

WYNIKI OPRÓBOWANIA POZIOMÓW ZBIORNIKOWYCH

WSTĘP

W wyniku przeprowadzonych opróbowań stwierdzono występowanie w utworach dewonu anomalnie wysokich ciśnień złożowych oraz niewielki przyływ ropy naftowej, a w utworach czerwonego spągowca – również bardzo wysokie ciśnienie złożowe oraz objawy gazu ziemnego. Pomimo nieuzyskania przemysłowych wartości przyływów ropy naftowej i gazu ziemnego wyniki opróbowań otworu Unisław IG 1 zasygnalizowały istnienie nieznanego do czasu badań strefy roponośnej w utworach dewonu i strefy gazonośnej w utworach czerwonego spągowca.

Podczas opróbowania otworu wykonano łącznie siedem badań rurowym próbnikiem złoża, jedną hydroperforację, dwa zabiegi kwasowania oraz jedną próbę chłonności złoża. Poziomy do badań typował, na podstawie objawów bitumiczności podczas wiercenia i przy uwzględnieniu wyników badań geofizyki wiertniczej, L. Bojarski we współpracy z S. Depowskim. Opróbowanie przeprowadzono w trzech głównych etapach (fig. 36):

- I etap – w trakcie wiercenia w otworze niezarurowanym rurowymi próbnikami złoża,

- II etap – po zakończeniu wiercenia w otworze niezarurowanym rurowymi próbnikami złoża,
- III etap – rurowymi próbnikami złoża po zakończeniu wiercenia w otworze zarurowanym oraz w otworze uzbrojonym do eksploatacji przy zastosowaniu hydroperforacji i dwustopniowego kwasowania.

Opróbowania poziomów zbiornikowych rurowymi próbnikami złoża przeprowadzała ekipa Przedsiębiorstwa Poszukiwań Nafty i Gazu w Poznaniu. Analizy chemiczne wód wykonywano w laboratorium Zakładu Geochemii i Chemii Analitycznej, a analizy gazu w laboratorium Zakładu Geologii Ropy i Gazu Instytutu Geologicznego w Warszawie. Analizy ropy naftowej dokonano w laboratorium Zakładu Petrografii, Mineralogii i Geochemii Instytutu Geologicznego i w laboratorium Ośrodka Badawczo-Rozwojowego Przemysłu Rafineryjnego w Płocku.

Nadzór nad opróbowaniem sprawował L. Bojarski z Instytutu Geologicznego, a specjalistyczny dozór w terenie pełnili Z. Sowiński i J. Gała.

WYNIKI OPRÓBOWANIA

I ETAP OPRÓBOWANIA – W TRAKCIE WIERCENIA W OTWORZE NIEZARUROWANYM PRZY UŻYCIU RUROWYCH PRÓBNIKÓW ZŁOŻA

Poziom 4545,0–4561,0 m – perm (czerwony spągowiec) – mułowce z przewarstwieniami piaskowców średniozwięzłych o łącznej miąższości 4,3 m.

Wynik:

objawy gazu palnego,
ciśnienie złożowe $P_z = 823$ at.

Opróbowany poziom przewiercono przy użyciu płuczki barytowej o ciężarze właściwym $1,47 \text{ g/cm}^3$, wiskozie 45 i filtracji 5. W trakcie wiercenia obserwowano zgazowanie płuczki. Uzysk rdzenia wynosił około 100%. Śladów bituminów nie stwierdzono.

Opróbowanie przy użyciu próbniaka typu KII przeprowadzono 12–14.11.1980 r. Uszczelniacz próbniaka zapięto

w rurach o średnicy $6\frac{5}{8}$ " na głębokości 4521,0 m. Badano poziom odsłonięty pomiędzy butem rur o średnicy $6\frac{5}{8}$ " a spodem otworu. Parametry płuczki podczas opróbowania wynosiły: ciężar właściwy $1,90 \text{ g/cm}^3$; wiskoza 92; filtracja 1,5 i odczyn $\text{pH} = 9$. Przewód wiertniczy nad próbnikiem zalano wodą na odcinku 1500,0 m oraz płuczką o gęstości $1,90 \text{ g/cm}^3$ na odcinku 3000,0 m. Badanie przeprowadzono metodą dwukrotnego odcięcia przyływu:

- I okres przyływu: czas 194 min, ciśnienie od 598,4 do 592,3 at;
- I okres odbudowy ciśnienia: czas 353 min, ciśnienie od 592,3 do 807,7 at;
- II okres przyływu: czas 7,5 min, ciśnienie od 598,1 do 597,0 at;

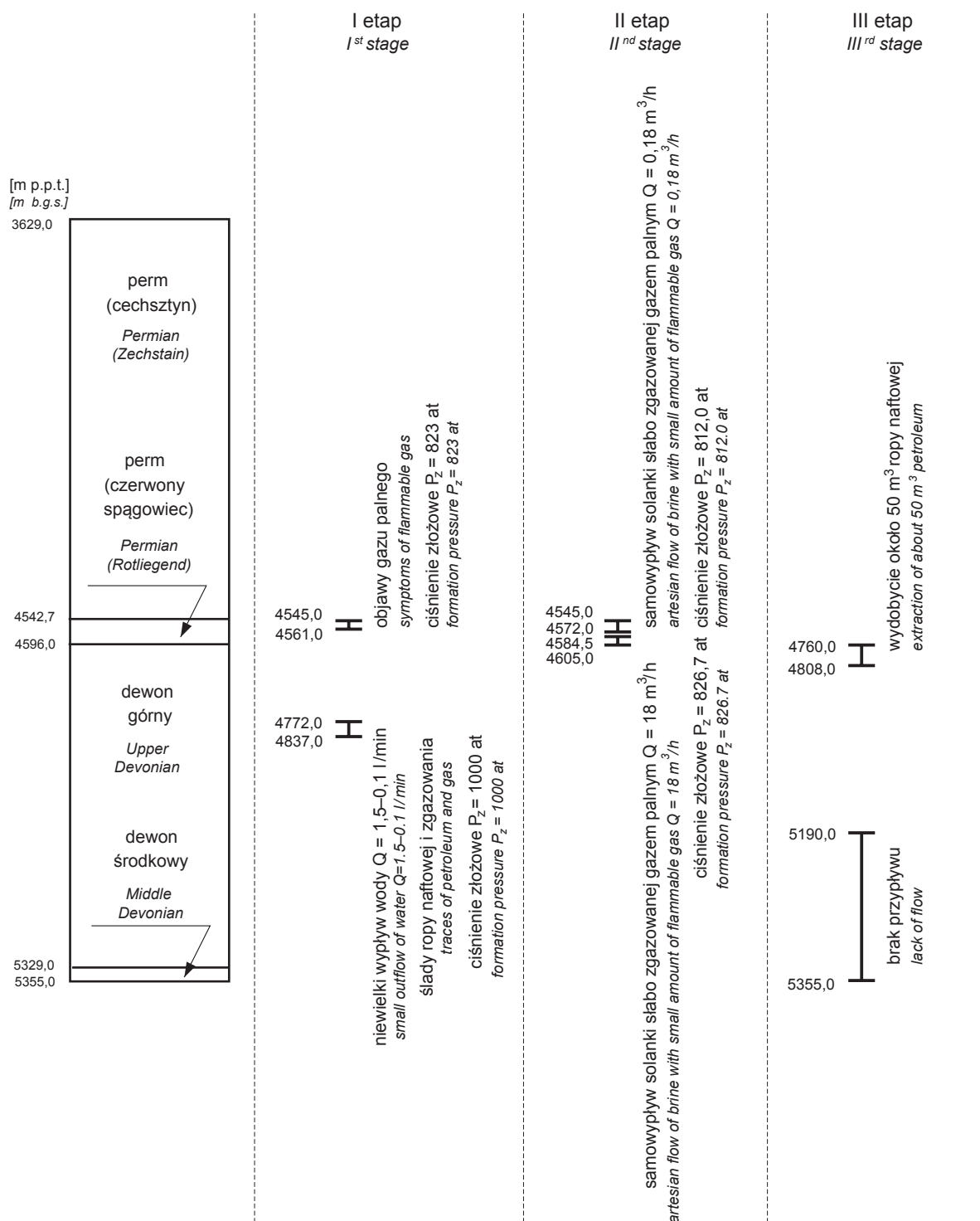


Fig. 36. Schemat opróbowania otworu wiertniczego Unisław IG 1

Testing scheme of the Unisław IG 1 borehole

- II okres odbudowy ciśnienia: czas 111 min, ciśnienie od 597,0 do 806,7 at.

W I okresie przyływu następował wypływ wody technicznej w ilości od 4,0 dm³/min z tendencją do stabilizacji

przy wartości 2,0 dm³/min. W II okresie przyływu na skutek nagazowania wody i płuczki nastąpiło nieznaczne zwiększenie wypływu wody do 5,0 dm³/min. Podczas opróbowania uzyskano bardzo słaby przyływ gazu palnego. Pomiarów wydajności gazu nie przeprowadzono

Tabela 22

Analiza gazu pobranego z głębokości 4545,0–4561,0 m

Results of chemical analysis of gas sampled
at 4545.0–4561.0 m interval

Składnik Compound	Zawartość Amount	
	[% obj.]	[g/dm ³]
CH ₄	52,9219	379,3442
C ₂ H ₆	4,2544	57,6897
C ₃ H ₈	0,8795	17,6225
i C ₄ H ₁₀	0,0199	0,5309
n C ₄ H ₁₀	0,1084	2,9301
neo C ₅ H ₁₂	brak	–
i C ₅ H ₁₂	0,0037	0,1279
n C ₅ H ₁₂	0,0097	0,3422
neo C ₆ H ₁₄	brak	–
i C ₆ H ₁₄	brak	–
n C ₆ H ₁₄	brak	–
O ₂	brak	–
N ₂	41,7189	521,6948
He	0,0161	0,0287
H ₂	0,0673	0,0604
Ar	nie ozn.	–
H ₂ S	brak	–
CO	brak	–
CO ₂	nie ozn.	–
Razem/ Total	100,0000	980,3714

z powodu braku głowicy wysokociśnieniowej. Przybliżoną wielkość przyływu gazu sprowadzoną do warunków normalnych określono w wysokości 0,64 Nm³/min na podstawie natężenia wypływu wody z przewodu w I okresie przyływu. Wielkość tę należy uważać za przybliżoną. Na głowicy próbnika pobrano próbkę gazu do badań. Jest to gaz ziemny bezgazolinowo-azotowy. Suma węglowodorów wynosi 58,1975% obj., w tym metanu 52,9% obj. Hel występuje w podwyższonej ilości 0,0161% obj., a azot 41,7189% obj. (tab. 22).

Spadek ciśnienia w trakcie przyływu świadczy o braku przyływu wody złożowej. Badany poziom charakteryzuje się bardzo niską przepuszczalnością efektywną przy praktycznie nieuszkodzonej strefie przyodwiertowej.

Temperatura w obrębie opróbowanego poziomu wynosiła 382°K, ciśnienie złożowe 823 at, gradient ciśnienia złożowego 1,82 at/10 m, współczynnik przepuszczalności $k=0,007$ mD, a wskaźnik naskórka +0,55.

Tabela 23

Analiza gazu pobranego z głębokości 4820,0 m

Results of chemical analysis of gas sampled
at depth 4820.0 m

Składnik Compound	Zawartość Amount	
	[% obj.]	[g/dm ³]
CH ₄	41,3142	296,223
C ₂ H ₆	7,0114	92,943
C ₃ H ₈	8,6413	172,731
C ₄ H ₁₀	2,9543	79,024
C ₅ H ₁₂	ślady	–
H ₂	0,0185	0,017
CO ₂	0,1564	3,110
Ar	0,0311	0,555
He	0,0171	0,056
N ₂	39,8557	498,475
Razem/ Total	100,0000	1143,134

Podczas dalszego wiercenia, z głębokości 4820,0 m z odgazowania płuczki uzyskano próbkę gazu ziemnego gazolinowego. Suma węglowodorów wynosi 59,9212% obj., suma składników palnych – 59,9397% obj., a suma gazów szlachetnych – 0,0482% obj. (tab. 23).

Poziom 4772,0–4837,0 m – dewon górny (famen) – wapień margliste z przewarstwieniami wapieni krystalicznych.

Wynik:

niewielki, zanikający wypływ wody $Q=1,5-0,1$ l/min;
ślady ropy naftowej i zgazowania;
ciśnienie złożowe (wyekstrapolowane) $P_z=1000$ at.

Opróbowanie przeprowadzono 22–24.11.1981 r. po trwającej około roku przerwie w pracach, spowodowanej oczekiwaniem na zamówioną głowicę wysokociśnieniową. Z powodu niedostarczenia głowicy głębienie otworu kontynuowano bez określenia wielkości przyływu gazu z opisanego poprzednio poziomu badanego 12–14.11.1980 r.

Badany poziom przewiercono przy użyciu płuczki barytowej o gęstości 1,91–2,08 g/cm³, wiskozie 98–110, filtracji 2,5–3,0 i odczynie pH=8,5–9,0.

Podczas opróbowania otwór był wypełniony płuczka o gęstości 2,08 g/cm³, wiskozie 120, filtracji 2,8 i odczynie pH=8,5. Badania wykonano próbnikiem typu KII. Zastosowano zalewkę, zalewając 2800,0 m przewodu wiertniczego wodą i 1970,0 m płuczka o gęstości 2,08 g/cm³. Uszczelniacz próbnika zapięto na głębokości 4772,0 m w otworze bosym, pod butem rur o średnicy 6⁵/₈". Badanie przeprowadzono metodą dwukrotnego odcięcia przyływu:

- I okres przyływu: czas 24 min, ciśnienie od 716,9 do 717,3 at;
- I okres odbudowy ciśnienia: czas 107,5 min, ciśnienie od 717,3 do 999,3 at;
- II okres przyływu: czas 154 min, ciśnienie od 720,5 do 713,3 at;
- II okres odbudowy ciśnienia: czas 175 min, ciśnienie od 713,3–995,5 at.

Badaniami stwierdzono śladowy przyływ zgazowanej ropy naftowej. Określenie parametrów związanych z wielkością przyływu nie jest możliwe. Opróbowany poziom charakteryzuje się niskimi właściwościami zbiornikowymi. Orientacyjny wskaźnik uszkodzenia strefy przyodwiertowej wynosi ok. +5, co wskazuje, że przepuszczalność w strefie przyodwiertowej jest niższa niż w odleglejszej strefie drenażu – możliwe, że w wyniku uszkodzenia. Ciśnienie złożowe (wyekstrapolowane) na głębokości 4770,0 m wynosiło 1000,0 at, a gradient ciśnienia 2,09 at/10 m. Temperatura na głębokości 4770,0 m wynosiła 108°C (381°K). W autoklawie próbnika zebrano ok. ¼ dm³ czystej ropy naftowej. W okresie przyływu stwierdzono zanikający, nikły wypływ wody od 0,1 do 1,5 dm³/min.

Z odgazowania płuczki uzyskano próbkę gazu ziemnego, gazolinowego. Suma węglowodorów wynosiła 63,4409% obj., suma składników palnych – 63,4588% obj., a suma gazów szlachetnych – 0,2005% obj. (tab. 24).

Badany poziom zakwalifikowano do dalszych badań po zarurowaniu otworu.

Tabela 24

Analiza gazu pobranego z głębokości 4772,0–4837,0 m

Results of chemical analysis of gas sampled
at 4772.0–4837.0 m interval

Składnik Compound	Zawartość Amount	
	[% obj.]	[g/dm ³]
CH ₄	49,0903	351,977
C ₂ H ₆	8,9434	118,554
C ₃ H ₈	4,0415	80,786
C ₄ H ₁₀	1,3657	36,531
C ₅ H ₁₂	ślady	–
H ₂	0,0179	0,016
CO ₂	0,1478	2,920
Ar	0,1838	3,279
He	0,0167	0,030
N ₂	36,1929	452,665
Razem/ Total	100,0000	1046,758

II ETAP OPRÓBOWANIA – PO ZAKOŃCZENIU WIERCENIA W OTWORZE NIEZARUROWANYM PRZY UŻYCIU RUROWYCH PRÓBNIKÓW ZŁOŻA

Poziom 4584,5–4605,0 m – perm (czerwony spągowiec) – mułowce, kilkucentymetrowe pakiety piaskowców drobnoziarnistych z domieszką frakcji grubszej (o porowatości efektywnej 4,0–19,2% i średniej przepuszczalności 63 mD); dewon górny – ilowce, margle.

Wynik:

silny samowypływ solanki słabo zgazowanej gazem palnym $Q = 18 \text{ m}^3/\text{h}$;
ciśnienie złożowe (wyekstrapolowane) $P_z = 826,7 \text{ at}$.

Badany poziom zbiornikowy przewiercono przy użyciu płuczki solno-barytowej o ciężarze właściwym 1,91 g/cm³, wiskozie 95, filtracji 4 i odczynie pH=8.

Opróbowanie rurowym próbnikiem złoża KII 2M-95 przeprowadzono 24–27.05.1982 r. Badano poziom odsłonięty pomiędzy uszczelniaczem próbnika a stropem korka cementowego. Przed badaniem wymieniono do głębokości 3260,0 m płuczkę na wodę (dolano 11,5 m³ wody). Opróbowanie przeprowadzono metodą dwukrotnego odcięcia przyływu:

- I okres przyływu: czas 94 min, ciśnienie od 811,2 do 809,9 at;
- I okres odbudowy ciśnienia: czas 91 min, ciśnienie od 809,0 do 825,7 at;
- II okres przyływu: czas 20 min, ciśnienie od 811,8 do 693,9 at;
- II okres odbudowy ciśnienia: 105 min, ciśnienie od 693,9 do 824,9 at.

Opróbowaniem stwierdzono bardzo dobre właściwości zbiornikowe poziomu, rzadko spotykane na tak dużej głębokości. W I okresie przyływu uzyskano samowypływ solanki w wysokości 2,0 m³/h przy dławieniu na wylocie głowicy 225–215 at, a w II okresie przyływu – 7,5 m³/h przy dławieniu 200 at. Przy wolnym przelocie, bez dławienia, wydajność samoczynnego wypływu wynosiła 18,0 m³/h. Ciężar właściwy solanki wynosił 1,1708 g/cm³, sucha pozostałość 248 200 mg/dm³, a odczyn pH=6 (tab. 25).

Z odgazowania solanki uzyskano próbkę gazu ziemnego bezgazolinowego. Suma węglowodorów wynosi 59,0696% obj., a suma składników palnych – 59,1489% obj. (tab. 26).

Tabela 25

Analiza solanki pobranej z głębokości 4584,5–4605,0 m

Results of chemical analysis of brine sampled
at 4584.5–4605.0 m interval

Składnik Compound	Zawartość Amount		
	[mg/dm ³]	[mval/dm ³]	[% mval]
Kationy/ Cations			
Na ⁺	59 000,0	2 566,38	60,793
K ⁺	1 770,0	45,27	1,072
Li ⁺	8,6	1,24	0,029
Ca ²⁺	28 240,0	1 409,18	33,381
Mg ²⁺	2 400,0	197,42	4,677
Fe ²⁺	16,3	0,88	0,021
Mn ²⁺	31,0	1,13	0,027
Razem/ Total	91 465,9	4 221,50	100,000
Aniony/ Anions			
Cl ⁻	151 860,0	4 283,36	99,210
Br ⁻	1 760,0	22,02	0,510
I ⁻	64,0	0,50	0,012
HCO ₃ ⁻	174,0	2,85	0,066
SO ₄ ²⁻	420,0	8,74	0,202
Razem/ Total	154 278,0	4 317,47	100,000

Wyekstrapolowane ciśnienie złożowe wyniosło 826,7 at, a gradient ciśnienia – 1,83 at/10 m. Wskaźnik skin efektu w wysokości +1,65 wskazuje na brak uszkodzenia strefy przyodwiertowej. Promień zasięgu badania był bardzo wysoki i wynosił 128,0 m.

Występowanie na dużej głębokości przepuszczalnych piaskowców podnosi perspektywiczność utworów podcechsztyńskich na kontakcie niecki warszawskiej i pomorskiej, co może wskazywać na możliwość występowania w korzystniejszych warunkach strukturalnych gazu ziemnego o wartości przemysłowej.

Po opróbowaniu poziom zlikwidowano korkiem cementowym do głębokości 4572,0 m.

Poziom 4545,0–4572,0 m – perm (czerwony spągowiec) – mułowce i piaskowce o niskiej przepuszczalności 0,04 mD oraz porowatości efektywnej 13,2%.

Wynik:

samowypływ solanki słabo zgazowanej gazem palnym
Q = 0,18 m³/h;

ciśnienie złożowe (wyekstrapolowane) P_z = 812,0 at.

Tabela 26

Analiza gazu pobranego z głębokości 4584,5–4605,0 m

Results of chemical analysis of gas sampled
at 4584.5–4605.0 m interval

Składnik Compound	Zawartość Amount	
	[% obj.]	[g/dm ³]
CH ₄	56,9206	408,292
C ₂ H ₆	2,0032	27,095
C ₃ H ₈	0,1363	2,725
C ₄ H ₁₀	0,0095	0,254
C ₅ H ₁₂	ślady	–
H ₂	0,0793	0,071
CO ₂	0,0534	1,055
He	0,1043	0,188
N ₂	40,6934	508,952
Razem/ Total	100,0000	948,632

Tabela 27

Analiza gazu pobranego z głębokości 4545,0–4572,0 m

Results of chemical analysis of gas sampled
at 4545.0–4572.0 m interval

Składnik Compound	Zawartość Amount	
	[% obj.]	[g/dm ³]
CH ₄	47,3796	339,854
C ₂ H ₆	3,6731	49,682
C ₃ H ₈	0,5701	11,398
C ₄ H ₁₀	0,0429	1,147
C ₅ H ₁₂	0,0005	0,017
H ₂	0,1416	0,127
CO ₂	0,6555	12,950
Ar	0,0921	1,643
He	0,1764	0,317
N ₂	47,2682	591,356
Razem/ Total	100,0000	1008,491

Badany poziom przewiercono z płuczką solno-barytową o ciężarze właściwym $1,93 \text{ g/cm}^3$, wiskozie 70, filtracji 6 i odczynie $\text{pH}=9$. Opróbowanie przeprowadzono 11–13.06.1982 r. przy użyciu próbnika KII 2M-95. Zastosowano zalewkę, zalewając 3260,0 m przewodu wiertniczego nad próbnikiem wodą oraz 1300,0 m przewodu płuczką o gęstości $1,93 \text{ g/cm}^3$. Opróbowanie przeprowadzono metodą dwukrotnego odcięcia przyływu:

- I okres przyływu: czas 603,0 min, ciśnienie od 553,9 do 560,0 at;
- I okres odbudowy ciśnienia: czas 355,0 min, ciśnienie od 560,9 do 770,1 at;
- II okres przyływu: czas 399,5 min, ciśnienie od 563,3 do 566,2 at;
- II okres odbudowy ciśnienia: czas 289,0 min, ciśnienie od 566,2 do 764,3 at.

W wyniku opróbowania stwierdzono 100-krotnie mniejszy przyływ w porównaniu z przyływem z opisanego poprzednio poziomu. Uzyskano przyływ słabo zga-

zowanej solanki (zanieczyszczonej płuczką) w wysokości $0,18 \text{ m}^3/\text{h}$, co świadczy o braku możliwości uzyskania ze stropowej partii czerwonego spągowca gazu o wartości przemysłowej.

Potwierdza to średnia przepuszczalność wynosząca 0,04 mD, mały zasięg badania $R=17 \text{ m}$ oraz potencjalny wskaźnik natężenia przyływu wynoszący $0,9 \cdot 10^{-2} \text{ m}^3/\text{d}/\text{at}$. Pobrano próbkę gazu z odgazowania solanki. Jest to gaz ziemny bezgazolinowy. Suma węglowodorów w badanym gazie wynosi 51,6662% obj., suma składników palnych 51,8078% obj., a suma gazów szlachetnych 0,2685% obj. (tab. 27).

Wyekstrapolowane ciśnienie złożowe wynosi 812 at, czemu odpowiada gradient $G=1,79 \text{ at}/10 \text{ m}$.

Po zakończeniu badań zwiercono korki cementowe i otwór zarurowano na głębokości 4383,0–5355,0 m rurami o średnicy $4\frac{1}{2}$ " szlicowanymi w interwale głębokości 5190,0–5355,0 m. Rury zacementowano powyżej odcinka szlicowanego.

III ETAP OPRÓBOWANIA – RUROWYMI PRÓBNIKAMI ZŁOŻA PO ZAKOŃCZENIU WIERCENIA W OTWORZE ZARUROWANYM ORAZ W OTWORZE UZBROJONYM DO EKSPLOATACJI PRZY ZASTOSOWANIU HYDROPERFORACJI I DWUSTOPNIOWEGO KWASOWANIA

W trzecim etapie opróbowania zbadano dwa poziomy dewonu: poziom niższy odsłonięty szlicowanymi rurami o średnicy $4\frac{1}{2}$ " oraz wyższy, udostępniony przez hydroperforację. W związku z uzyskaniem z wyższego poziomu niewielkiego przyływu ropy naftowej przeprowadzono jego szczegółowe badania.

Poziom 5190,0–5355,0 m – dewon środkowy i górny – piaskowce i wapień organogeniczne ze śladami ropy, przeważnie związanymi z zabliznionymi kalcytem kawernami lub mikroszczelinami.

Wynik:
brak przyływu.

Podczas przewiercania badanego poziomu stosowano płuczkę barytową o ciężarze właściwym $2,12 \text{ g/cm}^3$, wiskozie 101, filtracji 2,8 i odczynie $\text{pH}=9$. Opróbowanie próbnikiem KII M-65 przeprowadzono 2–4.08.1982 r. Przed rozpoczęciem badań zalano 4320,0 m przewodu wiertniczego wodą i 763,0 m płuczką o gęstości $1,80 \text{ g/cm}^3$. Opróbowanie ze względów technicznych przeprowadzono metodą tylko jednego przyływu trwającego 420 min:

- I okres przyływu: czas 420 min, ciśnienie 577,9–567,9 at.

Stwierdzono brak przyływu i brak objawów węglowodorów, co świadczy, że badany poziom jest pozbawiony cech zbiornikowych. Szczegółowa ocena poziomu nie jest możliwa, ponieważ wskutek defektu zaworu obrotowego opróbowanie przeprowadzono wyłącznie w fazie siedmiodziesiętnego oczekiwania na przyływ.

Pobrano próbki ropy naftowej z rdzeni wiertniczych z objawami ropy (głęb. 5229,0 i 5251,0 m). Z rdzeni splukano ropę chloroformem i po odparowaniu rozpuszczalnika oznaczono zawartość i skład węglowodorów (tab. 28, 29). Analizę wykonano w laboratorium Zakładu Geologii Złóż Ropy i Gazu Instytutu Geologicznego w Warszawie.

Po zakończeniu opróbowania poziomu wykonano na głębokości 4860,0–5150,0 m korek cementowy.

Poziom 4760,0–4808,0 m – dewon górny – wapień margliste, przewarstwienia wapieni krystalicznych.

Wynik:
samowypływ ropy naftowej, średnio ok. 500 l/d (w okresie 31.10.1982–24.01.1983 uzyskano ok. 50 m^3 ropy naftowej).

Opróbowano utwory, w których podczas badań prowadzonych podczas I cyklu stwierdzono śladowy wypływ zgazowanej ropy naftowej. Szczegółowych badań poziomu podczas opróbowywania wykonywanego w I cyklu nie można było przeprowadzić z powodu braku głowicy wysokociśnieniowej.

1. Hydroperforacja

Skuteczną hydroperforację interwałów 4760,0–4778,0 m, 4795,0–4798,0 m i 4800,0–4808,0 m wykonano 3.09.1982 r. Dowodem skuteczności hydroperforacji były duże ilości okruchów wapieni o średnicy do 2,5 cm. Do zabiegu użyto 15 ton piasku kwarcowego o granulacji 0,2–0,5 mm. Koncentracja piasku w 1 m^3 wynosiła 50 kg. Zabieg wykonano

Tabela 28

**Analiza geochemiczna ropy naftowej pobranej
z głębokości 5229,0 m**

Results of geochemical analysis of petroleum sampled
at depth 5229.0 m

Parametr/ Parameter	Wartość/ Value
Zawartość węglowodorów [%]	77
Skład [%]	
węglowodory nasycone	60
węglowodory aromatyczne	17
Zawartość n-alkanów w węglowodorach nasyconych [%]	0,94
Skład n-alkanów	
C ₁₆ – 2,3% C ₂₁ – 10,4% C ₂₆ – 6,4%	
C ₁₇ – 7,3% C ₂₂ – 10,4% C ₂₇ – 4,5%	
C ₁₈ – 15,9% C ₂₃ – 10,5% C ₂₈ – ślady	
C ₁₉ – 8,2% C ₂₄ – 9,1%	
C ₂₀ – 5,9% C ₂₅ – 9,1%	
CPI _Σ = 1,00	
Zawartość węglowodorów typu izoprenoidowego w węglowodorach nasyconych [%]	0,168
Dystrybucja węglowodorów izoprenoidowych	
C ₁₈ /C ₁₉ =0,20 C ₂₀ /C ₁₉ =0,20 C ₂₁ /C ₁₉ =0,20	

przy ciśnieniu roboczym 340–380 at, z cięciem co 1 m w czasie 20 min każde. Wydajność tłoczenia wynosiła 9,2 l/s. W czasie cyrkulacji po zabiegu zaobserwowano ślady ropy i zgazowania.

2. Badanie próbnikiem KII M-65

Wynik:

samowypływ ropy naftowej w ilości 250 l/d.

Badany poziom przewiercono z płuczką solno-barytową o ciężarze właściwym 1,95 g/cm³, wiskozie 103, filtracji 3 i odczynie pH=9. Opróbowanie przeprowadzono 5–10.09.1982 r. Przed zabiegiem wymieniono płuczkę na wodę w interwale do zaworu cyrkulacyjnego (15,9 m³ wody). Podczas opróbowania badano tylko przypiływ w łącznym czasie 4200 min (70 godz.). W okresie od 6.09.1982 r. godz. 10.00 do 7.09.1982 r. godz. 1.00 stwierdzono zmniejszający się wypływ wody technicznej od 0,9 do 0,3 m³/h. W okresie od 7.09.1982 godz. 2.00 do 9.09.1982 r. godz. 6.30 nastąpił samowypływ (przez słup wody przybitkowej) ropy naftowej w średniej ilości 250 l/d. Łącznie wydobyto 500 l czystej ropy naftowej o gęstości 0,836 g/cm³.

Uzyskany przypiływ ropy naftowej stanowił podstawę do przeprowadzenia zabiegów intensyfikacyjnych.

Tabela 29

**Analiza geochemiczna ropy naftowej pobranej
z głębokości 5251,0 m**

Results of geochemical analysis of petroleum sampled
at depth 5251.0 m

Parametr/ Parameter	Wartość/ Value
Zawartość węglowodorów [%]	77
Skład [%]	
węglowodory nasycone	63
węglowodory aromatyczne	14
Zawartość n-alkanów w węglowodorach nasyconych [%]	0,40
Skład n-alkanów	
C ₁₆ – 3,1% C ₂₁ – 7,7% C ₂₆ – 6,3%	
C ₁₇ – 13,0% C ₂₂ – 8,4% C ₂₇ – 2,5%	
C ₁₈ – 9,5% C ₂₃ – 10,2% C ₂₈ – 2,8%	
C ₁₉ – 7,4% C ₂₄ – 7,7% C ₂₉ – 2,8%	
C ₂₀ – 7,7% C ₂₅ – 8,1% C ₃₀ – 2,8%	
CPI _Σ = 1,14	
CPI ₂₇₋₂₉ = 0,95	
Zawartość węglowodorów typu izoprenoidowego w węglowodorach nasyconych [%]	0,069
Dystrybucja węglowodorów izoprenoidowych	
C ₁₈ /C ₁₉ =0,16 C ₂₀ /C ₁₉ =0,57 C ₂₁ /C ₁₉ =0,13	

3. Próba chłonności złoża

Próbie chłonności złoża przeprowadzono 2.10.1982 r. Próbę przeprowadzono przez paker zabiegowy typu KII zapuszczony na przewodzie o średnicach 2³/₈" i 3¹/₂". W złożo wtłoczono 2 m³ cieczy kwasującej (15% HCl + 20 kg rokamidu) przy ciśnieniu 500–479 at. Po 30 min złożo oddało 850,0 l płynu. W złożu pozostało 1150,0 l cieczy kwasującej. Podczas płukania otworu odwrotną cyrkulacją zebrano 50 l ropy naftowej. Ciśnienie w złożu w trakcie zabiegu wynosiło 1060 at.

4. Opróbowanie próbnikiem rurowym KII M-65

Badanie przeprowadzono 5–12.10.1982 r. Zastosowano zalewkę – zalano 4720,0 m przewodu wiertniczego nad próbnikiem wodą oraz 35 m płuczką o ciężarze właściwym 1,76 g/cm³. Opróbowanie przeprowadzono metodą dwukrotnego odcięcia przypiływu:

- I okres przypiływu: czas 131,5 min, ciśnienie od 532,1 do 529,9 at;
- I okres odbudowy ciśnienia: czas 2880,0 min, ciśnienie od 529,9 do 846,9 at;
- II okres przypiływu: 3960,0 min, ciśnienie od 523,2 do 518,2 at.

W czasie 68 godz. uzyskano przyływ 1070,0 l płynu, w tym 70,0 l czystej ropy naftowej. Ciśnienie denne wynosiło 853 at, a ciśnienie głowicowe – 330 at. Ciśnienia denne i głowicowe nie były ustabilizowane i ich wartości są nieco zaniżone.

Po zakończeniu badania, w końcowej fazie wypłukiwania płynu z przewodu wiertniczego stwierdzono 1 m³ emulsji ropnej.

5. Kwasowanie otworu

Przygotowano otwór do I stopnia kwasowania przez zajęcie pakera eksploatacyjnego Baker D-4½ na głębokości 4758,0 m na rurkach wydobywczych 2⅜" uzbrojonych w głowicę eksploatacyjną 1050 at firmy Cameron.

I stopień kwasowania

Zabieg wykonano 26.10–01.11.1982 r. przy użyciu 25 m³ cieczy kwasującej (mieszanina 5 t chlorku amonu i 11,4 t 37% formaliny). Przewód wypełniono cieczą kwasującą w ilości 14 m³ i po zamknięciu pakera dotłoczono pod ciśnieniem 590–560 at ze średnią wydajnością 160 l/min ok. 11 m³ cieczy kwasującej, a następnie 14 m³ wody przebitkowej pod ciśnieniem tłoczenia 580–610 at z wydajnością do 300 l/min. Po zakończeniu tłoczenia ciśnienie głowicowe wynosiło 580 at. Po 12 godzinach pozostawania cieczy kwasującej w złożu 31.10.1982 r. odpuszczono płyn z rur wydobywczych. W ciągu pierwszych kilkunastu godzin odpuszczania złożo oddało 14,0 m³ wody przebitkowej, 0,8 m³ cieczy kwasującej oraz 12,7 m³ ropy naftowej, która

Tabela 30

Analiza ropy naftowej pobranej 15.11.1982 r. z głębokości 4760,0–4808,0 m (próbka pobrana po I kwasowaniu)

Analysis of petroleum sampled 15.11.1982 at 4760.0–4808.0 m interval (sampled after 1st step of acid treatment)

Parametr/ Parameter	Wartość/ Value
Gęstość w 20°C [g/cm ³]	0,8275
Gęstość w 15,6°C [g/cm ³]	0,8319
Zawartość siarki całkowitej [% wag.]	0,055
Temperatura krzepnięcia [°C]	–26,0
Lepkość w 20°C [cSt]	9,78
Lepkość w 37,8°C [cSt]	6,03
Asfalteny [% wag.]	0,61
Liczba Conradsona [% wag.]	2,98
Zawartość parafin [% wag.]	1,4
Zawartość popiołu [% wag.]	0,11
Zawartość wody [% obj.]	1,4
pH wyciągu wodnego [–]	7
Zawartość siarki siarkowodorowej [ppm]	<1
Zawartość siarki merkaptanowej [ppm]	<2
Temperatura zapłonu [°C]	+10
Liczba kwasowa [mg KOH/1 g próbki]	2,8
Destylacja normalna [°C]	
początek	54
5% obj.	87
10% obj.	132
20% obj.	182
25% obj.	200
30% obj.	227
40% obj.	273
50% obj.	314

Parametr/ Parameter	Wartość/ Value
Analiza frakcji wrzącej do 200°C	
Gęstość w 20°C [g/cm ³]	0,7180
Zawartość siarki całkowitej [ppm]	<1
Zawartość siarki merkaptanowej [ppm]	<2
Zawartość siarki siarkowodorowej [ppm]	<1
Prężność par [at]	88
Destylacja normalna (°C)	
początek	36
5% obj.	46
10% obj.	69
20% obj.	95
30% obj.	108
40% obj.	122
50% obj.	136
60% obj.	150
70% obj.	160
80% obj.	169
90% obj.	181
95% obj.	188
koniec	190
Skład grupowy (% obj.)	
aromaty	4,3
olefiny	0,5
parafiny + nafteny	95,2

Tabela 31

Analiza ropy naftowej pobranej 15.11.1982 r. z głębokości 4760,0–4808,0 m (próbka pobrana po I kwasowaniu)

Analysis of petroleum sampled 15.11.1982 at 4760.0–4808.0 m interval (sampled after 1st step of acid treatment)

Parametr/ Parameter	Wartość/ Value
Ciężar właściwy [g/cm ³]	0,827
Zawartość węglowodorów [%]	56,3
Skład węglowodorów [%]	
węglowodory nasycone	67
węglowodory aromatyczne	33
Rozdział grupowy [%]	
oleje	95,0
żywice	2,5
asfalteny	2,5

dopłynęła do otworu. W złożu pozostała prawie cała ciecz kwasująca. Po I stopniu kwasowania w okresie od 31.10.1982 r. do 4.01.1983 r. wydobyto 34,4 m³ ropy naftowej. Samoczynny wypływ ropy wyraźnie się zmniejszał, prawie się stabilizując na poziomie 200 l/d.

Wyników analiz ropy naftowej pobieranej przed I stopniem kwasowania nie załączono, gdyż nie są one reprezentatywne. Ropa wypływała na powierzchnię z głębokości 4700,0 m przez słup wody technicznej, gdzie następowało rozfrakcjonowanie i pozostawienie w otworze niektórych składników, głównie lekkich frakcji.

W Laboratorium Ośrodka Badawczo-Rozwojowego Przemysłu Rafineryjnego w Płocku wykonano analizę ropy pobranej 15.11.1982 r. po I stopniu kwasowania (tab. 30). Analizę ropy pobranej tego samego dnia wykonano również w laboratorium Instytutu Geologicznego (tab. 31).

Wykonane 18.11.1982 r. pomiary rozkładu ciśnień wykazały, że rurki wydobywcze na głębokości 4000,0–4758,0 m są wypełnione wodą, a na głębokości 870,0–4000,0 m – ropą naftową. Ropę naftową eksploatowano okresowo i po jej nagazowaniu odpuszczano metodą eksplozywną. Po odpuszczeniu zwierciadło ropy obniżało się o kilkaset metrów. Po zamknięciu głowicy ropa naftowa przyplęwała z wydajnością kilkuset litrów na dobę, wypełniając rurki syfonowe (tab. 32).

II stopień kwasowania

Zabieg wykonano 6.01.1983 r. przez wtłoczenie 71,5 m³ płynu: 50,0 m³ cieczy kwasującej (22,5 t 37% formaliny, 10 t chlorku amonu), 2,0 m³ cieczy poreakcyjnej pozostałej z I stopnia kwasowania, 9,5 m³ ropy naftowej i 10,0 m³ wody technicznej. Płyn wtłoczono przy pomocy 14,5 m³ przebitki wodnej przy ciśnieniu tłoczenia 610–660 at i średniej wydajności tłoczenia 0,4 m³/min. Po zakończeniu

Tabela 32

Wydobycie ropy naftowej po I stopniu kwasowania

Petroleum output after 1st step of acid treatment

Data Date	Wydobycie ropy naftowej [m ³] Oil extraction
31.10.1982	12,700
01.11.1982	0,856
04.11.1982	5,872
15.11.1982	5,062
29.11.1982	4,592
21.12.1982	2,200
04.01.1983	3,100

Tabela 33

Wydobycie ropy naftowej po II stopniu kwasowania

Petroleum output after 2nd step of acid treatment

Data Date	Wydobycie ropy naftowej [m ³] Oil extraction
06.01.1983	0,7
07.01.1983	6,2
08.01.1983	1,7
09.01.1983	1,0
10.01.1983	0,2
11.01.1983	0,4
12.01.1983	0,5
14.01.1983	0,8
16.01.1983	0,6
17.01.1983	0,4
18.01.1983	0,3
19.01.1983	0,2
20.01.1983	0,5
21.01.1983	0,1
22.01.1983	0,2
23.01.1983	0,2
24.01.1983	0,2

tłoczenia czas reakcji przy ciśnieniu głowicowym 580 at wynosił 100 min.

6.01.1983 r. o godz. 17.00 odpuszczono ciśnienie. Do godz. 22.00 wypłynęło 15,4 m³ wody – technicznej i pre-bitkowej. W złożu pozostała prawie cała ciecz kwasująca. Po wypłynięciu wody nastąpił wypływ ropy naftowej, którą eksploatowano przez okresowe odpuszczanie (tab. 33).

Po II stopniu kwasowania 6–24.01.1983 r. uzyskano łącznie 14,3 m³ ropy naftowej. Zabiegi kwasowania przyczyniły się do zwiększenia przypływu ropy tylko w okresach następujących bezpośrednio po tych zabiegach. W okresach późniejszych następował stopniowy spadek

wydajności do wartości ok. 250 l/d. Średni przypływ wynosił 580 l/d. Łącznie z poziomu zbiornikowego 4760,0–4808,0 m wydobyto następujące ilości ropy naftowej:

- przed zabiegami kwasowania (3 doby) – 0,62 m³;
- po I stopniu kwasowania (65 dób) – 34,40 m³;
- po II stopniu kwasowania (18 dób) – 14,30 m³;
- łącznie – 49,32 m³.

Dodatkowo wydobyto 1 m³ emulsji ropnej (0,7 m³ ropy naftowej).

Brak przemysłowego przypływu ropy naftowej spowodował podjęcie decyzji o likwidacji otworu.

PODSUMOWANIE

Z utworów dewonu uzyskano nieprzemysłowy przypływ ropy naftowej w ilości ok. 250 l/d, a z utworów czerwonego spągowca – śladowy przypływ gazu ziemnego w ilości niemierzalnej. Otworem wiertniczym Unisław IG 1

wykazano istnienie strefy perspektywicznej występowania ropy naftowej w poziomie zbiornikowym dewonu oraz gazu ziemnego w poziomie czerwonego spągowca.