

STANISŁAW DUBIEL*, SŁAWOMIR FALKOWICZ**

THE EFFECT OF SALINE MUDS AND BRINES ON THE PERMEABILITY OF GAS BEARING SANDSTONES — A LABORATORY REPORT

WPLYW PŁUCZEK WIERTNICZYCH ZASOLONYCH I SOLANEK NA ZMIANY PRZEPUSZCZALNOŚCI PIASKOWCÓW GAZONOŚNYCH W ŚWIETLE BADAŃ LABORATORYJNYCH

The authors measured the permeability of gas bearing sandstones which were exposed to saline muds and brines. The tests were carried out using a special test stand. The permeability/ time curves and the digital images of cores are shown in figures accompanying the paper.

Key words: drilling, drilling fluid, salt crystallization, permeability of reservoir rock

W publikacji zamieszczono wyniki badań laboratoryjnych dotyczących wpływu filtratu płuczek zasolonych oraz solanek na przepuszczalność piaskowców gazonośnych. Badania prowadzone były w Instytucie Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Krakowie, na przygotowanym do tego celu, stanowisku badawczym (rys. 1). Wyniki badań przedstawiono w formie zależności zmian przepuszczalności próbek piaskowców w funkcji czasu oraz zdjęć cyfrowych o wysokiej rozdzielczości.

Pomiary laboratoryjne utraty przepuszczalności rdzeni prowadzono przy tych samych strumieniach objętości przepływu gazu (azotu) przez rdzeń. W pierwszym cyklu badań przez rdzenie piaskowcowe prowadzono filtrację płuczki polimerowej zasolonej KCl. Użyte w doświadczeniach piaskowce mioceńskie miały przed nasączeniem przepuszczalność początkową wynoszącą od 150 do 800 mD, natomiast piaskowce czerwonego spągowca od 10 do 100 mD.

Stan ustalony procesu odzysku przepuszczalności rdzeni wyznaczano metodą przewidywania (predykcji) na podstawie analizy wielkości i tempa zmian przepuszczalności w pierwszym etapie trwania procesu (Such, Falkowicz1998). Obliczenia realizowane były przez programy komputerowe (PRZEPUSZCZALNOŚĆ i PREDYKCJA), które dane wejściowe poprzez system pomiarowy i program sterujący GENIE, otrzymują w formie analogowej bezpośrednio ze stanowiska pomiarowego w systemie „on-line”.

Analizując pierwsze fragmenty krzywych otrzymanych w pierwszym cyklu badań zauważono, że w niektórych przypadkach proces ten składa się z kilku faz różniących się dynamiką przebiegu.

* WYDZIAŁ WIERTNICTWA NAFTY I GAZU, AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA, 30-059 KRAKÓW, AL. MICKIEWICZA 30

** INSTYTUT GÓRNICICTWA NAFTOWEGO I GAZOWNICTWA, 31-503 KRAKÓW, UL. LUBICZ 25A

Pierwszym najbardziej widocznym wskaźnikiem tego faktu były intensywne zmiany w przebiegu krzywej predykcji. W wielu przypadkach wartość predykcji osiągała zbyt różniące się wielkości (rys. 2).

Na rysunkach 3 i 4 przedstawiono przykładowe krzywe odzysku przepuszczalności rdzeni piaskowców, na które oddziaływano płuczkami wiertniczymi. Widać, że krzywe te nie osiągają stanu ustalonego jednoetapowo.

Na podstawie wyników pierwszego cyklu badań sformułowano tezę, że zaburzenia w przebiegu krzywych odzysku przepuszczalności rdzeni można przede wszystkim tłumaczyć wytrącaniem się kryształków soli z solanki nasycającej rdzeń oraz wysuszeniem rdzenia przez przepływający gaz. W celu udowodnienia postawionej tezy i ograniczenia liczby czynników wpływających na przebieg eksperymentów odzysku przepuszczalności rdzeni, następny etap doświadczeń przeprowadzono na rdzeniach nasyconych czystymi solankami. Do tego celu stosowano 5, 15 i 20% wodne roztwory KCL oraz nawilżacz gazu

W niektórych eksperymentach pierwszego cyklu, gdzie stosowano solanki o wysokim stopniu zasolenia, rekrystalizowała się tak duża ilość soli, że powodowało to czasami całkowitą blokadę przepływu gazu (rys. 5 a–d). Zastosowanie nawilżacza likwidowało zjawisko całkowitej blokady umożliwiając pomiary.

Stwierdzono także, że ze względu na zachodzące w testowanych piaskowcach zjawiska: unoszenia cząsteczek minerałów ilastych (tzw. prędkość krytyczna), zjawiska inercji przepływającego płynu (Forchheimerowski), pomiary należy prowadzić z minimalnymi mierzalnymi prędkościami przepływu (Core Lab. 1997).

Przepływający gaz ulega ochłodzeniu (Duliński i in. 1962; Siemek 1969; Kaleta i in. 1970). Spadek temperatury zależy od różnicy ciśnień w rdzeniu i poza nim oraz wielkości współczynnika Joule'a-Thompsona, który jest między innymi funkcją ciśnienia. Im ciśnienie jest wyższe, tym jego wpływ na zmiany temperatury jest mniejszy. Oba te postulaty: minimalizowania prędkości przepływu i zwiększania ciśnienia gazu w trakcie pomiaru zrealizowano prowadząc pomiar w warunkach dławienia wypływającego gazu. W takich warunkach przeprowadzono doświadczenia II grupy o numerach: 20, 24, 26, 29, 33, 38, 39.

W przypadku rdzeni nasyconych solanką o stężeniu 5% KCl, w większości przypadków krzywe odzysku przepuszczalności przyjmowały typowe kształty zmierzając mniej lub bardziej szybko do stanu ustalonego (rys. 6). Wspomniane krzywe, ze względu na efekt skali, zamieszczono na czterech odrębnych wykresach (a–d) w celu zachowania ich kształtu. Pomiary prowadzono bowiem w szerokim przedziale wartości początkowej przepuszczalności rdzeni wynoszącej od 8 do 400 mD.

Na rysunkach 7 i 8 zamieszczono zdjęcia rdzeni z doświadczeń 24, 25, 28 i 29 oraz odpowiednie krzywe odzysku przepuszczalności. Rdzenie oznaczone symbolem „W” to rdzenie wzorcowe. Zamieszczono je w celu porównania wyglądu rdzenia przed i po pomiarze. Rysunki 7 i 8 reprezentują wyniki eksperymentów, w których rdzenie nasączano 15% roztworem KCl. Występują na ich czołowej powierzchni kryształki soli. Szczególnie duże ilości soli zauważono na rdzeniach I grupy o numerach: 20, 24, 26, 29, 33, 38, 39.

Iloraz końcowej i początkowej wartości przepuszczalności jest wskaźnikiem ilościowym określającym stopień zmniejszenia przepuszczalności badanych piaskowców. Wielkość zmniejszenia przepuszczalności w opisywanych eksperymentach była znaczna i zawierała się w przedziale od 52 do 98% (tabl. 1).

Odmienne przebiegał proces odzysku przepuszczalności w przypadku II grupy rdzeni o numerach: 21, 25, 27, 28, 32, 34, 35. Przepuszczalność w pierwszym etapie procesu zdecydowanie rosła, by po pewnym czasie ustabilizować się (rys. 7).

Stwierdzono, że ilość i wielkość kryształów wykrystalizowanej soli zależy od właściwości petrofizycznych rdzeni (rys. 9). Wykrystalizowane na czole rdzenia nr 33 kryształki soli są o wiele mniejsze niż na czole rdzenia oznaczonego numerem 29. Początkowa przepuszczalność rdzenia nr 33 była około 10 razy mniejsza niż rdzenia nr 29. Zjawisko wytrącania się soli szczególnie intensywnie zachodzi w niewielkiej końcowej części rdzenia. Nasączony 15% roztworem KCl rdzeń o przepuszczalności początkowej $k_0 = 555$ mD uzyskał przepuszczalność końcową równą 21 mD. Zmniejszenie przepuszczalności wynosiło zatem 96%. Po usunięciu 2 mm warstwy końcowej

rdzenia przepuszczalność wzrosła do 128 mD, czyli zmniejszenie przepuszczalności wyniosło 77% (rys. 10).

Na rdzeniu nr 29 widać szeroki na 2–3 mm wyraźny różnicę się od reszty rdzenia pasek wykrywalnej soli (rys. 11). Za zjawisko to odpowiada istniejąca w tym miejscu przekładka, która powoduje lokalne zmiany prędkości i ciśnienia przepływającego gazu.

Słowa kluczowe: wiertnictwo, płuczki wiertnicze, krystalizacja soli, przepuszczalność skał zbiornikowych

1. Introduction

Laboratory and field tests indicate that permeability usually decreases if, the pay zone is exposed to fresh water muds (Such et al. 1998; Falkowicz 1998; Deltour 1968; Dubiel 1989). The mud filtrate migrates through the bore-well zone causing the chemical and physical reactions which decrease the permeability of rocks. These reactions include:

- 1) swelling of clay minerals,
- 2) displacement of hydrocarbons from the bore-well zone by invading filtrate,
- 3) increase of relative permeability to water,
- 4) creation of high viscosity oil & water emulsions,
- 5) precipitation of salts due to ionic unconformity between formation water and filtrate.

That is why the drilling engineers use other muds for sealing oil and gas reservoirs including oil muds emulsion muds, polymer muds or pure brines. Saline muds usually contain 2–6 percent of salt by weight but completely salt-saturated muds are also used (Krilov et al. 1989). If the salt water muds are used, the mud filtrate penetrates the bore-well zone. The expansion of gas and accompanying cooling effect causes the precipitation of salts and plugging of the pore throats.

The precipitation of salts and the gas cooling effect are particularly intensive in the bore-well zone during gas production or drill stem testing (DST) due to the high differential pressure. Sometimes the passages of the DST tool may get plugged with the mixture of salts, rust and solids. The differential pressure is usually 10–20 MPa (Dubiel 1989). The gas flow rate during the second DST flow period is usually lower, which indicates a decrease of the bore-well zone permeability. The authors try to explain this by analyzing the effect of saline muds on the permeability of sandstones.

2. Initial laboratory experiments

Polymer mud with KCl was pumped through the Miocene and Rotliegendes sandstone cores with an initial permeability 150–800 mD and 10–100 mD respectively. The pore-throat diameters (evaluated using porozymetric methods; the threshold pore

diameter means the diameter which enable a continuous flow of mercury through the pore system) were different for each sandstone.

The threshold pore diameters of Rotliegendes and Miocene sandstones were equal to $10\ \mu\text{m}$ and $10\text{--}30\ \mu\text{m}$ respectively.

The decrease of permeability was evaluated at the same flow rate using the nitrogen and the special test stand constructed in the Oil & Gas Institute (see Fig. 1). The design of the test stand allows the downhole conditions to be simulated by controlling the confining pressure and the pressure at the core outflow face. The process of core cleaning (called the permeability-recovery process) is time consuming and expensive and the authors tried to find alternate methods to evaluate the permeability recovery process.

In the authors opinion, future permeability values may be predicted using the actual value of permeability and the rate of permeability change during the first stage of the recovery process (Such et al., 1989). The computers programs PERMEABILITY and PREDICTION aided by the GENIE[®] control program are used to compute the permeability trends. The input data are obtained directly from the measuring stand using the "on-line" system, which allows the permeability values to be displayed on the monitor. The real time permeability values are shown with a frequency set by the

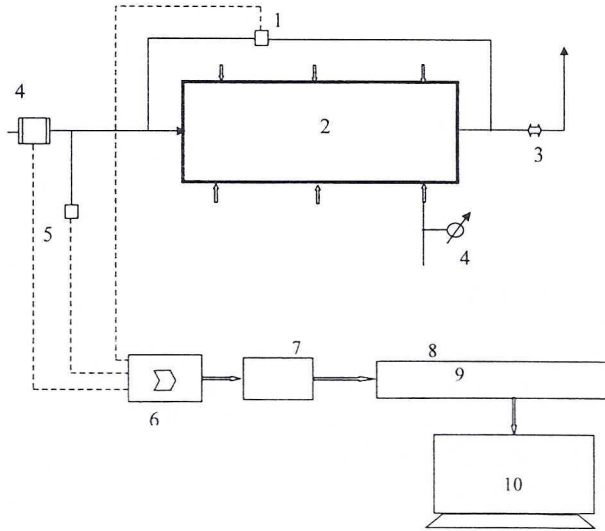


Fig. 1. Test stand (designed by Oil & Gas Institute)

- 1 — differential pressure transducer, 2 — sample of the porous rock, 3 — back pressure system,
 4 — gas mass — flow meter controller, 5 — injection pressure transducer, 6 — amplifier,
 7 — A/C converter, 8 — PC computer, 9 — programs GENIE and PREDICTION,
 10 — results exposition

Rys. 1. Schemat stanowiska do pomiaru przepuszczalności gazem według konstrukcji IGNiG
 1 — przetwornik ciśnienia różnicowego, 2 — próbka skały porowatej, 3 — system dławienia wypływu,
 4 — wskaźnik ciśnienia, 5 — przetwornik ciśnienia tłoczenia, 6 — wzmacniacz, 7 — przetwornik A/C,
 8 — komputer PC, 9 — programy: GENIE, PREDYKCJA, 10 — ekspozycja wyników

operator. This allows us the permeability vs. time curve to be shown. The PREDICTION program computes the anticipated final value of permeability (steady state value), which indicates the end of the computation cycle. The permeability recovery process is shown as the permeability/time curve. Such a graphical presentation of the permeability-recovery process facilitates the laboratory work.

3. Preliminary results

Initially it was anticipated that the permeability/time line would approximate an asymptotic curve. The measuring system described above allowed the unexpected trends in permeability vs. time curve to be observed. Such behaviour remained unnoticed when the measuring data were collected without an aid of the computer. The permeability recovery curve seems to be composed of separate segments, which represents different phases of the recovery process. The permeability values may increase or decrease when approaching the steady state, which is indicated by changes in the shape of the predicted curve. (see Fig. 2). In some cases the predicted values were too large. This indicates that the properties of the "object" being analyzed are changing in time. The measuring data are analyzed by the PREDICTION program, which selects those coefficients which are best fitted to the mathematical model describing the permeability recovery process. All perturbations of this process cause a disturbance of the trajectory of the permeability recovery curve. To account for this, the program automatically selects new coefficients which are again best fitted to the model.

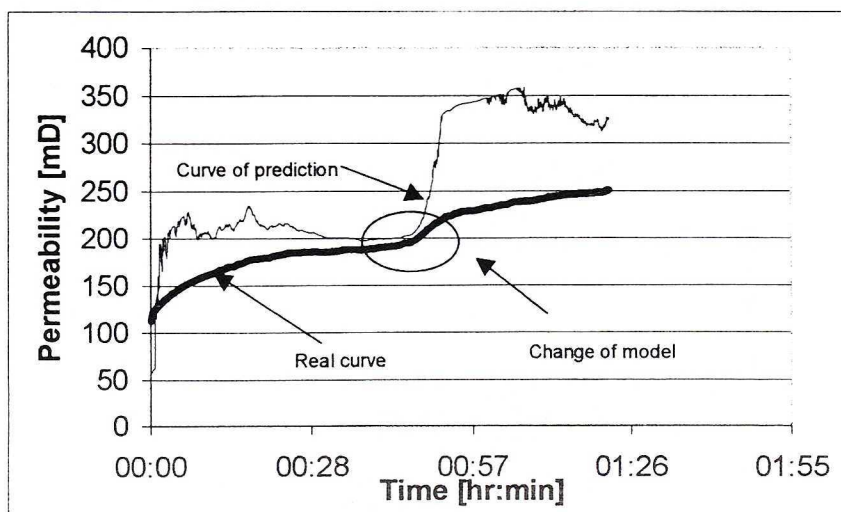


Fig. 2. The predicted permeability recovery curve vs. the experimental curve

Rys. 2. Przebieg krzywej rzeczywistej i progностycznej charakteryzujących zmiany współczynnika przepuszczalności rdzenia podczas procesu odzysku przepuszczalności

Examples of the permeability recovery curves for sandstone cores exposed to the drilling muds are shown in Fig. 3 and 4. The curves for high permeability Miocene sands (shown in Fig. 3) seem to be composed of several segments characterized by various intensities of the recovery process i.e. both rapid and slow changes of permeability are observed. Fig. 3 shows how the different values of permeability may be erroneously interpreted as the final values.

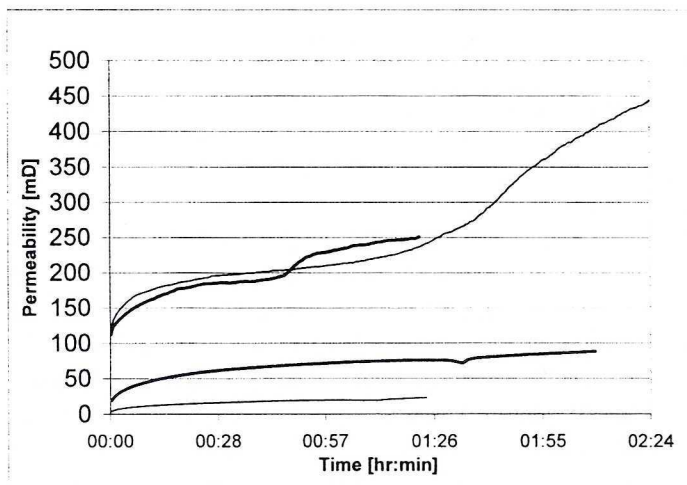


Fig. 3. The permeability recovery curve for Miocene sandstones exposed to drilling mud

Rys. 3. Krzywe odzysku przepuszczalności piaskowców miocenijskich po przepływie płuczki zasolonej

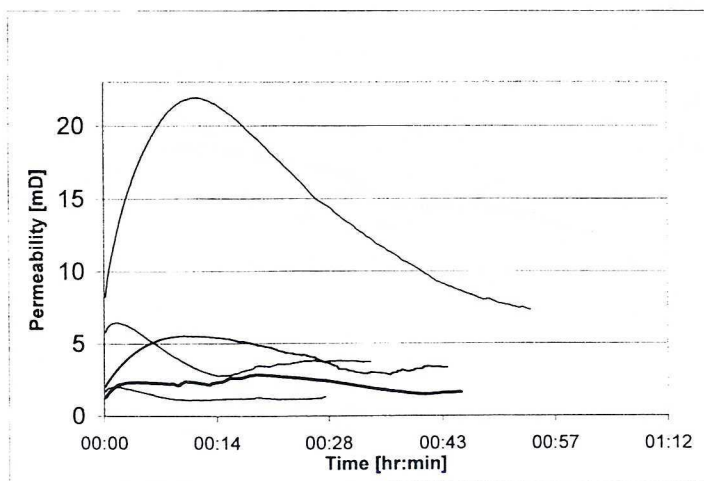


Fig. 4. The permeability recovery curve for Rotliegendes sandstones exposed to drilling mud

Rys. 4. Krzywe odzysku przepuszczalności piaskowców czerwonego spagowca po przepływie płuczki zasolonej

The irregularities of the permeability recovery process are even more pronounced for the low permeability Rotliengendes cores. The curves constructed by the PREDICTION program are not shown in Fig. 3 and 4 for reasons of clarity. Additional investigations are needed to explain the characteristic behaviour of these curves.

In our opinion, the disturbances of the permeability recovery process are caused by the precipitation of salts and the drying effect of the gas. The average velocity of the gas flow is greater for Miocene sandstones than for Rotliengendes sandstones. This is caused by differences between the permeabilities of these sandstones. The rapid decrease of permeability at the core outflow face may be attributed to the cooling effect of gas expansion and the accompanying precipitation of salts. The laboratory experiments on the permeability recovery process were continued in a second part of the project using alternative methods.

4. Methods used in the second cycle of laboratory experiments

Cores saturated with an aqueous solution of KCl (concentration equal to 5,15 and 20%) were used in the second phase of laboratory experiments in order to restrict the number of factors which influence the permeability recovery process. The laboratory stand was modified to improve the simulation of downhole conditions. The high pressure humidifier was used to simulate the gas humidity. The gas was humidified by passing it through a water-immersed coil pipe with holes drilled in it. The hole diameters were chosen by the trial and error method. This gas humidifier has improved the reliability of measurements. Initially the experiments were unrealizable for salt concentrations approaching 35% by weight, due to core plugging by salt crystals and the complete blockage of gas flow. Sometimes, only some minutes were needed to observe the advent of this pore blocking effect (Fig. 5a–d). Actually, complete flow blockage was not observed for wet gas.

The greater the gas velocity in the core, the greater the gas drying effect. The measurements were carried out using a low gas velocity, to avoid the removal of clay minerals and gas inertia effects (Core Lab 1997).

It is believed that the temperature drop caused by the gas flow depends on the value of the Joule-Thompson coefficient (Dulinski et al. 1962; Siemek 1969; Kaleta et al. 1970):

$$\Delta T = T_2 - T_1 = \int_{p_1}^{p_2} \mu(p, T) dp \quad (1)$$

where:

$T_1 - T_2$ — temperature within the core and the temperature at the core outflow face,

$p_1; p_2$ — pressure within the core and the pressure at the core outflow face,

μ — Joule-Thompson coefficient.

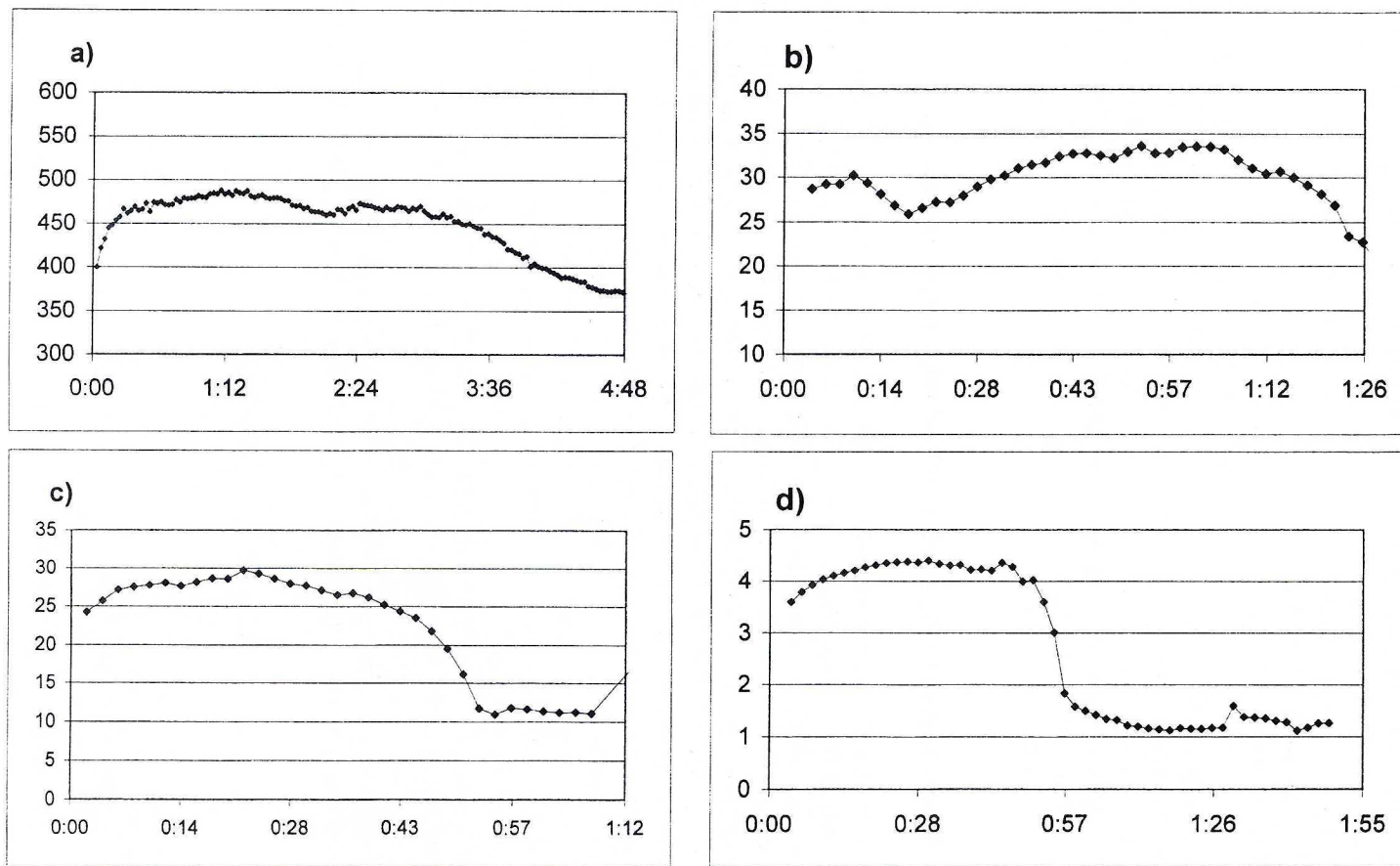


Fig. 5. The permeability recovery curves, test carried out without humidifier; time [hr:min] and permeability [mD] are indicated on the X and Y axes

Rys. 5. Krzywe odzysku przepuszczalności. Pomiary bez nawilżacza gazu (azotu). Oś X — czas [h:min], oś Y — przepuszczalność [mD]

A high gas pressure should be maintained during experiments, because the Joule-Thompson effect on temperature drop is negligible for high pressures. This was achieved by the installation of a back-pressure regulator at the core outflow face. The gas flow velocity is inversely proportional to the average pressure within the core i.e.:

$$\frac{v_1}{v_2} \cong \frac{p_1}{p_2} \quad (2)$$

where:

v_1 — average gas velocity at pressure p_1 ,

v_2 — average gas velocity at pressure p_2 .

In the second cycle of investigations, high-pressure gas flow was used in tests Nos. 20, 24, 26, 29, 33, 38 and 39 for a better simulation of downhole conditions. As mentioned before, the decrease of permeability and volume of precipitated salts were lower for the second group of experiments. Additionally, the permeability recovery curves were smooth and convergent towards the steady state values.

5. Results of the second cycle experiments

The permeability recovery curves were smooth and convergent towards the steady state values (see Fig. 6, curves a–d). The initial permeabilities were within the range 8–400 mD. The images of cores used in experiments no 24, 25, 28 and 29 and the permeability recovery curves are shown in figures 7 and 8 respectively. The cores denoted with subscript “W” are the cores before the gas flow test was made — they are shown for comparison purposes. The results of tests for cores saturated with 15% KCl solution are shown in Figs. 7 and 8 (note the crystals of salt at the core outflow face). The salt precipitation is particularly evident for cores nos. 20, 24, 26, 29, 33, 38 and 39. The permeability recovery curves for these cores are not typical (see the upper portion of curve shown in Fig. 8).

As shown in Fig. 8, the permeability increases at the beginning of the test, due to the removal of the salt water from the pore space. Next, the permeability achieves a maximum value, (which stay constant for some time) and shows the sudden drop afterwards, due to the intense precipitation of salts. The ratio of final to initial permeability is indicative of the permeability damage. The data on permeability damage are shown in Table 1.

The permeability recovery curves for the second cycle of experiments (cores no. 21, 25, 27, 28, 32, 34 and 35) show a distinct increase of permeability at the beginning of the test and stabilisation afterwards (see the lower curve in Fig. 7). There are no visible traces of salt crystals at the outflow face of the core and the permeability damage is generally lower. Fig. 9 shows that the number and the magnitude of the salt crystals

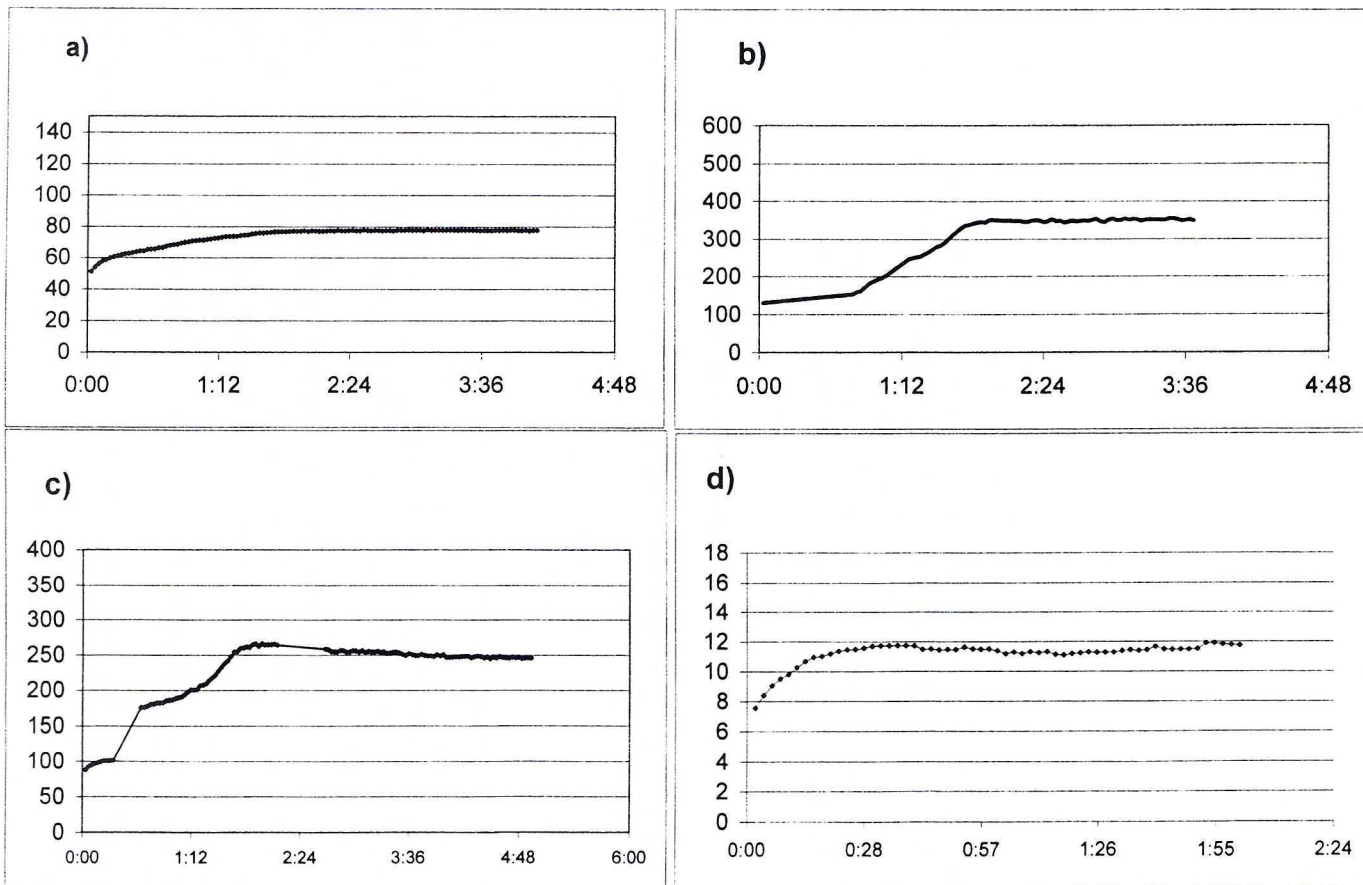


Fig. 6. The permeability recovery curves for cores exposed to 5% KCl solution; time [hr:min] and permeability [mD] are indicated on X and Y axes

Rys. 6. Krzywe odzysku przepuszczalności po 5% KCl. Oś X — czas [h:min], oś Y — przepuszczalność [mD]

The quantity of permeability damage on investigation core

Wielkość zmniejszenia przepuszczalności badanych rdzeni

Sample	k_p [mD]	k_k [mD]	Damage ratio [%]
20	1 100	280	74.55
21	1 050	502	52.19
24	150	8	94.67
25	155	43	72.26
26	156	3.5	97.76
27	150	12	92.0
28	155	29	81.29
29	455	10	98.0
32	25	4	84.0
33	41	3.5	91.46
34	42	2	95.24
35	42	8	80.95
38	40	0.8	98.0
39	17	3	82.35

depend on the petrographic properties of the cores (the salt crystals for core no. 33 are smaller than for core no. 29 and the initial permeability of core no. 33 is about 10% of permeability of the core no. 29). The pore space geometry seems to be the only factor which affects the size of the salt crystals, since the same gas flow rate was maintained for cores no. 33 and 29 and no backpressure was applied.

The experiments indicate that the non-typical shape of the permeability recovery curve and large permeability damage are caused by the precipitation of salts, which is particularly intense at the outflow face of the core. To check for this, the downstream portions of the cores were cut off (about 2 mm) and the permeability was re-measured (see Fig. 10). For example: the core with initial permeability 555 mD saturated with 15% solution of KCl has a final permeability of 21 mD which corresponds to 96 % damage. After the end segment is cut off, the final permeability was 128 mD, which corresponds to 77% damage. Some interesting observations can be made for cores no. 14 and 26, which are shown in Fig. 11. The path of salt crystals in core 29 is probably caused by a thin layer of highly permeable sand, which causes the local fluctuations in of the gas velocity and pressure. The reasons of such phenomena will be discussed in a subsequent paper.

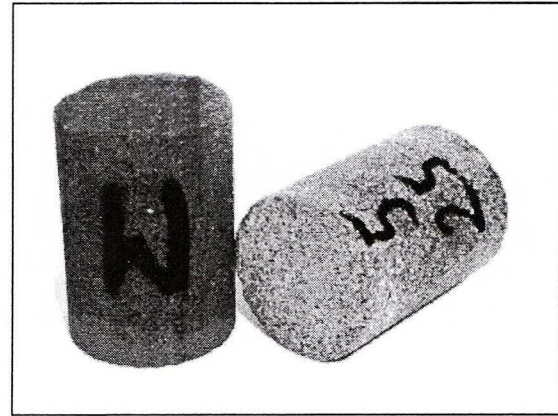
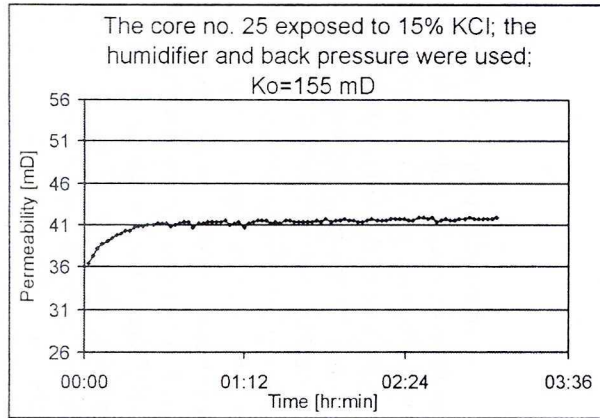
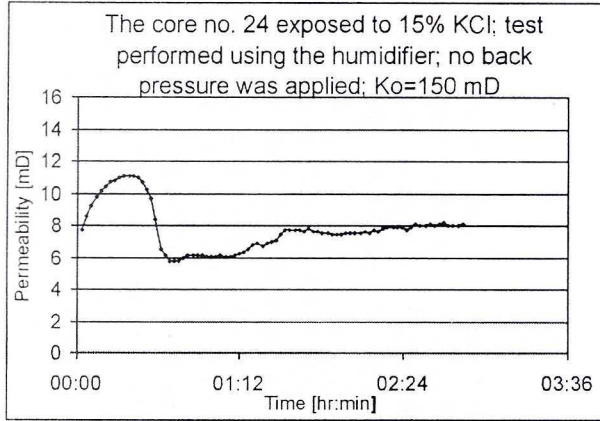


Fig. 7. The permeability recovery curves plus photographs of the core outflow face after the gas flow

Rys. 7. Krzywe odzysku przepuszczalności i widok powierzchni czołowych rdzeni po przepływie azotu

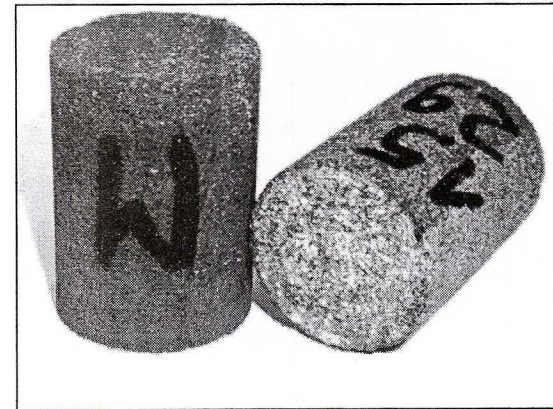
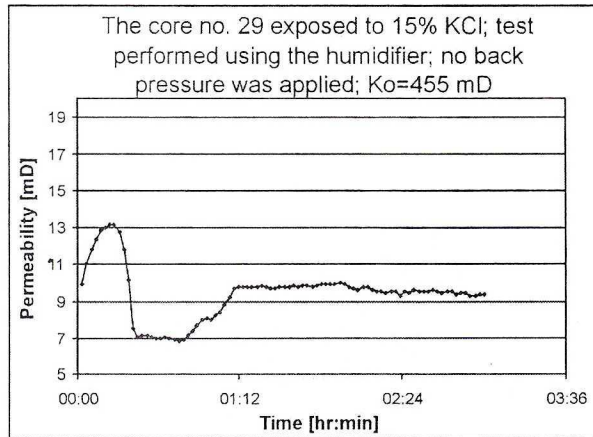
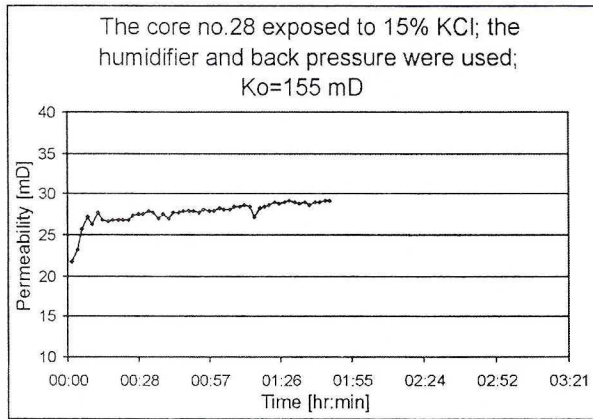


Fig. 8. The permeability recovery curves plus photographs of the core outflow face after the gas flow

Rys. 8. Krzywe odzysku przepuszczalności i widok powierzchni czołowych rdzeni po przepływie azotu

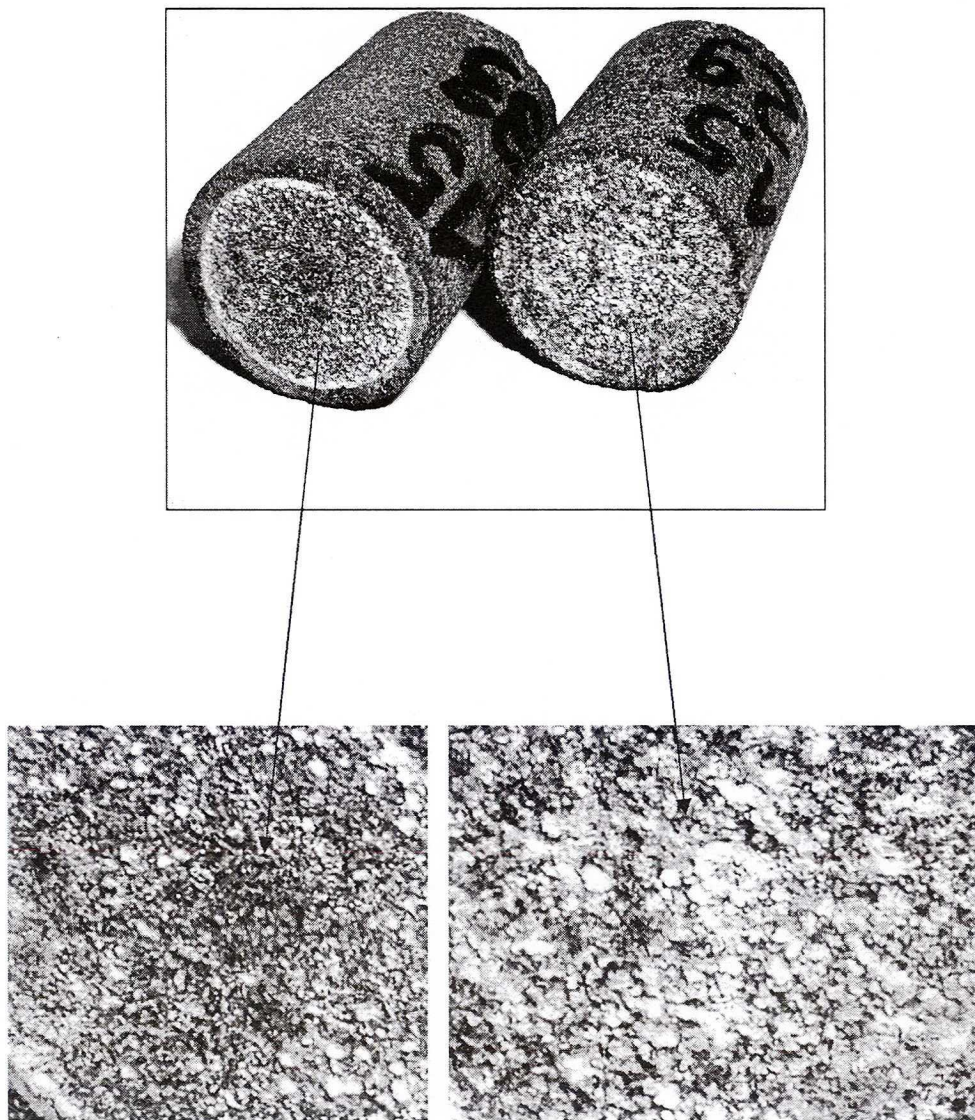


Fig. 9. The core outflow face after the gas flow

Rys. 9. Widok powierzchni czołowej rdzeni po przepływie azotu

The core no. 31 exposed to 15% KCl; the humidifier and back pressure were not used; $K_o=555$ mD; the 2 mm slice of core was removed on the downstream side.

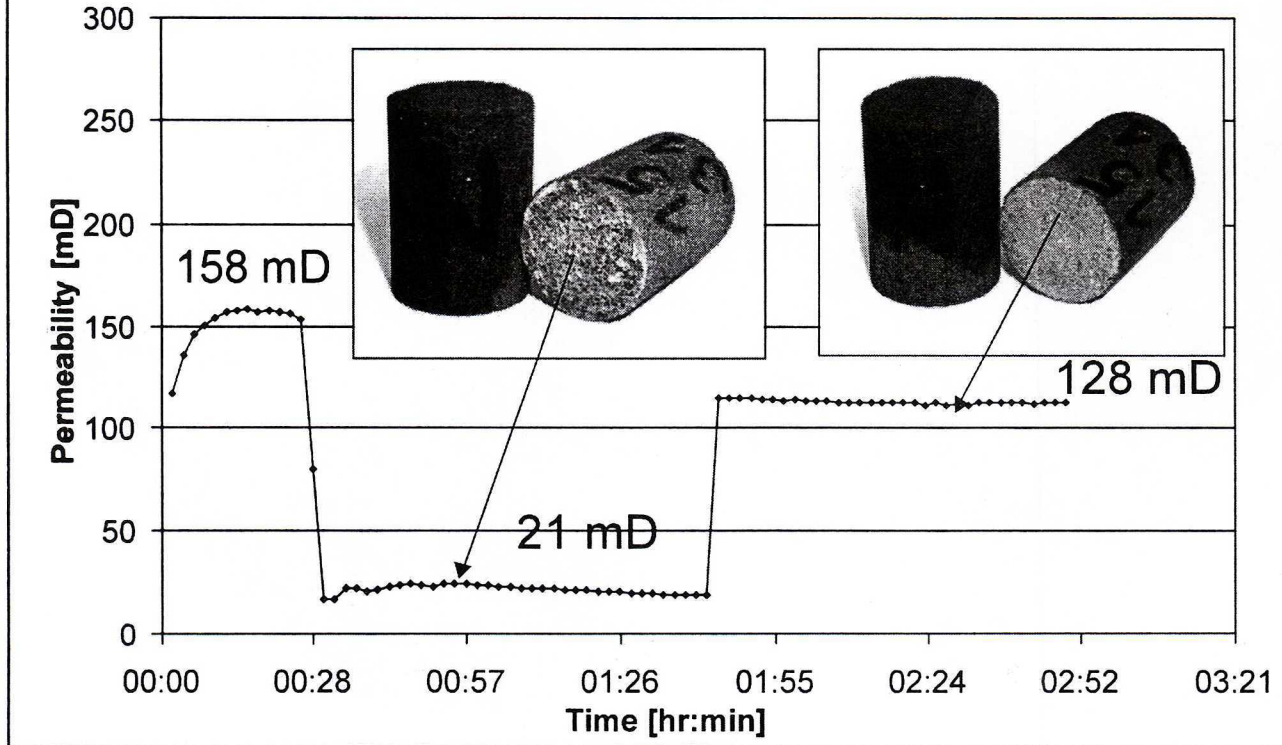
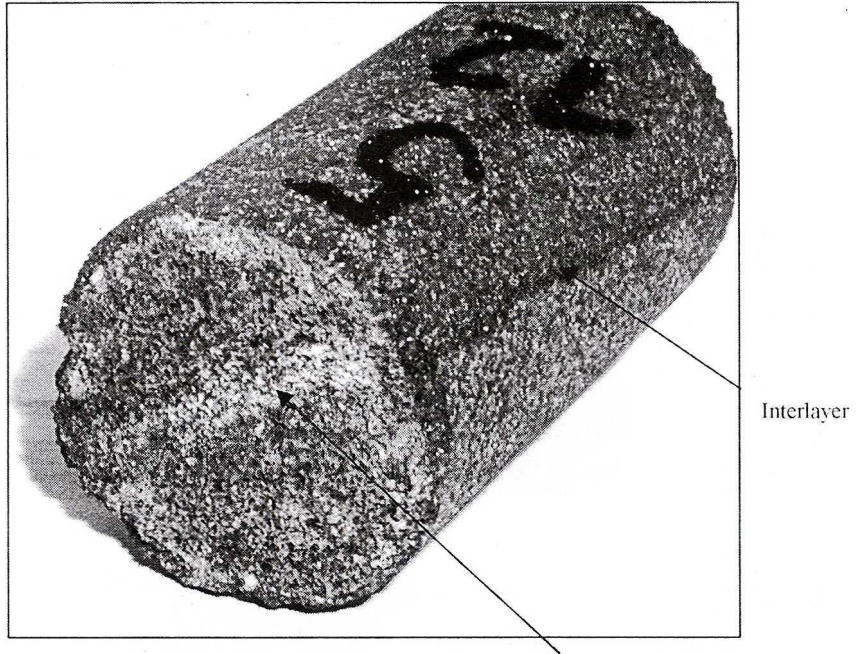
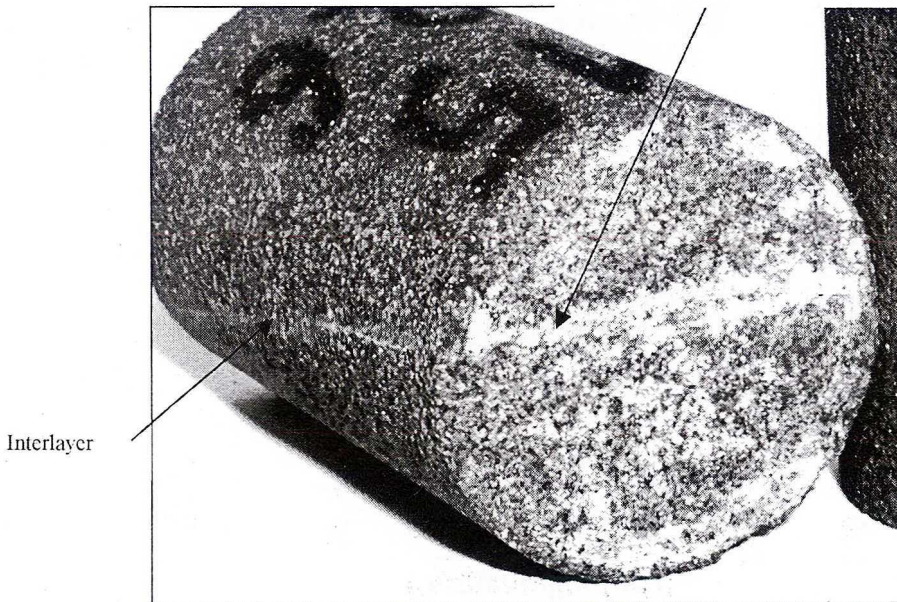


Fig. 10. The permeability recovery curve

Rys. 10. Krzywa odzysku przepuszczalności



Maximum concentration of salt crystals



Interlayer

Fig. 11. The core outflow face after the gas flow

Rys. 11. Widok powierzchni czołowej rdzeni po przepływie azotu

6. Final conclusions

1. A gas humidifier and backpressure regulator should be used when measuring the permeability recovery of sandstones.

2. The laboratory tests confirm that precipitation of salts may damage the permeability of the bore-well zone.

3. The gas cooling effect causes the crystallization of salts at the core outflow face and a considerable decrease of permeability. The mechanism of the permeability damage is similar to that of plugging the DST tools. The Joule-Thompson effect may cause the crystallization of salts at the face of the gas bearing rocks and a gradual decrease of permeability during testing or production.

4. The experiments show that gas humidification and the use of back-pressure decrease the permeability damage and minimize the salt crystallization at the core face.

REFERENCES

- Deltour J.E., 1968. Colmatage des formations. Les fluides de forage. Technip. Paris.
- Dubiel S., Chrząszcz W., 1976. Metodyka przewidywania przypadków wytrącania się osadów siarczanu wapnia w porowo-szczelinowej przestrzeni skał zbiornikowych. *Nafta* nr 6.
- Dubiel S., Chrząszcz W., 1979. Zasady określania warunków wytrącania się osadów węglanu wapnia w poziomach skał zbiornikowych. *Nafta* nr 6.
- Dubiel S., 1989. Analiza sposobu wywierania depresji podczas pomiaru rurowym próbnikiem złoża. *Technika Poszukiwań Geologicznych Geosynoptyka i Geotermia* nr 4.
- Duliński W., Siemek J., 1962. Krzywe inwersji dla gazu ziemnego. *Nafta* nr 12.
- Eleri O., Ursin J.R., 1992. Physical aspects of formation damage in linear flooding experiments. SPE 23784 February 1992.
- Falkowicz S., 1998. Zmiany przepuszczalności piaskowców w warunkach otworopodobnych. Praca doktorska Wydział WNiG AGH, Kraków.
- Kaletka A., Marcak H., Siemek J., 1970. Non-isothermic gass flow in porous medium. *Journal of Canadian Petroleum technology* Vol. 9 No. 1, Jan-March 1970.
- Krilov Z., Wojtanowicz A., Longlinais J., 1989. Formulation and assessment of a completion fluid for three unconsolidated gas bearing formations offshore Adriatic sea. *Oil & Gas European Magazine* 1.
- Laboratory methods for the determination of permeability and relative permeability – Materiały szkoleniowe firmy Core Lab. Dallas, USA 1997.
- Siemek J., 1969. Przepływ gazu w ośrodku porowatym z uwzględnieniem efektów termodynamicznych. *Zeszyty Problemowe Górnictwa PAN*, t. 7, z. 2.
- Such P., Falkowicz S. i inni, 1998. Badania nad określeniem zmian przepuszczalności w warunkach przepływu nieustalonego. Praca statutowa IGNiG Kraków, listopad 1998.

REVIEW BY: PROF. DR HAB. INŻ. JAKUB SIEMEK, KRAKÓW

Received: 29 November 2000