałoby uwzględniać w przeprowadzanych następnych doświadczalnych zdjęciach hydrochemicznych. Równie dobre jako wskaźniki mogą się okazać stosunki równoważnikowe: Cl/HCO₃, Na/Ca + Mg, Na/SO₄. Wartości tych stosunków równoważnikowych wód z rejonu fliszowego, a więc z terenu zdecydowanie ropośnego, wybitnie różnią się od wielkości tych wskaźników we wodach pozostałych rejonów. Należy przy tym zauważyć, że pod tym względem wody z terenu miocenińskiego mają bardzo zbliżoną charakterystykę chemiczną.

Niezależnie od wymienionych składników chemicznych, należy zwrócić uwagę na występowanie pierwiastków śladowych. Zakres ten jednak nie był dotychczas uwzględniany w pracach doświadczalnych Instytutu, jest tematem dalszych badań prowadzonych na tym odcinku.

Przyjmując za podstawę dla wszystkich badań geochemicznych, wykonywanych w związku z występowaniem złóż węglowodorów, hipotezy o pionowej „dyfuzji” węglowodorów ze złoża ku powierzchni, powodującej na swej drodze różnego typu zmiany w chemizmie skał, w postaci tzw. wtórnej mineralizacji — nie można pominąć tak ważnego w geochemii czynnika jak wody.

Pomimo, że w chwili obecnej na podstawie tych nielicznych przykładów trudno wysnuwać wnioski daleko idące — określające ściśle obraz składu chemicznego wód obszarów ropośnych — badania te mogą przedstawiać bardzo ważną metodę pomocniczą w poszukiwaniach złóż węglowodorów. Dopiero przebadanie dużej ilości wód powierzchniowych z różnych rejonów — ze szczególnym uwzględnieniem warunków geologicznych — pozwoli na właściwą, ścisłą interpretację wpływu złoża węglowodorów na chemizm wód powierzchniowych.

Literatura

1. Kawiejew M.C., Dokł. Akad. Nauk SSSR, t.61, Nr 2, 1948.
2. Durow S.A., Dokł. Akad. Nauk SSSR, t.77, Nr 4, 1951.
3. Sulin W.A.: Wody nieftianych miastorożdzenij SSSR, 1935.
4. Sulin W.A.: Wody nieftianych miastorożdzenij w sistemie prirodnych wod, 1946
5. Prikłonskij W.A., Łaptiew F.F.: „Fiziceszkije swojstwa i chimiceszkij sostaw podziemnych wod”. 1949.
6. Agadžanow A.M.: „Gidrogieologija i gidrawlika podziemnych wod i niefti”. 1950.

Mgr Inż. Roman Kruczek

Wierceniowa Poszukiwawcze

622.276.2

Warunki racjonalnej eksploatacji z odwiertów samoczynnych

Streszczenie

Artykuł omawia warunki fizyczne i dynamiczne złóż naftowych. Na tle tych warunków rozważa autor racjonalne rozwiązanie eksploatacji złoża naftowego metodą samoczynną, przyjmując jako zasadę, że należy dążyć, by ciśnienie złożowe utrzymać możliwie najdłużej powyżej ciśnienia nasycenia złoża. Spełnienie tego warunku zapewni możliwie najdłuższy okres eksploatacji samoczynnej i największe sumaryczne wydobycie ropy ze złoża.

W celu racjonalnego eksploataowania złoża powinny być robione odpowiednie pomiary zarówno przed rozpoczęciem jak i w czasie eksploatacji.

Ropa w złożu naftowym znajduje się zawsze pod pewnym ciśnieniem i posiada odpowiadającą

danemu złożu temperaturę. Ciśnienie jest zasadniczo tym wyższe im głębiej zalega dane złożo. W złożach otwartych, tzn. takich, gdzie piaskowiec roponośny wychodzi na powierzchnię, ciśnienie złożowe równa się w przybliżeniu ciśnieniu hydrostatycznemu słupa solanki, działającej na dane złożo. Znane są jednak wypadki, gdzie ciśnienie złoża jest wyższe, albo też niższe od ciśnienia hydrostatycznego.

Temperatura złoża wzrasta również zasadniczo z głębokością zalegania złoża. Przyrost temperatury jest jednak dla różnych pól rozmaity.

Od wysokości ciśnienia zależy ilość rozpuszczonego w ropie gazu — ze wzrostem ciśnienia ilość ta wzrasta. Temperatura wywiera na rozpuszczalność gazu w ropie odwrotny wpływ. Ze wzrostem temperatury rozpuszczalność maleje.

Gaz rozpuszczony w ropie zmienia jej fizyczne własności, a mianowicie zmniejsza jej lepkość (wiskozę) i ciężar właściwy. Jest on ponadto magazynem energii złożowej. Wzrost temperatury ropy zmniejsza również jej ciężar gatunkowy oraz jej lepkość.

Oba te czynniki, tj. temperatura i ciśnienie, mogą w warunkach złożowych zmienić lepkość ropy do tego stopnia, że staje się ona mniejsza od lepkości solanki w tych samych warunkach. Inne czynniki, jak zmiana objętości pod wpływem ciśnienia, kurczenie się ropy na skutek wydzielania się gazu, czy zniżki temperatury, odgrywają mniejszą rolę przy własnościach fizycznych ropy w złożach.

W warunkach złożowych nasycenia ropy gazem możemy rozróżnić dwa wypadki, a mianowicie:

1) gdy ilość gazu jest ograniczona do tego stopnia, że cały gaz zostanie w ropie w danych warunkach rozpuszczony;

2) gdy gaz występuje w nadmiarze i przy danym ciśnieniu oraz w danej temperaturze pozostaje w złożu mimo całkowitego nasycenia ropy „gaz wolny”, tworząc tzw. czapę gazową.

Oba wypadki różnią się między sobą tym, że w wypadku pierwszym przy obniżce ciśnienia gaz nie będzie się wydzielał z ropy aż do pewnej wielkości ciśnienia, przy którym pokażą się pierwsze bąbelki gazu w ropie. Ropa zacznie „wrzeć”. Ciśnienie, przy którym to nastąpi nazywamy „ciśnieniem nasycenia”. Określenie to jest dla technika eksploatacyjnego bardzo ważne. Podaje ono, przy jakim ciśnieniu złożowym zaczną się w danej temperaturze wydzielać z roztworu bąbelki wolnego gazu. W wypadku drugim każde zmniejszenie ciśnienia w złożu spowoduje natychmiastowe uwalnianie się rozpuszczonego w ropie gazu. Podkreślić tu należy również znane z fizyki prawo, że gazy cięższe rozpuszczają się w ropie wcześniej aniżeli gazy lekkie. Im gaz ma niższy ciężar gatunkowy, tym wyższego ciśnienia trzeba użyć, by gaz ten rozpuścił się w ropie.

W złożu ropnym, którego ciśnienie na skutek eksploatacji spada, zjawisko to odbywać się będzie w odwrotnej kolejności. Najpierw więc wydzielają się z ropy gazy lżejsze, później zaś w miarę spadku energii złożowej coraz cięższe. Fakt ten znany jest zresztą od dawna technikom naftowym.

Analiza gazu jest zatem wskaźnikiem, na podstawie którego można — przy innych warunkach niezmiennych — ocenić wiek otworu.

Ciężar gatunkowy gazu wzrasta stopniowo przy obniżce ciśnienia złożowego wtedy, gdy ropa nagromadzona w złożu jest tym gazem w zupełności nasycona, czyli gdy ciśnienie nasycenia nie zostało w danych warunkach przekroczone. Gdy jednak ilość gazu znajdująca się w złożu wraz z ropą jest ograniczona i nie wystarcza do zupełnego nasycenia ropy, czyli inaczej mówiąc ciśnienie nasycenia jest w złożu przekroczone, to zjawisko uwalniania się gazu z ropy będzie miało nieco odmienny przebieg. Obniżenie ciśnienia złoża nie spowoduje mianowicie natychmiastowego wydzielania się gazu w złożu. Ropa będzie płynęła do otworu wraz z rozpuszczonym w niej gazem. Wydzielanie gazu z ropy nastąpi dopiero po osiągnięciu przez płyn pewnej głębokości otworu, w której ciśnienie ropy osiągnie ciśnienie nasycenia.

Gaz ten wydzielając się z ropy, wyniesie następnie ropę na powierzchnię. Skład i ciężar gatunkowy gazu będzie stały aż do momentu, gdy zacznie się on wydzielać z ropy. Wówczas na skutek zniżki ciśnienia zaczną się z ropy wyzwalać i cięższe składniki gazu. Ciężar gatunkowy gazu zacznie wzrastać, a procentowy udział składników gazu zmieni się w kierunku zwiększenia ilości gazów cięższych. Analiza gazu uchodzącego z ropą daje w pewnej mierze obraz warunków panujących w złożu.

Wynika z tego konieczność natychmiastowego po dowierceniu samoczynnej produkcji zmierzenia ilości gazu uchodzącego z ropą oraz ustalenia jego składu. Do czasu osiągnięcia ciśnienia nasycenia będzie również wykładnik gazowy stały. Będzie on wynosił tyle, ile gazu jest rozpuszczone w jednostce ropy, w danych warunkach przy ciśnieniu nasycenia. Będzie to miało miejsce dlatego, że w ropie nie zachodzą w złożu powyżej ciśnienia nasycenia żadne zmiany. Gaz nie wydziela się z ropy, nie zmienia jej lepkości i przyczepności ani też innych własności fizycznych. Ponadto gaz, nie wydzielając się z ropy w złożu, nie zmienia przepuszczalności piaskowca roponośnego, gdy natomiast wydzielony, sam zająłby część miejsca w porach piaskowca.

Krótko mówiąc, przez niedopuszczenie do wydzielania się gazu w złożu unikamy wszystkich ujemnych skutków, jakie wywiera wydzielony w złożu gaz na przyływ ropy do otworu, oraz na całkowite wydobycie ropy ze złoża. Wynika stąd jasno zalecenie, by w złożach, których ciśnienie nasycenia jest mniejsze od ciśnienia złożowego, nie dopuścić tak długo, jak to jest możliwe, do obniżki ciśnienia w złożu poniżej ciśnienia nasycenia. By temu żądaniu uczynić zadość, konieczna jest znajomość dwu wielkości, a to ciśnienie nasycenia danej ropy oraz ciśnienie na spodzie odwiertu. Pomiaru te należy wykonać natychmiast po nawierceniu złoża.

Pomiaru ciśnień wgłębnych dokonać można przy użyciu manometrów wgłębnych. Sprawa ta nie przedstawia większej trudności. Gorzej natomiast przedstawia się u nas sprawa ustalenia ciśnienia nasycenia. Do tego celu potrzebna jest bowiem

komora ekspansyjna z wziernikiem. W komorze tej na skutek rozprężenia pobranej pod ciśnieniem próbki ropy, jakie panuje na spodzie otworu, z ropy zaczną się przy pewnym ciśnieniu wydzielac banieczki gazu. Odczyt tego ciśnienia daje bezpośrednio wielkość ciśnienia nasycenia. Jest jasne, że temperatura ropy w komorze musi być równa temperaturze jaka panuje w złożu, a którą należy ustalić wraz z pomiarem ciśnień wgłębnych.

Niestety jak dotychczas, urządzeń do pomiaru ciśnienia nasycenia w kraju nie posiadamy. Wykonanie ich napotyka na trudności z tego względu, że aparaty te muszą być wykonane na ciśnienie złożowe, które to ciśnienie przy dużych głębokościach jest bardzo wysokie. Aparat taki musi wytrzymać ciśnienie robocze około 300 atm, z takimi bowiem ciśnieniami musimy się liczyć przy obecnych głębokościach, oraz musi umożliwić bezpośrednio obserwację próbki ropy podczas jej rozprężania.

Posiadanie takiego aparatu jest jednak dla racjonalnej eksploatacji ropy ze złóż wysokociśnieniowych rzeczą konieczną. Bez niego nie mamy możliwości ustalenia ciśnienia nasycenia danego złoża, a co za tym idzie nie można mieć pewności, czy ciśnienie danego złoża nie jest wyższe od ciśnienia nasycenia, a ropa nie jest eksploatowana pod ciśnieniem niższym od tegoż ciśnienia, ze wszystkimi ujemnymi dla ostatecznego wydobywania skutkami takiego postępowania.

W braku takiej aparatury oraz niewykonanych pomiarów można wprawdzie przy bacznej obserwacji wykładnika gazowego dojść do pewnych wniosków odnośnie stosunków złożowych, które pozwolą na ustalenie warunków ciśnieniowych danego złoża, nie dadzą nam one jednak pewności dobrego postępowania. Do czasu bowiem osiągnięcia w złożu, którego ciśnienie jest wyższe od ciśnienia nasycenia, wysokości tego ciśnienia, wykładnik gazowy będzie stały. Skład gazu uchodzącego z ropą również nie będzie ulegał zmianie.

Pomiar wykładnika gazowego i analiza gazu dla tego celu muszą być wykonywane ciągle. Wzrost wykładnika gazowego upewni nas co do tego, że

złoże produkuje już poniżej ciśnienia nasycenia. Natomiast stały wykładnik gazowy wskazuje na to, że ciśnienie złoża jest ciągle jeszcze wyższe od ciśnienia nasycenia. Stały skład gazu uchodzącego z otworu będzie tego sprawdzianem. Wobec tego, że ciśnienie nasycenia nie jest nam wiadome, należy ciśnienie na spodzie otworu utrzymywać możliwie jak najwyższe, by przez to zabezpieczyć się od możliwości zejścia poniżej ciśnienia nasycenia.

Zachodzi pytanie, czy utrzymywanie wysokiego ciśnienia na spodzie otworu nie wpłynie ujemnie na wydobywanie oraz jak ustalić najkorzystniejsze ciśnienie na spodzie otworu?

Otóż obserwacja szeregu otworów, eksploatujących samoczynnie przez rurki eksploatacyjne, dała następujący obraz. Otwór zaopatrzony w głowicę eksploatacyjną („boże drzewko“) ze zwężką o pewnej średnicy daje samoczynny wypływ ropy, pod pewnym ciśnieniem na manometrze przed zwężką i pod pewnym, znacznie większym ciśnieniem poza rurkami (rys. 1a). Ciśnienie poza rurkami eksploatacyjnymi nie wykazuje zasadniczo dających się zauważyć bezpośrednio zmian.

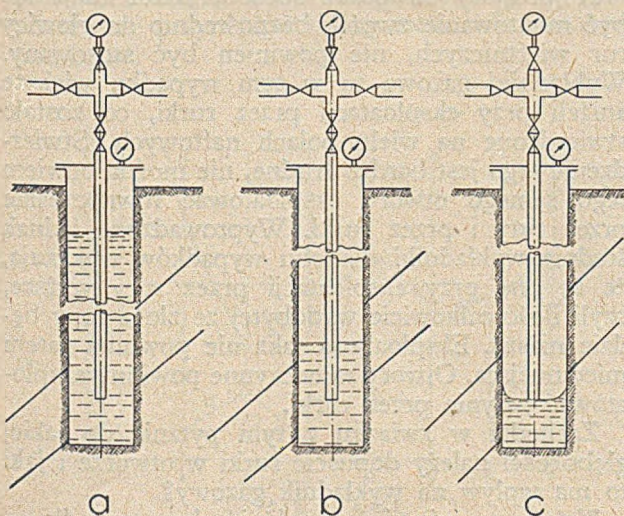
Dopiero dłuższa obserwacja pozwala zanotować zmiany ciśnienia. Ciśnienie zaś na rurkach wykazuje stałe wahania. Przyjmijmy, że średnica dyszy eksploatacyjnej jest za duża, że zatem więcej ropy zostaje z otworu wyrzucone na powierzchnię niż wynosi jej przyływ do otworu. Wtedy poziom płynu poza rurkami będzie się obniżał (rys. 1b) aż do momentu, kiedy osiągnie spód rurek produkcyjnych (rys. 1c). Następuje przebicie się gazu spoza rurek. Ciśnienie na rurkach gwałtownie wzrośnie. Ustanie wypływ ropy, a przez dyszę uchodźcie będzie duża ilość gazu.

Ciśnienie gazu poza rurkami spadnie, powodując proporcjonalny spadek ciśnienia na rurkach. Napływająca w międzyczasie do otworu ropa unieвозмоżliwi wypływ gazu przez rurki, a w następstwie tego daje się zauważyć uspokojenie na głowicy rurek pompowych. Ciśnienie poza rurkami zacznie ponownie wzrastać aż do momentu wypływu ropy przez rurki.

Następuje powtórzenie się cyklu. Widać z tego jasno, że w momencie przebicia się gaz zmagazynowany poza rurkami zaczyna uchodzić, nie wykonując pracy podnoszenia ropy. Ilości tego gazu są bardzo duże, jeżeli weźmiemy pod uwagę pojemność rur wiertniczych przy dużych głębokościach oraz ciśnienia, jakie panują poza rurkami. Przykładowo wynoszą one dla otworu o głęb. 2000 m, zarurowanego rurami $6\frac{5}{8}$ " , przy ciśnieniu na głowicy 80 atm, ok. 2800 m³.

Spadek ciśnienia gazu w otworze, w którym ropa została wyrzucona na powierzchnię powoduje obniżkę ciśnienia na spodzie odwiertu, a w dalszym ciągu w samym złożu. Do tego zaś ze względu na rolę rozpuszczonego w ropie gazu i jego dodatni wpływ dla całkowitego wydobywania nie należy i nie można dopuścić. Zapobiec temu można przez zmniejszanie średnicy zwężki aż do momentu, gdy wahanie ciśnień na głowicy ustanie, a z rurek płynąc będzie nieprzerwanie ropa.

Praktyka wykazuje, że przydławienie takie nie tylko nie zmniejsza lecz zatrzymuje spadek wydo-



Rys. 1

bycia i zwiększa całkowitą wydajność złoża. Wobec tego, że ciśnienia nasycenia są w naszych złożach dotychczas nieznanymi, należałoby ciśnienie na rurkach utrzymywać możliwie wysoko, by nie dopuścić do wydzielania się gazu w złożu w wypadku, gdy ciśnienie jego przekroczyłoby ciśnienie nasycenia.

Ze zmniejszeniem średnicy zwężek nie można jednak iść za daleko. Przy stopniowym bowiem zmniejszaniu ich przekroju dojdziemy do momentu, gdy dysza nie przepuści nawet przy podwyższonym ciśnieniu pełnej ilości ropy i ilość jej zacznie się obniżać. Trzeba zatem zatrzymać najbardziej odpowiednią dyszę. Moment optymalnej średnicy dyszy nie jest praktycznie trudny do uchwycenia i kilkakrotne próby dają odpowiedź w tym względzie. Optymalnym wykładnikiem gazowym, który był uważany za sprawdzian w tym kierunku, nie można się posługiwać, bo aż do osiągnięcia ciśnienia nasycenia będzie on stały.

Postępowanie takie nie daje nam jednak pewności, czy różnica ciśnień nasycenia i na spodzie otworu jest jeszcze dostatecznie duża i czy ciśnienie nasycenia nie zostanie wkrótce przekroczone. Dlatego pobieranie próbek ropy ze spodu otworu i badanie ich w komorze ekspansyjnej dla ustalenia ciśnień nasycenia powinno być u nas nakazem chwili.

W złożu, w którym ciśnienie nasycenia nie zostało przekroczone, gaz wydziela się z ropy natychmiast po otwarciu złoża otworem świdrowym, a w związku z tym powstaje obniżka ciśnienia wokół otworu.

Gaz zacznie się wydzielać z ropy w strefie odgazowania najpierw w pobliżu otworu, następnie w dalszych od niego odległościach. Im droga ropy do złoża będzie dłuższa, tym więcej pracy wykonać musi gaz, by ropę przepchnąć przez pory złoża do otworu. Ilość gazu wydobyta na jednostkę ropy będzie wzrastała. Wykładnik gazowy w miarę upływu czasu będzie się stale zwiększał.

Wmontowanie zwężek na rurkach produkcyjnych podniesie ciśnienie na spodzie otworu. Pociągnie to za sobą wzrost ciśnienia w złożu wokół otworu, a następnie poprawę fizycznych własności ropy. Ilość gazu potrzebna do przepchania ropy przez złoże będzie mniejsza. Wykładnik gazowy zmniejszy się.

Ze zmniejszeniem średnicy zwężek nie można jednak iść za daleko. Zbytne przydławienie otworu zmniejszy ilość produkowanej ropy, co spowoduje wzrost wykładnika gazowego. Istnieje zatem pewna, dla danych warunków najodpowiedniejsza średnica zwężek, przy której wykładnik gazowy będzie najniższy.

W złożach tego typu należy eksploatować przy najniższym wykładniku gazowym. Wykładnik gazowy jest dla danego otworu zmienny i w miarę starzenia się otworu wzrasta. Dlatego też należy go co pewien czas kontrolować i zależnie od wyników poprawiać. Wielkość wykładnika gazowego jest różna dla każdego otworu na danym polu. Z tego też powodu wielkość ta nie jest wskaźnikiem dobrej gospodarki złożem, jest natomiast wskaźnikiem jakości metody eksploatacji w danym otworze. Niższy wykładnik gazowy przy danej metodzie eksploatacji świadczy na korzyść tej metody.

W idealnym wypadku powinny uchodzić na powierzchnię wraz z ropą tylko takie ilości gazu, jakie są w niej w danych warunkach rozpuszczone. Jest rzeczą zupełnie zrozumiałą, że ilości rozpuszczonego w ropie gazu będą na dużych głębokościach większe niż w złożach zalegających nie głęboko. Stąd też i wykładniki gazowe na takich złożach będą zasadniczo większe, co nie świadczy o tym, by złoże o większym wykładniku było eksploatowane źle a przy małym wykładniku dobrze. Sytuacja może być wręcz przeciwna w zależności od ciśnień, jakie panują w złożu i ilości gazu rozpuszczonego w ropie pod danym ciśnieniem.

W wyniku tych rozważań należałoby złoża ropne w samoczynnej eksploatacji podzielić na dwie grupy:

Grupę pierwszą stanowią złoża ropne, w których panuje ciśnienie wyższe niż ciśnienie nasycenia. Wykładnik gazowy będzie tu aż do momentu osiągnięcia ciśnienia nasycenia stały i równy ilości gazu rozpuszczonego w jednostce ropy. Rzeczą technika eksploatacyjnego jest starać się o to, by warunki te utrzymywać jak najdłużej przez wywieranie na spód otworu możliwie dużego przeciwcisnienia.

Grupę drugą stanowią złoża o ciśnieniu niższym od ciśnienia nasycenia. Należąc tu będą również złoża grupy pierwszej od chwili, gdy ciśnienia złożowe spadną poniżej ciśnienia nasycenia. Wykładniki gazowe na takich złożach będą większe niż by to odpowiadało ilości gazu rozpuszczonego w jednostce ropy i będą miały tendencję zwyżkową. Zadanie technika polega w tym wypadku na doborze najniższego wykładnika gazowego po to, by przez konserwację gazu w złożu zachować jego energię, a tym samym zwiększyć całkowite wydobycie ropy ze złoża.

Najczęściej stosowanym sposobem regulacji wykładnika gazowego jest zmiana średnicy zwężek eksploatacyjnych. Inne sposoby, jak np. zmiana średnicy rurek eksploatacyjnych jest uciążliwa, powoduje bowiem konieczność odpuszczania ciśnienia gazu spoza rurek, a ponadto stosowania specjalnych urządzeń, zabezpieczających przed wybuchem podczas zapuszczania.

Najprostszym na pozór sposobem, jakim zdaje się być montowanie zwężek bezpośrednio na głowicy rur wiertniczych, nie powinien być stosowany. Wykładniki gazowe są w tym wypadku większe aniżeli przy eksploatacji przez rurki, co zostało stwierdzone na wielu polach naftowych. Stwierdzenie tego jest bardzo trudne, nie można bowiem tego samego otworu eksploatować równocześnie przez rury i przez rurki. Wyprowadzone jednak średnie wykładniki dla obu wypadków wykazują, że są one przy eksploatacji przez rury wyższe, czyli ilość całkowicie wydobytej ze złoża ropy będzie niższa. Eksploatacja taka nie powinna zatem mieć miejsca. Otwory samoczynne powinny eksploatować jedynie przez rurki.

Zachodzi w związku z tym pytanie do jakiej głębokości należy dopuścić rurki w otworze i jaki to ma wpływ na wykładnik gazowy?

Należy tu również rozróżnić dwa wypadki — pierwszy ma miejsce, gdy ciśnienie w otworze pod-

czas eksploatacji jest wyższe od ciśnienia nasycenia i drugi, gdy ciśnienie to będzie niższe od ciśnienia nasycenia.

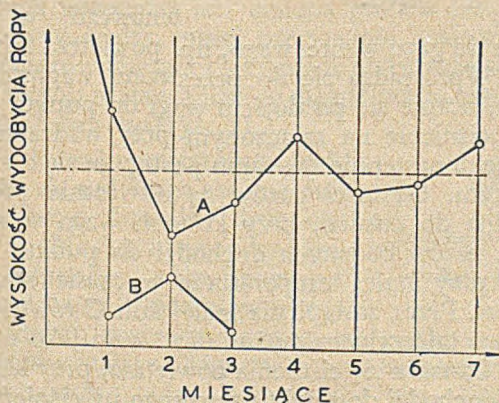
W wypadku pierwszym gaz nie będzie się wydzielal z ropy w otworze aż do głębokości, w której ciśnienie dorówna ciśnieniu nasycenia. Jeśli więc spód rurek eksploatacyjnych zostanie umieszczony niżej tego miejsca, gdzie panuje ciśnienie nasycenia, wtedy aż do spodu wszystkich gaz rozpuszczony w ropie wydzieli się i rozpręży dopiero w rurkach eksploatacyjnych. Wykona zatem całkowicie pracę wynoszenia ropy na powierzchnię.

Dla eksploatacji będzie w danym momencie obojętne miejsce umieszczenia spodu rurek, byle tylko znajdowały się one poniżej miejsca gdzie panuje jeszcze ciśnienie nasycenia.

W wypadku gdy ciśnienie w odwiercie w czasie eksploatacji będzie niższe od ciśnienia nasycenia, możemy umieszczać spód rurek eksploatacyjnych teoretycznie na całej głębokości otworu, od jego wierzchu aż do spodu. Pierwszy wypadek odpowiadałby produkcji przez rury wiertnicze. Każde pośrednie umieszczenie rurek dzieli niejako otwór na dwie części. Część gdzie w otworze nie ma rurek i w której ropa będzie się podnosiła pełnym przekrojem rur, co dla wykładnika nie jest korzystne. Dopiero po osiągnięciu rurek sytuacja ta ulegnie poprawie. Głębsze zapuszczanie rurek skróci przestrzeń dla nas niepożądaną, czyli poprawi wykładnik gazowy. Dopuszczenie rurek do spągu horyzontu da wynik najkorzystniejszy.

Tak też należy w praktyce postępować z tym, że różnica kilku czy kilkunastu metrów powyżej złoza stanowi znikomy procent w stosunku do głębokości otworu. Znane są jednak wypadki, szczególnie przy dużej miąższości piaskowców roponośnych i przy pewnym jego wyeksploatowaniu, że obniżenie rurek od stropu do spągu piaskowca poprawia wykładnik gazowy. Poniżej spągu piaskowca nie należy iść ze spodem rurek z tego względu, że sytuacja taka utrudnia albo nawet wręcz uniemożliwia wywołanie produkcji.

Spód rurek eksploatacyjnych nie wymaga przy eksploatacji samoczynnej specjalnego wykształcenia. Wystarczy zaopatrzyć je w zwyczajne sito pompowe bez denka, które nie pozwoliłoby na przepuszczenie przyrządów do wykonania koniecznych pomiarów.



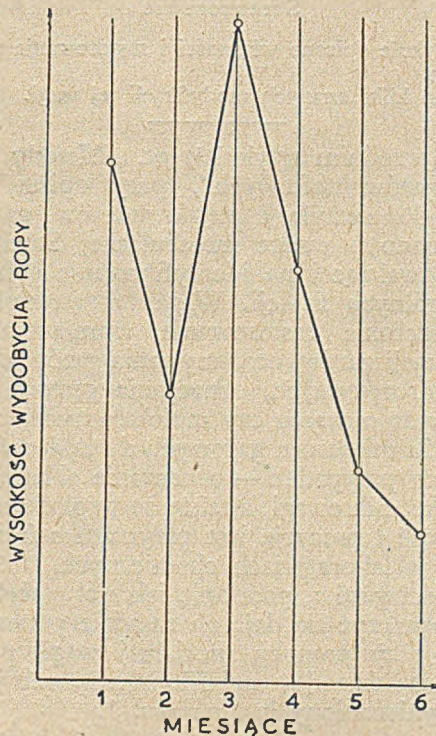
Rys. 2

Dławienie samoczynnej produkcji odbywa się najczęściej przy pomocy zwężek. Mogą one być zmontowane na głowicy rurek eksploatacyjnych lub też na ich spodzie. Różnicy większej pomiędzy obu sposobami nie ma. Są natomiast momenty, które przemawiają na korzyść stosowania dysz na głowicy. Należy do nich łatwość wymiany dyszy, możliwość wykonania pomiarów wgłębnych i inne.

Dla podkreślenia praktycznej wartości stosowania powyższych uwag, przytoczymy parę wykresów eksploatacji naszych otworów. Na rys. 2 produkcja otworu A wykazuje w pierwszych dwu miesiącach gwałtowny spadek. Następne dwa miesiące cechuje wzrost wydobywania. W następnych miesiącach otwór produkuje z pewnymi wahaniami, zależnymi po części od ilości dni w danym miesiącu, jednak interpolacja tej krzywej daje linię prostą. Odwiert eksploatuje bez spadku.

Eksploatacja miała następujący przebieg. Otwór produkował około dwa tygodnie przez rury wiertnicze. Wybuchy ropy początkowo częste (około co godzinę) stawały się rzadsze. Przerwy między wybuchami dochodziły już do 8 i więcej godzin. Otwór wykazywał coraz słabszą działalność i zdawało się, że wkrótce trzeba będzie przejść na pompowanie. Wtedy właśnie, po około 15-tu dniach eksploatacji, zostały do otworu zapuszczone rurki eksploatacyjne, a na głowicy rurek zamontowano zwężkę, której średnicę zmniejszono stopniowo aż do momentu, kiedy ropa zaczęła płynąć przez zwężkę nieprzerwanie, aż ustał gwałtowny wybuch gazu i wahania ciśnień poza rurkami.

Rezultat tego zabiegu początkowo ujemny okazał się w niedługim czasie dodatni. Ilość ropy zaczęła stopniowo wzrastać aż do momentu ustalenia się na pewnym poziomie, mało odbiegającym od produkcji pierwszego miesiąca. Stan taki utrzymuje



Rys. 3

się już około 5 miesięcy, a odwiert eksploatuje ciągle samoczynnie mimo tego, że przy produkcji przez rury wiertnicze wyraźnie wydobyte spadało. Wykładnik gazowy mierzony parokrotnie w czasie eksploatacji wynosi 100 do 110 m³ na tonę ropy i dotychczas nie wykazuje tendencji do wzrostu.

W złożu zaszły prawdopodobnie następujące zjawiska:

Ciśnienie złożowe, które niestety nie było mierzone, było początkowo wyższe niż ciśnienie nasycenia, lecz różnica ciśnień nie była wysoka. Kilkunastodniowa dzika eksploatacja wraz z okresem zmian średnicy zwężeń potrafiły doprowadzić ciśnienie złożowe poniżej ciśnienia nasycenia. Gaz zaczął się wydzielać z ropy już w złożu, a efektem tego był spadek wydobywania ropy.

Przydławienie produkcji spowodowało regenerację ciśnienia złożowego i usunięcie skutków, jakie pociągnęła za sobą niżka ciśnienia. Wzrost wydobywania do początkowej wysokości nasuwa jeszcze jedno przypuszczenie, że w złożu istnieje siła, która potrafiła zregenerować obniżone ciśnienie. Siłą tą nie może być gaz, lecz złożo pozostaje prawdopodobnie pod działaniem wody okalającej, której dopływ do złoża był w pierwszej fazie mniejszy niż ubytek ropy i gazu. Wynikł stąd spadek ciśnienia wokół otworu a następnie jego regeneracja, gdy przyływ wody przewyższył ubytek ropy i gazu na skutek ich przydławienia.

Mgr Inż. Maria Szczupaczyńska-Tokarzewska
Zakłady Chemiczne - Oświęcim

544.4 + 545.71 : 662.69.001

Waga molekularna i jej zastosowanie w analizie gazowej

Streszczenie

W artykule opisano własności i zastosowanie wagi molekularnej.

Podano kilka znanych modyfikacji tej wagi.

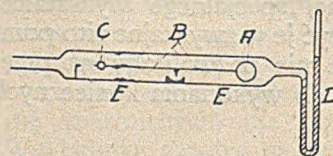
W poprzednim artykule¹⁾ pt. „Metody analizowania gazów naftowych“, przy opisie aparatu Stocka do destylacji węglowodorów gazowych, wspomniano o wadze molekularnej Stocka-Richtera, pozwalającej na identyfikowanie składników poszczególnych frakcji. Waga ta ze względu na swoje szerokie zastosowanie, a mianowicie do identyfikacji gazów, otrzymywania gazów czystych, analiz adsorpcyjnych, oznaczania gęstości gazów, ciężarów atomowych czy molekularnych, oznaczania składu mieszanin gazowych dwuskładnikowych (specjalny przypadek — oznaczanie składu powietrza), jako mikrowagi, a także ze względu na swoją dokładność i precyzję jest przyrządem bardzo cennym w laboratoriach chemicznych.

Gęstości gazów, podobnie jak ciał stałych i ciekłych, oznaczyć się dają na zasadzie prawa Archimidesa przy pomocy specjalnej wagi, podobnej w swej zasadzie do wagi Mohra. Sposób jej działania uwidocznił jest na rys. 1.

Do wyjaśnienia pozostaje pochodzenie wody, która wywiera na złoża tak dodatni wpływ. Niezależnie od tego złożo eksploatowane otworem A należy traktować jako złożo produkujące w warunkach hydraulicznych. Na przyszłość należy również zwrócić baczną uwagę na zachowanie się produkcji odwiertu po dowiecieniu otworów sąsiednich. Produkcja całego złoża nie powinna być większa od ilości wody okalającej, jeżeli chcemy uzyskać wysoki procent wyeksploatowania złoża.

Drugi wykres B nie pozwala ze względu na krótki okres eksploatacji otworu na wyciągnięcie konkretnych wniosków co do warunków produkowania. Już teraz jednak, po trzech miesiącach eksploatacji, dają się zauważyć nieduże jej wahania. Najbliższe miesiące dadzą odpowiedź, która jest tym bardziej ważna, że otwór B produkuje z tych samych horyzontów co otwór, którego wydobyte przedstawia krzywa na rys. 3. Krzywa ta wskazuje na produkcję pod wpływem gazu złożowego. Czy jednak produkcja nie kształtuje się w ten sposób na skutek tego, że złożo zostało przez pompowanie odgazowane, czy podobnie nie wyglądałby wykres produkcji otworu A, gdyby jego wydobyte nie zostało na czas ograniczone? Jeżeli przypuszczenia te okazałyby się prawdziwe, powstaje kwestia czy otworu z rys. 3 nie należałoby doprowadzić do stanu pierwotnego ciśnienia za cenę chwilowego ograniczenia jego wydobywania.

Duża, zamknięta, wypróżniona wewnątrz kula A, umieszczona na jednym z końców belki wagi, posiadająca jako przeciwwagę kulę C wydrążoną wewnątrz z dwoma otworkami (kula C posiada mniejszą objętość aniżeli kula A, lecz ten sam



Rys. 1

ciężar), unosi się tym wyżej ku górze im gęstszy jest ośrodek wypełniający przestrzeń wagi. Gęstość gazu w przyrządzie oznacza się porównawczo w stosunku do gazu wzorcowego, np. powietrza lub etylenu. Wprowadza się do przestrzeni wagowej gaz znany, notuje się po dojściu wagi do punktu zerowego ciśnienie na załączonym przy wadze manometrze, a następnie tak samo postępuje się z gazem badanym. Gęstości gazów są odwrotnie proporcjonalne do ciśnień, przy których waga w atmosferze gazów badanych dochodzi do punktu zerowego przy stałej temperaturze w czasie obu pomiarów. Przez zastąpienie małej kuli C równym jej wagowo talerzykiem można użyć wagi jako mikrowagi. Oznacza się ciśnienia powietrza, przy których waga dochodzi do punktu zerowego i z ciśnień oraz gęstości powietrza oblicza się gęstość ważonego ciała.

1) Nafta, Nr 3 i 4, 1951.

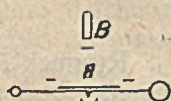
Z otrzymanej gęstości gazu można przez przeliczenie — na podstawie hipotezy Avogadry — przejść do ciężaru molekularnego. Bezpośrednio oznacza się ciężar molekularny przez odpowiednie wycechowanie wagi i sprowadzanie jej elektromagnetycznie do punktu zerowego, zachowując przy pomiarach stałą temperaturę i ciśnienie. Natężenia prądu potrzebne do sprowadzenia wagi do punktu zerowego, po napełnieniu jej badanym gazem, są proporcjonalne do wyporności kuli a tym samym do gęstości ważonego gazu. Jeżeli więc odpowiednio wycechuje się wagę, by np. przy oznaczaniu ciężaru molekularnego powietrza przy pewnej stałej temperaturze i ciśnieniu waga wskazywała punkt zerowy przy wychyleniu wskazówki amperomierza na wartość 28,9, to w czasie oznaczania ciężaru molekularnego dwutlenku węgla czy propanu, przy zachowaniu tych samych warunków, miliamperomierz wskaże wartość 44. W ten prosty sposób identyfikuje się poszczególne frakcje gazowe do C_5 przy analizie na aparacie Stocka.

Na tak wycechowanej wadze molekularnej oznacza się też skład mieszanin znanych gazów dwuskładnikowych. Podczas destylacji węglowodorów na aparacie Stocka przy niedokładnym rozfrakcjonowaniu otrzymać można frakcję zanieczyszczoną innym węglowodorem. O ile ciężar molekularny badanej frakcji daje jakąś wartość pośrednią, np. 37 przy mieszaninie etanu (ciężar molowy 30) i propanu (ciężar molowy 44), to na podstawie równania o jednej niewiadomej oblicza się zawartość procentową obydwu frakcji — wynosi ona po 50%.

Waga do oznaczania gęstości gazu znana była już dość dawno. W roku 1911 *Grey* i *Ramsay* użyli jej do oznaczania emanacji radowej, w 1914 r. ważył na niej *Aston* neon, w 1917 r. *Taylor* — hel. Zasadniczo użycie jej jako przyrządu precyzyjnego do ważenia małych ilości gazów i opracowanie jej budowy dla tych celów dał *Stock* i *Richter*. Waga molekularna przechodziła różne stadia rozwoju, ulepszeń dla wyeliminowania błędów w pomiarach, podniesienia precyzji samej wagi czy zautomatyzowania pomiarów. Zasadniczo znane są dwa modele wagi — najprostszy, używany w chemii analitycznej i preparatywnej, ważący z dokładnością do 1% oraz drugi, to waga precyzyjna, oznaczająca gęstość z dokładnością do 0,01%.

Dla pomiarów gęstości gazów przy różnych ciśnieniach konieczna jest zmiana punktu zerowego wagi. Przy wadze mniej precyzyjnej nastawia się położenie równowagi przez zmianę przeciwciężaru C . Inny sposób nastawiania — to magnetyczna regulacja punktu zerowego (rys. 2).

Na belce wagi umieszcza się lekki magnes A , nad wagą zaś znajduje się ruchomy, obracalny drugi magnes B . Na zasadzie przyciągania biegunów różnoimiennych i odpychania biegunów równoimiennych nastawia się wagę na punkt zerowy. Na miejsce stałego magnesu B wprowadzić można elektromagnes, który kompensuje też — jak to było powiedziane wyżej — siłę wyporną kuli. Miarą



Rys. 2

czułości wagi jest okres jej wahań; dla wagi zwykłej powinien wynosić on 10 sekund, dla precyzyjnej 20 sekund. U wagi ze szkła zwykłego przy okresie wahań ponad 10 sekund czułość wzrasta już nieznacznie i nie ulega zmianie przy zmianie ciśnień.

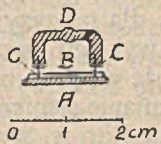
Dokładność pomiarów uzależniona jest w wysokim stopniu od temperatury. Zmianom zależnym od temperatury ulega zarówno sama waga (o ile jest wykonana ze szkła zwykłego) jak i medium ważone. Waga ze szkła zwykłego powinna być równoramienna ze względu na różną rozszerzalność ramion. Przy równości ramion otrzymuje się praktycznie w zakresie temperatur od 15—22°C gęstości badanych gazów równe. Jeżeli stosunek obu ramion wynosi 4 : 3, to zmiana temperatury o 1°C wprowadza w oznaczeniu gęstości błąd 0,2%.

Waga precyzyjna zbudowana jest z kwarcu, ze względu na mały współczynnik rozszerzalności kwarcu, a także dlatego, że kwarc w przeciwieństwie do szkła nie adsorbuje na swej powierzchni gazów ani pary wodnej. Ze względu na adsorpcję przy usuwaniu gazu z przestrzeni wagi, wagę ewakuuje się dość długo lub przemywa gazem trudno skraplającym się. Szczególnie w wysokiej próżni waga jest bardzo czuła na zmiany temperatury, np. przy wadze precyzyjnej wystarczy podłożyć rękę pod obudowanie wagi by spowodować zachwianie się równowagi.

Każda waga precyzyjna posiada termostat z kąpielą o temperaturze pokojowej lub 0°C. Wagę podczas wyrównywania temperatury do 0°C napełnia się gazem; pod próżnią bowiem dojście do temperatury 0°C trwa kilka godzin (próżnia źle przewodzi ciepło), podczas gdy przy wadze wypełnionej gazem temperatura wagi wyrównuje się w ciągu godziny. Położenie wagi zmieniają także prądy wywołane przez wpływające do wagi gazy.

Od zmian ciśnienia zależna jest zmiana objętości cienkościennej kuli wypornej, co występuje specjalnie przy gazach o dużych różnicach gęstości. Zmiany objętości są wyższe przy ciśnieniach zmniejszonych, mniejsze przy ciśnieniach wyższych. Przy wadze zwykłej o małej kuli wypornej (średn. 15 mm, $v=2$ do 3 cm³, ciężar 0,5 g) są one znikomą małe, dla wagi precyzyjnej (średn. 30—33 mm, $v=15$ —17 cm³, ciężar 1—2 g — wyższe).

Ważnym elementem wagi są urządzenia wahające, przy pomocy których ulega ona wychyleniu. Położenie wagi powinno być tak stabilne, by punkt zerowy nie ulegał zmianie ani podczas pomiaru, ani podczas przerwy między dwoma pomiarami. By uchylić czułość wagi na wstrząsy balansuje ona na dwu oddalonych od siebie ostrzach stalowych, umieszczonych w małych, kulisto wypolerowanych nasadkach z korundu. Odstęp między igłami wynosi 10 mm, długość igieł 5 mm, a ostrza igieł od strony belki wagi wklejone są w cienkie, króciutkie rurki, które opierają się na płaskich miseczkach z korundu, umieszczonych na podstawie wagi. Ustawienie wagi może być rozwiązane także w inny sposób — ostrza igieł mogą wahać się w otworach blachy metalowej, umieszczonej na podkładce szklanej, przytwierdzonej do podstawy wagi. Wymiary podkładki wynoszą — 15 mm długość i 5 mm szerokość.

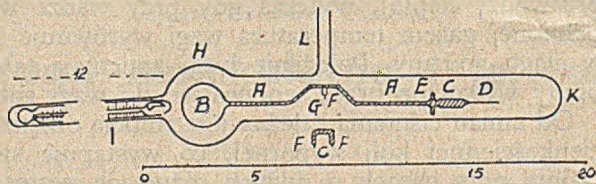


Rys. 3

Blaszka metalowa szerokości 5 mm z 0,1 mm blachy aluminiowej jest odpowiednio wygięta i przytwierdzona do podkładki przez zagięcie końców. Odległość blachy od podkładki wynosi 1 mm. Średnica obu otworów równa się 0,6 mm. Przy tym rozwiązaniu waga jest mało czuła na wstrząsy.

Waga umieszczona jest na podstawie szklanej, którą wkłada się do obudowania. Obudowanie wagi powinno być objętościowo niewielkie, jednak nie ograniczające wychyleń wagi. Podstawa wagi, składająca się z dwu równoległych sztabek, posiada dwa występy z korundu, na których waga balansuje, szklaną podziałkę dla obserwowania wychyleń wskazówki, nożyki szklane przy pomocy których podstawa opiera się o obudowanie wagi, oraz dwa ostrza szklane, ograniczające wychYLENIA wagi. Podstawa wagi powinna stawiać dość duży opór, by przy wstrząsach nie uległa przesunięciu. Podziałka wycechowana z dokładnością do 0,5 mm posiada grubość kresk przy wadze precyzyjnej do 0,02 mm. Wskazówka powinna wahać się w odległości 1 do 2 mm przed podziałką. Ostrze wskazówki o długości 1—2 cm posiada grubość 0,02 do 0,01 mm.

Pomiar ciśnienia odbywa się przy pomocy manometru, zaopatrzonego w podziałkę szklaną i lunetę do dokładnych odczytów. Manometr umieszcza się dość daleko od wagi, by uderzenia rtęci przy zmianie ciśnienia nie wpływały na dokładność pomiarów.

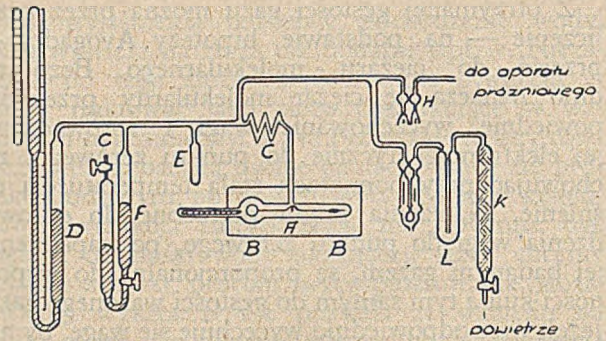


Rys. 4

Rysunek 4 przedstawia zwykłą wagę szklaną wraz z jej obudowaniem; podstawa wagi jest na rysunku opuszczona.

Belka wagi A, zaopatrzona na jednym końcu w większą kulę B o objętości 2—3 cm³, posiada na drugim końcu cylinder C ze wskazówką D, o tej samej wadze co kula. Przy cylindrze C znajdują się dwa występy szklane E, służące do regulowania punktu zerowego wagi, a w środku wagi dwie nasadki F, do których przytwierdzone są dwa ostrza G. Wskazówka D porusza się po skali szklanej. Cała waga objęta jest obudowaniem K w formie rury rozszerzonej w kulę z wydłużeniem. Rura L prowadzi do aparatury, z której pobiera się badany gaz.

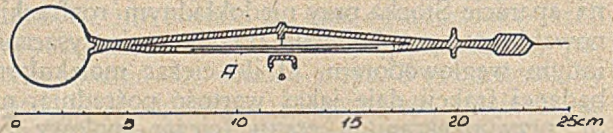
Aparatura (rys. 5), z którą waga połączona jest przez spiralę C, składa się z manometru D z termometrem, rury kondensacyjnej E, gdzie przy pomocy ciekłego powietrza kondensuje się badany gaz, z regulatora ciśnienia F, dla nastawiania punktu zerowego wagi przez zmianę wysokości słupa rtęci, aparatu do ewakuacji, zamykanego wentylem rtęciowym H, oraz urządzenia oczysz-



Rys. 5

czającego gaz od CO₂ i H₂O, a mianowicie filtru z waty K i oziębianej ciekłym powietrzem rurki L.

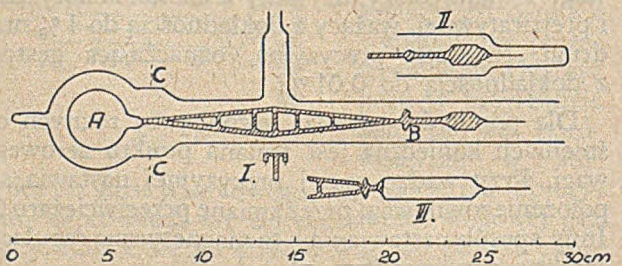
Punkt zerowy wagi nastawiać można przy pomocy magnesu. Waga z magnetycznym nastawianiem punktu zerowego posiada belkę wykształconą w formie trójkąta, którego podstawa, wykonana z rurki cienkościennej, posiada wewnątrz namagnesowany drut stalowy o przekroju 0,4 mm, długości 65 mm (rys. 6). Punkt ciężkości magnesu leży do-



Rys. 6

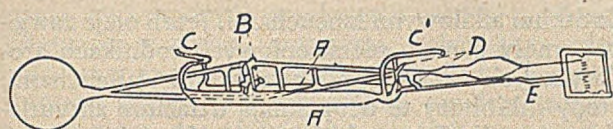
kładnie w płaszczyźnie wahań wagi. Drugi magnes kierujący porusza się na nitce przebiegającej przez blok, tak że może być łatwo przesuwany w dół i w górę. Umieszczony jest w rurce szklanej z podziałką, przy pomocy której można odczytać położenie magnesu z dokładnością do 0,1 mm. Magnes kierujący musi znajdować się dokładnie w płaszczyźnie wahań wagi, by nie wywoływać żadnych ubocznych sił.

Przez powiększenie kuli wypornej (średn. 30—35 mm, $v = 15-17$ cm³) i wykonanie wagi ze szkła kwarcowego otrzyma się precyzyjny przyrząd do dokładnych pomiarów gęstości gazów.



Rys. 7

Rysunek 7 przedstawia wagę kwarcową ze szklanym obudowaniem, bez magnetycznej regulacji punktu zerowego. Belka wagi posiada kształt rombu, wzmocnionego poprzecznymi sztabkami. Przy B znajdują się dwie nasadki, przy pomocy których reguluje się punkt zerowy wagi. Rysunek 8 przedstawia wagę wraz z jej podstawą. Podstawa wagi wykonana jest z jednej części. Składa się z dwu



Rys. 8

równoległych sztabek *A—A* o grubości 4 mm, które przy *B* posiadają nasadki podtrzymujące ostrza, stanowiące nóżki wagi. Podstawa wykształcona jest na swych połączonych końcach w pręty szklane *C—C*. Na jednej ze sztabek znajduje się urządzenie, ograniczające wychylenia wskazówki, na drugim podziałka *E*.

(Dokończenie nastąpi)

Mgr Inż. Władysław Zajeziński
Rafineria nafty

665.11:621.892.099.6

Inhibitory olejowe i mechanizm ich działania

(Dokończenie)

Preparaty zwiększające trwałość olejów przez działanie antyutleniające

Oleje smarowe w czasie eksploatacji ulegają reakcjom utleniania, które zależą od temperatury, koncentracji tlenu oraz od obecności substancji, mogących przyspieszać lub hamować te reakcje. W nowoczesnych silnikach Diesla istnieją bardzo ciężkie warunki pracy dla olejów smarowych, ponieważ temperatura tłoka wynosi 250—350°C. Oleje utleniając się ulegają niekorzystnym zmianom, które objawiają się, między innymi, wzrostem liczby kwasowej i zawartości substancji smołowych. Kierunek utleniania się zależy od składu chemicznego oleju.

Węglowodory aromatyczne dają substancje o charakterze smół i asfaltów tym łatwiej, im bardziej złożoną posiadają budowę cząsteczek. Węglowodory naftenowe, szczególnie z krótkimi łańcuchami alkilowymi, utleniając się przechodzą w głównej mierze w produkty o charakterze kwasów, z których oksykwasy charakteryzują się bardzo małą rozpuszczalnością w oleju i wydzielają się z niego w formie osadów. Jako produkty utleniania olejów mineralnych, silnie rafinowanych, powstają zwykle kwasy organiczne.

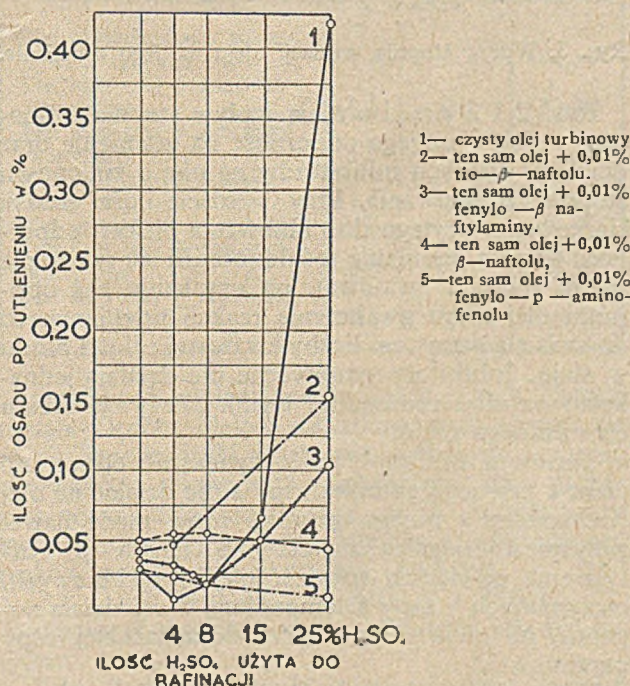
Substancje ochraniające przed procesami utleniania początkowo stosowano dla lekkich produktów naftowych, jak np. dla stabilizacji benzyn kringowych, później dopiero rozszerzono je i na oleje mineralne. W chwili obecnej przemysł naftowy używa szereg preparatów, hamujących reakcję utleniania olejów, przy czym słabo rafinowane oleje mineralne wykazują mały rezultat dodatku do nich substancji antyutleniających, oleje zaś silnie rafinowane stają się bardzo odporne na reakcję utleniania po dodaniu do nich tego rodzaju preparatów.

Zjawisko to tłumaczy się w sposób następujący: Dla ochrony przed utlenianiem różne typy węglowodorów wymagają różnych inhibitorów. Oleje mineralne, silnie rafinowane, jako bardziej jednorodne w swoim składzie, ulegają silniejszemu działaniu inhibitorów. Należy jednakże zaznaczyć, że znaleziono inhibitory, które działają antyutleniająco na oleje, niezależnie od stopnia ich zrafinowania. Istnieje duża różnica przy utlenianiu olejów w obecności metali i bez nich, ponieważ powierzchnia metalu działa katalitycznie na ten proces. Oleje słabo rafinowane są więcej odporne na utlenianie w obecności metalu aniżeli oleje silnie rafinowane. Dzieje się to dlatego, ponieważ oleje słabo rafinowane wy-

twarzają osady wydzielające się na powierzchni metalu, pasywując go, zaś silnie rafinowane, nie pokrywając powierzchni metalu osadem, ulegają jego stałemu katalitycznemu działaniu. Inhibitory utleniania neutralizują katalityczne działanie metalu.

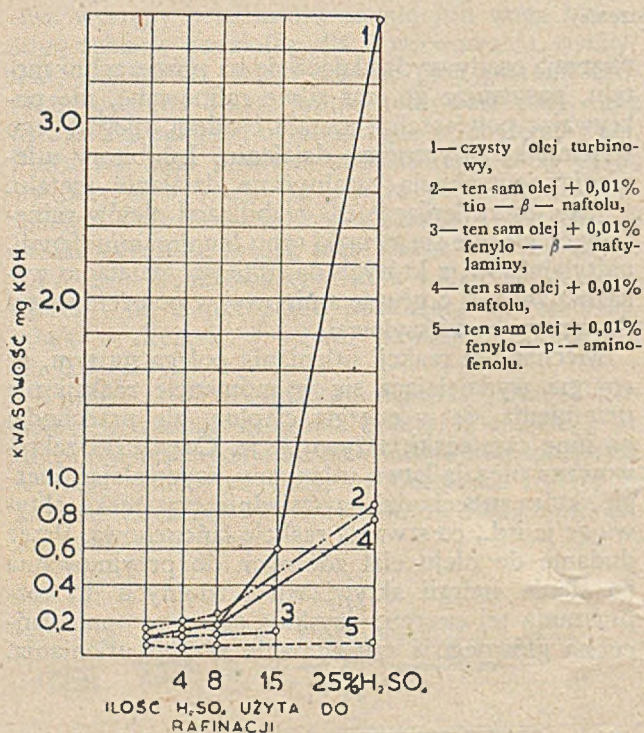
Jako antyutleniacze dla stabilizacji olejów mineralnych stosuje się związki typu fenoli, aminofenoli, naftylaminów, z których najsilniejsze działanie wykazują związki o grupie aminowej w położeniu para do grupy hydroksylowej.

Mechanizm reakcji utleniania polega na tym, że energia wydzielająca się w momencie reakcji nie przemienia się w energię cieplną, ale przechodzi na inne cząsteczki, aktywując je. Cząsteczki zaktwowane ulegają łatwo utlenianiu, wydzielając energię, która przechodzi na sąsiednie cząsteczki, aktywując je itd., co stwarza reakcję łańcuchową. Przez dodanie do oleju ciał zdolnych do przyjmowania na siebie energii aktywizacji i zdolnych do rozpraszania tej energii, uzyskuje się przerwanie łańcucha głównego i wstrzymanie reakcji utleniania.



Rys. 2. Wpływ stopnia rafinacji oleju na jego utlenianie

Działanie zatem preparatów antyutleniających polega na deaktywowaniu cząsteczek węglowodorów olejów smarowych. Antyutleniacze hamują reakcję utleniania wstrzymują również reakcje polimeryzacji. Antyutleniacze stabilizując oleje, same ulegają utlenieniu, na skutek czego tracą zdolność do dalszego rozpraszania energii aktywizacji. Zjawisko ujemnej katalizy przy utlenianiu olejów zostało odkryte przez radzieckich badaczy, którzy wykazali, że oleje przerafinowane, pozbawione inhibitorów naturalnych, można ulepszać przez dodatek olejów destylatów, zawierających naturalne inhibitory, lub przez dodatek inhibitorów sztucznych.



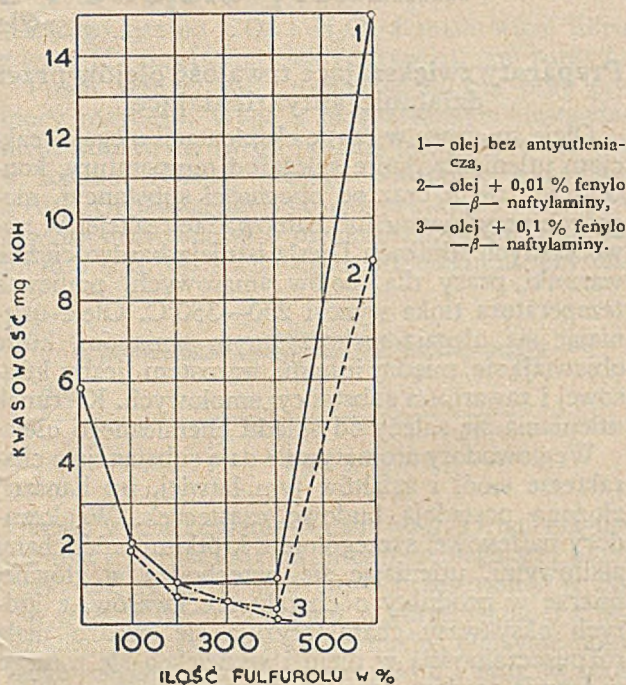
Rys. 5. Wpływ stopnia rafinacji oleju na jego utlenianie.

Rys. 2 i 5 przedstawiają wpływ stopnia rafinowania olejów na jego odporność na utlenienie oraz działanie różnych inhibitorów na olej o zmiennym stopniu zrafinowania. Przy wzroście ilości kwasu siarkowego, użytego do rafinowania olejów, odporność jego na utlenianie rośnie (obniża się tworzenie osadu i liczba kwasowa), po uzyskaniu zaś optimum olej ulega gwałtownie reakcji utleniania, co objawia się wzrostem liczby kwasowej i ilości osadu w oleju. Inhibitory syntetyczne nie działają jednakowo na oleje mineralne; wynik zależy od składu chemicznego oleju.

Ten sam inhibitor może zwiększać odporność oleju z pewnego gatunku ropy a nie działać na olej pochodzący z innego gatunku ropy, może nawet przyspieszać jego utlenianie. Np. fenilo-β-naftylamina powiększa trwałość olejów turbinowych, otrzymanych z ropy artemowskiej, a nie działa zupełnie na oleje otrzymane z surachańskiej ropy parafinowej.

Inhibitory typu aminofenoli są mało aktywne, jeżeli w oleju znajdują się smoły, zawierające połączenia z policyklicznymi aromatycznymi rodnikami

i krótkimi alkilowymi łańcuchami. Jeżeli oleje zawierają smoły o mało pierścieniowych rodnikach aromatycznych z długimi alkilowymi łańcuchami, wtedy inhibitory te uzupełniają działanie antyutleniające smół. Dla stabilizacji olejów mineralnych inhibitory typu aminofenoli dają lepsze rezultaty od inhibitorów typu fenoli lub amin. Stężenie inhibitora ma poważny wpływ na trwałość oleju, co jest szczególnie ważne dla olejów poddawanych coraz to głębszej rafinacji, związanej z usunięciem coraz to większej ilości inhibitorów naturalnych. Z rys. 4, wykazującego wpływ stężenia inhibitora na olej o różnym stopniu zrafinowania, wynika, że



Rys. 4. Wpływ ilości antyutleniacza na olej o różnym stopniu zrafinowania.

oleje mogą być łatwo stabilizowane dodatkiem inhibitora w ilości do 0,1%.

Jednym z najlepszych preparatów, przeciwdziałających utlenianiu olejów jest p-oksydwufenylamina, otrzymywana przez działanie aniliny na hydrohinon, która działa tym lepiej im olej zawiera mniej smół. Preparat ten jest stosowany z powodzeniem do stabilizacji olejów turbinowych i transformatorowych, przy czym optymalna ilość preparatu w oleju wynosi zwykle 0,01%.

Jako antyutleniacze są znane również inne preparaty, jak np. związki metaloorganiczne, sole kwasów tłuszczowych (palmitynian cyny, stearynian glinu), związki siarki i fosforu, jak np. tioestry kwasu fosforowego itp.

Preparaty przeciwdziałające tworzeniu się laków oraz osadów w olejach

Jednym z głównych wymagań stawianych olejom smarowym przez nowoczesne silniki jest obniżenie skłonności olejów do tworzenia osadów i laków w cylindrach silników spalinowych. Zjawiska tego można uniknąć przez zwiększenie odporności oleju na procesy oksydacyjne, jak również przez dodanie do olejów preparatów, posiadających własność usu-

wania wytworzonych smołowych osadów z silnika. Własności te, zwane myjącymi, polegają na zdolności rozprowadzania osadów smołowo-lakowych w formie zdyspergowanej w oleju, nie dopuszczając tym samym do wydzielania się ich w kanałach pierścieni tłokowych i innych ważnych częściach silnika.

W czasie drugiej wojny światowej szeroko rozwinięto się stosowanie tych inhibitorów, które wywołują zjawisko dyspersji osadów olejowych i stabilizacji wytworzonych układów koloidalnych. Według badań Czernożukowa i Kreina potwierdzonych pracami Denissona, tworzące się przy utlenianiu olejów oksykwasu ulegają procesom kondensacji, w wyniku których powstają osady lakowe, powodujące zapiekanie się pierścieni tłokowych.

Mimo kilku teorii mechanizm działania preparatów myjących nie jest dotychczas w pełni wyjaśniony. I tak Denisson tłumaczy myjące własności dwunaftenianu glinu zdolnością przeprowadzenia w roztwór powstałych oksykwasów. W myśl innych poglądów substancje myjące powodują stabilizację układu koloidalnego olej — produkty głębokiego rozpadu, a ponadto działają myjąco na miękkie, maziste substancje, wydzielające się na częściach silnika. Według Kreina działanie dodatków myjących polega w głównej mierze na katalitycznym utlenianiu, które prowadzi do pogłębienia utleniającej kondensacji oksykwasów do substancji typu karbenów i karboidów, kruchych i łatwo odpadających z powierzchni metalu; ponadto inhibitory myjące utrzymują karbeny i karboidy w oleju w formie suspensji.

Według innych autorów inhibitory myjące można podzielić na następujące grupy: 1) mydła, 2) fenolany, 3) związki fosforu, 4) sole sulfokwasów.

Do pierwszej grupy wchodzi mydła glinowe kwasów naftenowych, mydła wapniowe kwasu abietynowego, fenyllostearynowego, mydła kobaltowe i barowe kwasu salicylowego, alkiłowanego parafiną. Dla paraliżowania utleniającego działania tych substancji należy do olejów dodawać inhibitory antyoksydacyjne.

Do drugiej grupy zalicza się cetylofenolan wapna, fenolany kobaltu i baru, alkiłowane parafiną. Ponieważ związki te nie katalizują utleniania się olejów, przeto nie wymagają równoczesnego stosowania antyutleniających dodatków.

Do trzeciej grupy należą wysokomolekularne dwuestry kwasu fosforowego, produkty reakcji pięciosiarczku fosforu z wysoko molekularnymi węglowodorami i ługiem potasowym. Inhibitory tej grupy nie posiadają własności utleniających.

Czwarta grupa obejmuje sole sulfokwasów — sodowe, potasowe i innych metali. Związki te są odporne na wysokie temperatury i działają myjąco na osady w gorących strefach cylindra i pierścieni, gdzie inne preparaty same zaczynają się rozkładać.

Ponieważ dodatki myjące są substancjami powierzchniowo aktywnymi, przeto łatwo mogą być usunięte z olejów w filtrach olejowych i dlatego zaleca się dla nich stosowanie filtrów bez absorbentów, co zresztą odnosi się także do inhibitorów innych grup.

Dodatki obniżające działanie korozyjne oleju na metale

Większość olejów mineralnych, szczególnie w sprzyjających warunkach, ulega w silnikach utlenianiu, a tworzące się kwasy, często niskomolekularne, powodują korozję łożysk z metali kolorowych. Wysokocząsteczkowe kwasy, z rodnikami zawierającymi więcej niż 5 atomów węgla, mogą reagować z metalami przy wyższych temperaturach lub w obecności wody. Węglowodory naftenowe i aromatyczne z długimi łańcuchami parafinowymi dają kwasy o wysokim ciężarze cząsteczkowym; im łańcuch parafinowy jest więcej rozgałęziony, względnie im krótsze są łańcuchy, tym silniej tworzą się kwasy niskomolekularne. Dla zabezpieczenia metali łożysk przed działaniem kwasów, można przyjąć zasadniczo dwie metody przeciwdziałania korozji:

- 1) przez tworzenie na trących powierzchniach związków, które byłyby odporne na działanie kwasów, np. wytworzenie na powierzchni metali warstewki ich siarczków, które jak wiadomo nie reagują z kwasami organicznymi,
- 2) przez tworzenie szczelnie zaabsorbowanego filmu substancyj, uniemożliwiających zetknięcie się kwasów z metalami.

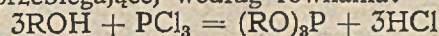
Dziedzina ta jest bardzo mało opracowana teoretycznie, a praktyczne zastosowania dla zwiększenia antykorozyjnej własności olejów znalazły takie związki, jak estry kwasu fosforowego, związki zawierające siarkę itp., które zawsze powodują zmianę powierzchni metalu. Preparaty zawierające siarkę tym lepiej przeciwdziałają korozji metali, im mniej siarki związanej jest z organicznymi rodnikami.

W tabl. 5 przedstawione są wyniki badania na-

Tablica 5

Produkt	Dodatek %	Zawartość siarki w dodatku	Korozja stopu ołowianego g/m
Olej samochodowy selektywnej rafinacji	0	—	44,51
Ten sam olej + nasiarkowany olej	0,5	1,3	35,46
Ten sam olej + nasiarkowany olej	1,0	1,3	18,13
Ten sam olej + nasiarkowany olej	1,0	1,97	2,87
Olej otrzymany z redukatu	0	—	16,87
Ten sam olej + nasiarkowany olej	0,5	1,3	1,70
Ten sam olej + nasiarkowany olej	0,5	1,97	5,57

siarkowanych olejów, przeciwdziałających korozji metali. Oprócz olejów nasiarkowanych stosuje się różne inne związki siarkowe, cechujące się dużą aktywnością. Najszersze zastosowanie jako preparaty przeciwdziałające korozji metali znalazły estry kwasu fosforowego. Otrzymuje się je przy pomocy reakcji, przebiegającej według równania:



w którym R oznacza rodnik alifatyczny lub aromatyczny.

Tabl. 6 podaje wyniki przeciwdziałania estrów kwasu fosforowego korozji olejów silnikowych na metale.

Tablica 6

Produkt poddany utlenianiu	Produkt przed utlenianiem		Produkt po 50 godzinach utleniania			
	Liczba kwasowa mg KOH/g	Zawartość koks w %	Liczba kwasowa mg KOH/g	Osad %	Zawartość koks w %	Korozja g/m ²
Olej samochodowy rafinacji kwasowej . . .	0,60	0,22	0,87	0,02	0,92	33,4
Ten sam olej + 0,5% trójbutylofosforynu . . .	0,69	0,53	0,81	0,37	0,43	-0,62
Ten sam olej + 0,5% trójfenylofosforynu . . .	0,71	0,34	0,76	0,14	0,44	1,2
Olej samochodowy rafinacji selektywnej . . .	0,64	0,23	0,82	0,04	0,55	44,6
Ten sam olej + 0,5% trójbutylofosforynu . . .	0,64	—	0,68	0,14	0,27	-1,7
Ten sam olej + 0,5% trójfenylofosforynu . . .	0,64	—	0,69	0,29	0,56	19,9

Preparaty obniżające pienienie się olejów

Oleje smarowe, zwłaszcza zawierające dodatki przeciwdziałające utlenianiu się i powstawaniu osadów, często w czasie pracy pienią się bardzo silnie. Chociaż zjawisko pienienia nie zostało dokładnie zbadane, niemniej jednak znaleziono szereg substancji, które temu przeciwdziałają, jak wosk montanowy, ketony o liczbie węgli nie mniejszej od 11, alkohole o zawartości 8—20 węgli w cząsteczce, wysoko wrzące oleje tłuszczowe oraz silikony.

Niektóre z proponowanych preparatów działały tylko w oleju świeżym, natomiast w czasie pracy oleju w silniku traciły szybko swoje własności przeciwpieniące na skutek rozkładu w podwyższonej temperaturze.

Sądząc z danych literatury, najlepszy efekt dają silikony, dodawane do oleju w ilości do 0,1 %, które zaczęto produkować na skalę techniczną od roku

Tablica 7

Własności	Płyiny serii D—200					
Ciężar właściwy	0,871	0,896	0,919	0,940	0,950	0,955
Lepkość °E/37,8°C	1,03	1,09	1,27	1,59	2,35	5,92
Stosunek lepk. w 210°S/w 100°S	0,48	0,51	0,56	0,57	0,59	0,59
Temp. krzepn. °C	-84	-70	-70	-67	-66	-55
Temp. wrzenia °C	230	70—100	120—160	200	200	250
Temp. zapłonu °C	90,5	107	132	177	27	282

Z tablicy tej można wnioskować, że dodanie do oleju trójbutylofosforynu i trójfenylofosforynu zmniejsza jego działanie korozyjne, jednakże równocześnie powoduje znaczny wzrost osadów w olejach.

Oleje zawierające dodatki antykorozyjne, są skłonniesze do tworzenia laków i nagarów i dlatego w nowoczesnej praktyce stosuje się równocześnie dodatek substancji „myjących“, tj. usuwających osady z pierścieni tłokowych.

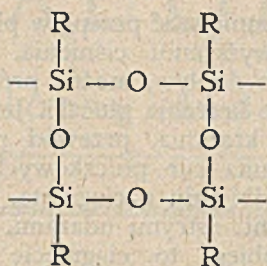
Oprócz wymienionych preparatów znany jest cały szereg innych produktów przeciwdziałających korozji, jak związki arsenu, selenu, teluru, estry kwasu pirofosforowego, niektóre pochodne chlorowe, związki azotowe, związki metaloorganiczne, posiadające dwa atomy metalu w cząsteczce, jak (CH₃)₃Sn-Sn(C₂H₅)₃ lub podobne połączenia ołowiu, bizmutu, rtęci, talu, arsenu, stearyniany, oleiniany i nafteniany glinu, oraz wiele innych. W ZSRR produkuje się preparaty, które oprócz działania antykorozyjnego posiadają własności myjące oraz obniżają temperatury krzepnięcia, jak Cijatin-336, Azni-4, Nami-25.

Działanie tych preparatów polega na pasywacji powierzchni metalu dzięki wytworzeniu warstewki ochronnej, powstałej przez działanie na metal preparatu pasywującego. Powstała bierna warstewka metalu powinna chronić olej od katalitycznego działania metalu, ale równocześnie powinna przeciwdziałać dalszemu działaniu inhibitora na metal. Powłoka ta powinna być dostatecznie mocna, odporna mechanicznie, usunięcie bowiem jej z metalu spowoduje dalszą jego korozję. Dla różnych metali żyzyskowych należy zawsze wyszukiwać najodpowiedniejsze inhibitory przeciwdziałające korozji.

1945. Działając magnezem metalicznym na pochodne chlorowe węglowodorów, otrzymuje się związek chloro-magnezowo-organiczny, który z czterochlorkiem krzemu daje połączenie krzemooorganiczne, np. (CH₃)₂SiCl₂ zawierające chlor. Związek ten przez hydrolizę zamienia się na wodorotlenek silikonu o wzorze (CH₃)₂Si(OH)₂, ten zaś przez rozkład daje monomer silikonu (CH₃)₂SiO, łatwo polimeryzujący się w obecności tlenu z wytworzeniem silikonów. Łańcuch tlenowo-krzemowy może być dłuższy lub krótszy, w rezultacie otrzymuje się wysoko molekularne połączenia o ciężarze drobinowym do 1000 i więcej, które — w zależności od stopnia polimeryzacji — od cieczy łatwo płynnych poprzez wiskozowe oleje oraz substancje maziste dochodzą aż do ciał o wyglądzie gum. Silikony można otrzymać także działaniem czterochlorku krzemu na węglowodory olefinowe, przeprowadzając następnie hydrolizę krzemooorganicznego połączenia, rozłożenie hydratów oraz polimeryzację monomerów. Jako dodatki przeciwpieniące stosowane są silikony odpowiadające następującym własnościom (tabl. 7).

Tablica 8

Produkt	Temperatura w kartezie w °C	Czas pracy w godz.	ml piany	
			przy 94 °C	przy 25 °C
Olej SAE-50 o indeksie wiskozowym	88	0	625	240
Ten sam olej + dodatek przeciwpieniący	88	2	540	215
Ten sam olej + dodatek przeciwpieniący	88	0	0	0
Ten sam olej + dodatek przeciwpieniący	88	20	0	0
Olej SAE-30 wg specyfikacji 2-104 W	108	0	650	780
Ten sam olej + dodatek przeciwpieniący	108	216	650	100
Ten sam olej + dodatek przeciwpieniący	108	0	0	5
Ten sam olej + dodatek przeciwpieniący	108	216	0	0



Zużycie tych dodatków, jak wspomniano już poprzednio, wynosi do 0,1%. Przeprowadzone bada-

nia na silniku o 1850 obr/min i mocy 3 KM przy temperaturze kosztulki 170°C dały rezultaty ujęte w tabl. 8.

Z danych tabl. 8 wynika, że działanie preparatu przeciwpieniącego jest bardzo skuteczne.

Literatura

1. N. I. Czernożukow: *Tiechnologia нефти*. Czast III.
2. W. A. Kaliczewskij: *Sowriemiennye metody proizwodstwa smazocznych masiel*.
3. B. W. Losikow: *Nieftianoje towarowiedienie*.
4. *Gławnieftiesnab: Tiechniczeskije normy na nieftieprodukty*.

Nauka i technika radziecka

622.248.1

Zapobieganie i zwalczanie awarii przy małośrednicowych wierceniach rdzeniowych

(Ciąg dalszy)

Instrumentacja przy urwaniu się rur płuczkowych

Ważne jest, aby w czasie wiercenia dość wcześnie zauważyć względnie zapobiec urwaniu się rur płuczkowych. Z tej racji, trzeba uważnie śledzić pracę przewodu i umieć rozpoznać nieprawidłowość tej pracy.

Powstanie otwartej szczeliny w rurze płuczkowej jest częstą przyczyną urwania się rur. Jeżeli w rurze w czasie wiercenia powstało pęknięcie, poznać to można po następujących objawach: Przez szczelinę przechodzi duża część płuczki, nie osiągając spodu odwiertu. W tym przypadku przewód może zostać przychwycony, może też dojść do zapieczenia koronki lub zaklinowania przewodu, przy czym rury mogą się urwać. Uchodzenie płuczki przez szczelinę można zauważyć, obserwując wskazania manometru pompy. Jeżeli pęknięcie powstało w górnej partii przewodu, manometr wskaże spadek ciśnienia pompy. Jeżeli jednak pęknięcie powstało blisko spodu, ciśnienie pompy nie zmieni się zasadniczo.

W celu stwierdzenia powstania szczeliny w ścianie rury płuczkowej, trzeba zaprzestać obracania rury i podnieść ilość płuczki tłoczonej do odwiertu. Jeżeli przy wzmożonym tłoczeniu płuczki przeciągany przewód okaże się nieco przychwycony, należy wyciągnąć przewód z odwiertu i wymienić uszkodzoną rurę płuczkową.

Urwanie się rur płuczkowych poznaje się zasadniczo po następujących oznakach:

- a. Po zmianie ciężaru przewodu, co można zaobserwować na przyrządach kontrolno-mierniczych oraz dzięki szybkiemu posuwowi wrzeczona w górę lub w dół.
- b. Po zmianie płuczki wypływającej z odwiertu. Przy urwaniu się rur dość wysoko od spodu odwiertu płuczka będzie się szybko oczyszczała a ciśnienie pompy spadnie.
- c. Po sposobie pracy przewodu w odwiercie (drganiu rur płuczkowych, odgłosie pracującego przewodu i innych oznakach).

d. Po zmianie prędkości popuszczania przewodu. Podamy parę przykładów instrumentacji na skutek urwania się rur płuczkowych.

1. W czasie wiercenia urywają się rury płuczkowe. Wiertacz zauważa to natychmiast i szybko podejmuje następujące środki do likwidacji awarii:

- a. Szybko ciągnie z odwiertu górną partię urwanej kolumny rur płuczkowych, wyjaśnia sposób urwania i rozwiązuje pytanie, czy zapuścić gwintownik, czy tutę.
- b. Oblicza, jaka jest głębokość urwania rur.
- c. Decyduje, czy potrzebny jest kapeluszyk prowadnikowy.
- d. Zapuszcza do odwiertu gwintownik lub tutę.
- e. Gdy przewód dochodzi o 1—1,5 m od miejsca urwania, zaprzestaje zapuszczania, włącza pompę i płuczka oczyszcza gwintownik lub tutę z błota, które przedostało się tam w czasie zapuszczania.
- f. Po dokładnym obliczeniu długości zapuszczonej dla instrumentacji kolumny, na wierzchniej rurze robi się znak, o ile trzeba opuścić kolumnę, aby zetknęła się z wierzchem urwanej rury.
- g. Ostrożnie zapuszcza się przewód do znaku.
- h. Po ukończeniu zapuszczania przystępuje się do chwytania urwanej kolumny. Obracając ręcznie kolumnę instrumentacyjną, stawia się gwintownik (lub tutę) na wierzchu urwanej rury i po połączeniu wkręca się ręcznie gwintownik (lub tutę) o 3—4 obroty.
- i. Próbuje się podnieść przewód za pomocą dźwigni lub hydraulicznego urządzenia wiertnicy. Jeśli przewód nie podchodzi, włącza się pompę i próbuje się wywołać krążenie płuczki, aby rozmyć osiadły szlam (płukanie może uwolnić przewód od przychwycenia przez osiadły szlam).
- j. Jeżeli przewód da się dźwignąć lekko, dokręca się gwintownik lub tutę i ciągnie się przewód z odwiertu.

Instrumentacja urwanych rur płuczkowych powinna mieć przebieg szybki, bez przerw w pracy.

Jeżeli urwanie się przewodu nie zostało w czas spostrzeżone lub jeśli nie podjęto szybko prac ratowniczych, instrumentacja komplikuje się zazwyczaj i przewód zostaje przychwycony.

2. Instrumentację urwanych rur płuczkowych, przychwyconych przez osiadły szlam, przeprowadza się zwykle następująco:

- a. Wyciąga się na powierzchnię górną część urwanej kolumny i usuwa się część urwanej rury.
- b. Do odwiertu zapuszcza się gwintownik lub tute.
- c. Chwyta się urwaną kolumnę i łączy się ją z narzędziem ratowniczym.
- d. Włącza się pompę. Na skutek zatkania się szlamem szczeliny pierścieniowej, między ściankami odwiertu a przewodem, pompa będzie pracowała ciężko. W tym przypadku należy za pomocą regulującego wentyla kolejno

zwiększać i zmniejszać przepływ płuczki przy silnym podwyższeniu ciśnienia. Regulując w ten sposób dopływ, można próbować doprowadzić do krążenia płuczki. Jeśli nie uda się wznówić krążenia, przewód podbija się babą. Kolumna rur płuczkowych powinna być przy podbijaniu naciągnięta, a podbijając należy silnymi, ostrymi udarami.

e. Następnym zabiegiem, to ciągnięcie przewodu śrubami ratunkowymi. Przy dużej głębokości odwiertu zaleca się stosowanie śrub od razu.

W przypadkach kiedy przewód przychwycony jest tak silnie, że ciągnięcie śrubami może spowodować urwanie przewodu, a przewód nie idzie, trzeba przystąpić do rozkręcania przewodu przy pomocy kolumny lewych rur płuczkowych, przy czym postępuje się, jak opisano niżej.

(B. I. Wozdwiżeńskij i S. A. Wolkow: „Burowoje dielo” tłum. inż. R. Piątkiewicz).

(Dokończenie nastąpi)

Wykonanie planu produkcji przemysłowej w ZSRR za I kwartał 1952 r.

Centralny Urząd Statystyczny przy Radzie Ministrów ZSRR ogłosił komunikat o wynikach wykonania państwowego planu rozwoju gospodarki narodowej ZSRR w I kwartale 1952 r. Według tego komunikatu globalny plan produkcji przemysłowej na I kwartał br. został wykonany w 100,4%.

Między innymi Ministerstwo przemysłu nafto-

wego wykonało plan na I kwartał 1952 roku w 99,3%.

Globalna produkcja całego przemysłu ZSRR wzrosła w I kwartale 1952 r. o 16% w porównaniu z I kwartałem 1951 r.

Wydajność pracy robotników w przemyśle w I kwartale br. wzrosła w porównaniu z tymże okresem 1951 r. o 10%.

Zwiększenie postępu wiertniczego — hasło rumuńskiego przemysłu naftowego

Na kongresie Stowarzyszenia Naukowego Inżynierów i Techników rumuńskich, jaki się odbył niedawno w Bukareszcie — w sekcji Nafta i Gaz omawiane było szeroko zagadnienie zwiększenia postępu wiercenia i zmniejszenia do minimum czasu eksploatacji odwiertów naftowych. Temat ten był przedmiotem bardzo interesującego referatu, wygłoszonego przez inż. Jermakowa. Referat da się ująć w następujących punktach:

Zagadnienie zwiększenia postępu wiertniczego jest dzisiaj naczelnym postulatem rumuńskiego przemysłu naftowego i należy je rozpatrywać w dwóch aspektach: a) zwiększenia szybkości wiercenia i b) zmniejszenia ilości wypadków awarii.

W celu zwiększenia szybkości należy zastosować radzieckie metody szybkich wierceń. Realizacja tego postulatu wymaga stosowania nowoczesnych urządzeń wiertniczych, odpowiedniego wyszkolenia brygad wiertniczych, w oparciu o bogate doświadczenia radzieckich naftarzy-stachanowców.

Zasadniczą rzeczą jest wybór odpowiedniego reżimu wiercenia, a więc zachowanie równowagi między takimi parametrami jak nacisk na świder, wydajność pomp płuczkowych i obroty stołu rotacyjnego, jakość płuczki wiertniczej (ciężar właściwy płuczki — wiskoza — filtracja itp.) i jej szybkość, która winna wynosić od 0,6—1,2 m/sek. Wybór reżimu wiercenia zależy od warunków geologicznych oraz od stanu urządzenia wiertniczego. Zasadniczo nacisk na świder winien wynosić około 75% ciężaru przewodu wiertniczego w płuczce i 50% przy przewiercaniu skał o dużym upadzie przy 100—150 obrotach świdra na minutę, a 300—350 obrotach przy stosowaniu świdra rybi ogon.

Jak z tego wynika, nacisk na świder uzależniony jest od twardości przewierczanych skał i średnicy świdra. Jeśli chodzi o pompy — inż. Jermakow proponuje rozwiązanie radzieckie, tj. 2 pompy równolegle.

Niemniej ważną rzeczą jest mechanizacja pewnych czynności, odpowiednia organizacja pracy i powiększenie wydajności pracy brygad wiertniczych.

W części drugiej referatu inż. Jermakow dokonał przeglądu awarii i ich przyczyn. Między innymi w roku 1950 zanotowano 319 wypadków urwania się przewodu wiertniczego i innych części, z czego 41,9% to wypadki powstałe na skutek zmęczenia materiału ponad dopuszczalną normę — w wyniku braku ciągłej kontroli.

Poważną ilość awarii stanowiły wypadki ze świdrami (11,9%). Były to urwania, zgubienie rolek i złamania, powstałe na skutek stosowania nieodpowiedniego materiału lub też na skutek nieodpowiedniej obróbki po utwardzeniu stopami twardymi; 6,4% stanowią wypadki wpadnięcia do otworów narzędzi — uszcełek, instrumentów itp., powstałe przeważnie na skutek nie wyszkolenia brygad wiertniczych; 22,3% stanowią wypadki przychwycenia świdra względnie przewodu na spodzie odwiertu. Przyczyną tego była nieodpowiednia płuczka, brak sit wibracyjnych, brak kontroli okresowej, brak dyscypliny pracy i słabe wyszkolenie brygad pracowniczych oraz niedostateczne wykorzystanie aparatów kontrolnych. W wypadkach takich należy stosować wtłaczanie ropy lub roztworu HCl.

Wypadki z zarurowaniem stanowią 3,3% — a polegają głównie na zerwaniu gwintów, przychwyceniu i zgnieceniu rur przez otaczające warstwy itp. Wiele wypadków powstaje na skutek nieodpowiedniego przechowywania rur i braku konserwacji.

W celu zapobieżenia wypadkom w kopalnictwie wskazane jest prowadzenie częstych i gruntownych kontroli wszystkich prac, ciągłej kontroli stanu spodu otworu i stanu pomp płuczkowych, przy równoczesnym nieustannym szkoleniu brygad pracowniczych.

622.52.002.1

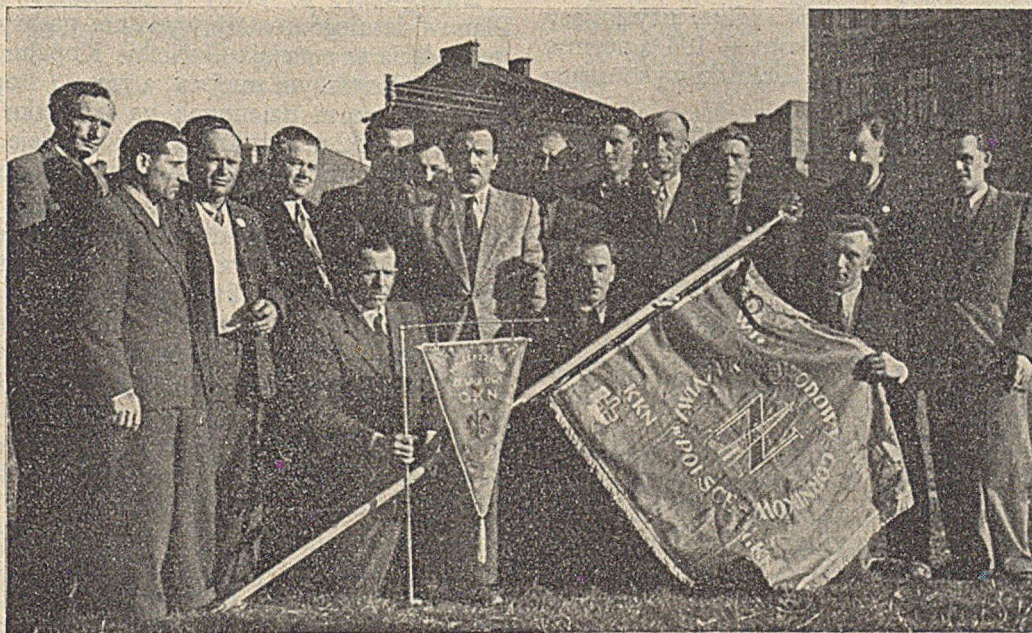
Zwycięstwo gorlickich nafciarzy w bitwie o plan

Jeszcze cztery lata temu była tu bezludna pustać — mówi, zataczając krąg ręką — Naczelny Dyrektor Centralnego Zarządu Przemysłu Naftowego inż. Drzewiecki do grupy gości przybyłych na uroczystość wręczenia w dniu 20 kwietnia br. Gorlickiemu Kopalnictwu Naftowemu sztandaru przechodniego, ufundowanego przez Związek Zawodowy Górników.

Oczy zebranych obejmują łagodny skłon wzgórze, usiany wieżami wiertniczymi, pokrzyżowany czarnymi liniami rurociągów i linami leniwie porusza-

mówi kierownik V Zespołu Gorlickiego Kopalnictwa Naftowego inż. Wojnarowski. Dla wyjaśnienia sytuacji rozpoczęliśmy drugie wiercenie nieco niżej. Jednocześnie zwiększyliśmy tempo pracy. Wkrótce przyszedł rezultat. Dostaliśmy ropę. Dziś mamy tu kilka dziesiątków załóg wiertniczych, bo pole rozbudowuje się i ciągle się rozrasta. Mamy na kilku szybach produkcję i to jaką! Zresztą zaraz to pokażemy.

Podchodzimy do uczernionych ropą zabudowań.



jących się kieratów. Jedne z wież świecą jeszcze świeżym złotem drzewa, inne noszą już na sobie tłuste, czarne plamy ropy... Z drugiej strony daleki horyzont zamknięty lesistymi wzgórzami, skąpanymi w wiosennym słońcu. W oddali na lewo świeżą blachą lśnią budynki mieszkalne załogi.

W rozpiętej nad doliną ciszy niedzieli chybać się lekko skowronek, ciesząc się wiosną... Gdzieś w dole przy wieży pyka miarowo motorek, wyrzucając w jasną przestrzeń poranka niebieski pióropusz spalin...

Kiedy dowierciliśmy szyb Nr 11 — produkcja była tak nikła i nieobiecująca, że mimo zapewnień geologów zaczęliśmy wątpić o wartości pola... —

Ciszę wnętrza wieży wiertniczej rozcina cichy syk na głowicy odwiertu — syk ropy wydobywającej się samoczynnie... Idzie dzień i noc... Aromatyczne, płynne złoto z szumem przelewa się rurą do zbiornika.

Do grupy dołącza się z miłym uśmiechem dyr. Geologii PPWP dr Tokarski i wydobywa z kieszeni okruch piaskowca — taki sobie kamycek — niby nic a dużo, bo pachnie ropą... To próbka z wierconego o 5 km dalej — na przedłużeniu osi pola — otworu, który ma dać odpowiedź na pytanie, w jakim kierunku rozciągają się warstwy roponośne. Niepozorny kamyk, kryjący w sobie tajemnicę pola, wędruje z rąk do rąk.

Podczas rozmowy przy szybie opowiadają nam nacierze V Zespołu G K N.

Zanim nadszedł sukces musieliśmy jednak pokonać olbrzymie trudności. Nie mieliśmy ani drogi dojazdowej do pola, ani ludzi i pomieszczeń dla nich a czasem też i żywności. O ludzi było trudno, bo tu — jak widzicie — zupełne bezludzie. A pole rozbudowywało się w tempie tak gwałtownym, że zachodziła obawa, iż nie zdołamy przyjąć oczekiwanej produkcji. Od katastrofy uratowała nas szybka decyzja dyr. nacz. inż. Drzewieckiego, który wcześniej, z poczuciem odpowiedzialności, wydał polecenie budowy rurociągu na trasie 18 km.

Budowały go dniem i nocą brygady pod kierownictwem ob. Bogdana. Był to prawdziwy wyścig z przyrodą — wkrótce bowiem spadły śniegi w takiej obfitości, że zostaliśmy zupełnie odcięci od świata. Aby dowieść na kopalnię potrzebne materiały i żywność dla ludzi — trzeba było kopać tunele i gdyby nie rurociąg, nie byłibyśmy w stanie odstawić stale rosnącej produkcji. Nasz sukces zawdzięczamy ofiarnej, w najcięższych warunkach prowadzonej pracy naszych przodowników.

Z kolei dowiadujemy się, że V Zespół G K N szczyci się takimi przodownikami pracy, jak wiertacz P. Przybyło, wykonujący przeciętnie swoją normę w 206,1%, wiertacz St. Mika, uzyskujący normę 202,4%, wiertacz M. Sikora — 194% normy, St. Janik — 194% normy i St. Zieliński wykonujący w 195% swą normę dzienną.

W czasie uroczystości wręczenia przechodniego sztandaru Zw. Zaw. Górników Gorlickiemu Kopalnictwu Naftowemu oraz proporca dla najlepszego Zespołu Kopalnianego, jaka odbyła się w Gorlicach w dniu 20. IV. br., zaszczytny tytuł i odznakę przodownika pracy otrzymało 12 nowych pracowników G K N, a mianowicie: K. Traciłowski, M. Sikora, J. Kosiba, St. Patrzyk, I. Jamiński, W. Dudka, T. Przybyłowicz, S. Przybyłowicz, F. Przybyłowicz, Wł. Machowski, J. Woźniak i Wł. Janasz.

Podniosła uroczystość wręczenia sztandaru przechodniego Gorlickiemu Kopalnictwu Naftowemu oraz dyplomów i odznak przodowników pracy odbyła się w obecności przybyłych z Warszawy przedstawicieli PKPG i Ministerstwa Górnictwa, w wypełnionej po brzegi sali kinoteatru „Wiarus“ w Gorlicach.

Po zagajeniu przez dyrektora GKN inż. Nowaka, na pięknie udekorowanej scenie zajęli miejsca członkowie prezydium na czele z Dyrektorem Gabinetu Ministra Górnictwa inż. Stefaniakiem, Nacz. Dyr. CZPN inż. Drzewieckim, Przedstaw. KWPZPR tow. Artymiukiem, przedstawicielem ZZG tow. Specjałem, Przewodniczącym Okr. Rady Zw. Zaw. tow. Wajsem oraz przodownikami pracy i in.

W przemówieniach wygłoszonych przez dyr. inż. Stefaniaka, tow. Artymiuka, dyr. inż. Drze-

wieckiego, dyr. Nowaka, przew. 'tow. Wajsa i innych zarysowały się jasno wszystkie etapy pracy i zwycięstw Gorlickiego Kopalnictwa Naftowego, które to Kopalnictwo zadania drugiego roku Planu 6-letniego zrealizowało z nadwyżką, wykonując w r. 1951 plan wierceń w 107,6%, plan produkcji ropy w 101,5%, gazu w 115,6% oraz gazoliny w 109,3%.

Sukcesy te uzyskano mimo przestarzałego sprzętu wiertniczego, dzięki szeroko zakrojonej akcji współzawodnictwa we wszystkich jego formach. Udział pracowników GKN we współzawodnictwie wzrósł z 73% w r. 1951 — do 99% w kwietniu 1952 r. Niemalą rolę odegrała tu czynna pomoc Partii i aktywu związkowego.

Zobowiązania podjęte ku uczczeniu 60 rocznicy urodzin Prezydenta Bieruta i Święta 1-go Maja przyczyniły się do dalszego wzrostu wydajności pracy gorlickich naftowców.

Plan produkcyjny za I kwartał 1952 r. wykonany został przez GKN przedterminowo, przy czym za miesiąc marzec uzyskano następujące rezultaty: plan wierceń wykonano w 114,2%, plan produkcji ropy w 109,6%, produkcji gazu mokrego w 107,4%, gazu suchego w 129,3%, gazoliny w 115,5%.

Zważywszy, że plany produkcyjne w 3 roku Planu 6-letniego zostały wydatnie podwyższone — osiągnięcia te stawiają Gorlickie Kopalnictwo Naftowe na pierwszym miejscu, a wysoki stopień przekroczenia norm dziennych na początku drugiego kwartału 1952 r. pozwala żywić nadzieję, że GKN i w tym kwartale utrzyma swoją przodującą pozycję.

Zwiększenie produkcji i zahamowanie spadku naturalnego na starych odwiertach stało się możliwe dzięki zastosowaniu na szeroką skalę metod ożywiania produkcji, jak torpedowania odwiertów, wygrzewania złóż ropnych, odbudowy ciśnienia złożowego, zastosowania metody Kafarowa i in.

Długa jest lista nazwisk bohaterskich bojowników o wykonanie planu produkcji GKN i niesposób wymienić wszystkich. Gorliccy naftowcy stanęli na wysokości zadania, wykonując je z poważną nadwyżką dla dobra Polski Ludowej.

Widomym znakiem uznania i chwały tego sukcesu jest sztandar przechodni ufundowany przez Związek Zawodowy Górników dla przodującego Kopalnictwa Gorlickiego oraz proporzec dla najlepszej załogi. Proporzec ten zwycięsko wywalczył sobie V Zespół Gorlickiego Kopalnictwa Naftowego.

Przechowają go pieczołowicie przodownicy pracy.

Sukces ten będzie bodźcem dla pracowników całego przemysłu naftowego do dalszego zdobywania laurów na polu odbudowy tego przemysłu i wzmacniania potęgi gospodarczej Polski Ludowej.

Leon Tomaszewicz

Polska Rzeczpospolita Ludowa szczególną opieką otacza inteligencję twórczą — pracowników nauki, oświaty, literatury i sztuki oraz pionierów postępu technicznego, racjonalizatorów i wynalazców.

(Art. 65 Konstytucji Polskiej Rzeczypospolitej Ludowej)

Współpraca pracowników Instytutu Naftowego z załogami kopalnianymi

W coraz lepiej zarządzanych laboratoriach Instytutu Naftowego są opracowywane nowe procesy produkcyjne — np. otrzymywanie jodu z solanek naftowych. W pracowniach konstrukcyjnych powstają coraz lepsze projekty nowych urządzeń dla potrzeb przemysłu. Aby jednak osiągnięcia Instytutu mogły nabrać większej wartości, aby mogły skuteczniej przyczynić się do zwiększenia produkcji, muszą one przedostać się poza mury Instytutu, muszą stać się własnością jak najszerszych rzesz robotniczych.

Idąc za wskazaniem pierwszej Krajowej Rady Pracowników Nauki i Racjonalizatorów, która odbyła się w grudniu 1951 r. we Wrocławiu, pracownicy Instytutu Naftowego w Krośnie nawiązali ścisłą współpracę z załogami Zespołu Kopalń Równe. Pierwsza myśl takiej współpracy powstała w jesieni 1951 r., kiedy to wysunięto koncepcję, aby jeden z zespołów kopalń Krośnieńskiego Kopalnictwa Naftowego przystąpił do planowych robót racjonalizatorskich przy pomocy pracowników Instytutu Naftowego.

Realne formy przybrała współpraca w dniu 19. IV. 1952 r., w którym pracownicy Instytutu Naftowego urządzili w Zespole Kopalń Równe wspólną naradę z załogami tego zespołu.

Na naradę przybyli przedstawiciele Podstawowej Organizacji Partyjnej, Rady Zakładowej, pracownicy kopalniani oraz kierownictwo techniczne zespołu. Po dyskusji w której omówiono trudności, jakie ma do pokonania Zespół Kopalń Równe, ustalono warunki ścisłej współpracy, zmierzającej do zwiększonego wykonania zadań produkcyjnych. Zadania podzielono na grupy: wiertniczą, eksploatacyjną, mechaniczną oraz gazowo-gazolinową.

W grupie prac wiertniczych przyjęto za wskazane wprowadzić jak najszerszej metodę Kowalowa. Na jednym z wierconych otworów zostanie przeprowadzony chronometraż prac wiertniczych. Na podstawie tych pomiarów zostaną ustalone wzorcowe czasy dla poszczególnych czynności oraz zostanie przeszkolona wzorcową załoga. Załoga ta

następnie rozpowszechni w ten sposób przyswojone sobie metody pracy na pozostałe załogi wiertnicze zespołu.

Następnym problemem, którym postanowiono zająć się jest ekonomiczne zużycie węgla w kuźniach kopalnianych.

Ustalono, że w jednej z kuźni kopalnianych zostaną przeprowadzone badania zużycia węgla na poszczególne prace kowalskie, przy różnych gatunkach węgla i w różnych warunkach pracy. Wyniki tych badań po analizie zostaną uznane za normę i wprowadzone do pozostałych kuźni kopalnianych zespołu.

W grupie eksploatacji postanowiono zająć się zracjonalizowaniem eksploatacji poszczególnych kopalń zespołu. W tym celu na jednym z kieratów zostanie ustalona:

- a) wysokość zawieszenia pomp wglębnych;
- b) okresy pompowania;
- c) potencjalne możliwości wydobycia ropy;
- d) racjonalna praca pomp.

W ten sposób zostaną przebadane kolejno poszczególne kopalnie zespołu.

W dziale mechaniki zostaną przebadane dwa typy w i n d NE1 celem ustalenia, do jakich warunków pracy każda z nich najlepiej się nadaje.

W dziale gazowo-gazolinowym zostanie przebadany problem tzw. dzikich gazów. Na podstawie badań próbek gazu, które zostaną pobrane w różnych miejscach gazoliniarni, zostaną ustalone pewne zmiany obecnego procesu przeróbki gazów.

Równocześnie z ustaleniem tematów zostali wytypowani imiennie pracownicy Instytutu i Zespołu Kopalń, którzy zajmą się w ustalonym terminie opracowaniem poszczególnych tematów.

Ten sposób bezpośredniej współpracy pracowników Instytutu z robotnikami na pewno przyczyni się do zwiększenia wykonania planów produkcyjnych zespołu na poszczególnych odcinkach, dając świadectwo o wartości współpracy pracowników nauki z robotnikami.

A. Waliduda

553.98 : 550.8

Jan Wdowiarz
Państw. Inst. Geol.

Geologiczne poszukiwania złóż ropy naftowej

Streszczenie

Zadania geologa przy poszukiwaniu złóż naftowych są bardzo różnorodne. Powinien on na podstawie badań powierzchni ziemi i próbek wiertniczych odpowiedzieć na liczne zagadnienia, w jakich warstwach należy się spodziewać ropy, w jakiej głębokości, w jakiej ilości itp.

Artykuł opisuje typy skał osadowych i ich formy tektoniczne, ze stanowiska możliwości występowania w nich ropy i gazu ziemnego. Podano również przykładowo sposoby wykonywania przekrojów geologicznych na podstawie zdjęć geologicznego powierzchni terenu.

Ropa naftowa jest jednym z najważniejszych produktów gospodarki państwowej. Wiemy, jakie to produkty osiągamy z ropy naftowej: naftę, benzynę, oleje, smary i inne. Niedawno jeden z pisarzy zagranicznych (Zischka) napisał, że nafta rządzi światem. Jeżeli się zastanowimy, ile w świecie było sporów, a nawet wojen, prowadzonych przez państwa kapitalistyczne właśnie z powodu ropy naftowej, to nabierzemy przekonania, że twierdzenie tego pisarza nie będzie zbyt przesadzone.

Ropa naftowa była znana już od dawien dawna, wydobywała się bowiem naturalnie z ziemi pod postacią wycieków, w rodzaju słabych, nieznacznych źródełek. I dziś jeszcze można natknąć się na taki wyciek ropy, choć już bardzo rzadko. Niekiedy na przykład na wodzie można zauważyć tłuste plamy o kolorach tęczy, różne od innych, rdzawych plam, powstałych z rozpylonego żelaza. Różnicę między tymi plamami wprawne oko odróżnia niemal od razu jednak często wprowadza się w błąd geologów doniesieniami o rzekomych wyciekach ropy, ponieważ rdzawe plamy są częste np. na łąkach, nad potokami itp. Warto wspomnieć jeszcze o innej różnicy między wspomnianymi plamami, a mianowicie plama ropna rozbita schodzi się samorzutnie z powodu tłustości, zaś plama z żelaza rozbita nie schodzi się z powrotem.

Ropa z wycieków była używana jako smar do wozów, jako lekarstwo na choroby skórne zwierząt, jak i na różne choroby ludzkie, np. na reumatyzm, a poza tym w nowszych czasach stopniowo używano ropy do oświetlenia.

W połowie ubiegłego wieku rozpoczynają się pierwsze kopanki ręczne, tj. studnie, z których czerpano ropę. Studnie te zakładano oczywiście w sąsiedztwie wycieków ropnych. Ilości ropy w ten sposób wydobywane były niewielkie, bo też i głębokości były nieznaczne, kilkanaście, kilkadziesiąt, a rzadko stokilkadziesiąt metrów.

Od czasu uzyskania nafty przez destylację ropy, potrzeby na ropę zwiększyły się, zwłaszcza po wynalezieniu lampy naftowej przez naszego rodaka, Ignacego Łukasiewicza w roku 1853.

W tym czasie sposób wydobywania ropy częściowo mechanizuje się, a więc kopania ręczne przechodzą w wiercenia mechaniczne, za pomocą świdra (maszyną parową). Nie było to w ścisłym tego słowa znaczeniu wiercenie, jak np. wiercenie świdrem w drzewie, ale pionowe uderzanie tzw. świdrem w kształcie długiego dłuta i kruszenie w ten sposób skały. Było to tzw. wiercenie udarowe świdrem zawieszonym na sztywnych żerdziach. Wiercenia te sięgają już do kilkuset metrów głębokości.

W miarę zwiększania się zapotrzebowania na ropę i zwiększania się ilości wierceń nie wystarczały już pola (tereny), na które wskazywały wycieki ropne. Wysuwały się więc pytania, gdzie wiercić, by osiągnąć większe ilości ropy, w jakich strukturach czyli formach geologicznych występuje ropa, w jakich seriach, czy typach warstw, w jakich seriach warstw pod względem wiekowym i w ogóle w jakich warunkach geologicznych itd.

W początkach na te pytania nie umiano odpowiedzieć, odpowiedź przychodziła stopniowo, w miarę zdobywania doświadczeń, w miarę prowadzenia i pogłębiania studiów. Tą sprawą zajęła się, zupełnie nowa podówczas nauka — geologia, a później specjalnie wyodrębniona geologia naftowa. Stopniowo przekonywano się, że bez tej wiedzy rozwój przemysłu naftowego jest niemożliwy. Przestano wierzyć w tego rodzaju „poszukiwania”, że wystarczy rzucić czapkę, a gdzie czapka upadnie tam ropa będzie z pewnością. Owszem, w samych początkach rzucano u nas czapkę, ale w obrębie terenów z wyciekami ropy, więc ropa

była, choć nieraz w bardzo małej ilości. Ale tereny te, zwiercone, wnet się wykończyły, a następnie, liczne, puste wiercenia musiały zwrócić uwagę zainteresowanych na geologię. Można tu powiedzieć, że nieraz trudno znaleźć ropę nawet przy pomocy geologa, a coś dopiero bez geologa. Stąd to te wielkie ilości geologów w przodujących przemysłach naftowych świata.

Kolejne obserwacje pierwszych geologów naprowadzały ich, w jakich strukturach geologicznych, w jakich seriach warstw, w jakich typach skalnych znajduje się ropa. Ropa naftowa przede wszystkim rozmieszczona jest w górach fałdowych. Występuje ona jednak nie we wszystkich systemach górskich tego rodzaju, ale w górach zbudowanych z serii skalnych o specjalnym wykształceniu. To wykształcenie nosi w geologii nazwę fliszu. Przez flisz rozumiemy naprzemianległość ławic i warstw: piaskowców, zlepieńców, łupków i ilów, w różnej kolejności i grubości, powstałych na ogół w płytkich morzach, w strefach przybrzeżnych. Nieraz mogą być bardzo grube, np. na kilka metrów ławice piaskowców z cienkimi wkładkami łupków, albo też gruba seria łupków z wkładkami cieniutkich na kilka centymetrów, pojedynczych ławic piaskowców. I tym podobne różne następstwa warstw.

Zastanówmy się pokrótce, jak powstały osadowe warstwy skalne i skąd wzięły się góry fałdowe, np. takie, jak nasze Karpaty. Otóż, do dawnych mórz, głębszych czy płytszych, bywały znoszone przez rzeki różne materiały (podobnie jak i obecnie), tj. różnorodne okruchy skalne, zabierane z innych skał na lądzie. Po drodze okruchy te zostały rozbite na ziarna czy ziarenka; następnie ziarenka te, nieraz niezwykle małe, mikroskopijnej wielkości, zostały zlepione, związane spoiwem czyli lepiszczem, np. wapiennym, i po przejściu jeszcze pewnych przemian powstały lite, zwarte skały. Grubość zaś warstwy skalnej zależy od ilości naniesionego materiału skalnego w danym okresie, zaś typ skały zależy od grubości tego samego rodzaju materiału. W ten sposób powstały warstwy piaskowców, łupków, zlepieńców i inne.

Warstwy skalne, powstałe w opisany sposób, były początkowo ułożone poziomo, albo prawie poziomo. W tym pierwotnym ułożeniu skały rzadko gdzie zachowały się, a przeważnie zostały poruszone na skutek działania sił górotwórczych. Potężne ruchy w skorupie ziemskiej, tj. w zewnętrznej powłoce kuli ziemskiej, spowodowały nie tylko wyruszenie z pierwotnego, poziomego położenia, ale wydzwignięcie olbrzymich mas skalnych na wielkich przestrzeniach i przesunięcie ich ku przodowi, z równoczesnym sfałdowaniem. Oczywiście fałdy te, nieraz o olbrzymim zasięgu, w tym ruchu doznawały często licznych spękań, nasunięć, uległy nieraz rozerwaniu, strzaskaniu.

Do takich gór fałdowych należą Karpaty, Alpy, Kaukaz i wiele, wiele innych. Np. Karpaty zostały przesunięte na kilkadziesiąt kilometrów od południa na północ, tj. w dzisiejsze miejsce, a Alpy nawet do 100 km z południa na północ, na co geolodzy mają całkowicie pewne dowody.

Odtworzenie budowy geologicznej czyli tekto-

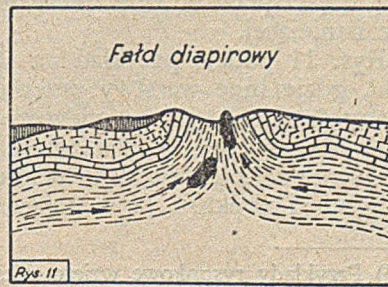
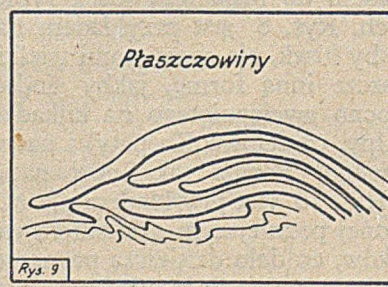
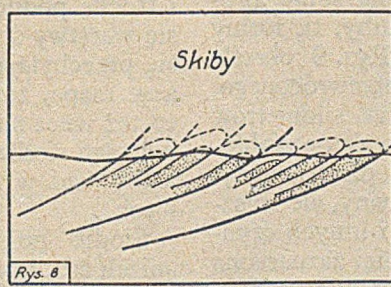
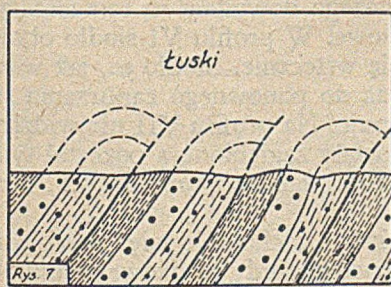
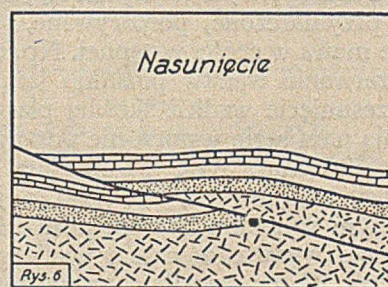
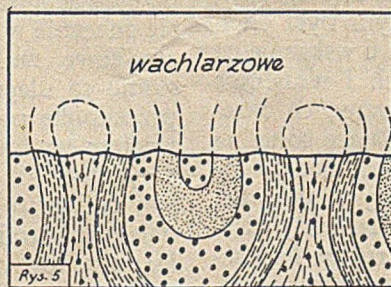
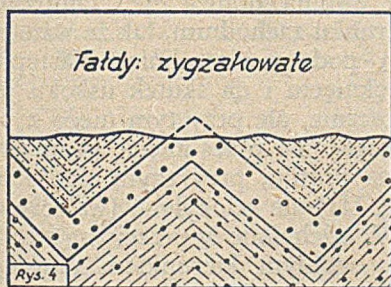
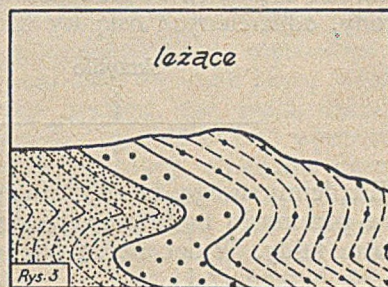
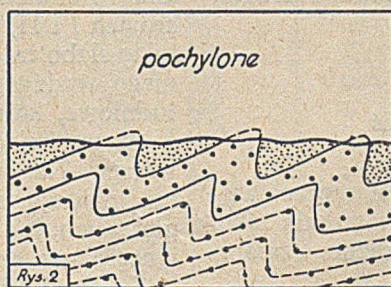
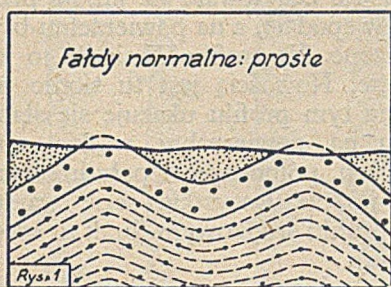
niki takich gór, ujęcie licznych, różnorodnych sfałdowań, odczytanie zaburzeń, powikłań tektonicznych, należy właśnie do geologa. A trzeba jeszcze jedno pamiętać, że te sfałdowania, proste czy zaburzone, powstały przed milionami lat, że w międzyczasie były niszczone przez działanie wód, powietrza, mrozu, lodu i że zewnętrzna forma dzisiejszych gór, dzisiejsza ich rzeźba, morfologia, prawie nie przypomina gór pierwotnych, gór o wiele, wiele wyższych. Np. Góry Świętokrzyskie (kielecko-sandomierskie), ongiś góry wysokie, dziś są zaledwie wyżyną, rodzajem gór kadłubowych. Te postrzępione dziś góry, przykryte w dodatku w dużej mierze pokrywą glin, przysparzają geologom wiele trudności w ich odtwarzaniu.

Po tych wstępnych wiadomościach historyczno-geologicznych przejdźmy do objaśnień rysunkowych.

Geologiczne poszukiwania za złożami ropnymi muszą się zacząć od wykonania mapy geologicznej danego rejonu czy okolicy, tj. od zorientowania się, jakie masy skalne tam występują, jakiego są wieku

geologicznego, czyli jaka jest stratygrafia tych warstw. Następnie musimy wiedzieć, jak są te warstwy ułożone, jak sfałdowane, czyli jaka jest budowa geologiczna — tektonika.

Każdy z nas, kto podróżował względnie przebywał np. w Karpatach, widział gliny (pola), a gdzieś tylko ukazujące się skały, przeważnie na małych przestrzeniach, gdzieś w potokach, w brzegach rzek, we wciętych drogach, czasem wśród pól. Te niewielkie odsłonięcia skalne, są to odkrywki, odsłonięcia geologiczne, które obserwują geolodzy i znaczą na mapie topograficznej, wiążą z sobą i w ten sposób kreślą mapę geologiczną odpowiednimi kolorami lub kreskami czy kropkami. Przy poziomym układzie warstw, najstarsze warstwy będą leżały na spodzie, najmłodsze na górze. Otóż geolog nie tylko to ma stwierdzić, ale również musi określić względny wiek warstw w stosunku do ustalonego już podziału geologicznego, ujętego w tabeli wiekowej. Mówiąc obrazowo, geolog musi wskazać, do jakiej szufladki geologicznej będą te warstwy przynależne.

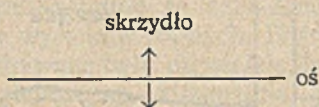


Pomocne w tym — nieraz jedyne — są skamieniałości (skamieliny), tj. skamieniałe resztki po dawnych żyłkach, np. skorupy małż, ślimaków i różnych innych stworzeń. Ważne jest, że dla każdego wieku geologicznego są inne skamieniałości przewodnie, tj. takie, które są charakterystyczne dla danego wieku.

Kiedy jest już ustalony wiek warstw, geolodzy stwierdzają, jak te warstwy są ułożone; jeżeli ułożone są ukośnie, to pod jakim kątem zapadają w głąb ziemi. Na tej podstawie można określić budowę geologiczną terenu, czyli formy geologiczne. Dla przykładu podamy w przekrojach, z jakimi formami mogą się geolodzy spotkać.

Najprostszą formą geologiczną jest fałd, złożony z dwóch części: część wypukła to siodło czyli antyklina, część wklęsła to łęk czyli synklina (rys. 1). Taki fałd normalny może być prosty (stojący) — jak rys. 1, pochylony — rys. 2, leżący — rys. 3. Mogą być również inne fałdy, np. zygzakowate — rys. 4, wachlarzowe — rys. 5¹⁾.

Zarówno siodło czy łęk składają się również z dwóch części, tj. ze skrzydeł, z jednej i drugiej strony, oddzielonych osią wg formy



Zwrócimy uwagę, że może niejedyn z pracowników przemysłu naftowego widział w terenie takie proste fałdy. Widoczne są one wyraźnie czasami np. w brzegu rzeki.

Takie spokojne formy nie są jednak częste, raczej są przyniszczone, porozrywane, o czym była ogólnie mowa w części wstępnej. Np. rys. 6 wskazuje na rozerwanie warstw poziomo leżących i wzajemne przesunięcie wzdłuż skośnej płaszczyzny, co określają nam serie warstw nie odpowiadające sobie na przedłużeniu. Rys. 7 objaśnia kilka siodła, ale tylko częściowych, tj. tylko o jednym skrzydle, w tym wypadku lewym, prawe zaś zostało zniszczone, wytarte w czasie wielkiego ruchu karpackiego. W ten sposób powstała łuska, zbliżona wyglądem do łuski czy łusek rybich na sobie leżących. Rys. 8 jest przykładem na skiby, tj. formy jakby łusek, ale rozmiarami wielkie. Rys. 9 określa jeszcze inną formę, jakby siodła przewróconego, mocno wyciągniętego na kilkadziesiąt kilometrów (Alpy, częściowo Karpaty) i nawet wtórnie sfaldowanego. Forma taka nosi nazwę płaszczowiny.

Rys. 10 jest przykładem płaszczowiny, ale zniszczonej późniejszym działaniem wód i innych czynników, co dało dzisiejszą powierzchnię, zaznaczoną grubsza, pełną linią. Nad nią linie kreskowane znaczą część płaszczowiny pierwotnej, obecnie już nie istniejącej.

Rys. 11 podaje przykład na fałd diapiry, tj. taki, gdzie inne warstwy przebijają się od spodu (najczęściej sól), jak to widzimy na rysunku.

Po zapoznaniu się z ważniejszymi formami geologicznymi, przedstawimy przykładowo mapę geologiczną i przekroje, przecinające w głąb wierzchnie

warstwy skorupy ziemskiej w obrębie tej mapy. Przekroje dają wgląd w budowę geologiczną, gdzie w siodłach w środku występują warstwy starsze, a w łękach warstwy coraz młodsze. Załączona mapa (opracowana przez autora) określa więc geologię wymienionej okolicy, gdzie widzimy ogólnie trzy siodła: pierwsze od południa (od dołu), wydźwigujące się w kierunku zachodnim, drugie (środkowe) zanurzające się w części zachodniej, trzecie (północne) zanurzające się i wynurzające. Między siodłami widoczne są dwa łęki, a dalsze dwa występują już po zewnętrznej stronie, widoczne na mapie tylko częściowo.

Ażeby mapę lepiej wytłumaczyć, lepiej zrozumieć, przyjrzyjmy się równocześnie i profilom. Profil I kreśli trzy siodła (drugie i trzecie jest już poza mapą) oraz dwa łęki. Profil II znaczy trzy siodła, z których środkowe zanika, nie dochodząc do profilu III. Profil III ujawnia trzy siodła: dotychczasowe południowe, które dalej staje się środkowym, nowopowstałe południowe i trzecie północne. Poprzednie środkowe nie biegnie dalej — zanikło. Północne siodło znajdowało się już na przekrojach I i II, ale w spodzie, a na powierzchni było tylko słabo zaznaczone. Na profilu III siodło to jest nieco wydźwignięte. Nowością jest tu siodło południowe, które na tym profilu ukazuje się słabo, o czym świadczą na powierzchni wąskie serie warstw. Na profilach, północnym i południowym, nie ukazują się jeszcze wszystkie serie warstw głębszych, jak na profilu środkowym (brak tu kredy i częściowo eocenu).

Siodło środkowe od profilu I w kierunku północno-zachodnim z wolna obniża się, zanurzając się znacznie w kierunku zachodnim, tak że warstwy środkowe znikają pod powierzchnią. Następnie siodło to ulega pęknięciu i na skutek uskoku jest przesunięte poprzecznie, ale przy tym nieco z powrotem wydźwignięte. To przesunięcie (w prawo) uwydatnia się i na profilu, przy czym siodło nie jest stojące (profil III) ale odchylone (wstecznie), dalej zaś (profil IV) odchylone w przeciwną stronę, ku przodowi, za ogólnym kierunkiem dawnego ruchu Karpat. Na profilu V siodło prostuje się i trochę podnosi, czego dowodem są rozszerzające się warstwy środkowe. W profilu VI siodło obniża się przechylając się wstecznie. Siodło to, jak wskazuje mapa, zmierza do ponownego zanurzania się, co też wnet następuje. Na profilu VII nie widzimy już tego siodła, zostało zagłębione a pozostał tylko jakby ślad w obrębie warstw najmłodszych, łękowych.

Siodło południowe zachowuje się przeciwnie aniżeli środkowe; podczas gdy środkowe stopniowo obniża się, siodło południowe wynurza się i stopniowo wzrasta, podnosi się w górę. Na profilu IV widzimy już podniesione do powierzchni warstwy środkowe (kredowe), z przechyleniem ku północy. Na profilach V, VI i VII warstwy podnosząc się, rozszerzają się na powierzchni. Widzimy, że tu wytworzyła się forma wachlarzowa siodła, tzn. z odgiętymi warstwami środkowymi w przeciwnych kierunkach.

Siodło północne zachowuje się znowu inaczej od poprzednich. Siodło to podnosi się powoli od

¹⁾ Przykłady rysunkowe wzięto z książki dr J. Gołaba.

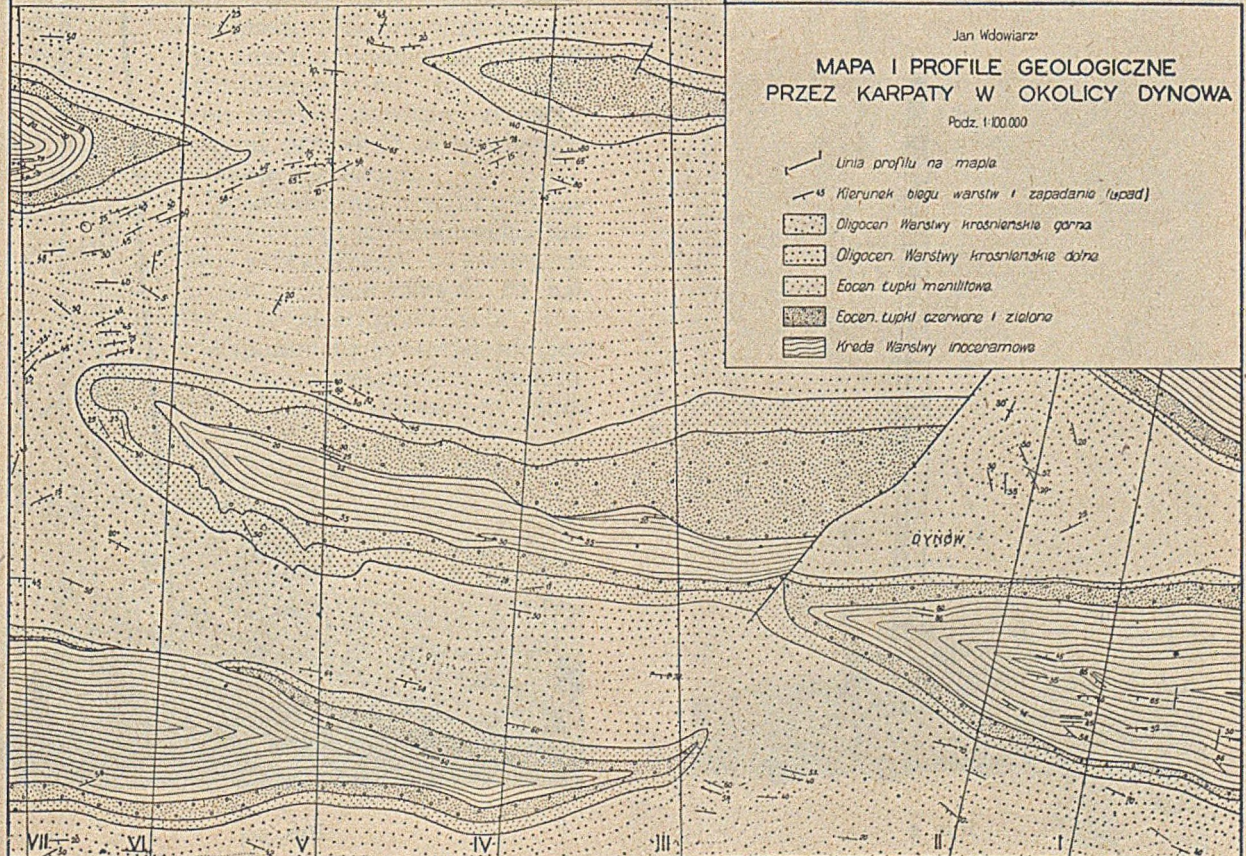
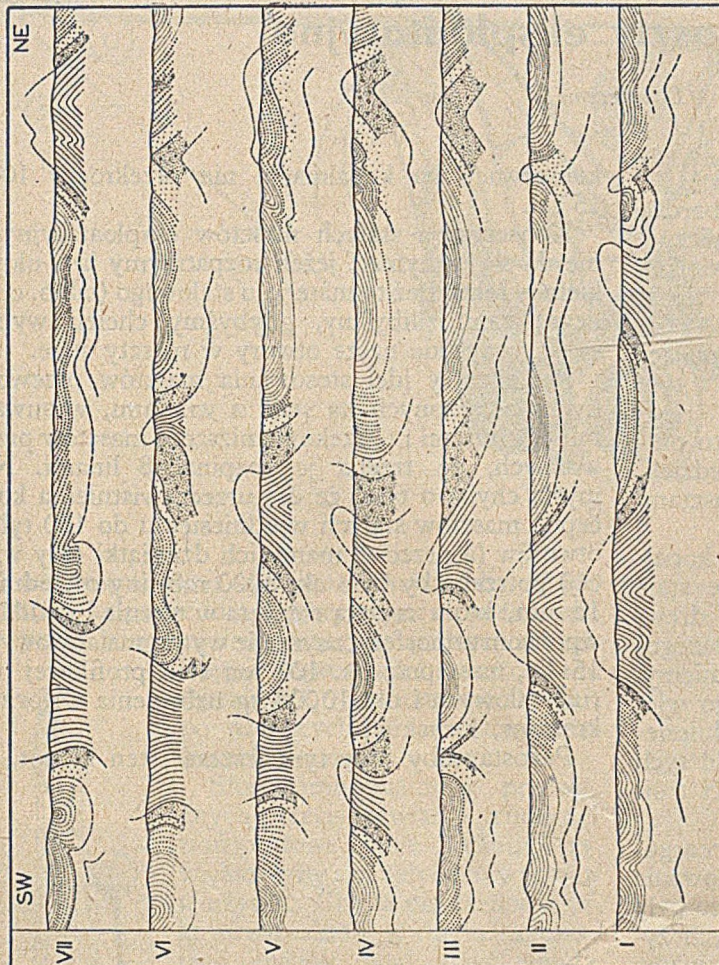
wschodu, nie ukazując nigdzie na powierzchni warstw najstarszych (kredowych) i wnet zanurza

się i to dość mocno w kierunku zachodnim. Następnie, po przebiegu 1 km, ponownie wynurza się i to silniej, bo ukazują się warstwy najstarsze. Siodło północne w pierwszej części jest wysunięte w stosunku do drugiej części w kierunku północnym, na skutek zapewne uskoku, którego na powierzchni nie można dokładnie ustalić.

Zwróćmy jeszcze uwagę na łęki. Otóż w zachodniej części mapy łęk między siodłem południowym a środkowym a środkowym nie jest ani zbyt szeroki ani zbyt głęboki (profile III, IV, V, VI). Łęk między siodłem środkowym a północnym jest znacznie szerszy i głębszy zwłaszcza na odcinku środkowym (profile III, IV, V). Łęki te są w niektórych miejscach wtórnie, drugorzędnie sfałdowane, co też zauważyć można i w obrębie niektórych siodła, np. na profilu I i VII oraz na łękach zewnętrznych.

Zrozumienie więc tej nietrudnej budowy geologicznej osiągniemy przez kolejne przestudiowanie profili wraz z mapą. Kreski kilkumilimetrowe, rozrzucone na mapie, oznaczają kierunek biegu warstw w danym miejscu, zaś mała, milimetrowa kreska prostopadła do wymienionej, oznacza kierunek zapadania warstw w głąb, wreszcie cyfra obok (np. 45) oznacza kąt zapadania czyli upad warstwy. Właśnie na podstawie tych znaków, wynikających z pomiarów, ustala się formy w danym rejonie.

(Dok. nast.)



Stanisław Karlic
Fabr. Masz. i Sprz. Wiertn.

622.276.005

Kiwaki i maszty eksploatacyjne

(Dokończenie)

Maszty eksploatacyjne

Temat masztów eksploatacyjnych jest bardzo trudny. Nie dlatego, że jest trudnym technicznie problemem, ale dlatego, że jest powodem wielkiej rozbieżności zdań między ruchowcami na temat układu i konstrukcji.

Czemu to przypisać, że urządzenie, spełniające tak właściwie proste zadanie wykonujemy aż w tylu rozmaitych rozwiązaniach?

W pierwszym rzędzie dlatego, że po prostu pracujący nad tym tematem ludzie nie wiedzieli, a może i teraz jeszcze nie wiedzą, jakimi masztami pracują odległe od nich kopalnie.

Większość masztów używanych w naszym kopalnictwie, to drewniane trójnogi, pozostające stale nad jednym otworem. Żywotność trójnoga drewnianego (wykonany z drzewa nieimpregnowanego) waha się w granicach do 5 lat. Jeżeli przyjmiemy, że dla przeciętnego otworu eksploatacyjnego wielokrotność zabiegów eksploatacyjnych w odniesieniu do 1 roku wynosi 2, to całkowita ilość tych zabiegów, przypadająca na okres żywotności trójnoga, wyniesie 10.

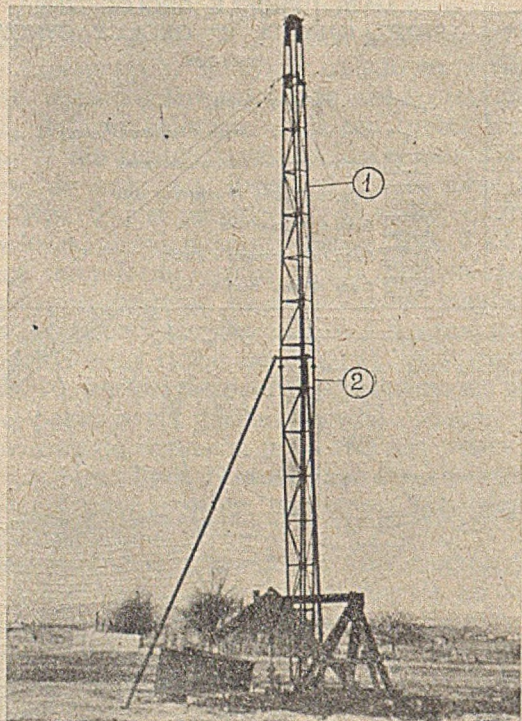
To krótkie rozumowanie jest dostatecznym argumentem, uzasadniającym niecelowość budowania jakichkolwiek masztów stałych, nawet jeżeli to były stałe (nie przewożne) maszty stalowe, których żywotność w warunkach, a raczej w braku warunków

konserwacji na kopalniach, nie przekroczy 10—15 lat.

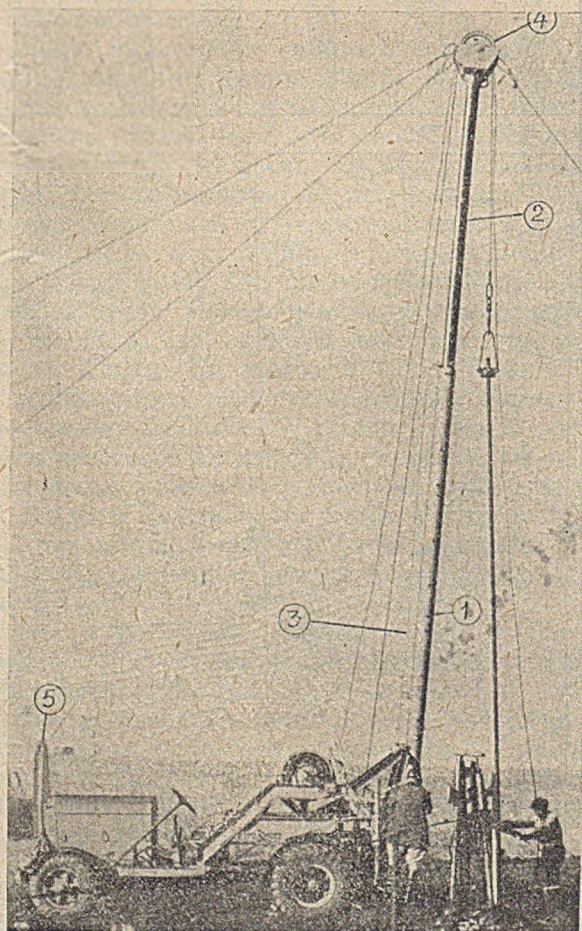
Konserwacja stałych masztów eksploatacyjnych nie da się utrzymać, jeżeli rozpatrzmy ją z ołówkiem w rękę. Ileż to materiału stalowego (tak b. cennego) zamrozilibyśmy, gdybyśmy chcieli wypożyczyć wszystkie nasze otwory w maszty stałe.

Przeciwnicy idei stosowania masztów przewożnych, połączonych na stałe z windami, wysuwają między innymi i tę rzekomą niższość masztów przewożnych, że trzeba je rozpinąć 8 linami. Nie myślą chyba o tym, że dla urzeczywistnienia koncepcji masztów stałych w odniesieniu do 100 tylko otworów (a przecież mamy ich dziesiątki razy więcej) potrzeba by było ok. 8000 mb liny o średnicy 16 mm, która zresztą rozpięta w terenie i poddana wpływom atmosferycznym nie wytrzymałaby owych 15 lat, następnie ok. 100 ton stali profilowej lub rur stalowych i ok. 10000 kg uzbrojenia w formie krążków, łożysk itp.

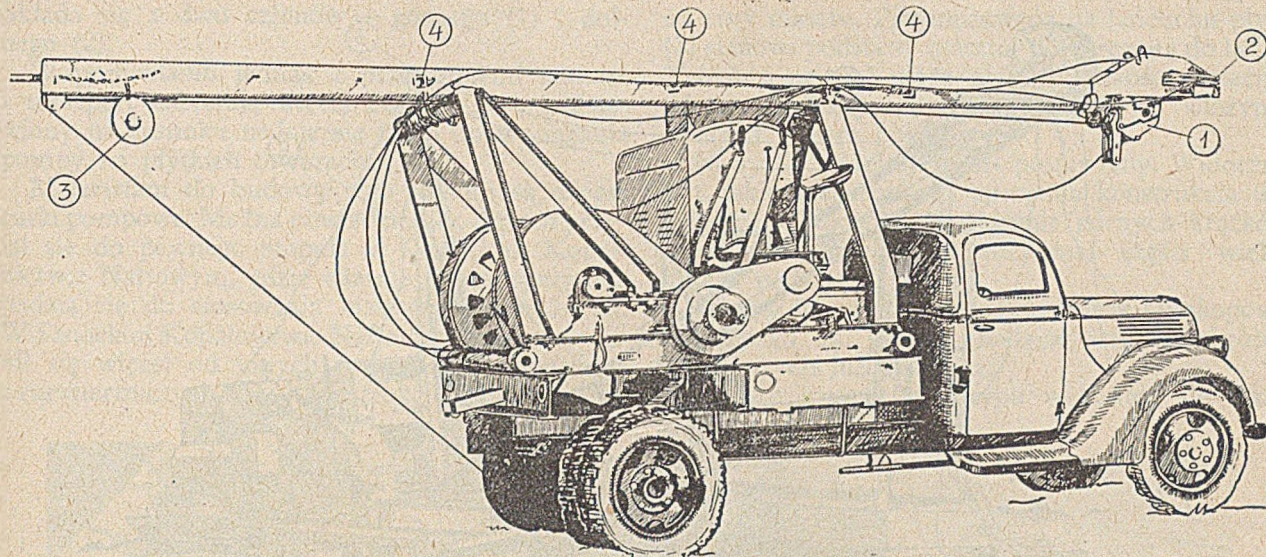
Pozostawałby przy tym jeszcze i ten kłopot, że



Rys. 4



Rys. 5



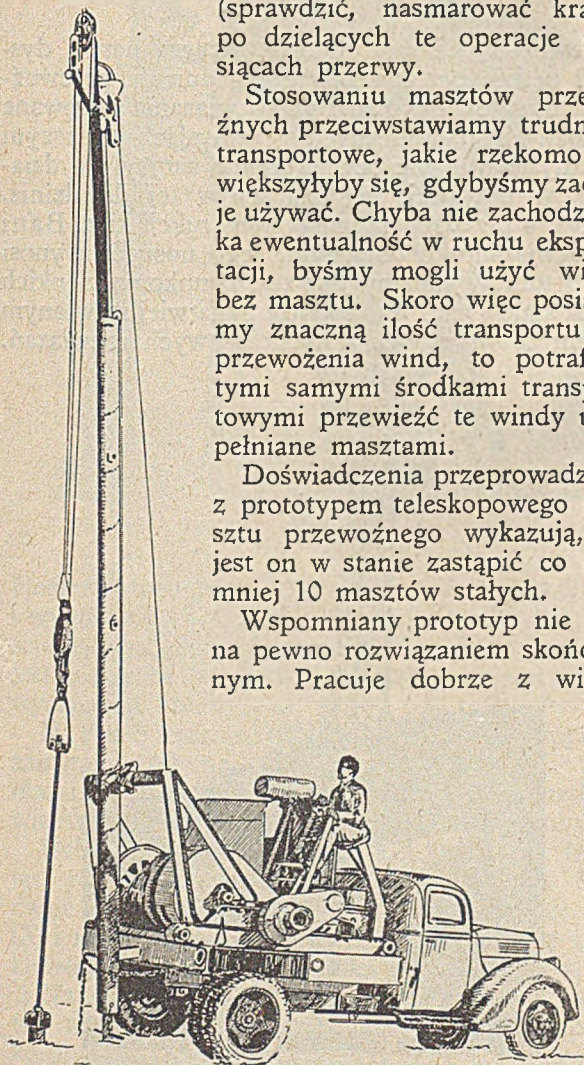
Rys. 6

dla osiągnięcia owej żywotności należałoby te 100 masztów odpowiednio konserwować i każdorazowo przed rozpoczęciem prac wyciągowych na odwiercie doprowadzić maszt do ładunku (sprawdzić, nasmarować krążki) po dzielących te operacje miesięcznych przerw.

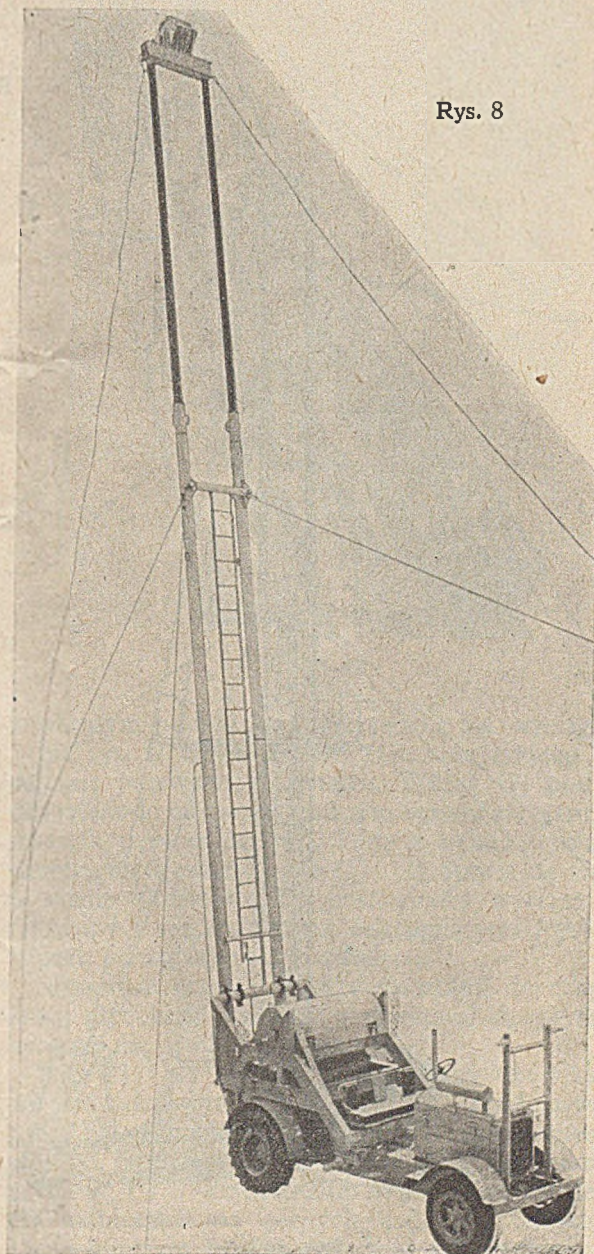
Stosowaniu masztów przewoźnych przeciwstawiamy trudności transportowe, jakie rzekomo powiększyłyby się, gdybyśmy zaczęli je używać. Chyba nie zachodzi taka ewentualność w ruchu eksploatacji, byśmy mogli użyć windy bez masztu. Skoro więc posiadamy znaczną ilość transportu dla przewożenia wind, to potrafimy tymi samymi środkami transportowymi przewieźć te windy uzupełniane masztami.

Doświadczenia przeprowadzone z prototypem teleskopowego masztu przewoźnego wykazują, że jest on w stanie zastąpić co najmniej 10 masztów stałych.

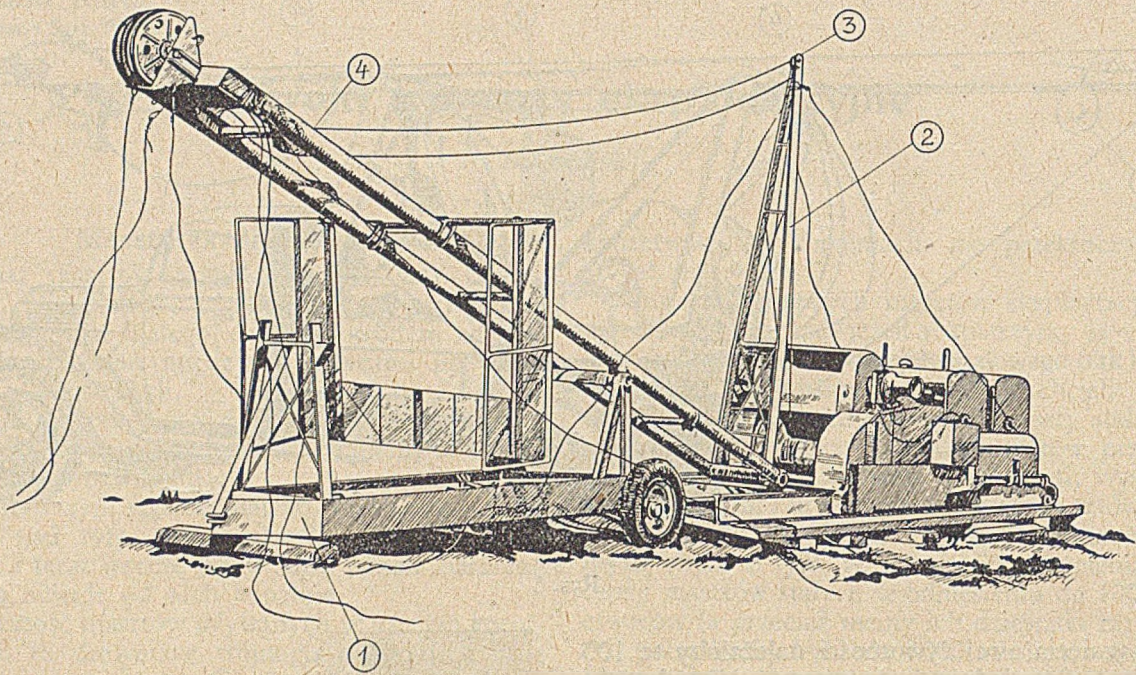
Wspomniany prototyp nie jest na pewno rozwiązaniem skończonym. Pracuje dobrze z windą



Rys. 7



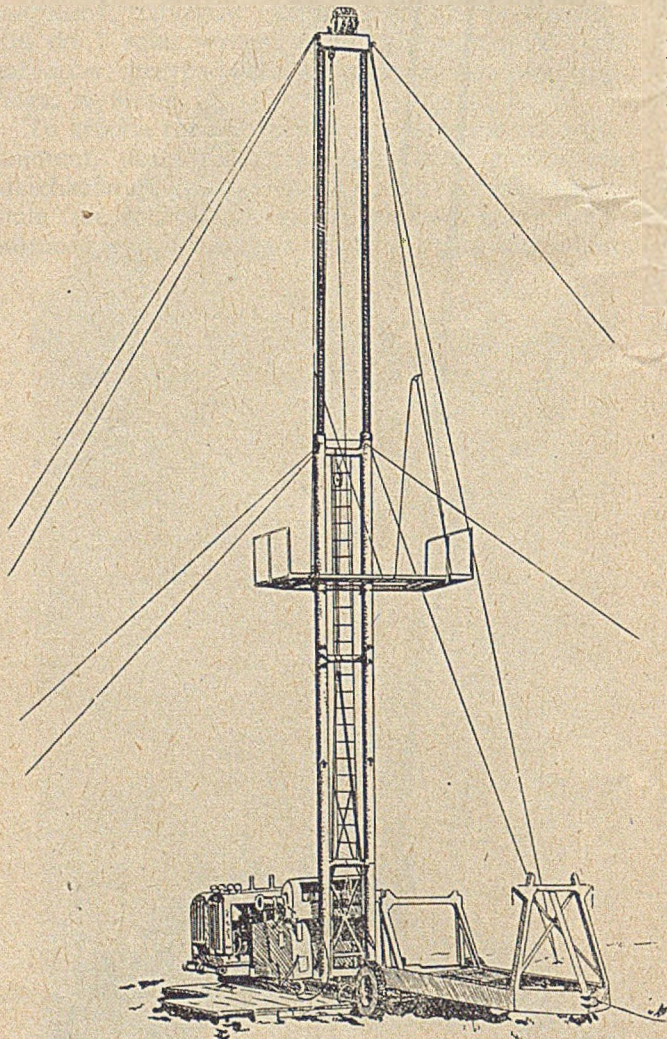
Rys. 8



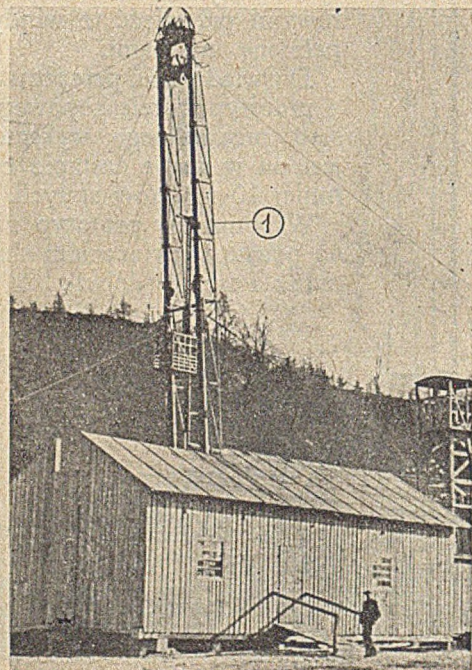
Rys. 6

umieszczoną na samochodzie. Rzeczą naszej dyskusji będzie przeanalizować zagadnienie przewoźności masztów i w oparciu o rozwiązania stosowane w różnych zagranicznych przemysłach i naszym przemyśle wyłowić pewne ogólne zarysy dla działania w przyszłej racjonalizacji w tej dziedzinie.

Rys. 4 przedstawia maszt konstrukcji kier. Bani w rozwiązaniu przenośnym. Jego nośność wynosi ok. 8 ton. Wykonany jest ze stosunkowo cienkich rurek stalowych i jest bodajże najłatwiej stawianym typem ze wszystkich dotychczasowych rozwiązań.



Rys. 10

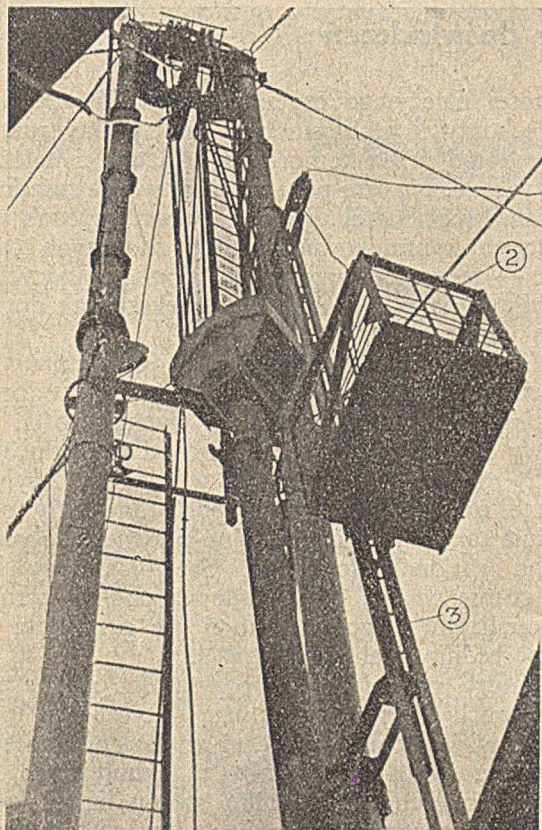


Rys. 11

Składa się z dwu członów — górnego (1) i dolnego (2).

W porównaniu jednak z przewoźnymi montaż i transport zabierają więcej czasu; typ przedstawiony na rysunku nadaje się tylko do wyciągania pompy na płytkich otworach.

Materiałem do budowy tego masztu są drogie rurki pompowe. Można powiedzieć, że typ ten przyszedł do pewnego stopnia w Gorlickim Kopalnictwie Naftowym, gdzie właśnie tereny specjalnie nadają się do stosowania masztów przewoźnych. W Sanockim Kopalnictwie Naftowym rozpowszechnił się więcej od innych typ masztu składanego z rur wiertniczych 5" i 6" konstrukcji inż. Kruczka.



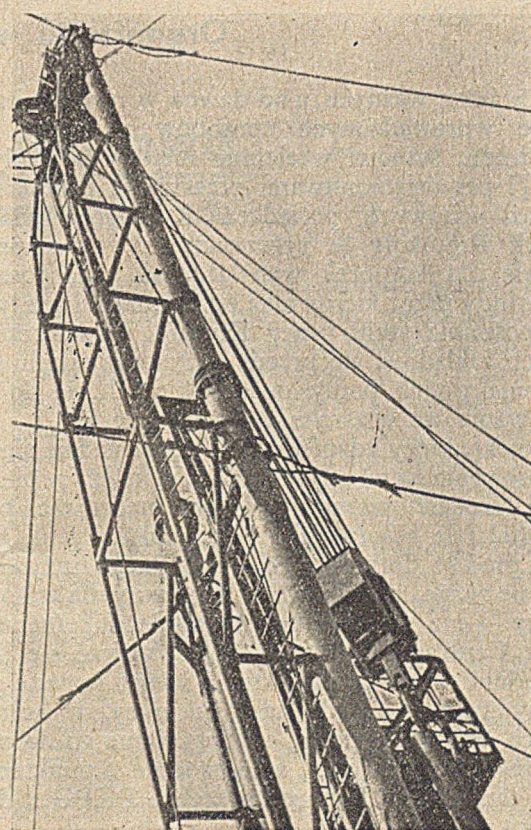
Rys. 12

od rury masztu. Przymocowana na łańcuchu płyta (3) stanowi podstawę masztu, przykręconą do belki. Teleskop osiągać może różne wysokości, zależnie od tego, w który z trzech otworów (4) włożymy sworzeń łączący obie rury.

Na rys. 7 widzimy maszt postawiony. Widoczne jest, jakie znaczenie ma specjalna konstrukcja uzbrojenia. Odpowiednie ułożenie górnych krążków umożliwia podciąganie ruchomej części wielokrążka pod samą koronę.

Na rys. 8 widzimy podwójny maszt teleskopowy o udźwigu ok. 60 ton, nadający się do obróbki najgłębszych już otworów.

Cięższe maszty tego typu wykonuje się także



Rys. 13

Nośność tego typu jest wyższa od poprzedniego i wynosi ok. 14 ton. Wymienione obydwie typy posiadają wysokość roboczą ok. 17 m, która uważana jest u nas za minimum, potrzebne do sprawnego wyciągania pompy.

Na rys. 5 widzimy przewoźny maszt teleskopowy, zainstalowany na windzie samochodowej. Słup masztu stanowią 2 rury — dolna (1) o średnicy większej i górna (2), wysuwana z dolnej linką (3).

Uzbrojenie masztu stanowią 2 krążki (4). Maszt jest rozpięty 4-ma odciągaczami linowymi. Składanie masztu odbywa się przez popuszczanie linki (3) i następnie w stanie złożonym opiera się go na konsoli (5), przewidzianej na przodzie wozu.

Na rys. 6 widzimy podobnego typu maszt w stanie złożonym. Na uwagę zasługuje rozwiązanie korony, w którym dwa krążki (1) i (2) ustawione są względem siebie pod kątem prostym, przez co umożliwiające jest pewne odsunięcie wielokrążka

z własnym podwoziem, niezależnie od wyciągów.

Na rys. 9 widać sposób stawiania takiego oddzielnie przewoźnego masztu. Wózek (1) podjeżdża tyłem do odwiertu, po czym stawia się naprzód maszcik pomocniczy (2). Liną z bębna wyciągu, przeciągniętą przez krążek (3) i (4), stawia się maszt w stanie złożonym. Po postawieniu wyciąga się teleskopy i rozpina linami odciągającymi (rys.10). Wózek odciągamy obok odwiertu.

Właściwie granica między masztami do eksploatacji głębokich otworów a masztami do płytkich wierceń nie istnieje.

Rys. 11 i 12 przedstawia używany dla lekkich wierceń udarowych maszt „Narada”, produkowany przez Fabrykę Maszyn. Jest to typ masztu teleskopowego, podwójnego, wykonanego z rur wiertniczych 9" i 7". Wzmocnienie świec stanowią żebra (1) rozbieralne na górnych częściach teleskopu. Uzupełnieniem masztu jest kosz (2) ruchomy na

jezdni (3), która może być przykręcana do dowolnej świecy. Maszt ten o udźwigu 40 ton nie wytrzymał obciążeń, występujących przy głębszych wierceniach, do jakich był używany i został obecnie wycofany z produkcji. Konstrukcja żeber wzmacniających świece, jako zasługująca na uwagę, przedstawiona jest na rys. 15.

Rezultatem rozważań o masztach eksploatacyjnych jest następujący wniosek:

Przemysł nasz potrzebuje pilnie eksploatacyjnych

masztów przewoźnych w zespołach razem z windami. Można wydzielić na początek 2 typy — pierwszy o udźwigu ok. 18 ton i drugi — 30 ton.

Rozwiązanie powyższych konstrukcji nie może nastąpić w ramach kopalnictw. Raczej należy uważać, że dyskusja powinna pójść w kierunku ustalenia typu w jego najogólniejszych zarysach i — co najważniejsze — powinna przynieść rozstrzygnięcie niewyjaśnionej dotychczas kwestii przeżożności masztów.

Wynalazczość naftowa

Organizacja wymiany doświadczeń

Jednym z ważnych, a od dawna w naszym przemyśle wprowadzonych sposobów wymiany doświadczeń, stanowi wzajemne między podległymi CZPN przedsiębiorstwami przesyłanie protokołów z każdorazowych posiedzeń Komisji Wynalazczości. Protokoły te przeznaczone w pierwszym rzędzie dla komórek wynalazczości, analizowane być winny przez kierownika tejże komórki nie tylko dla poznania stylu pracy Komisji Wynalazczości innych zakładów, ale przede wszystkim w celu wyłowienia z nich pomysłów, nadających się do zastosowania we własnym zakładzie pracy.

Projekt, który zdaniem kierownika nadaje się do zastosowania na własnym zakładzie, należy w pierwszym rzędzie szczegółowo przeanalizować przy współudziale resortowego kierownika działu, którego projekt dotyczy, jak i naczelnego inżyniera. Jeśli się okaże, że projekt jest korzystny dla zakładu, należy — nie czekając na przesłanie dokumentacji przez Centralny Zarząd — skontaktować się bezpośrednio z twórcą projektu, a nawet w razie potrzeby zwrócić się do zakładu pracy, w którym twórca jest zatrudniony, o delegowanie go do prac nad realizacją projektu, a to zgodnie z punktem 2 § 47 zarządzenia Przewodniczącego PKPG z dnia 7 lipca 1951 r.

Rozumie się, że tego rodzaju żądanie przyjazdu twórcy na miejsce, w którym projekt ma być zastosowany, nastąpić winno po uprzednim sporządzeniu przez dotyczący zakład pracy dokładnego planu wykorzystania projektu i zatwierdzeniu go przez kierownika zakładu. Protokół w ten sposób wykorzystany i zaopatrzony w uwagi kierownika komórki, przekazany być winien do Klubu Techniki i Racjonalizacji, gdzie stanowił będzie temat dla dyskusji członków, jak i do wzajemnej wymiany korespondencji między samymi klubami. Znajomości członków Klubu oraz racjonalizatorów z treścią protokołu, posiada zarówno dla pracy jednych jak i drugich duże znaczenie.

Świeże wiadomości, zawarte w stale nadchodzących protokołach, pobudzają racjonalizatorów do intensywniejszej pracy, a równocześnie chronią ich przed zbyt dużym wysiłaniem umysłu nad pomysłami, które już znalazły rozwiązanie w siostrzanych zakładach, a o czym protokoły sygnalizują.

Trzeba niestety zauważyć, że wynikające z umie-

jętności należytego czytania protokołów, zarówno duże korzyści propagandowe jak i praktyczne, nie były dotąd przez komórki wynalazczości należycie wykorzystane. Na tym polu nastąpić winna zasadnicza zmiana w orientacji, gdyż ten prosty sposób wzajemnego komunikowania sobie zdobytych osiągnięć — zresztą dobrze u nas funkcjonujących — zasługuje na poświęcenie mu większej jak dotychczas uwagi.

Nie mniej ważną sposobność do wymiany doświadczeń dają odbywające się co miesiąc odprawy robocze kierowników komórek wynalazczości. Odprawy te, wprowadzone dopiero od początku roku 1952, nie nabrały jeszcze właściwego wyrazu. Dotąd na zebraniach tych poruszane były przeważnie sprawy organizacyjno-prawne, dotyczące ruchu racjonalizatorskiego. Są to sprawy bezsprzecznie ważne, gdyż stanowią podstawę ruchu racjonalizatorskiego, nie mniej nie przynoszą one bezpośrednio ruchowi korzyści.

Dlatego pragniemy w przyszłości na naszych odprawach prócz instruktażu dotyczącego przepisów wiele czasu poświęcić znalezieniu sposobu wykorzystania nowych zdobyczy technicznych, mających znaczenie dla ruchu racjonalizatorskiego. Wszelkie spostrzeżenia poczynione na tym polu, powinny na tych odprawach znaleźć oddźwięk, a to przez bezpośrednią wymianę myśli i dyskusję.

Nie należy też zapominać o wykorzystaniu tych protokołów z posiedzeń kierowników komórek wynalazczości w celach propagandowych, a w szczególności należy z ich treścią zaznajomić Kluby Techniki i Racjonalizacji.

Wreszcie Kluby Techniki i Racjonalizacji powinny przez organizowanie spotkań naszych racjonalizatorów z czołowymi racjonalizatorami innych przemysłów, a zwłaszcza przemysłu węglowego, w którym pracują tacy racjonalizatorzy jak Apryas i Markiewka, przyczynić się w znacznym stopniu do wymiany doświadczeń.

Nasi racjonalizatorzy, nie opuszczając nigdy własnego zakładu pracy, nie znają dotąd ani metod pracy, ani zdobyczy racjonalizatorów innych przemysłów. Przez poznanie innych kolegów racjonalizatorów, pracujących w odmiennych warunkach, nasi racjonalizatorzy pogłębią swój ho-

ryzont myślenia, co stanowić winno przedmiot naszej troski.

Najlepszą okazję do takiego spotkania stanowią wycieczki, które wyłącznie dla tego celu urządzone być winny przez Kluby Techniki i Racjonalizacji. Aby taka wycieczka w celu wymiany doświadczeń między racjonalizatorami dała pozytywne wyniki, powinna być przemyślana w szczegółach i dobrze przygotowana, zarówno przez Klub Techniki i Racjonalizacji jak i przez Komórkę Wynalazczości.

Z zakładem, do którego zamierzamy wyjechać, należy jak najwcześniej nawiązać kontakt, bądź w formie wymiany korespondencji, bądź przez delegowanie na miejsce swego przedstawiciela dla ustalenia wszelkich szczegółów i porządku obrad. Racjonalizatorzy z innego przemysłu, których od-

wiedziliśmy, będą również chcieli zapoznać się z warunkami pracy na naszych zakładach i w tym celu i na nasz zakład przyjadą.

Nasze więc przedsiębiorstwa będą miały również sposobność wykazania się pozytywną pracą własnych racjonalizatorów. Zrozumiana w ten sposób wymiana doświadczeń będzie bodźcem do samorzutnego współzawodnictwa racjonalizatorskiego i świadczyć będzie o wydajnej pracy naszych Klubów Techniki i Racjonalizacji.

Naprowadzone możliwości wymiany doświadczeń powinny zarówno przez komórki wynalazczości, jak i przez Kluby Techniki i Racjonalizacji być pogłębione i wykorzystane dla dobra ruchu racjonalizatorskiego.

Ignacy Lasek

Wiadomości naftowe w pytaniach i odpowiedziach

Pytanie: Co to są węglowodory?

Odpowiedź: Sama nazwa wskazuje, że węglowodory składają się z węgla i wodoru. Węgiel i wodor są pierwiastkami chemicznymi, czyli ciałami prostymi, których nie możemy rozłożyć na inne ciała. Pierwiastki mają zdolność łączenia się ze sobą i wytwarzania ciał złożonych, które nazywamy związkami chemicznymi. Na ogół dwa pierwiastki, łącząc się ze sobą, tworzą niewiele różnych związków chemicznych; np. znamy tylko dwa związki chemiczne wodoru i tlenu (wodę i nadtlenek wodoru, który z wodą daje wodę utlenioną).

Natomiast w związkach chemicznych węgla z wodorem istnieje możliwość łączenia się atomów tych pierwiastków w najprzeróżniejszych kombinacjach i wytwarzaniu wprost niezliczonych związków — węglowodorów. Jest to wynik szczególnej własności atomów węgla czyli najmniejszych cząsteczek. Atomy węgla łączą się ze sobą w łańcuchy proste i rozgałęzione oraz w pierścienie, które w połączeniu z atomami wodoru stanowią cząsteczki węglowodorów o bardzo różnych własnościach fizycznych, jak temperatura wrzenia, krzepnięcia i zapłonu, lepkość itp. Własności chemiczne węglowodorów czyli zachowanie się ich w różnych warunkach i wobec innych ciał, również są bardzo rozmaite.

Pytanie: Jakie węglowodory znajdują się w ropie naftowej?

Odpowiedź: Węglowodory znajdujące się w ropie, zaliczają się do trzech różnych grup, z których każda charakteryzuje się innym sposobem tworzenia się związków.

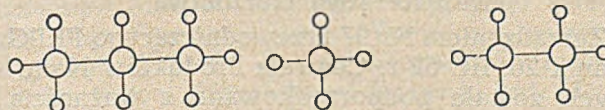
Pierwszą grupę stanowią węglowodory, które noszą nazwę węglowodorów parafinowych albo węglowodorów grupy metanu. Cząsteczki tych węglowodorów mają budowę łańcuchową, to znaczy, że atomy węgla układają się w nich jeden za drugim i tworzą jak gdyby łańcuch. Możemy sobie wyobrazić, że atom węgla ma kształt kulki

o objętości większej, a atom wodoru kształt kulki o objętości mniejszej. Jeden atom węgla może wiązać się z czterema atomami wodoru, czyli pod względem możliwości wiązania się jest czterowartościowy, o ile atom wodoru przyjmiemy jako jednowartościowy. Mówimy, że atom węgla ma do dyspozycji cztery wiązania, a atom wodoru jedno.

Jeżeli atomy wodoru nie zajmują wszystkich wiązań atomu węgla, to ten ostatni może przy pomocy wolnych wiązań łączyć się z innymi atomami węgla. Znany węglowodór propan, otrzymany przy stabilizacji gazoliny jako gaz płynny, składa się z cząsteczek zawierających po trzy atomy węgla i osiem atomów wodoru. Atomy są powiązane w sposób przedstawiony na rys. 1.

Im łańcuszek w cząsteczce danego węglowodoru jest dłuższy, tym wyższa jest temperatura wrzenia węglowodoru, która wpływa na stan skupienia, w jakim ten węglowodór znajduje się w zwykłych warunkach, tj. decyduje czy będzie on gazem, cieczą czy ciałem stałym. Węglowodór o pięciu atomach węgla w łańcuchu cząsteczki jest cieczą w pokojowej temperaturze i pod ciśnieniem atmosferycznym. Węglowodór o siedemnastu atomach węgla jest w pokojowej temperaturze ciałem stałym. Węglowodory zawierające w łańcuchach cząsteczek więcej niż 17 atomów węgla, wchodzą w skład stałej parafiny, uzyskiwane drogą przeróbki oleju parafinowego.

Znany gaz metan, główny składnik gazu ziemnego, posiada cząsteczki składające się tylko z jednego ogniwa łańcucha węglowego, przy czym wszystkie cztery wiązania tego jednego atomu węgla w cząsteczce metanu są zajęte przez cztery atomy wodoru (rys. 2).



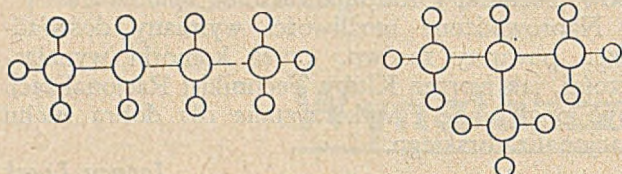
Rys. 1 Propan

Rys. 2 Metan

Rys. 3 Etan

Drugi gaz tej grupy — etan — składa się z dwu ogniw (rys. 3).

Wyższe węglowodory tej grupy mogą mieć łańcuchy proste lub rozgałęzione. Zjawisko to zachodzi już dla butanu, węglowodoru o czterech ogniwach w łańcuchu. Rzeczywiście we frakcji „gazu płynnego” znajdują się dwa butany: tzw. butan normalny i izobutan (rys. 4).



Butan normalny

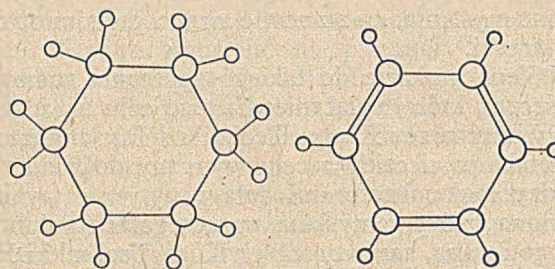
Izobutan

Rys. 4

Różnica w budowie łańcucha wpływa na temperaturę wrzenia: butan normalny o łańcuchu prostym wrze pod ciśnieniem atmosferycznym, tj. zamienia się na gaz w temperaturze 0°C, izobutan o łańcuchu rozgałęzionym wrze w temperaturze -11°C.

W skład benzyny motorowej wchodzi węglowodory, zawierające 5—10 atomów węgla w cząsteczce. Tutaj należy zwrócić uwagę na ciekawy fakt, że węglowodory o łańcuchach prostych zachowują się źle w silniku i są główną przyczyną stukania przy wysokim stopniu sprężania (kompresji), podczas gdy węglowodory o łańcuchach rozgałęzionych w tych warunkach zachowują się bardzo dobrze i stanowią główne źródło paliwa wysokowartościowego dla nowoczesnych silników.

Drugą grupę węglowodorów zawartych w ropie tworzą węglowodory naftenowe, mające budowę nie łańcuchową lecz pierścieniową. Przedstawicielem tej grupy jest cykloheksan, węglowodor składający się w benzynie i składający się z 6 atomów węgla i 12 atomów wodoru. Rysunek 5 przedstawia sposób powiązania atomów tego węglowodoru.



Rys. 5 Cykloheksan

Rys. 6 Benzen

Węglowodory naftenowe posiadają przeważnie pierścienie o 5 i 6 atomach węgla, które mogą łączyć się ze sobą lub z łańcuchami węglowodorów pierwszej grupy. Węglowodory wchodzące w skład olejów smarowych są przeważnie zbudowane z pierścieni naftenowych, połączonych z długimi łańcuchami pierwszej grupy. Oleje, w których przeważają takie węglowodory, są lepsze w użyciu, ponieważ lepkość ich mniej zmienia się przy różnych temperaturach.

Do trzeciej grupy należą węglowodory aromatyczne, które są poza tym znane jako główny składnik smoły z węgla kamiennego. Przedstawicielem tej grupy jest benzen, wrzący w temperaturze 80°C pod ciśnieniem atmosferycznym. Cząsteczkę benzenu stanowi pierścień składający się z sześciu atomów węgla i sześciu atomów wodoru (rys. 6).

Węglowodory aromatyczne zawierają w swoich cząsteczkach mniej atomów wodoru niż inne węglowodory i dlatego są cięższe. Pierścienie węglowodorów aromatycznych podobnie jak naftenowych łączą się ze sobą lub z łańcuchami pierwszej grupy węglowodorów. Węglowodory aromatyczne zawarte w benzynie wpływają korzystnie na jej zachowanie się w nowoczesnych silnikach, podobnie jak węglowodory pierwszej grupy w rozgałęzionych łańcuchach. Węglowodory powstałe z połączeń długich łańcuchów z pierścieniami aromatycznymi, zawarte w olejach, mają podobne własności jak i węglowodory składające się z łańcuchów i pierścieni naftenowych.

Kronika

Personalne

Minister Górnictwa mianował dyrektorem zarządzającym rafinerii ob. Roberta Bartosza. Głównym Inżynierem w tej samej rafinerii mianowany został mgr inż. Władysław Zajeziński.

Ob. Antoni Różycki mianowany został zastępcą dyrektora dla spraw administracyjno-handlowych w rafinerii nafty.

Centrala Produktów Naftowych w resorcie Ministerstwa Górnictwa

Zarządzeniem Nr 97 Przewodniczącego PKPG z dnia 26. III. 52 r. Centrala Produktów Naftowych została podporządkowana z ważnością od dnia 1. IV. 1952 r. Ministrowi Górnictwa, który w zakresie handlu detalicznego ma działać

w porozumieniu z Ministrem Handlu Wewnętrznego, a w zakresie handlu zagranicznego — w porozumieniu z Ministrem Handlu Zagranicznego.

Wykonanie planu

W miesiącu kwietniu br. plan wydobycia ropy wykonany został w przemyśle naftowym w 100,2%, na co wpłynęła przede wszystkim wybitna mobilizacja wszystkich pracowników z okazji 60 rocznicy urodzin Prezydenta Bieruta i Święta 1 Maja.

I tym razem klasa pracująca przemysłu naftowego wykazała, że umie walczyć o wykonanie planu, a równocześnie zmanifestowała wielkie przywiązanie do Ojczyzny Ludowej i Pierwszego Budowniczego Polski Socjalistycznej ob. B. Bieruta.

Wykonanie planu produkcji przemysłowej w I kwartale 1952 r.

Państwowa Komisja Planowania Gospodarczego ogłosiła komunikat o wykonaniu Narodowego Planu Gospodarczego w I kwartale 1952 r. Według tymczasowych danych plan produkcji przemysłu socjalistycznego na I kwartał br. wg wartości w cenach niezmiennych został wykonany przez cały przemysł w 100,3%.

Przedsiębiorstwa przemysłowe podległe Ministerstwu Górnictwa wykonały plan w 99%.

W przemyśle naftowym wyprodukowano ponad plan znaczną ilość gazu ziemnego.

Mimo wykonania i przekroczenia planu w zakresie produkcji globalnej, Ministerstwo Górnictwa nie osiągnęło w pełni zadań planu w zakresie wydobycia węgla kamiennego i ropy naftowej.

Produkcja globalna całego przemysłu socjalistycznego wzrosła w I kwartale 1952 r. o około 19% w porównaniu z I kwartałem 1951 r. W szczególności produkcja ropy naftowej w I kwartale 1952 r. wynosiła 129%, benzyny 151%, gazu ziemnego 130% w porównaniu z tym samym okresem ubiegłego roku.

Liczba zatrudnionych grupy przemysłowej w przemyśle socjalistycznym wzrosła ogółem w porównaniu z I kwartałem 1951 r. o ok. 6%.

Wydajność pracy liczona wg wartości produkcji na pracownika grupy przemysłowej wzrosła w przemyśle socjalistycznym ogółem o ok. 12% w porównaniu z I kwartałem 1951 r.

Sukces naftowców polskich na radzieckim urządzeniu wiertniczym

W styczniu br. brygada wiertnicza w składzie Gutterch, Irzyk i Piotrowski osiągnęła duży sukces w wierceniach naftowych, uzyskując na radzieckim urządzeniu wiertniczym 631,7 metrów w ciągu miesiąca.

Okres realizacji zobowiązań, podjętych dla uczczenia 60 rocznicy urodzin towarzysza Bolesława Bieruta, wzmógł tempo prac brygady, walczącej ambitnie o pobicie własnego rekordu.

W dniu 12 kwietnia brygada Guttercha rozpoczęła pracę na nowym szybie, posługując się tym samym urządzeniem wiertniczym. Podjęte na cześć 1 Maja zobowiązanie uwiercenia 720 metrów w ciągu jednego miesiąca, brygada podwyższyła do 800 metrów. W toku walki o wykonanie zobowiązań naftowcy osiągalni coraz wyższe uwierty dobowe: 68, 69, 71 i 83,2 metrów.

Dnia 12 maja br. brygada Guttercha zameldowała o uwierceniu 957,3 m. W ten sposób zobowiązanie wykonane zostało w 19,7 procent i na radzieckim urządzeniu wiertniczym naftowcy Podkarpacia osiągnęli najwyższy w Polsce wynik.

Budowa instalacji „Barisol“

W najbliższych dniach jedna z polskich rafinerii nafty rozpocznie produkcję wysokogatunkowych olejów, w związku z zakończeniem budowy instalacji „Barisol“.

Zakończenie tej budowy jest wielkim osiągnięciem naszego przemysłu naftowego, kroczącego po linii postępu technicznego.

Krośnieńskie Warsztaty Remontowe

Krośnieńskie Warsztaty Remontowe mimo wielkich trudności, doceniając potrzeby przemysłu naftowego, uruchomiły dział regeneracji pomp węglanych.

Święto 1 Maja w przemyśle naftowym

W związku ze Świętem 1 Maja odbyła się w Krakowie w dniu 30. IV. br. uroczysta akademie dla pracowników przemysłu naftowego, zatrudnionych na terenie m. Krakowa, pracowników przemysłu solnego oraz Biura Projektów Przemysłu Węglowego.

Ponadto odbyły się uroczyste akademie we wszystkich przedsiębiorstwach przemysłu naftowego, na których zasłużeni pracownicy zostali udekorowani krzyżami zasługi i odznakami racjonalizatorów i przodowników pracy.

Złotym Krzyżem Zasługi odznaczeni zostali Sanockie Kopalnictwo Naftowe: Adolf Piotrowski, Kazimierz Gutterch.

Srebrnym Krzyżem Zasługi odznaczeni zostali

Centralny Zarząd Przemysłu Naftowego: mgr Stefan Laskowski, mgr inż. Stefan Jasieniak.

Gorlickie Kopalnictwo Naftowe: Jan Zabawa, Stanisław Król, Franciszek Zachacz, Franciszek Mirecki, Władysław Wrona.

Krośnieńskie Kopalnictwo Naftowe: Władysław Wal, Piotr Przybyła, Florian Pelczarski, Franciszek Prync, Kazimierz Marosz, Antoni Rajchel.

Sanockie Kopalnictwo Naftowe: Piotr Irzyk, Leopold Olearczyk, Adam Kędra. Rafinerie nafty:

Jan Myśliwiec, Stefan Dziewiczek, Antoni Szypuła. Brązowym Krzyżem Zasługi odznaczeni zostali

Krośnieńskie Kopalnictwo Naftowe: Daniel Maślanka, Henryk Wojnar.

Sanockie Kopalnictwo Naftowe: Mieczysław Oleniacz, Kazimierz Pałys, Ignacy Borek, Bartłomiej Wróbel, Adam Komierko, Franciszek Gawroński, Henryk Florian, Bronisław Lorenc.

Rafinerie nafty: Stanisław Garncarz, Franciszek Janocha, Czesław Kurowski, Jan Caban, Marian Lipiński, Ignacy Janusz, Franciszek Konieczny, Piotr Wojtas, Franciszek Gawęda.

Odznakę „Racjonalizatorom Produkcji“ otrzymali

Gorlickie Kopalnictwo Naftowe: Jan Woźniak.

Krośnieńskie Warsztaty Remontowe: Bolesław Zajdel, Kazimierz Wałęga.

Rafinerie nafty: Bronisław Smosna, Władysław Kręt, Józef Mrzygłód, mgr Franciszek Sikora, Wojciech Lignarski, Zygmunt Biedroń, Roman Czerwiński, Ignacy Janusz, Antoni Kerz, Edward Biernacki, inż. Henryk Weiss, Franciszek Wal.

Odnagę „Zasłużonym Przodownikom Pracy“ otrzymali:

Wierceni Poszukiwawcze:
Józef Mikołajczyk, Albin Gasiński.

Odnagę „Przodownikom Pracy“ otrzymali:
Gorlickie Kopalnictwo Naftowe:

Franciszek Niemaszyk, Ludwik Rak, Antoni Pęczak, Stanisław Przybyłowicz, Jan Kosiba, Stanisław Patrzyk, Władysław Machowski, Władysław Janasz, Ignacy Jamiński, Franciszek Przybyłowicz, Tadeusz Przybyłowicz, Mieczysław Sikora, Waclaw Dudka, Kazimierz Traciłowski.

Krośnieńskie Kopalnictwo Naftowe:
Antoni Bajgier, Władysław Weiss, Władysław Ochała.

Sanockie Kopalnictwo Naftowe:
Bronisław Grządziel, Józef Grządziel, Adam Szuba, Józef Kędra, Ludwik Denko, Leon Kędra.

Wierceni Poszukiwawcze:
Jan Łepkowski, Władysław Kucharczyk, Józef Koc, Edward Tłuściak, Stanisław Syzdek.

Krośnieńskie Warsztaty Remontowe:
Franciszek Szubra, Jan Zajdel, Roman Zajdel, Antoni Merak.

Rafinerie nafty:
Władysław Myśliwiec, Szymon Bajorek, Władysław Górski, Franciszek Myśliwiec, Wojciech Nowak, Józef Myśliwiec, Kazimierz Kordyl, Franciszek Bartosik, Franciszek Czyżykiewicz, Franciszek Kordyl, Jan Szurek.

Walne Zebranie Krakowskiego Oddziału SITPN

W dniu 22 kwietnia br. odbyło się w Krakowie Zwyczajne Walne Zebranie Krakowskiego Oddziału SITPN. Złożone przez ustępujący Zarząd sprawozdanie wykazało dużą aktywność pracy Stowarzyszenia. W roku sprawozdawczym ogłoszono 58 odczytów.

W wyniku wyborów powołano nowy Zarząd. Na rok 1952 na prezesa Oddziału powołano inż. Niemczyka Adama, sekretarzem Oddziału został inż. Szefer Leszek.

Wpisy do Wieczorowej Szkoły Inżynierskiej w Krakowie

Podania o przyjęcie na I rok studiów Wieczorowej Szkoły Inżynierskiej w Krakowie i na Jednoroczny Kurs Przygotowawczy przy W.S.I. wraz z życiorysem należy składać przez swoje zakłady pracy do „Uczelnianej Komisji dla spraw rekrutacji W.S.I.“ w Krakowie przy ul. Długiej 11a.

Do podania załączyć należy:

1. skierowanie przez uspołeczniony zakład pracy,
2. odpis świadectwa ukończenia liceum techn. lub ogólnokształcącego,
3. zaświadczenie 2 letniej praktyki zawod.-techn. (jako odpowiedzialny technik lub pracownik produkcyjny po liceum),

4. zaświadczenie zakładu pracy,
5. zaświadczenie organizacji społecznej,
6. wypełnioną ankietę personalną,
7. świadectwo lekarskie.

Do podania o przyjęcie na 1-roczy Kurs Przygotowawczy załączyć należy jak pod 1, 4, 5, 6, 7, a ponadto:

metrykę urodzenia (ukończony 23 rok życia), zaświadczenie dwuletniej praktyki zawodowej związanej z przyszłym kierunkiem studiów, świadectwo szkolne (szkoła zawodowa, rzemieślnicza, gimnazjum techniczne, mała matura).

Wymagany zakres wiadomości do egzaminu wstępnego do W.S.I. jak przy egzaminie wstępnym do wyższych szkół technicznych. Obejmuje on w części pisemnej matematykę i fizykę, (na wydz. chemiczny i chemię), a w części ustnej chemię i naukę o Polsce i świecie współczesnym.

Termin egzaminu od 18—23. VIII. 1952 r.

Kandydaci na Jednoroczny Kurs Przygotowawczy zostaną przyjęci bez egzaminu, decyzją Komisji Uczelnianej.

Dla przygotowania kandydatów do egzaminu wstępnego na I rok studiów na W.S.I. organizuje NOT w czasie od 7.VII. do 15.VIII. br. 6-tygodniowy kurs przygotowawczy. Zapisy będą się odbywały od 21.VI.br. po stwierdzeniu dopuszczenia do egzaminu wstępnego. Opłata za kurs ok. zł. 100.—

W.S.I. jest państwową wyższą uczelnią techniczną. Posiada w Krakowie wydziały: budownictwa, chemiczny (również w Oświęcimiu), elektryczny, hutniczy i mechaniczny. W obrębie działów istnieje podział na specjalności.

Nauka trwa 8 semestrów, po ukończeniu otrzymuje się dyplom inżyniera.

Pierwszeństwo przyjęcia mają najlepsi pracownicy przemysłu (racjonalizatorzy, przodownicy, wyróżniający się majstrowie, technicy itp.).

Nauka rozpoczyna się dnia 1 września 1952 r.

XXV Zjazd Geologiczny Polskiego Towarzystwa Geologicznego

Komitet Organizacyjny XXV Zjazdu Geologicznego PTG ustalił, że zjazd ten odbędzie się w roku bieżącym w Warszawie w pierwszej połowie września. Według przedstawionego programu pierwszy dzień zjazdu ma być wypełniony referatami, dotyczącymi zagadnień czwartorzędu w Polsce. Następne dni zjazdu mają być poświęcone wyćwiczkom.

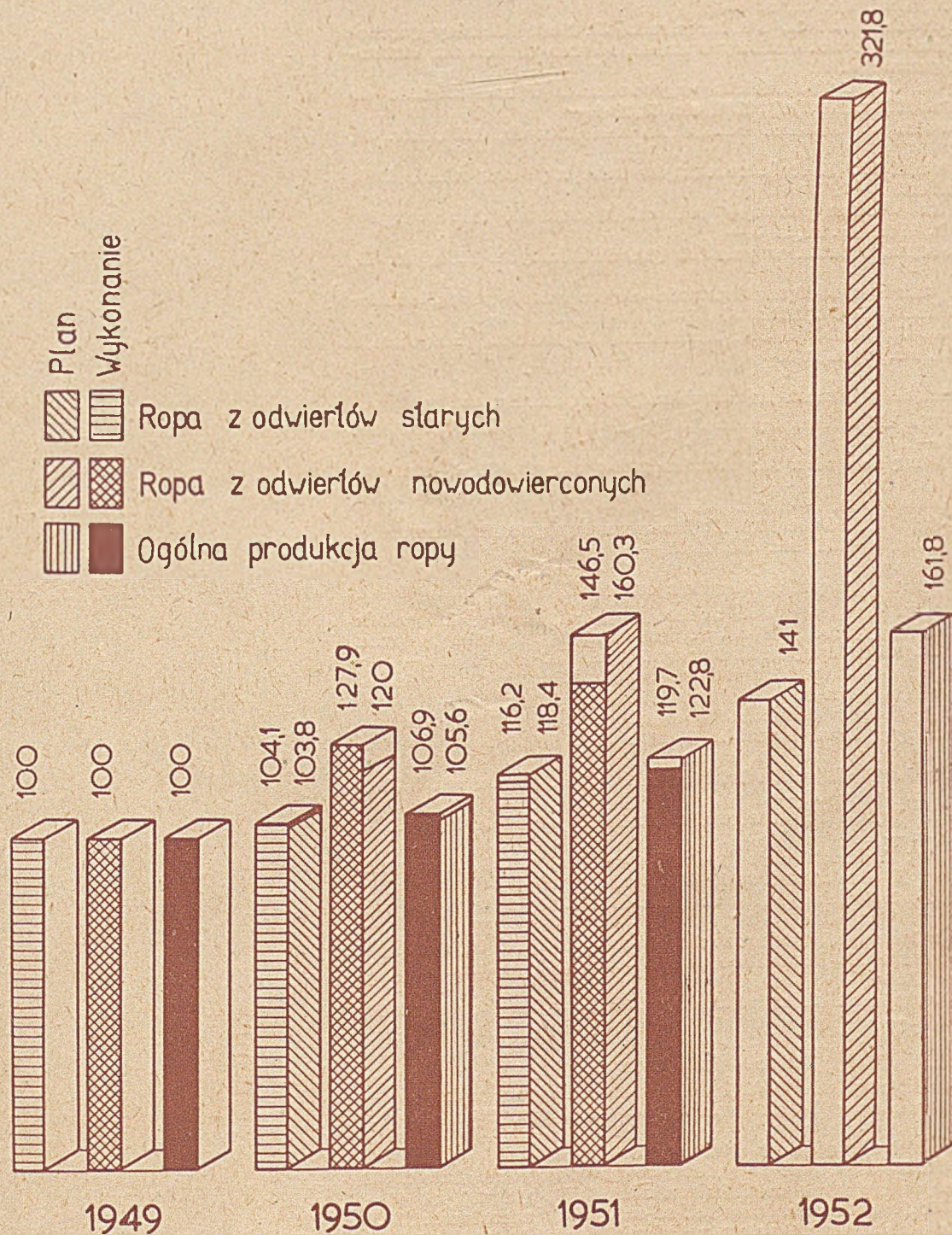
Z nadesłanych książek

Dr Błażej Roga i mgr Lidia Wnękowska:
Analiza paliw stałych

Katowice 1952. Nakładem Państwowych Wydawnictw Technicznych. Stron 496. Cena zł 90.—

Książka obejmuje różnorodne metody badania paliw stałych, ze szczególnym uwzględnieniem analizy elementarnej i technicznej.

Produkcja ropy w 1 i 2 roku Planu 6-letniego we wskaźnikach procentowych (1949=100)



PAŃSTWOWE WYDAWNICTWA TECHNICZNE

Prace Instytutu Naftowego

- Chajec W.: Kontrola zamknięcia wód wglębnych metodą barwienia, 1952, str. 10, zł 3.80
Czajkowska J.: Badanie ilów, 1952, str. 17, zł 8.50
Cząstka J.: Podnośniki śrubowe i hydrauliczne w kopalnictwie naftowym, 1951, str. 16, zł 7.—
Glaser R., Zieliński H.: Związki siarkowe w ropie naftowej i jej produktach, 1952, str. 20, zł 5.—
Głogoczowski J.: Hel w gazach ziemnych, 1951, str. 12, zł 2.50
Kuropieska J.: Próby odparafinowania oleju za pomocą dwuchloroetanu w zastosowaniu do surowców przerabianych w kraju.
Mosurski H.: Ługi odpadkowe z rafinacji produktów naftowych.
Szwed Wł.: Środki zwilżające, pieniące i emulgujące z przetworów naftowych, 1952, str. 36, zł 16.40
Lubicz Sulimirski S., Strzetelski J.: Doświadczalny geochemiczny pomiar powierzchniowy z zastosowaniem oznacznika bitumicznego i gazowego.
Szura T.: Oznaczanie lekkich węglowodorów w zastosowaniu do poszukiwań złóż naftowych, 1951, str. 16, zł 4.—
Ostaszewski J.: Badanie rdzeni lin wiertniczych, 1951, str. 34, zł 20.—
Pawlikowski S.: Korozja rurociągów zakopanych w ziemi, 1951, str. 13, zł 4.80
Rachwał S.: Główne podstawy obliczeń hydraulicznych rurociągów naftowych, 1951, str. 22, zł 5.—
Stęć A.: Propan i butan w polskich gazach ziemnych, 1952, str. 18, zł 5.10
Selektywna rafinacja i odparafinowanie olejów smarowych (Zleceniodawca: Ministerstwo Górnictwa), 1951, str. 61, zł 16.—
Turkowski Z., Karlic St.: Mechanika urządzeń do pompowania ropy, 1951, str. 43, zł 10,80

Książki z zakresu przetwórstwa paliw naturalnych

- Mielnikowa B.: Paliwa płynne i oleje silnikowe, wyd. II, 1951, str. 316, zł 23.—
Roga B., Wnękowska L.: Analiza paliw stałych, 1952, str. 495, zł 90.—
Wilk Z.: Gaz ziemny, 1952, str. 654, zł 105.—
Woysław G., Jagodziński Z.: Technika i gospodarka smarownicza w przemyśle, 1951, str. 380, zł 50.—

Książki z różnych specjalności

- Budowa maszyn. Projektowanie zakładów przemysłowych. Poradnik encyklopedyczny (praca zbiorowa), tłum. zbiorowe z ros. 14 tomu „Maszynostrojenija“ z wydania Maszgiz, 1951, str. 534, zł 195.—
Gulajew G.: Organizacja stanowiska roboczego w fabrykach budowy maszyn, tłum. z ros. H. Kaliszer, 1951, str. 118, zł 10.—
Punski J.: Podstawy technicznego normowania pracy w przemyśle budowy maszyn, tłum. z ros. D. Jung i Z. Ciągala, 1951, str. 219, zł 13.—
Arutiunow A.: Wydajność odwiertów naftowych, tłum. z ros. B. Gaska, 1951, str. 146, zł 22.—
Gisman S., Kolbe J., Marcoin J.: Mechanika górnicza, 1950, str. 544, zł 48.—
Luetkens O.: Zabezpieczenie budowli przed uszkodzeniami górnictwem, tłum. z niem. H. Hanasiewiczowa, 1951, str. 152, zł 22.—
Pawłow K.: Roboty górnictwa, tłum. z ros. Ł. Głuszczyk, 1951, str. 475, zł 48.—
Pogoda W.: Oszczędzajmy drewno kopalniane, 1950, str. 39, zł 2.25
Wierzchowska Z.: Miernictwo powierzchniowe i podziemne, 1951, str. 151, zł 17.50
Wykłady o transporcie (cykl wykładów Instytutu Węglowego), 1952, str. 436, zł 75.—

Słowniki techniczne

- Górnictwo słownik rosyjsko-polski i polsko-rosyjski (praca zbiorowa — Komitet Słownikowy Głównego Instytutu Górnictwa) 1950, str. 208, zł 13.20
Gisman S.: Słownik górnictwa, 1950, str. 388, zł 13.—
Skibicki W.: Słownik techniczny rosyjsko-polski (zawiera około 27000 pojęć z najważniejszych dziedzin techniki), 1951, str. 430, zł 41.—
Skibicki W.: Słownik techniczny polsko-rosyjski (zawiera około 22000 wyrażen z podstawowych dziedzin techniki i nauki), 1951, str. 296, zł 46.—

Do nabycia w księgarniach technicznych Domu Książki

NAFTA

ROK VIII

Nr 6

Cena zł 6. —