

WYNIKI OPRÓBOWAŃ HYDROGEOLOGICZNYCH

WSTĘP

Opróbowanie otworu wiertniczego Darżlubie IG 1 miało na celu określenie zasięgu występowania w utworach kambru poziomów zbiornikowych charakteryzujących się objawami roponośności, stwierdzonych ok. 20 km na północny zachód, w rejonie Żarnowca, oraz przebadanie kambryjskich pozio-

mów zbiornikowych pod kątem występowania gazu ziemnego, którego objawy stwierdzono w otworach Kościerzyna IG 1 i Łeba 8. Opróbowanie miało również posłużyć do sporządzenia szczegółowej charakterystyki hydrogeologicznej poziomów wodonośnych kambru.

WYNIKI OPRÓBOWANIA POZIOMÓW ZBIORNIKOWYCH

W otworze wiertniczym Darżlubie IG 1 opróbowano siedem poziomów zbiornikowych: jeden w utworach permu i sześć w utworach kambru (fig. 63). Opróbowanie przeprowadzono w okresie od 18.02.1972 do 21.01.1973 r. podczas wiercenia otworu (6 poziomów) oraz w dniach 16–30.03.1973 r. po zakończeniu prac wiertniczych (1 poziom). Badania przeprowadzone w trakcie prac wiertniczych wykonywano przy użyciu rurowych próbników złoża typu Halliburton, a po zakończeniu wiercenia poziom przebadano poprzez szczypanie płynu łyżką wiertniczą i wytłaczanie kompresorem. Ze względów technicznych zrezygnowano z opróbowania czterech przewidzianych pierwotnie do badań poziomów kambru. Opróbowanie przeprowadziła ekipa Przedsiębiorstwa Geologicznego z Warszawy. Poziomy do badań wytypował na podstawie interpretacji karotaży geofizyki wiertniczej zespół pracowników Instytutu Geologicznego pod kierunkiem L. Bojarskiego. Analizy chemiczne wód wykonali H. Jasińska, T. Latoszyńska i Z. Kuranowska w Głównym Laboratorium Instytutu Geologicznego w Warszawie, analizy gazu – M. Sztukowski w Pracowni Geochemii Bituminów Zakładu Geologii Ropy i Gazu, a analizę ropy – B. Gondek w Pracowni Analiz Fizyko-Chemicznych tego Zakładu. Nadzór nad opróbowaniem pełnił L. Bojarski, zaś specjalistyczny dozór w terenie pełnili na zmianę T. Kwolek, A. Pęksa i W. Kowalczyk z Pracowni Metodyki Opróbowania w Instytucie Geologicznym oraz M. Borkowski z Przedsiębiorstwa Geologicznego w Warszawie.

Opróbowany poziom: 816,6–832,0 m – perm (cechsz-
tyn); dolomity, anhydryty

Minimalny dopływ wody złożowej w ilości
ok. 1,2 m³/dobę

Ciśnienie złożowe 84 at (wyekstrapolowane)

Opróbowanie przeprowadzono w dn. 18–19.02.1972 r. Uszczelniając próbnika zapięto w otworze niezarurowanym. But rur Ø 13³/₈" znajdował się na głęb. 344,0 m. Opróbowanie przeprowadzono metodą jednokrotnego odcięcia przyprływu (fig. 64):

I okres przyprływu: ciśnienie 2,16–5,10 at, czas 120 min.

I okres odbudowy ciśnienia: 5,10–75,82 at, czas 130 min.

W trakcie trwających 120 min. badań do próbnika dopłynęło ok. 100 dm³ płuczki, co wskazuje na minimalny dopływ wody złożowej w ilości ok. 1,2 m³/dobę. Niewielki dopływ uniemożliwił pobranie próbki do badań chemicznych, do próbnika dopłynęła jedynie znajdująca się pod uszczelnia-
czem próbnika płuczka.

Przez okres 130 min. prowadzono obserwacje wzrostu ciśnienia złożowego, stwierdzając jego wyraźny wzrost do wartości 75,8 at. Wyekstrapolowane ustabilizowane ciśnienie

Tabela 31

**Wzrost ciśnienia zarejestrowany na manometrze głębinowym
(poziom 816,6–832,0 m)**

Pressure increase recorded on a pressure gauge
(816.6–832.0 m interval)

Lp.	Czas [min]	Ciśnienie [at]	Lp.	Czas [min]	Ciśnienie [at]
1	13	54,27	6	78	72,07
2	26	61,87	7	91	73,33
3	39	65,99	8	104	74,31
4	52	68,77	9	117	75,09
5	65	70,63	10	130	75,82

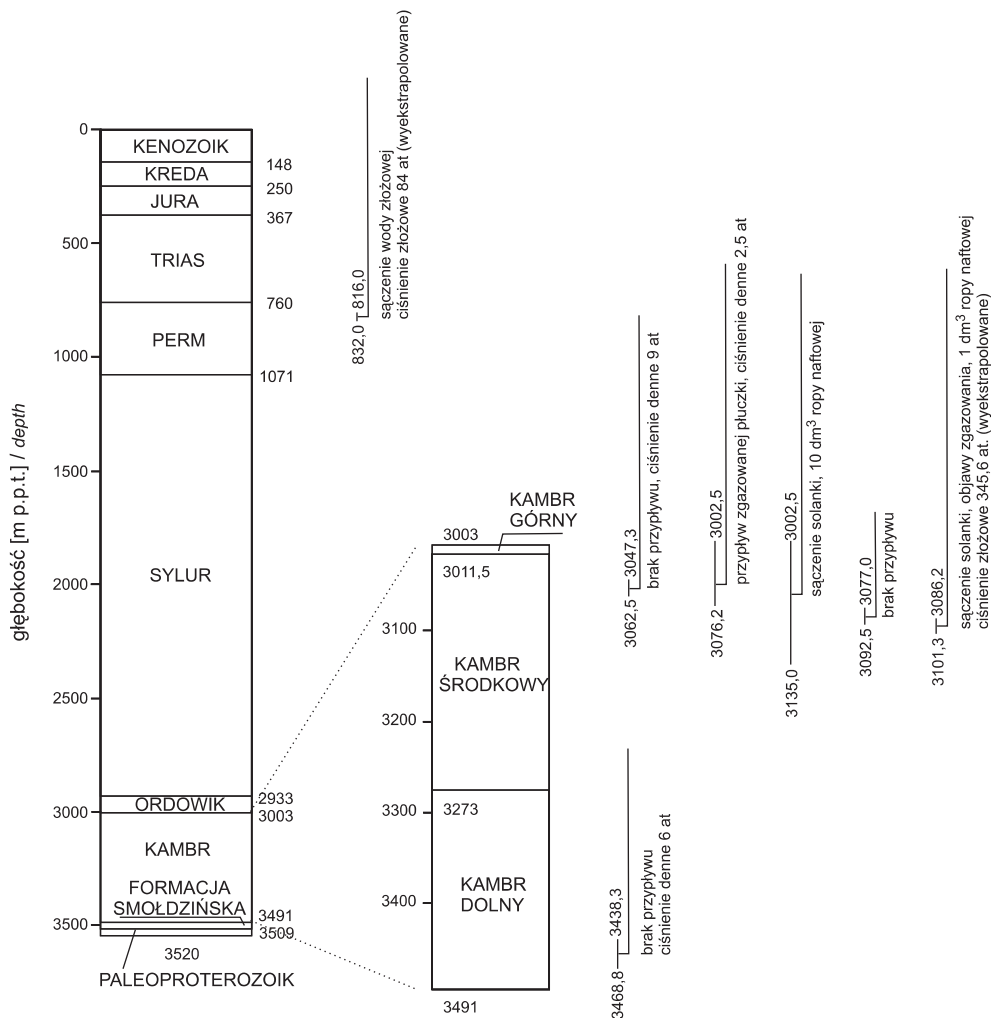


Fig. 63. Schemat opróbowania otworu wiertniczego Darżlubie IG 1

Scheme of the Darżlubie IG 1 borehole testing

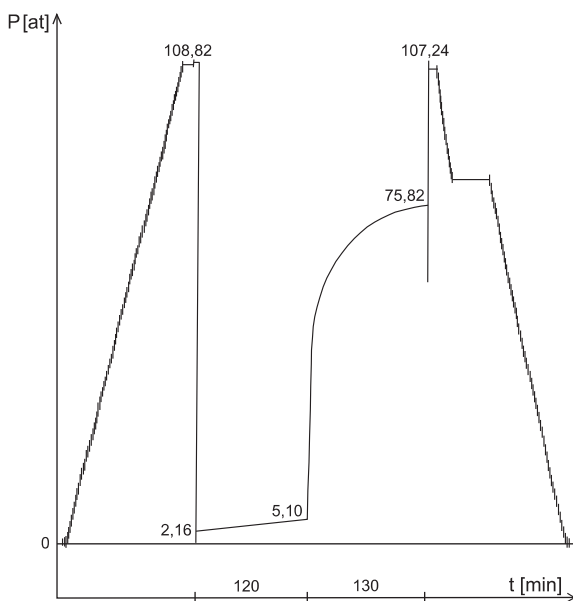


Fig. 64. Opróbowanie poziomu 816,0–832,0 m

Testing of 816.0–832.0 m interval

złożowe wynosi 84 at. Wartości rejestrowanego przez manometr głębinowy ciśnienia przedstawiono w tabeli 31.

W wyniku opróbowania stwierdzono minimalny dopływ wody złożowej, badany poziom charakteryzuje się słabymi właściwościami kolektorskimi.

Opróbowany poziom: 3047,3–3062,5 m – kambr środkowy; piaskowce kwarcowe, z nielicznymi przewarstwieniami ilastymi

Brak przyływu

Ciśnienie denne 9 at

Opróbowanie przeprowadzono w dn. 6–7.08.1972 r., zapinając uszczelniając próbnika w rurach o $\varnothing 6 \frac{5}{8}$ ". But tych rur znajdował się na głęb. 3002,5 m. Opróbowanie przeprowadzono metodą jednokrotnego odcięcia przyływu (fig. 65):

I okres przyływu: ciśnienie 4–4 at, czas 120 min.

I okres odbudowy ciśnienia: 4–9 at, czas 130 min.

Podczas trwających 30 min. badań do próbnika dopłynęło 50 dm³ płuczki wiertniczej z rozprężenia. Przez okres 14 min. nastąpił wzrost ciśnienia do wartości 9 at. Wyniki opróbowania świadczą o braku właściwościami zbiornikowych badanego poziomu. Temperatura na głęb. 3006 m wynosiła 89°C.

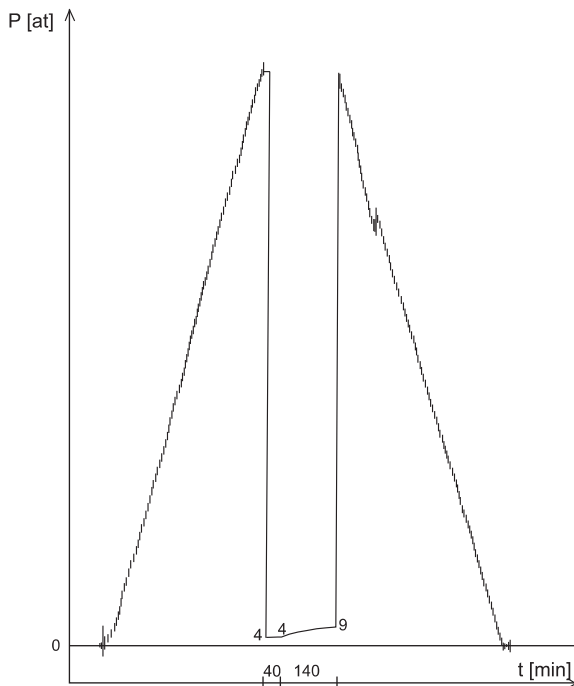


Fig. 65. Opróbowanie poziomu 3047,3–3062,5 m

Testing of 3047,3–3062,5 m interval

Opróbowany poziom: 3002,5–3076,2 m – kambr górny–ambr środkowy; iłowce, wapień, piaskowce

Niewielki przypływ płuczki wiertniczej zgazowanej gazem palnym

Ciśnienie denne 2,5 at

Poziom opróbowano w dn. 28–29.08.1972 r. Badano poziom odsłonięty pod butem rur o $\varnothing 6 \frac{5}{8}$ ". Opróbowanie przeprowadzono metodą jednokrotnego odcięcia przypływu (fig. 66):

I okres przypływu: ciśnienie 1,2–1,2 at, czas 420 min.

I okres odbudowy ciśnienia: 1,2–2,5 at, czas 60 min.

Podczas trwających 480 min. badań do próbnika wpłynęło 62 dm³ płuczki wiertniczej zgazowanej gazem palnym,

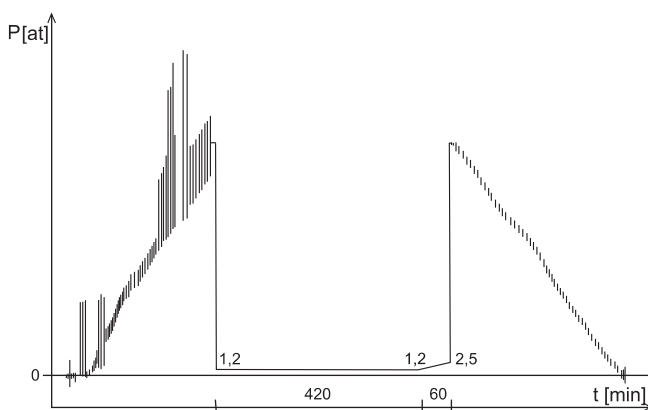


Fig. 66. Opróbowanie poziomu 3002,5–3076,2 m

Testing of 3002.5–3076.2 m interval

palącym się płomieniem niebieskawożółtym. W trakcie pierwszych sześciu godzin na głowicy obserwowano słabe objawy przypływu w postaci wydobywających się z przewodu wiertniczego pojedynczych banieczek powietrza. Po tym okresie nastąpił zanik objawów przypływu, obserwowano jedynie minimalne wydzielanie się gazu palnego. Skład wolnego gazu pobranego podczas badań próbnikiem przedstawiono w tabeli 32. Dominującym składnikiem jest metan występujący w ilości 60,5% obj. W znacznych ilościach występują węglowodory cięższe. Ciśnienie podczas badań wzrosło jedynie do wartości 2,5 at.

Badany poziom charakteryzuje się bardzo niekorzystnymi warunkami zbiornikowymi.

Tabela 32

Analiza gazu (poziom 3002,5–3076,2 m)

Analysis of gas (3002.5–3076.2 m interval)

Składnik	Zawartość	
	[% obj.]	[g/Nm ³]
C ₁	60,458223	433,666933
C ₂	9,698009	131,175266
C ₂ =	0,000000	0,000000
C ₃	6,096271	121,882737
C ₃ =	0,000000	0,000000
C ₄	3,733036	99,792896
C ₄ =	0,000000	0,000000
C ₅	2,171319	73,170349
C ₅ =	0,000000	0,000000
C ₆	0,752873	30,865554
C ₆ =	0,000000	0,000000
C ₇	0,000000	0,000000
H ₂	0,090811	0,081639
CO	0,000000	0,000000
H ₂ S	0,000000	0,000000
SO ₂	0,000000	0,000000
CO ₂	0,592406	11,703569
Ar	0,570055	10,169789
Ne	0,000000	0,000000
He	0,001899	0,003418
N ₂	15,835098	198,049577
O ₂	0,000000	0,000000
H ₂ O	0,000000	0,000000
Łącznie	100,000000	1110,561727

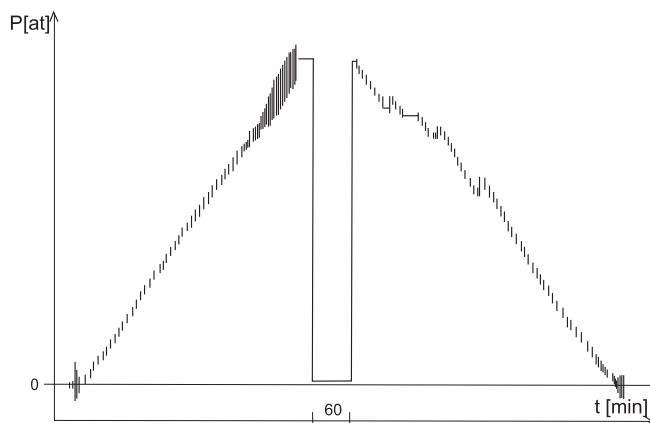


Fig. 67. Opróbowanie poziomu 3077,0–3092,5 m

Testing of 3077,0–3092,5 m interval

Opróbowany poziom: 3077,0–3092,5 m – kambr środkowy; piaskowce z przerostami mułwców

Brak przyływu

Opróbowanie wykonano w dn. 3–4.09.1972 r. Poziom badano metodą jednokrotnego okresu przyływu (fig. 67). Podczas trwających 90 min. badań na głowicy nie zaobserwowano objawów przyływu. Poziom odznacza się całkowitym brakiem właściwościami zbiornikowych.

Opróbowany poziom: 3086,2–3101,3 m – kambr środkowy; piaskowce

Sączenie solanki + 1 dm³ ropy naftowej, objawy zgazowania
Ciśnienie złożowe 345,6 at (wyekstrapolowane)

Badania wykonano w dn. 8–9.09.1972 r. Opróbowano poziom niezarurowany, odsłonięty pod rurami o $\varnothing 6\frac{5}{8}$ ". Zastosowano metodę jednokrotnego odcięcia przyływu (fig. 68):

I okres przyływu: ciśnienie 4,02–7,11 at, czas 60 min.

I okres odbudowy ciśnienia: 7,11–324,58 at, czas 150 min.

Podczas trwającego 60 min. przyływu do próbnika na skutek rozprężenia dopłynęło około 60 dm³ solanki wymie-

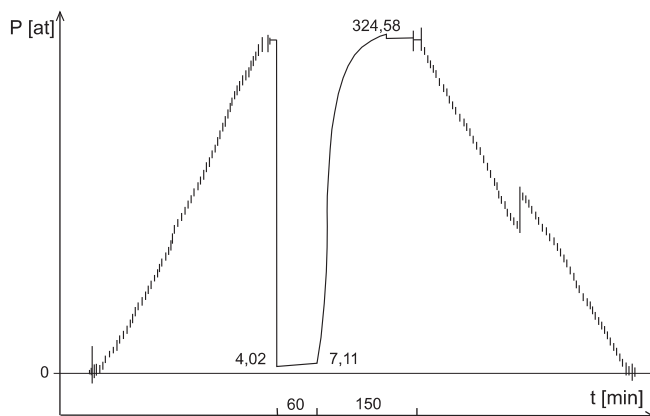


Fig. 68. Opróbowanie poziomu 3086,2–3101,3 m

Testing of 3086,2–3101,3 m interval

szanej z płuczką wiertniczą. Wydajność potencjalna jest bardzo niska, wynosi 1,44 m³/dobę. Efektywny współczynnik filtracji „k” wynosi 0,1 mD. Promień zasięgu badania próbnikiem jest niewielki i wynosi zaledwie 12 m. Ujemna wartość skin efektu $s=-1,5$ wskazuje, że opróbowany poziom nie jest uszkodzony i charakteryzuje się pełną sprawnością. Niska przepuszczalność piaskowców jest więc spowodowana naturalnym charakterem skały, a nie kolmatacją płuczki wiertniczej. Właściwości zbiornikowe skał są bardzo słabe.

Badany poziom charakteryzuje się wysokim ciśnieniem złożowym, wynoszącym 345,6 at (wyekstrapolowane).

Z uzyskanej podczas opróbowania mieszaniny solanki i płuczki uzyskano 1 dm³ ropy naftowej oraz pobrano próbkę gazu. Gaz zawiera bardzo dużą ilość węglowodorów (94% obj.), w tym metanu 78,2% obj., etanu 8,9% obj. oraz węglowodorów ciężkich ok. 7% obj. Duża ilość węglowodorów ciężkich charakteryzuje gazy towarzyszące ropie naftowej. Skład chemiczny gazu przedstawiono w tabeli 33.

Opróbowany poziom: 3438,3–3468,8 m – kambr dolny; piaskowce, w spągu mułowce

Brak przyływu

Ciśnienie denne 6,0 at

Badania wykonano w dniu 20–21.01.1973 r. Opróbowano poziom niezarurowany, odsłonięty pod rurami o $\varnothing 6\frac{5}{8}$ ". Zastosowano metodę jednokrotnego odcięcia przyływu (fig. 69):

I okres przyływu: ciśnienie 4,0–4,0 at, czas 60 min.

I okres odbudowy ciśnienia: 4,0–6,0 at, czas 60 min.

Bezpośrednio po otworzeniu zaworu do próbnika napłynęło na skutek odprężenia ok. 80 dm³ płuczki. Podczas dalszego badania objawów przyływu nie zaobserwowano. W okresie odbudowy ciśnienia wzrost ciśnienia minimalny.

Z odgazowania płuczki wiertniczej pobrano próbkę gazu. Gaz składał się głównie z wodoru (62,4% obj.) i azotu (35,8%

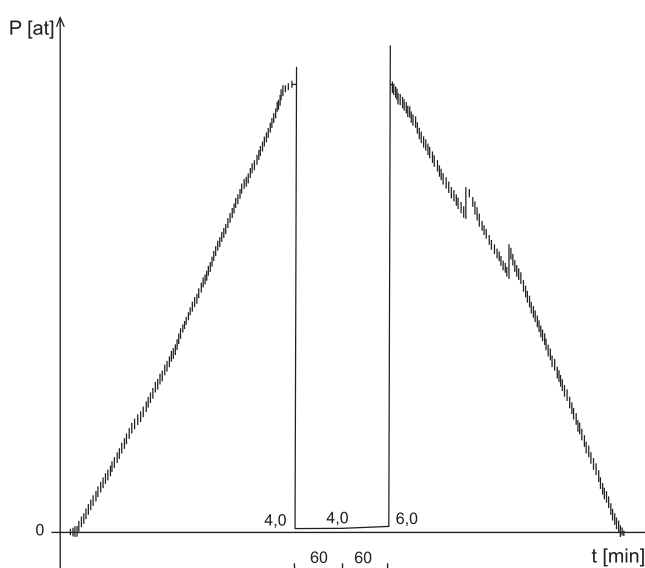


Fig. 69. Opróbowanie poziomu 3438,3–3468,8 m

Testing of 3438,3–3468,8 m interval

Tabela 33

Analiza gazu (poziom 3086,2–3101,3 m)
 Analysis of gas (3086.2–3101.3 m interval)

Składnik	Zawartość	
	[% obj.]	[g/Nm ³]
C ₁	78,109455	560,279122
C ₂	8,920127	120,654855
C ₂ =	0,000000	0,000000
C ₃	3,486690	69,707608
C ₃ =	0,000000	0,000000
C ₄	1,455218	38,911082
C ₄ =	0,000000	0,000000
C ₅	1,317798	44,400615
C ₅ =	0,000000	0,000000
C ₆	0,493507	20,232325
C ₆ =	0,000000	0,000000
C ₇	0,000000	0,000000
H ₂	1,768217	1,589627
CO	0,000000	0,000000
H ₂ S	0,000000	0,000000
SO ₂	0,000000	0,000000
CO ₂	3,300671	65,208059
Ar	0,228311	4,073074
Ne	0,000000	0,000000
He	0,006653	0,011975
N ₂	0,913353	11,423304
O ₂	0,000000	0,000000
H ₂ O	0,000000	0,000000
Łącznie	100,000000	936,491646

obj.). Węglowodory występowały w ilości 1,3% obj. Przy-
 puszczałnie jest to gaz powstały w wyniku fermentacji
 płuczki. Występujące w badanym poziomie piaskowce nie
 mają właściwości zbiornikowych.

Poziom 3002,5–3135,0 m – kambr górny, kambr środko-
 wy; piaskowce, iłowce

Sączenie solanki

Uzyskanie 10 dm³ ropy naftowej

Badania trwały od 16 do 29.03.1973 r. Badano poziom
 niezarurowany, odsłonięty pod znajdującym się na głęb.
 3002,5 m butem rur o $\varnothing 6 \frac{5}{8}$ " a stropem korka cementowego
 likwidującego spód otworu do głęb. 3135,0 m.

W dniu 16.03.1973 r. wytłoczono kompresorem znaj-
 dujący się w otworze płyn. Po zabiegu w otworze pozostało
 ok. 4 m³ wody technicznej i płuczki. Pozostały płyn z powodu
 braku łyżki wiertniczej i liny w dn. 19–26.03.1973 r. usunięto
 z otworu przewodem wiertniczym z zaworem kulowym.
 Łącznie wydobyto ok. 4 m³ wody technicznej i płuczki ze śla-
 dami ropy oraz ok. 4 m³ solanki zanieczyszczonej filtratem
 płuczki ze śladami ropy naftowej. Przebieg szczypania
 płynu przewodem wiertniczym przedstawiono w tabeli 34.

Kolejnym etapem opróbowania było przeprowadzone
 w okresie od 28 (godz. 6.00) do 29 (godz. 14.00) marca
 1973 r. intensywne szczypanie solanki łyżką wiertniczą.
 Podczas trwającego 32 godz. szczypania wydobyto
 0,935 m³ solanki ze śladami ropy naftowej. Przyływ solanki
 z głęb. ok. 3000 m wyniósł 0,7 m³/dobę. Mineralizacja ogólna
 solanki wynosiła 168 g/dm³, ciężar właściwy 1,1256 g/cm³,
 twardość węglanowa 4,2 a pH = 7. Skład chemiczny solanki
 przedstawiono w tabeli 35. Wskaźniki hydrochemiczne wy-
 noszą: rNa + rK/rCl = 0,49 i Cl/Br = 113,27. Solanka wykazu-
 je wysoki stopień zmetamorfizowania. Wartości wskaźników
 wskazują na bliskie sąsiedztwo złóż węglowodorów.

Emulsji ropnej uzyskano 40 dm³, z czego wydzielono
 10 dm³ czystej ropy naftowej. Ropa miała barwę ciemnobru-
 natną z odcieniem zielonkawym. Gęstość ropy wynosiła
 0,850 g/cm³. Zawartość części lotnych poniżej 200°C – 32%.
 Zawartość węglowodorów – 90%. Skład węglowodorów:

- n-parafiny 6%
- izo- i cykloparafiny 84%
- aromaty 10%

Dystrybucja węglowodorów została przedstawiona w ta-
 beli 36. Badania węglowodorów dotyczyły frakcji ropy nafto-
 wej wrzącej poniżej 200°C.

Po zakończeniu opróbowania otwór zlikwidowano zgod-
 nie z obowiązującymi przepisami górniczymi.

Tabela 34

Szczypanie płynu łyżką wiertniczą
(poziom 3002,5–3135,0 m)

Sampling with a bailer (3002.5–3135.0 m interval)

Data	Poziom płynu w otworze [m p.p.t.]	Ilość płynu [m ³]	Rodzaj płynu
19.03.1973	2740,0	1,4	woda techniczna ze śladami ropy
20.03.1973	2770,0	1,3	jw.
21.03.1973	2787,4	1,2	jw.
22.03.1973	2811,0	1,1	solanka ze śladami ropy
23.03.1973	2828,0	1,1	jw.
24.03.1973	2886,4	0,9	jw.
26.03.1973	2852,0	1,0	jw.

Tabela 35

Analiza solanki
(poziom 3002,5–3135,0 m)

Analysis of brine
(3002.5–3135.0 m interval)

Składniki	Zawartość		
	[mg/dm ³]	[mval/dm ³]	[% mval]
Kationy			
Wapń (Ca ²⁺)	2 925,40	1 143,98	39,804
Magnez (Mg ²⁺)	2 934,76	41,41	8,400
Żelazo (Fe ³⁺)	148,89	8,00	0,278
Sód + potas (Na ⁺ + K ⁺)	34 240,00	1 480,66	51,518
Kationy razem	60 249,05	2 874,05	100,000
Aniony			
Chlorki (Cl ⁻)	106 377,04	3 000,90	99,560
Siarczany (SO ₄ ²⁻)	–	–	–
Wodorowęglany (HCO ₃ ⁻)	91,34	1,50	0,050
Brom (Br ⁻)	939,12	11,75	0,390
Jod (I ⁻)	–	–	–
Aniony razem	107 407,50	3 014,15	100,000
Łącznie	167 656,55		

Tabela 36

Dystrybucja węglowodorów n-parafinowych
(poziom 3002,5–3135,0 m)

Distribution of n-paraffin hydrocarbons
(3002.5–3135.0 m interval)

Składnik	Zawartość [% obj.]
C ₁₄	0,8
C ₁₅	5,8
C ₁₆	9,6
C ₁₇	11,8
C ₁₈	11,0
C ₁₉	10,5
C ₂₀	10,2
C ₂₁	9,2
C ₂₂	7,5
C ₂₃	6,0
C ₂₄	5,0
C ₂₅	4,1
C ₂₆	2,9
C ₂₇	2,5
C ₂₈	2,2
C ₂₉	1,0

PODSUMOWANIE

Wyniki opróbowania wykazały, że badane poziomy w większości nie wykazują właściwości zbiornikowych. Bardzo słabe właściwości zbiornikowe badanych poziomów kambru stwierdzono jedynie przy opróbowaniu poziomu 3002,5–3076,2 m (sączenie gazu, ilości niemierzalne) i pozio-

mu 3002,5–3135,0 m (ok. 10 dm³ ropy naftowej oraz sączenie solanki w ilości 0,7 m³/dobę).

Wymienione poziomy charakteryzują się bardzo słabymi warunkami zbiornikowymi i nie mają znaczenia praktycznego.