

Jerzy Stopa*, Stanisław Rychlicki*, Paweł Wojnarowski*

**WPLYW CIŚNIENIA KAPILARNEGO NA EFEKTYWNOŚĆ
USUWANIA ZANIECZYSZCZEŃ ROPOPOCHODNYCH
Z WARSTW WODONOŚNYCH
W ŚWIETLE MODELOWANIA KOMPUTEROWEGO**

1. WSTĘP

Substancje ropopochodne mogą występować w ośrodku porowatym w fazach: ciekłej wolnej, ciekłej rozpuszczonej w wodzie, gazowej, stałej – zasorbowanej na powierzchni ziaren ośrodka.

Główny transport masy substancji ropopochodnych odbywa się jako przepływ dwufazowy (woda + zanieczyszczenie) lub trójfazowy (woda + zanieczyszczenie + pary zanieczyszczenia), przy czym z punktu widzenia remediacji zasadnicze znaczenie odgrywa transport dwufazowy i towarzyszące mu zjawiska fizyczne. Według [5] zazwyczaj tylko niewielka część zanieczyszczenia ulega rozpuszczeniu w wodach podziemnych lub odparowaniu, główna jego masa występuje jako oddzielna faza ciekła (NAPL – non aqueous phase liquids) o gęstości mniejszej od gęstości wody (LNAPL) lub większej (DNAPL). Ta część zanieczyszczenia może być częściowo odzyskana przy zastosowaniu różnych metod remediacji. W praktyce najczęściej występują zanieczyszczenia typu LNAPL, do których należą: benzyna, olej napędowy i opałowy, paliwo lotnicze. Do formalnego opisu migracji substancji ropopochodnych w formie ciągłej w warstwach wodonośnych wykorzystuje się elementy teorii przepływów wielofazowych w złożach ropy naftowej. Spośród znanych modeli matematycznych przepływów w złożach ropno-gazowych do symulacji oczyszczania warstw wodonośnych i gruntów z produktów naftowych mogą być przydatne dwa, tj. model typu „black-oil” i model „składnikowy” [1, 4, 5].

* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

Obydwa te modele uwzględniają zjawisko powstawania ciśnienia kapilarnego p_c na granicy faz:

$$p_{cow}(S_w) = p_o - p_w \quad (1)$$

$$p_{cog}(S_g) = p_g - p_o \quad (2)$$

gdzie:

- p_i – ciśnienie w i -tej fazie, $i = o$ (substancja ropopochodna), g (gaz), w (woda),
- p_{cow} – ciśnienie kapilarne na granicy substancja ropopochodna (SR) – woda,
- p_{cog} – ciśnienie kapilarne na granicy SR ciekła – SR w postaci pary,
- S_i – nasycenie i -tą fazą, $i = o$ (substancja ropopochodna), g (gaz), w (woda).

Wartości ciśnienia kapilarnego zmieniają się w szerokim zakresie, co potwierdzają doświadczenia laboratoryjne [2]. Wielkość ciśnienia kapilarnego jest proporcjonalna do napięcia powierzchniowego między fazami oraz silnie związana z budową ośrodka porowatego. Zależy od efektywnego promienia kanałów kapilarnych, kształtu przestrzeni porowej, porowatości i przepuszczalności, a także niejednorodności tych parametrów. Wartości ciśnienia kapilarnego wyznacza się na podstawie badań laboratoryjnych i zwykle przedstawia się jako funkcje nasycenia.

W procesach remediacji ciśnienie kapilarne można w pewnym stopniu kontrolować zmieniając napięcie powierzchniowe przez dodanie środków powierzchniowo czynnych [6].

W celu wyjaśnienia wpływu ciśnienia kapilarnego można dla uproszczenia rozważyć model jednowymiarowy przepływu dwufazowego przy stałej prędkości filtracji u , który prowadzi do równania na S_o w postaci [8]

$$\frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{u}{\phi} \cdot \frac{\partial \phi_o}{\partial S_o} \cdot \frac{\partial S_o}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{u}{\phi} \psi_o(S_o) \frac{\partial S_o}{\partial x} \right] \quad (3)$$

gdzie $\Phi_o(S_o)$ i $\psi_o(S_o)$ są funkcjami zależnymi m.in. od nasycenia S_o substancją ropopochodną.

Ponieważ $\psi_o(S_o) > 0$, równanie to jest typu parabolicznego. Z teorii przepływów dwufazowych wiadomo, że jeżeli $p_c = \text{const}$, co zachodzi, gdy efekty kapilarne są pomijalne, to $\psi_o(S_o) = 0$ i równanie upraszcza się do postaci tzw. równania Buckleya–Leveretta, które jest równaniem pierwszego rzędu, quasi-liniowym o zupełnie odmiennych właściwościach i rozwiązaniach. W szczególności wiadomo, że dla postaci funkcji ϕ_o charakteryzujących równoczesny przepływ wody i zanieczyszczeń olejowych, rozwiązanie ostatniego równania przy pominięciu efektów kapilarnych opisuje zjawisko typu „fali uderzeniowej”, gdzie ruch czoła tej fali odpowiada przemieszczającemu się „frontowi” zanieczyszczenia. W przypadku gdy $\psi_o(S_o) > 0$, front ulega rozmyciu, co prowadzi do powstania tzw. strefy kapilarnej. Zjawisko to, dobrze znane w inżynierii złóż ropy naftowej, jest zwykle pomijane w zagadnieniach modelowania remediacji warstw wodonośnych [5]. Wynika to z faktu, iż w problemach hydrogeologicznych ciśnienie kapilarne jest zwykle rozważane na granicy faz woda – powietrze głębokie i wtedy jest zanedbywalnie małe, rzędu centymetra słupa wody [5].

Założenie to może nie być spełnione w przypadku występowania zanieczyszczenia typu olejowego, zwłaszcza w postaci ropy naftowej. W niniejszym artykule oceniono możliwy wpływ ciśnienia kapilarnego na rozprzestrzenianie się zanieczyszczenia olejowego w warstwie wodonośnej oraz przebieg i efektywność oczyszczania, przeprowadzając wariantowe symulacje komputerowe piaszczystej warstwy wodonośnej, jednorodnej, o dużej przepuszczalności (gdzie zwykle wpływ ciśnienia kapilarnego uznaje się za nieistotny) dla możliwych wartości ciśnienia kapilarnego zaczerpniętych z literatury.

2. SYMULACJA REMEDIACJI ZANIECZYSZCZEŃ

W celu symulacji zjawiska migracji substancji węglowodorowej w warstwie wodonośnej oraz procesu remediacji zbudowano model numeryczny obejmujący obszar o powierzchni 62 500 m². Obszar ten podzielono siatką o długości oczek 5 m, w kierunku *x* i *y*. W kierunku pionowym obszar podzielono na 20 bloków o miąższości 1 metra. Założono, iż modelowany obszar jest ośrodkiem porowatym o stałej porowatości 25% oraz przepuszczalności w kierunkach *x* i *y* 10 darcy, w kierunku *z* 3 darcy. W celu symulacji naturalnego przepływu wód w warstwie na dwóch przeciwnych brzegach obszaru zdefiniowano aquifery o stałej wydajności przepływu. Przyjęty strumień dopływu wynosił 0,065 [m³/(dzień·m²)]. W chwili początkowej zdefiniowano występowanie zanieczyszczenia ropopochodnego na obszarze 625 m², a więc w 25 blokach 6 warstwy (6 metrów pod powierzchnią terenu).

W celu określenia możliwego wpływu ciśnienia kapilarnego na granicy ropa – woda, obliczenia przeprowadzono w trzech wariantach dla różnych wartości ciśnienia kapilarnego w funkcji nasycenia wodą:

- w wariantcie pierwszym założono podwyższone wartości ciśnienia kapilarnego;
- wariant drugi zakładał niskie wartości tego ciśnienia;
- w wariantcie trzecim natomiast założono zerowe ciśnienie kapilarne na kontakcie ropa – woda.

Wartości użytych ciśnień kapilarnych zawiera tabela 1. Założone maksymalne wartości ciśnień kapilarnych przyjęto na podstawie literatury [2, 3].

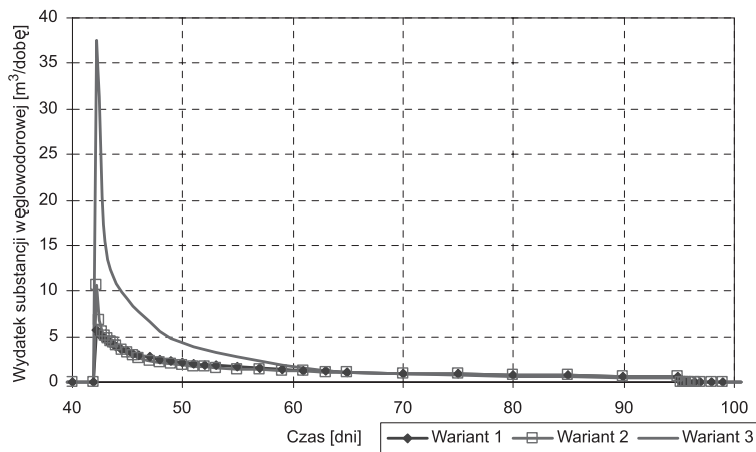
Tabela 1
Wartości ciśnień kapilarnych dla poszczególnych wariantów

Nasycenie wodą [-]	Ciśnienie kapilarne [bar]		
	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3
0,04	0,6	0,1	0
0,15	0,45	0,06	0
0,6	0,3	0,05	0
0,7	0,1	0,01	0
0,8	0,02	0,005	0
0,85	0	0	0

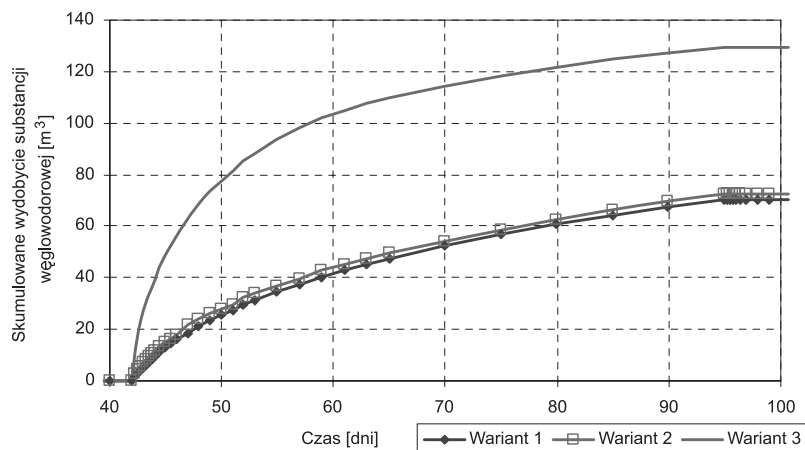
We wszystkich przeanalizowanych wariantach symulacja odbyła się według następującego schematu:

- migracja zanieczyszczeń w warstwie wodonośnej pod wpływem naturalnego pola hydrodynamicznego – 42 dni;
- usuwanie zanieczyszczeń za pomocą otworu poziomego – 53 dni;
- naturalny przepływ w warstwie po remediacji – 8 dni.

Proces remediacji odbywał się przez eksploatację wody wraz z zanieczyszczeniem odwiertem horyzontalnym zlokalizowanym w pobliżu plamy zanieczyszczeń, ze stałym ciśnieniem dennym z równoczesnym zatłaczaniem wydobytej wody drugim odwiertem horyzontalnym oddalonym od zanieczyszczonego obszaru o 145 metrów. Uzyskane rezultaty przedstawiają rysunki 1 i 2.



Rys. 1. Zmiany wydajności substancji ropopochodnej



Rys. 2. Skumulowane wydobyte substancji ropopochodnej

W chwili początkowej w warstwie znajdowało się 159 m³ substancji ropopochodnej, uzyskane wydobycie w poszczególnych wariantach przedstawia tabela 2.

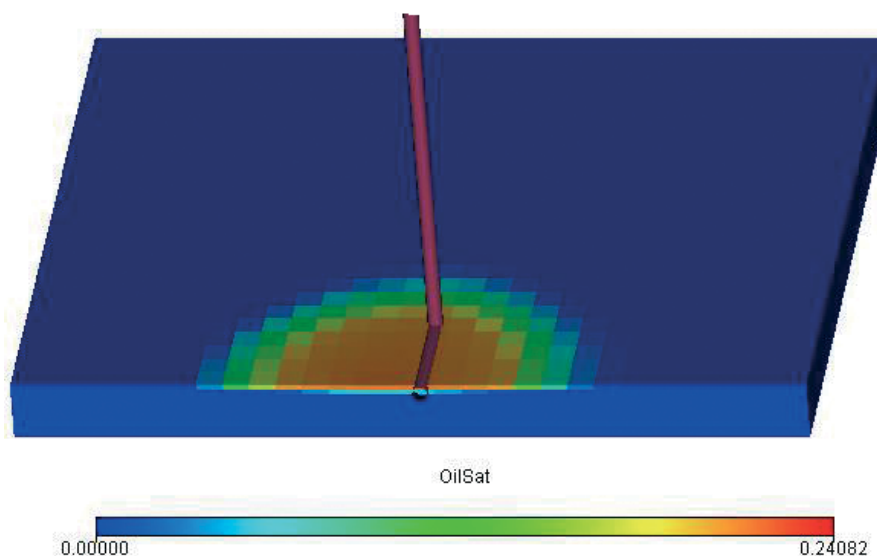
Tabela 2

Zestawienie wielkości wydobycia uzyskanego w wariantach obliczeniowych.

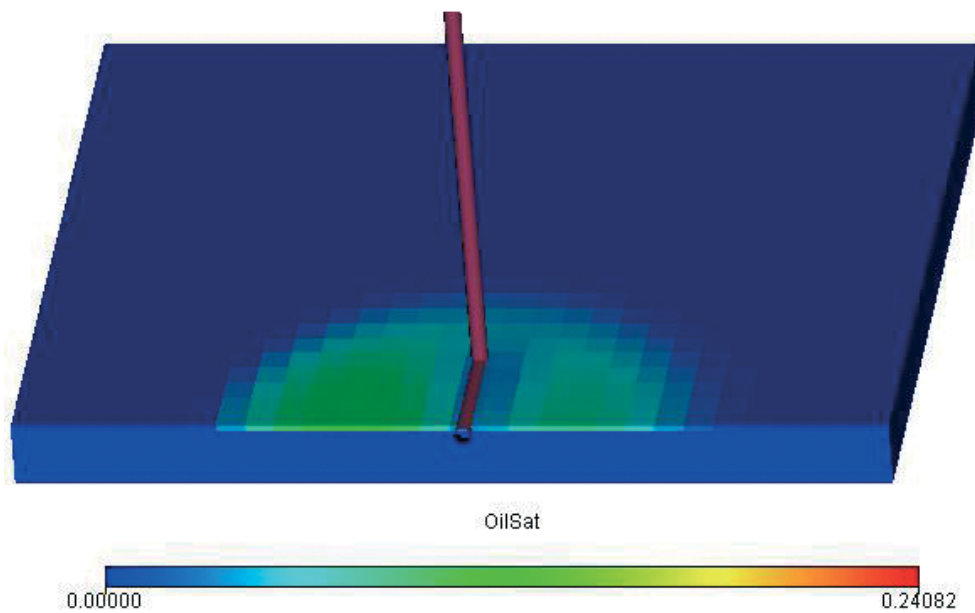
Analizowany parametr	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3
Wydobycie substancji ropopochodnej	70,22 m ³	72,7 m ³	129,64 m ³
Procent szczypania	44%	46%	81%
Wydobycie wody	4170 m ³	4169 m ³	4110 m ³

Jak widać z tabeli 1 oraz rysunków 1 i 2, im niższe ciśnienie kapilarne na granicy ropa – woda, tym lepsze rezultaty remediacji zanieczyszczeń. Różnice występują zwłaszcza w początkowym okresie, kiedy nasycenia wodą w obszarze zanieczyszczonym są małe. Dla dłuższych czasów wydajności szczypania spadają i stają się podobne bez względu na wielkość ciśnienia kapilarnego. W wariantcie 1, gdzie ciśnienie kapilarne jest najwyższe, w czasie remediacji zostało usunięte 44% zanieczyszczenia, natomiast w wariantcie 3, gdzie założono brak ciśnień kapilarnych – 81%. Wielkość ciśnienia kapilarnego ma również wpływ na przebieg rozprzestrzenienia się zanieczyszczenia w warstwie wodonośnej, co obrazują rysunki 3–8.

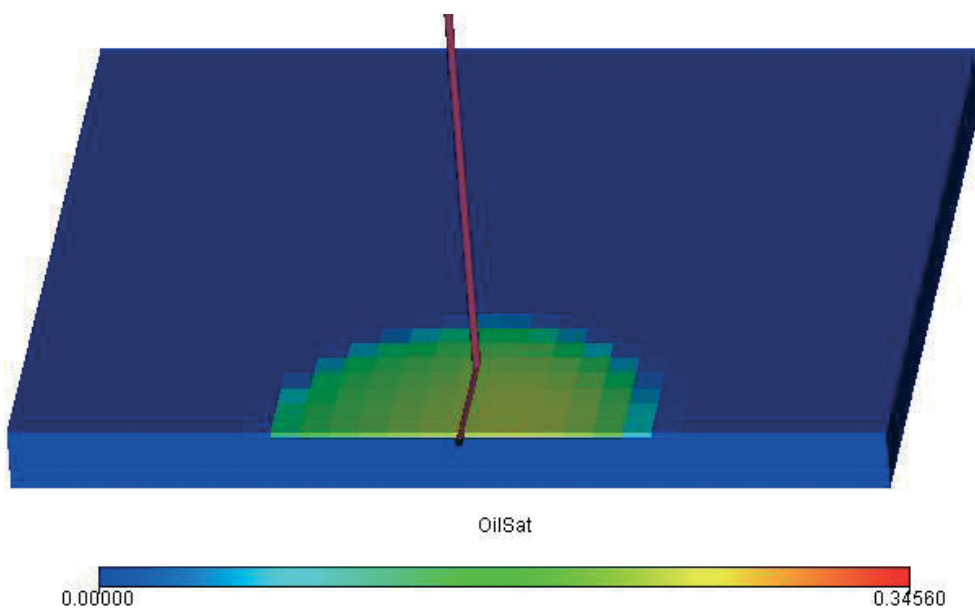
Jak wynika z rysunków, przy wyższych wartościach ciśnienia kapilarnego następuje znacznie większe rozproszenie zanieczyszczenia węglowodorowego w warstwie wodonośnej, co utrudnia późniejsze jego szczypanie.



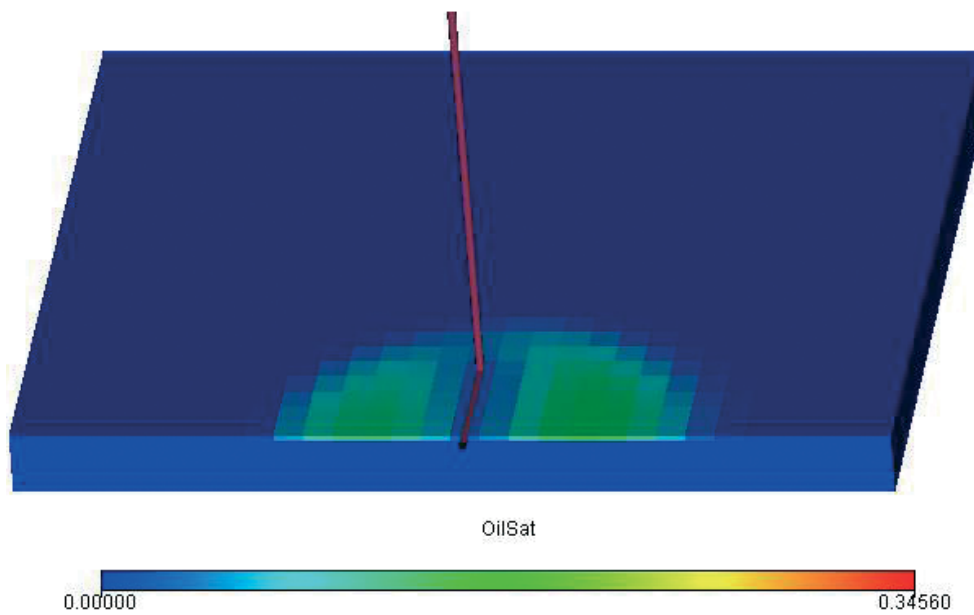
Rys. 3. Nasycenie substancją zanieczyszczającą przed rozpoczęciem remediacji – wariant 1



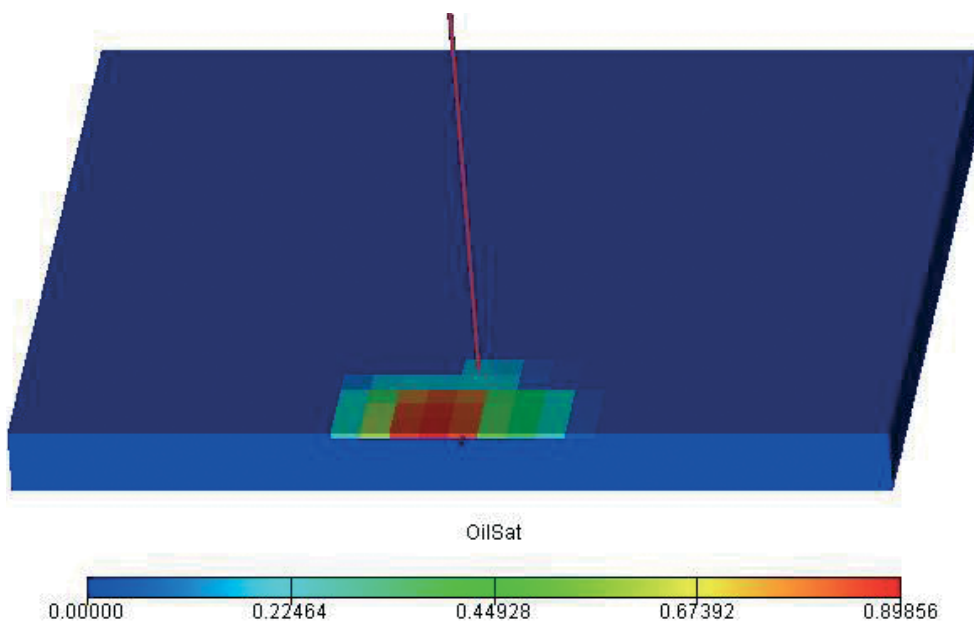
Rys. 4. Nasycenie substancją zanieczyszczającą po remediacji – wariant 1



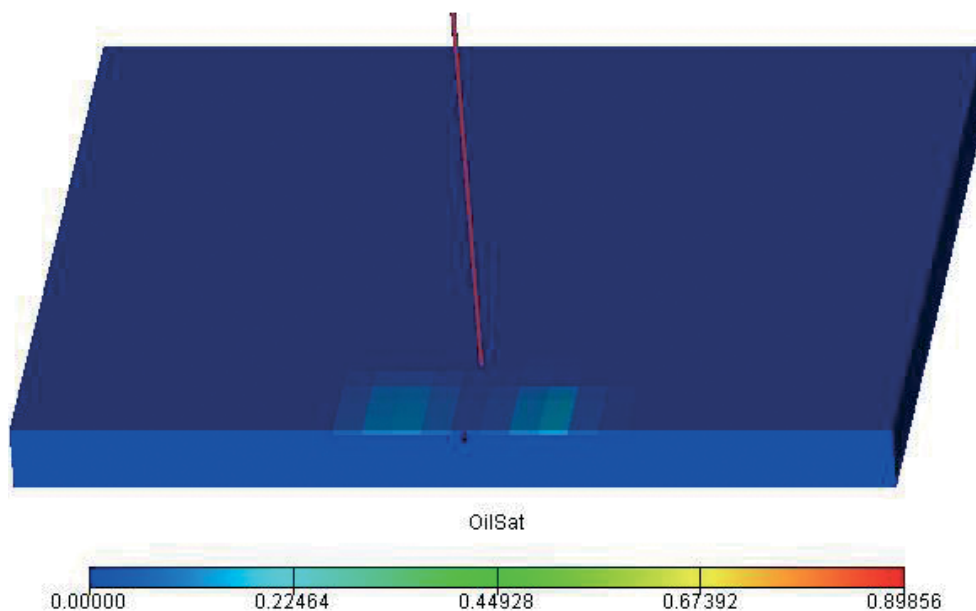
Rys. 5. Nasycenie substancją zanieczyszczającą przed rozpoczęciem remediacji – wariant 2



Rys. 6. Nasycenie substancją zanieczyszczającą po remediacji – wariant 2



Rys. 7. Nasycenie substancją zanieczyszczającą przed rozpoczęciem remediacji – wariant 3



Rys. 8. Nasycenie substancją zanieczyszczającą po remediacji – wariant 3

3. WNIOSKI

Modele przepływów wielofazowych znane z inżynierii złóż ropy naftowej są przydatnym narzędziem do modelowania migracji zanieczyszczeń węglowodorowych w warstwie wodonośnej oraz prognozowania przebiegu procesu remediacji. Znaczący wpływ na przepływ zanieczyszczeń ropopochodnych w warstwach wodonośnych może mieć wielkość ciśnień kapilarnych występujących na granicy faz pomiędzy wodą a substancją zanieczyszczającą. Przy wyższych wartościach ciśnienia kapilarnego następuje znacznie większe rozproszenie zanieczyszczenia węglowodorowego w warstwie wodonośnej, co utrudnia późniejsze jego szczypanie. W takim przypadku, po procesie remediacji zanieczyszczenie w niskiej koncentracji występuje na znacznie większym obszarze niż w chwili jego przedostania się do wód gruntowych. W przypadku niskich ciśnień kapilarnych, zanieczyszczenie tworzy zwartą plamę, którą zwykle można usunąć przez pompowanie zanieczyszczonej wody.

LITERATURA

- [1] Anton L., Hilfer R.: *Trapping and mobilization of residual fluid during capillary desaturation in porous media*. Physical Review E, vol. 59, No. 6, June 1999
- [2] Arii H., Morita N., Ito Y., Takano E., Waseda U.: *Sand-Arch Strength Under Fluid Flow With and Without Capillary Pressure*. SPE 95812, 2005
- [3] Bear J.: *Dynamics of fluids in porous media*. New York, Elsevier 1972

- [4] Delshad M., Pope G.A., Sepehrnoori K.: *A compositional simulator for modeling surfactant enhanced aquifer remediation. 1 Formulation*. J. of Contaminant Hydrology, 23, 1996, 303–327
- [5] Fetter C.W.: *Contaminant Hydrogeology*. New York, Macmillan Publ. Comp. 1992
- [6] Jewulski J., Stopa J.: *Badania laboratoryjne możliwości oczyszczania gruntów skażonych produktami naftowymi metodą przemywania wodą z dodatkiem środków powierzchniowo czynnych*. Gaz, Woda, Technika Sanitarna, 10, 2000
- [7] Nadim F., Hoag G.E., Liu S., Carley R.J., Zack P.: *Detection and remediation of soil and aquifer systems contaminated with petroleum products: an overview*. Journal of Petroleum Sc. & Eng., 26, 2000, 169–178
- [8] Stopa J.: *Przepływy dwufazowe w pokładach węgla i warstwach wodonośnych – wybrane zagadnienia*. Seria Rozprawy Monografie, nr 43, Kraków, Wyd. AGH 1996