

МЕТОДИ І АЛГОРИТМИ СУЧАСНИХ ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

УДК 681.3+550.832+550.834

Л. Скакальська¹, А. Назаревич¹, Є. Струк²

¹Карпатське відділення Інституту геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України

²Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра автоматизованих систем управління

АЛГОРИТМИ ТА ПРОГРАМИ ОБРОБКИ ДАНИХ У ПРОГНОЗУВАННІ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ПОРІД

© Скакальська Л., Назаревич А., Струк Є., 2017

Розроблено методико-програмний комплекс для прогнозування нафтогазоносності порід розрізів свердловин на основі системи теоретичних та емпіричних співвідношень. Ядро прогнозних розрахунків (прогнозний функціонал) реалізовано Fortran-програмою. Решту розрахунків виконано засобами Excel. Найновішу інтерактивну версію програмного комплексу створено мовою C#.

Ключові слова: прогнозування нафтогазоносності порід, методико-програмний комплекс, середовище Fortran, засоби Excel, мова програмування C#, візуалізація результатів обчислень.

The software for predicting oil-gas-water-saturation of rocks in open-casts of wells with the system of theoretical and empirical relations is devised. The core of the prognostic calculations (the prognosis functional) was realized by the Fortran code. The rest of the calculations were done by means of Excel. The newest interactive version of the program complex was carried out in the C# language.

Key words: predicting oil-gas-water-saturation of rocks, methods and software complex, Fortran environment, Excel tools, the C# language, calculations visualization.

Вступ

Дослідження розрізів свердловин для виявлення покладів вуглеводнів є актуальною задачею нафтогазопишукових робіт у світі. Такі дослідження передбачають отримання та аналіз комплексних даних геологічних та кернових досліджень свердловин, різні математичні підходи, способи, методи, відповідні пакети комп'ютерних програм.

У межах розв'язання цієї задачі нами (Скакальською Л. В.) розроблено методику прогнозування пористості і типу флюїдонасичення порід у розрізах свердловин за каротажними і керновими даними [1–10] та її вдосконалені варіанти, зокрема, на основі проведеного спільно з А. В. Назаревичем аналізу петрофізичних характеристик порід [1, 5–10].

Метою статті є представити розроблені у межах створеної методики прогнозування нафтогазоносності порід у розрізах свердловин алгоритми та програмні засоби для розрахунків за математичною моделлю гірської породи усіх пружних параметрів досліджуваного розрізу, з отриманням для цього також емпіричних залежностей між пружними і колекторськими характеристиками породи, що забезпечує ефективне застосування методики до прогнозування у розрізі конкретної досліджуваної свердловини для будь-якого регіону, структури та типу порід [4].

Методика прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин

Розроблену нами математичну методику прогнозування нафтогазоводонасиченості порід у розрізах свердловин за даними акустичного каротажу і кернових досліджень [1, 4] створено як комплексний математичний апарат. Вона базується на адекватній фізичній моделі твердої пористої гірської породи і на відповідних теоретичних співвідношеннях, а також на емпіричних залежностях між пружними і колекторськими характеристиками гірських порід і на даних акустичного каротажу (АК) для конкретних досліджуваних свердловин з використанням як ключового у розрахунках параметра стисливості порід. Основою методики є комплекс співвідношень між пружними параметрами порід, що враховують вплив діючого тиску (глибини), пористості, нелінійної пружності відповідно до структурних і розсіювальних особливостей гірських порід (шаруватості, мікропористості). Порівнюючи величини швидкостей, обчислених за теоретичними та емпіричними залежностями, з фактичними даними швидкостей (за АК), прогнозують тип заповнювача пор.

Для випадків відсутності даних АК для досліджуваних свердловин чи окремих інтервалів їхніх розрізів розроблено варіант методики з встановленням і використанням кореляційних співвідношень і даних сейсмокаротажу, гамма-каротажу (ГК) [10], електрокаротажу, офсетних даних.

Програмні засоби для реалізації прогнозуальної методики розроблено у середовищах Fortran та Excel. Методику апробовано на даних свердловин низки структур Західного нафтогазоносного регіону України (1-Ліщинської, 18- і 19-Залужанських, 2- і 4-Північно-Заріччянських, 28- і 28Д-Никловицьких, 3-Бучацької, 15-Лудинської).

Для реалізації методики розріз свердловини розбивається на умовні прошарки (рис. 1, а), кількість яких відповідає кількості вибраних для аналізу вхідних даних АК (інтервального часу). У кожному прошарку гірські породи розглядаються як нелінійно-пружне тверде двофазне (твердий скелет і заповнені флюїдом (рідиною або газом) пори) квазіоднорідне ізотропне тріщинувато-пористе середовище (рис. 1, б).

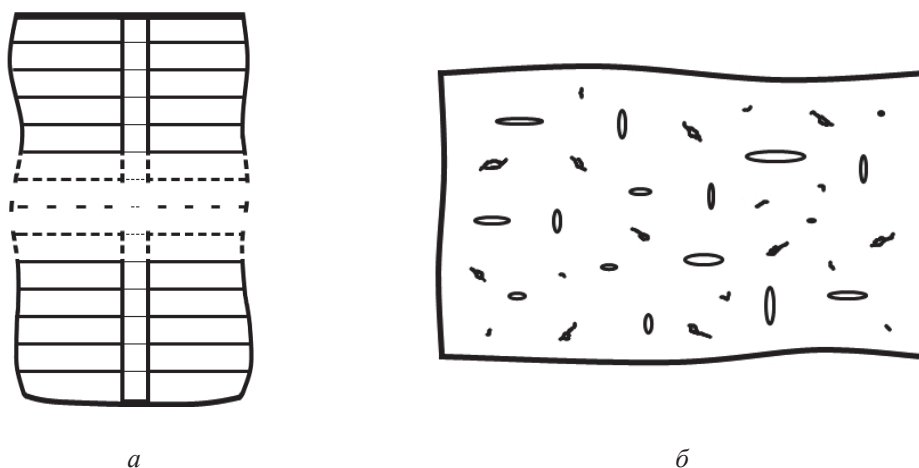


Рис. 1. Фізико-математична модель розрізу свердловини (а) і структурна модель гірської породи (б)

Математична модель, яка описує досліджуване середовище, акумулює теоретичні напрацювання багатьох дослідників [11–18]: енергетичний принцип Дж. Ешелбі для опису усереднених пружних констант твердого середовища з наповненими сферичними включеннями [11]; представлення Дж. Волша для середовища з пустотними включеннями; побудовані Ф. Гасманом [12] для цієї моделі зв'язки між пружними модулями сухих і флюїдонасичених порід та їх уточнення Френкелем і Біо [14]; узагальнені Т. Вербицьким і О. Федоришиним [13] вирази для опису пружних величин будь-якого типу породи з довільною кількістю і розміром включень (пористих і тріщинуватих). До узагальненого опису ввійшли складовими такі параметри: стисливість, модуль зсуву порід, коефіцієнт пористості (загальної, ефективної і тріщинної),

коефіцієнт деформацій (коефіцієнт Пуассона), густина (об'ємна – двофазного середовища, твердої матриці і наповнювача пор). Отримані за цією моделлю теоретичні співвідношення слугують у методиці для обчислення величин пружних модулів сухих порід через такі – для флюїдонасичених.

Враховані у теоретичних співвідношеннях залежності швидкостей пружних хвиль від усереднених пружних констант твердої матриці середовища, встановлені Г. Кастером і М. Токсузом [15], забезпечують єдиність і однозначність розв'язку цієї системи рівнянь.

Емпіричні співвідношення необхідні також для прив'язки розрахунків до реальних пружних характеристик порід (стисливість і модуль зсуву, характерні пористості порід конкретного регіону, родовища чи структури).

Алгоритм реалізації методики

Для реалізації створеної методики розроблено відповідне програмне забезпечення, у якому розраховують повний набір пружних характеристик та тип флюїдонасичення порід розрізу, окремо для кожного умовного прошарку. Ці основні для методики обчислення реалізовано у середовищі Fortran. Інші розрахунки, зокрема встановлення емпіричних співвідношень між різними параметрами для конкретних типів і підтипів порід, аналіз різних статистичних характеристик вхідних даних, проміжкових та кінцевих результатів, графічне представлення цих результатів виконано у середовищі Excel.

Програмне середовище *Fortran (Fortran-2008)* [19, 20] вибрано для реалізації методики через можливість ефективно реалізувати у ньому необхідні складні математичні ітераційні розрахунки, розвинуті засоби роботи з масивами даних і наявність великої кількості різних математичних бібліотек. Таблиці *Excel (Excel 2013)* [21] дають можливість зручно працювати зі вхідними даними і результатами в інтерактивному режимі – виконувати дрібні розрахунки, візуалізувати варіанти результатів обчислень, замінити, комбінувати різні набори даних і результатів, модифікувати чи апроксимувати їх, знаходити кореляційні співвідношення для різних наборів даних.

Базовий варіант методики

Загальний алгоритм реалізації методики передбачає підготовку вхідних даних, проведення необхідних обчислень, візуалізацію та аналіз отриманих результатів.

1. Вхідні дані

Перед початком прогнозного розрахунку готують вхідні дані. Насамперед задають параметричну базу для досліджуваного регіону. Це – відомі нормовані експериментальні значення стисливості та модуля зсуву для флюїдонасичених порід досліджуваного регіону з характерними значеннями пористості і для різних тисків (глибин залягання порід).

Загальним для розрахунків є набір таких констант (таблиця).

Параметри геологічного розрізу свердловини для використання у програмі

Назва параметра
Досліджуваний інтервал свердловини, м
Інтервальний час, мкс/м
Мінімальна швидкість поздовжніх хвиль, м/с
Максимальна швидкість поздовжніх хвиль, м/с
Кількість відібраних значень інтервального часу в досліджуваному інтервалі свердловини
Товщина досліджуваного прошарку породи, м
Стисливість водонасиченої породи, Па ⁻¹
Густина твердої фази, кг/м ³
Коефіцієнт збільшення тиску з глибиною в емпіричній формулі для глибин, нижчих за 2000 м
Коефіцієнт Пуассона
Прискорення земного тяжіння, м/с ²
Швидкість поздовжніх хвиль у твердій фазі породи, м/с
Швидкість поздовжніх хвиль у флюїді, м/с

Основною вхідною змінною для прогнозних обчислень є дані АК (інтервальний час / швидкість поздовжніх хвиль у породі). отримати їх можна оцифруванням графіка інтервального часу (з каротажної діаграми) програмними засобами (оріум, windig 2.5) або вибіркою значень цього часу з las-файла (рис. 2, а). звідси ж беремо дані про густину промивної рідини. Вхідні дані швидкості, глибини (рис. 2, б), їхньої кількості (відповідно до кількості прошарків n), дані таблиці зберігаються у текстових файлах і зчитуються основною *fortran*-програмою.

```
GZ4 .Ohmm      : GRADIENT BORE OF LENGTH 4.25 M
GZ3 .Ohmm      : GRADIENT BORE OF LENGTH 2.25 M
GZ2 .Ohmm      : GRADIENT BORE OF LENGTH 1.05 M
GZ1 .Ohmm      : GRADIENT BORE OF LENGTH 0.45 M
AK           : GAMMA RAYS
DT           : ACOUSTIC DT
DS .m         : BOREHOLE DIAMETER
DN           :
BK .Ohmm      : LATERAL LOG BORE
~Parameter Information
#-----
#MNEM.UNIT    VALUE    PARAMETER DESCRIPTION
#-----
EKB .M        350     Elevation,Kelly Bushing
TDL .M        -9999   Total Depth-Logger
RMF .OHMM     -9999   Mud Filtrate Resistivity
MFST .DEGC    -9999   Mud Filtrate Sample Temperature
BS .MM        -9999   Bit Size
BHT .DEGC     9999   Bottom Hole Temp.(Max Temp)
AVST .DEGC    -9999   Average Surface Temperature
DFD .G/S3     1.42   Drilling Fluid Density
~Other Information
#-----
This file has been produced by the DBMCRV32.DLL version 2.3.
All Right Reserved.
(C) 1998-2002 by Glushkov Institute of Cybernetics, dep.#145.
GeoPoisk customer service: GeoPoisk@ukr.net, www.GeoPoisk.com
#-----
# Depth  TMP  T2  T1  PZ  PS  PM2  PM1
# OGZ   NGK  MPZ  MGZ  MDS  MBK  IRL  IKR
```

4.200	4.400	4.600	4.800	5.000	5.200	5.400	5.600
5.800	6.000	6.200	6.400	6.600	6.800	7.000	7.200
7.400	7.600	7.800	8.000	8.200	8.400	8.600	8.800
9.000	9.200	9.400	9.600	9.800	10.000	10.200	10.400
10.600	10.800	11.000	11.200	11.400	11.600	11.800	12.000
12.200	12.400	12.600	12.800	13.000	13.200	13.400	13.600
13.800	14.000	14.200	14.400	14.600	14.800	15.000	15.200
15.400	15.600	15.800	16.000	16.200	16.400	16.600	16.800
17.000	17.200	17.400	17.600	17.800	18.000	18.200	18.400
18.600	18.800	19.000	19.200	19.400	19.600	19.800	20.000
20.200	20.400	20.600	20.800	21.000	21.200	21.400	21.600
21.800	22.000	22.200	22.400	22.600	22.800	23.000	23.200
23.400	23.600	23.800	24.000	24.200	24.400	24.600	24.800
25.000	25.200	25.400	25.600	25.800	26.000	26.200	26.400
26.600	26.800	27.000	27.200	27.400	27.600	27.800	28.000
28.200	28.400	28.600	28.800	29.000	29.200	29.400	29.600
29.800	30.000	30.200	30.400	30.600	30.800	31.000	31.200
31.400	31.600	31.800	32.000	32.200	32.400	32.600	32.800

4873.534647.685123.845259.125400.735551.275124.295259.12
5123.404440.794874.365258.654757.924501.285035.585732.58
5431.005083.555182.295494.635480.655328.985333.395464.15
5374.785244.425412.315481.165379.275344.165525.935314.40
5342.715432.515397.245420.385409.795406.785520.175326.06
5341.715452.385482.705333.875371.325343.685426.445365.38
5306.625352.555279.165288.775385.755392.735417.855427.97
5368.355300.345404.275439.135311.975382.745438.635464.69
5452.895310.035366.365422.915373.314809.875095.135640.09
5388.745496.715412.815359.435437.095439.635324.615395.72
5299.395229.335327.545318.275407.775385.235232.155371.32
5335.355357.975307.125292.635356.965242.055354.015369.33
5315.845324.615362.915312.935355.505298.415327.545316.80
5385.235345.165330.465310.035231.225335.845241.585310.98
5488.935233.575217.145298.415289.245291.655269.625056.58
4598.805329.985327.055252.495247.755132.445168.015235.93

а

б

Рис. 2. Фрагмент каротажного las-файла розрізу свердловини 3-Бучацька (а). Еліпсами виділено густину промивної рідини (бурового розчину) і повідомлення про наявність АК. Зразок підготованих вхідних даних (глибини, швидкості) для обчислень (б)

Наступним кроком є визначення коефіцієнтів емпіричних залежностей від пористості та тиску для стисливості (1) і модуля зсуву насиченої рідиною і сухої породи. Такі залежності потрібні для розрахунків у будь-якій точці розрізу, тоді як параметрична база має лише дискретне число експериментальних значень. Коефіцієнти знаходяться методом найменших квадратів у середовищі *Excel* чи *Fortran* за формулами:

$$\beta_{ij} = A + C \cdot p_i + D \cdot \varphi_{ij} \cdot p_i^S, \quad i = \overline{1, n}; \quad j = \overline{1, m}; \quad (1)$$

де $j = \overline{1, m}$ – кількість значень пористості, виміряних в однорідному i -му прошарку; $i = \overline{1, n}$ – кількість прошарків або значень інтервального часу для окремого розрізу; β_{ij} , φ_{ij} , p_i – значення стисливості, пористості, пластового тиску в i -му однорідному прошарку розрізу свердловини, отримані за даними геологічних та геофізичних досліджень і приведені до безрозмірних величин.

Приклад розрахунків коефіцієнтів емпіричного співвідношення стисливості, пористості і тиску для даних заходу України, реалізованих в *Excel*, подано на рис. 3. Значення пружних констант твердої матриці породи (модуля зсуву (μ_{Ti}), коефіцієнта Пуассона (ν_{Ti}), плоского модуля деформацій (M_{Ti})), необхідні для довизначення нашої системи рівнянь, обчислюють в *Excel* (рис. 4).

Потім за теоретичними співвідношеннями (формули (2)–(5)) і побудованими емпіричними залежностями для даних стисливості і модуля зсуву для флюїдонасичених порід, з використанням розрахованих пружних констант твердої матриці породи обчислюємо для дискретного числа пористостей і тисків з параметричної бази числові значення стисливості і модуля зсуву для сухих порід [1, 13].

Для розрахунку коефіцієнтів нелінійної залежності стисливості флюїдонасичених порід від тиску формуємо вирази таких залежностей для кожного з заданих тисків і отриманих масивів а і b величин, які різні для різних тисків.									
Потрібно збудувати емпіричне співвідношення, яке б дозволило обчислювати стисливість порід вздовж розрізу свердловини, тобто, для різних тисків.									
(pі)^2	Тиск, МПа	ai	ai·pi	bi	ln bi	ln pi	ln pi·ln bi	ln (pi)^2	ln (pi)^2
0,01	0,10	1,27778	0,12778	0,40266	-0,90966275	-2,30258509	-2,09457588	5,30189811	5,30189811
1,00	1,00	1,42340	1,42340	0,35894	-1,02460004	0,00000000	0,00000000	0,00000000	0,00000000
6,25	2,50	1,71270	4,28175	0,29418	-1,22356345	0,91629073	-1,12113985	0,83958871	0,83958871
25,00	5,00	1,72062	8,60310	0,22864	-1,47560656	1,60943791	-2,37489715	2,59029039	2,59029039
100,00	10,00	1,71480	17,14800	0,18474	-1,68880585	2,30258509	-3,88861917	5,30189811	5,30189811
400,00	20,00	1,71490	34,29800	0,14332	-1,94267539	2,99573227	-5,81973535	8,97441185	8,97441185
1600,00	40,00	1,59943	63,97720	0,13333	-2,01492802	3,68887945	-7,43282658	13,60783163	13,60783163
6400,00	80,00	1,49950	119,96000	0,13483	-2,00374055	4,38202663	-8,78044447	19,20215743	19,20215743
Σ pi =		158,60			Σ(ln bi)=	Σ(ln pi)=	Σ(ln pi·ln bi)=	Σ(ln pi)^2=	
Σ ai =		12,66							
Σ(ai pi) =		249,82							
Σ(pi)^2 =		8332,26				Σ(ln pi)^2=			
(Σ pi)^2 =		25153,96					184,75244084		
n=		8							
I спосіб	a = A+C·p (1")				Візьмемо степеневу залежність для нелінійної частини виразу v = D·(p)^L Тоді lnbi=lnDi+L·lnpi для i=1,n (11) з зошта. Вираз (11) рівнозначний (1"). v = 0,301·(p)^(-0,197) Тому позначимо a=lnbi, A=lnD, C=L, p=lnpi. Отримаємо для всіх восьми виразів: Σlnbi=ΣlnDi+L·ln aSo: Σlnbi=ΣlnDi+L·Σlnpi 1) обчислюю L (зошта(3) -0,19718592 lnD=A-(Σln bi-L·Σln pi)/n (3) з зошта 2) обчислюю ΣlnDi: -1,20041990 Тоді: D = exp((Σln bi-L·Σln pi)/n) 3) обчислюю D: 0,30106777 Формула для обчислення 1), тобто, L аналогічна як і для C у виразі (1"), тільки ai = ln bi, a pi = ln pi				
2) A=	1,58740714								
1) C=	-0,00022779	a = 1,5874-2,2779·10^(-4)							
		Порозраховано для 8 значень тиску за ф-лою (1"):							
		1,58738436							
		1,58717936							
		1,58683767							
		1,58626820							
		1,58512927							
		1,58285139							
		1,57829563							
		1,56918412							
II спосіб	ф-лк (4)-(5) зошта				Загальний вираз для розрахунку стисливості флюїдонасичених гірських порід за даними пористості і тиску для ЗПП:				
1) Z=	43104,12				βfi = 1,5874-2,2779·p·10^(-4)+0,301·(p)^(-0,197)·φ				
2) A=	1,58740714								
3) B=	0,00022779								

Рис. 3. Розрахунок коефіцієнтів емпіричного співвідношення для стисливості, пористості, тиску для даних заходу України

Розрахунок пружних характеристик твердої матриці породи за експериментальними даними	Розрахунок пружних характеристик твердої матриці породи за експериментальними даними
1. Стисливість $\beta_n(\varphi, p_i) = (1,939 - 4,32 \cdot 10^{-3} \cdot p_i + 0,27 \cdot \varphi \cdot p^{-0,186}) \cdot 10^{-11}$, 1,6754E-11 Па ⁽⁻¹⁾	1. Стисливість $\beta_n(\varphi, p_i) = (1,939 - 4,32 \cdot 10^{-3} \cdot p_i + 0,27 \cdot \varphi \cdot p^{-0,186}) \cdot 10^{-11}$, 1,6754E-11 Па ⁽⁻¹⁾
2. Плоский модуль деформування при p=80 МПа $M_n = \frac{1}{\beta_n(\varphi, p_i)} + \frac{4}{3} \mu_n$ 103,3539 МПа	2. Плоский модуль деформування при p=80 МПа $M_n = \frac{1}{\beta_n(\varphi, p_i)} + \frac{4}{3} \mu_n$ 103,3539 МПа
3. Коефіцієнт Пуассона $\nu_n = \left(\frac{3}{\beta_n(\varphi, p_i)} - \mu_n \right) / \left(\frac{3}{\beta_n(\varphi, p_i)} + \mu_n \right)$ 0,2681	3. Коефіцієнт Пуассона $\nu_n = \left(\frac{3}{\beta_n(\varphi, p_i)} - \mu_n \right) / \left(\frac{3}{\beta_n(\varphi, p_i)} + \mu_n \right)$ = (3/A45*10 ⁽⁻⁹⁾ -A.50)/(3/A45*10 ⁽⁻⁹⁾ +A.50)
3. Модуль зсуву $\mu_n = \frac{3}{\beta_n(\varphi, p_i)} \cdot \frac{(1-2\nu_n)}{2 \cdot (1+\nu_n)}$, 32,7500 МПа	3. Модуль зсуву $\mu_n = \frac{3}{\beta_n(\varphi, p_i)} \cdot \frac{(1-2\nu_n)}{2 \cdot (1+\nu_n)}$, 32,7500 МПа

Рис. 4. Зразок обчислення пружних констант твердої матриці породи в Excel

Теоретичні співвідношення, що враховують довільну концентрацію включень і пов'язують модуль зсуву в сухих породах з відповідними значеннями стисливості, густини, коефіцієнта Пуассона і модуля зсуву для флюїдонасичених порід, застосовуємо в обчисленнях послідовно: від першого і до n-го шару (рис. 5, а):

$$\mu_1^c = \frac{\rho_o^c \cdot \mu_1^\phi}{\rho_1^\phi}; i = 1, 2, \dots, n-1; \quad (2)$$

$$\mu_{i+1}^c = 1/[1/\mu_i^c - (5 - \nu^T)/3 \cdot \frac{15(\mu_{i+1}^\phi - \mu_i^\phi) + 4\mu_i^\phi \mu_{i+1}^\phi (\beta_{i+1}^\phi - \beta_i^\phi)}{15\mu_i^\phi \mu_{i+1}^\phi}], \quad (3)$$

де ρ_o^c, ρ_1^ϕ – об'ємні густини породи, сухої та першого шару флюїдонасиченої; ν^T – коефіцієнт Пуассона твердої фази породи; $\beta_i^\phi, \beta_{i+1}^\phi$ – стисливості, а $\mu_i^\phi, \mu_{i+1}^\phi$ – модулі зсуву i-го та i+1-го шару флюїдонасиченої породи.

Щоб отримати масив значень стисливості сухих порід, зв'язок між модулями зсуву, коефіцієнтом Пуассона, густиною і стисливістю для флюїдонасичених порід сформовано у вигляді:

відповідних каротажних значень. Такого наближення досягають перебором (у відповідних межах і з відповідним кроком) значень пористостей, поправок на тиск. Коли досягнуто заданого мінімуму відхилення між швидкостями, цей ітераційний цикл завершуємо, отримані розраховані значення пружних параметрів, тиску, густини, пористості, прогнозованого типу флюїду для цього прошарку зберігаємо у файлах результатів і переходимо до обчислень для наступного прошарку.

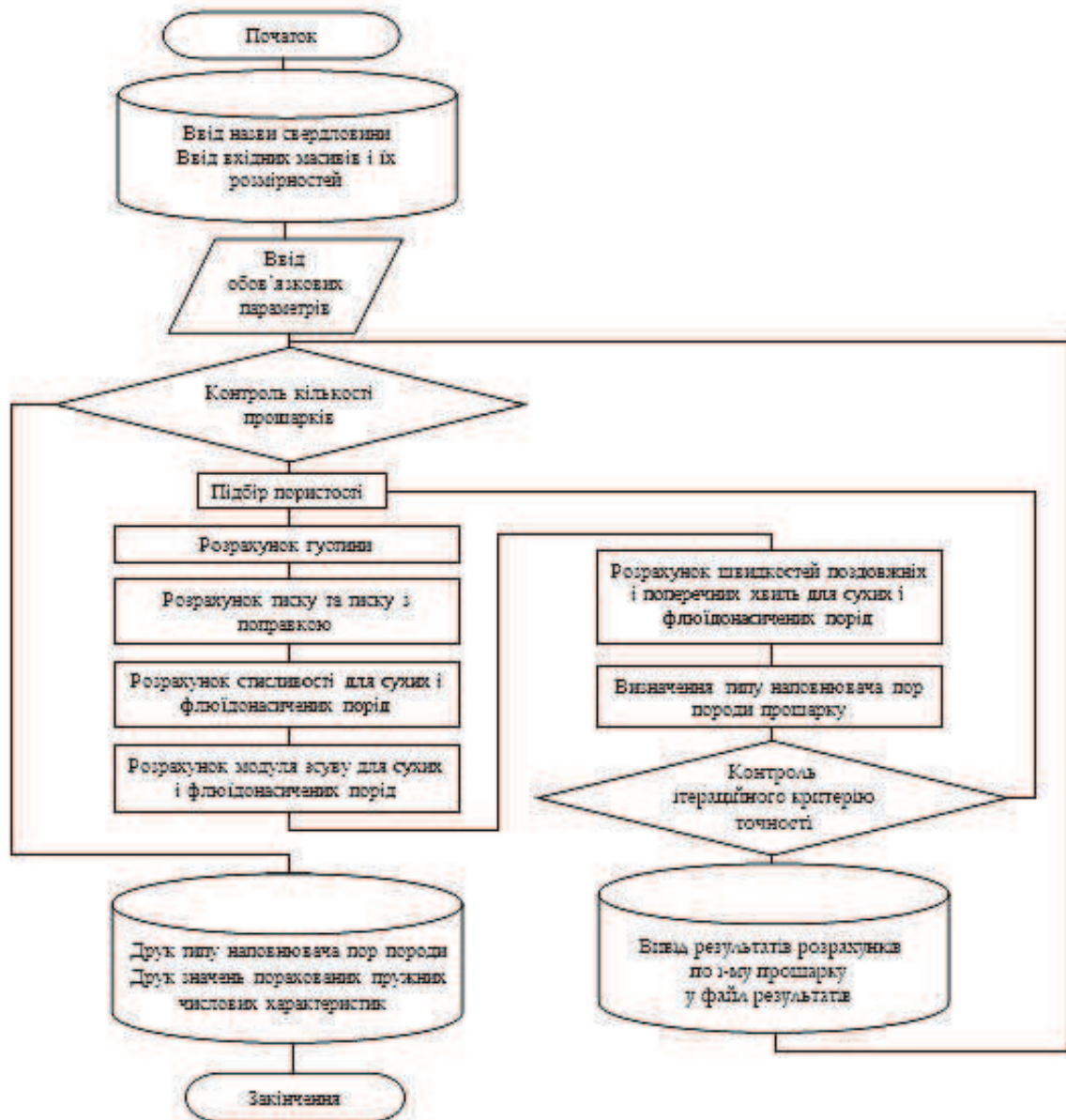


Рис. 6. Загальна структурна блок-схема алгоритму розрахунків за методикою (програма "Прогноз-НГК-Ф" мовою Fortran)

Після проведених розрахунків для досліджуваного розрізу чи конкретного інтервалу глибин збережені у файлах числові результати використовуємо для візуалізації та аналізу.

Розширений варіант методики

За відсутності даних АК для досліджуваних свердловин чи окремих інтервалів їх розрізів запропоновано варіанти методики з отримання таких величин за даними сейсмокаротажу (СК), гамма-каротажу (ГК), електрокаротажу (СП), офсетних, інших даних. За потреби будують кореляційні співвідношення.

Наприклад, як і у випадку даних АК, використовуємо дані оцифрування кривих інтенсивності гамма-випромінювання або дані ГК з las-файла. Використовуємо встановлені нами на основі статистичної обробки даних кореляційні формули зв'язку коефіцієнта глинистості і подвійного різницевого параметра за ГК з пористістю за АК [10]. За ними у середовищі *Excel* обчислюємо коефіцієнт пористості за АК. За рівнянням середнього часу для АК знаходимо значення інтервального часу, а отже, швидкості поздовжніх хвиль для прогнозу методикою.

Якщо в розрізі свердловини проведено електричний каротаж і маємо криву позірнього опору, то від цих даних можна перейти до значень подвійного різницевого параметра за ГК. Такі дії зручно виконувати в *Excel*, оскільки можемо мати вхідні дані лише частин розрізу, дані, отримані різними каротажними вздовж окремих інтервалів одного розрізу, дані без прив'язки до глибини тощо, а можливість знайти кореляційні співвідношення між числовими значеннями різних, фізично не завжди сумісних каротажів, якнайкраще проглядається і прораховується в *Excel*. Так, за даними АК і ГК для розрізу свердловини 3-Бучацька було отримано кореляційне співвідношення між логарифмом інтенсивності гамма-випромінювання, коефіцієнтом пористості і швидкостями поздовжніх хвиль за АК (рис. 7). Застосування його до даних ГК розрізу свердловини 15-Лудинська дало вдале узгодження результату прогнозу з даними промислової геофізики для неї [2, 10].

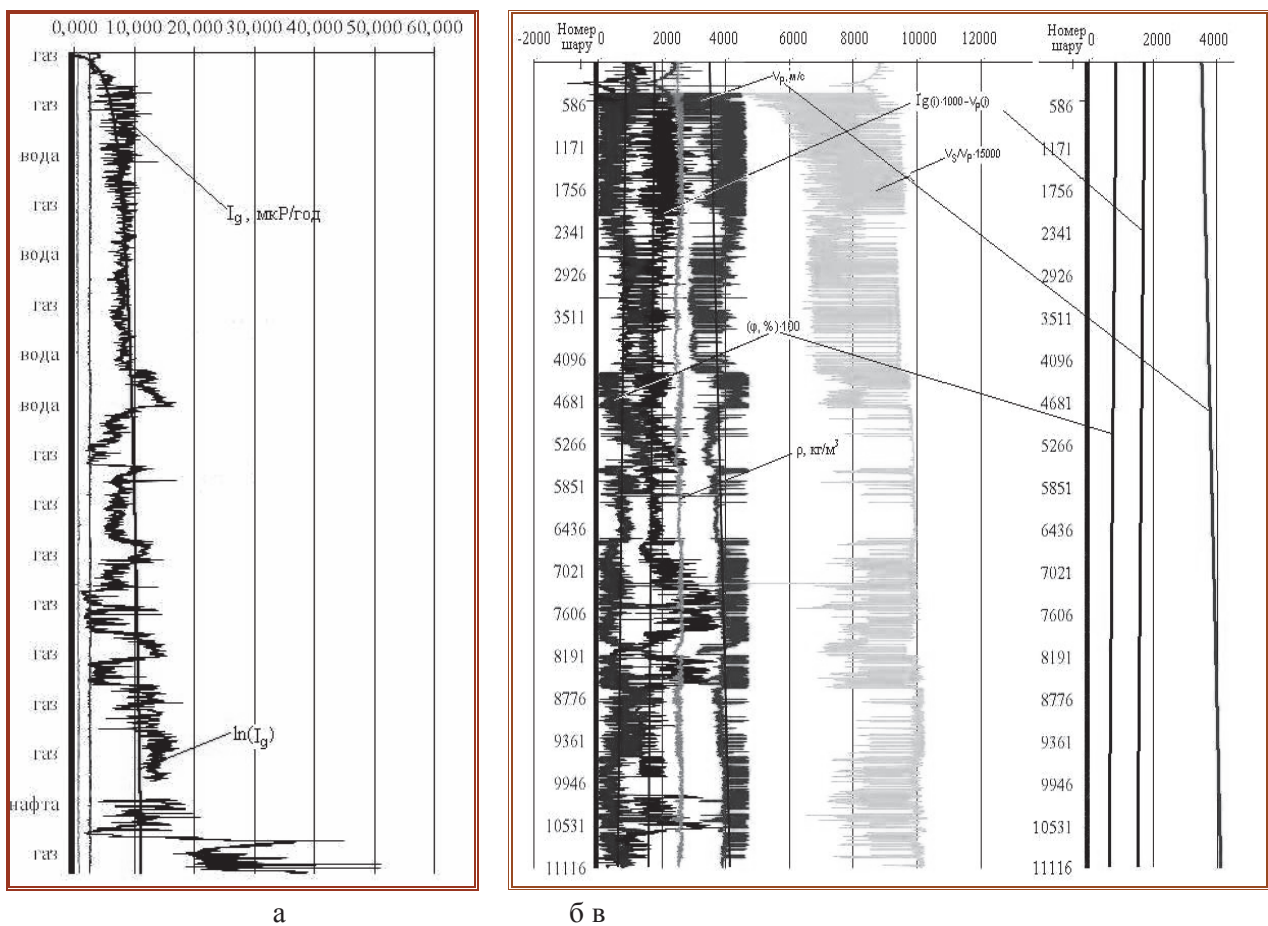


Рис. 7. Інтенсивність гамма-випромінювання (I_g) вздовж розрізу свердловини 3-Бучацька та її трендова лінія (а). Кореляція числових значень параметра пористості $\varphi_i^{AK} \cdot 100$ та величини $\ln(Ig_i) \cdot 1000 - Vp_i$ для розрізу свердловини 3-Бучачська (б), їхніх трендових ліній (в)

Результати

Результати обчислень, записані у текстові файли, при потребі, відкривають засобами *Excel* (рис. 8) чи іншим графічним редактором і опрацьовують у довільній послідовності.

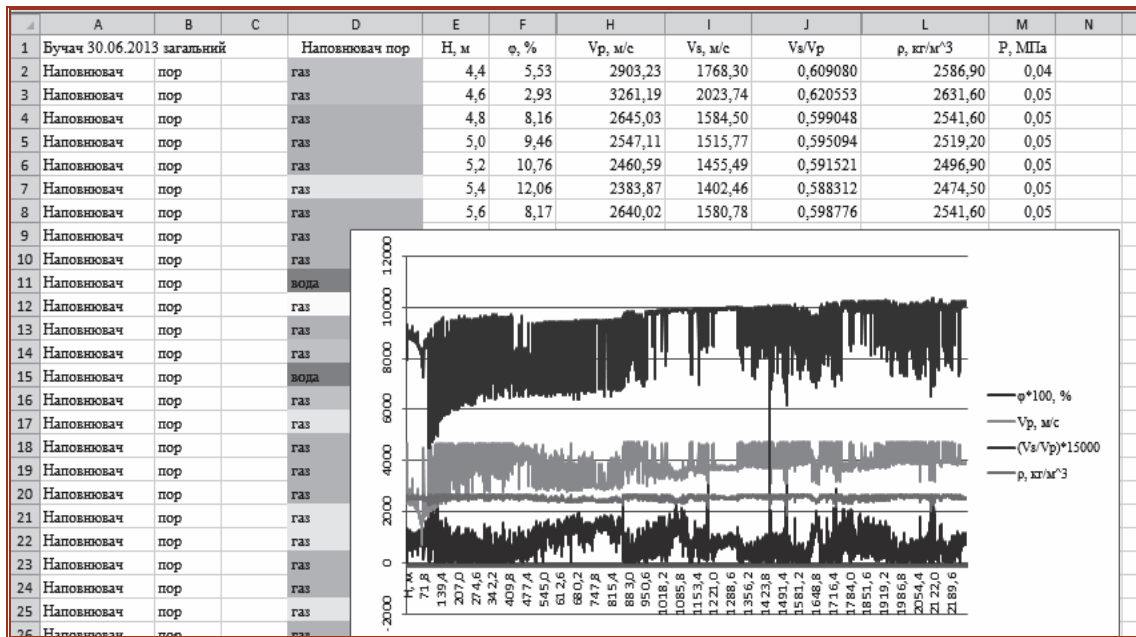


Рис. 8. Зразок результату загального прогнозного розрахунку флюїдонасичення порід розрізу свердловини 3-Бучацька за методикою

За розробленою методикою і відповідним їй програмним забезпеченням, наведеними тут, досліджено каротажні дані для розрізів свердловин деяких структур Західного нафтогазоносного регіону України (1-Ліщинської, 18- і 19-Залужанських, 2-Зарічнлянської і 4-Північно-Зарічнлянської, 28- і 28Д-Никловицьких, 3-Бучацької, 15-Лудинської). Отримано добрі узгодження з результатами промислової геофізики та досліджень інших авторів розрізів цих свердловин.

Варіант реалізації методики у середовищі C#

Розроблений програмний пакет (насамперед Fortran-програма “Прогноз-НГК-Ф” (рис. 9, а, і 10, а) забезпечує добре узгодження результатів прогнозування типу заповнювача пор, а зручність візуального представлення та статистичного аналізу надають засоби Excel.

```

Approximatrix Simply Fortran (UNREGISTERED)
File Edit Project Build Debug Toolbox Options View Help
Ppqbuchfor
FIM=50.
DFI=(FIM-FI0)/1500.
DO 111 J=1,NG
ROS=(C*H(J)-D)/(GE*H(J))*1000.
fi=100.*ABS(vtb-vp(j))*vf1/(vp(j))*(vtb-vfL)
tol=0.05*vp(j)
WRITE(*,103) fip,tol,fi,VP(J)
103 Format (5x,4F8.3)
fik(j)=ABS(1000000./VP(J)-DT0)/DTK
fii=fik(j)
tol1=Dk*fik(j)
fih(j)=fi
IF(H(J).GT.2000.0) GP=sqrt((H(J)-BK)/AK)
TGS=(GP*GE*H(J)/1000.)
TGV=(gp*GE*H(J)/1000.)
TPV=ABS(C*H(J)-D-CK*TGV)
TP=ABS(C*H(J)-D-CK*TGS)
WRITE(*,95) TPV,TP,VP(J),FI,H(J)
95 Format (5x,4F8.3)
10 BPV=(1.893-2.72*TPV/1000.+0.27*FI/(TPV**(0.186)))
BPS=(2.014-4.12*TP/1000.+0.939*FI/(TP**(0.364)))
WRITE(*,121) fip,tol1,VP(J),H(J),BPV,BPS
121 Format (5x,6F8.3)
DBP=BPV/100.
FIP=ABS(FI-fii)
WRITE(*,123) fip,tol1,VP(J)
123 Format (5x,3F8.3)
T0=2.5

```

а

```

ConsoleApplicationLuda - Microsoft Visual Studio
Обозреватель ре... Program.cs* x
Решение 'ConsoleApplic... ConsoleApplication
Properties
Ссылки
Program.cs
i=0; //почетковый номер итерации
do // цикл приближения K
{
//стисливість
BPV=Bv(TP,fi);
BPS=Bs(TP,fi);
DBP=BPV/100.; //крок приближения Vp
FIP=abs(fi-fii); //похибка оцінки пористості
T0=2.5; // мінімальний тиск для рівності модулів зсуву
B0V=Bv(T0,fi);
B0S=Bs(T0,fi);
TM=00.; //???
BMV=Bv(TM,fi);
BMS=Bs(TM,fi);
do // цикл приближения Vp
{
i=i+1; //наступна итерация (кількість итераций - спін
//теорет. співвідношення для розрахунку стисливості,
B1=4.*(5.*(1.-V1));
B2=4.*(5.-V1)/(15.*(1.-V1));
F1=B1*(B0S-BMS)+4./15.*(B0V-BMV);
F2=F1-B2*(B0S-BMS);
A1=0.75*(1./BMS-1./BMV);
A2=A1/2.*(1.+sqrt(abs(1.+4./(F2*A1))));
GS=A2;
A3=1./A2+B2*(B0S-BMS);
GS0=1./A3;
A4=A3-F1;
GMV=1./A4;
ROP=ROT-B*f1;
}
}

```

б

Рис. 9. Фрагменти ітераційних обчислень програмою “Прогноз-НГК-Ф” (мовою Fortran) (а) і програмою “Прогноз-НГК-С” (мовою C#) (б)

Для ефективнішого практичного використання весь необхідний функціонал розроблених програмних засобів доцільно об'єднати в єдиний комплекс. Потрібні можливості надає середовище розроблення програм мовою C# (C# 4.0) [22]. Сьогодні такий шлях є оптимальним для створення програмного пакета з інтеграцією бази свердловинних та петрофізичних даних і керування нею засобами SQL або MySQL [23, 24].

Нами створено перший варіант програмних засобів для такого пакета – програму “Прогноз-НГК-С” мовою C# (рис. 9, б, і 10, б), яка виконує ті самі функції, що й Fortran-програма “Прогноз-НГК-Ф” і, крім цього, дає змогу об'єднати усі описані кроки з підготовки вхідних даних, збереження та аналізу результатів, а також формувати інтегровані з нею бази свердловинних (вхідних і результуючих) та петрофізичних даних для конкретних геологічних структур, родовищ, регіонів.

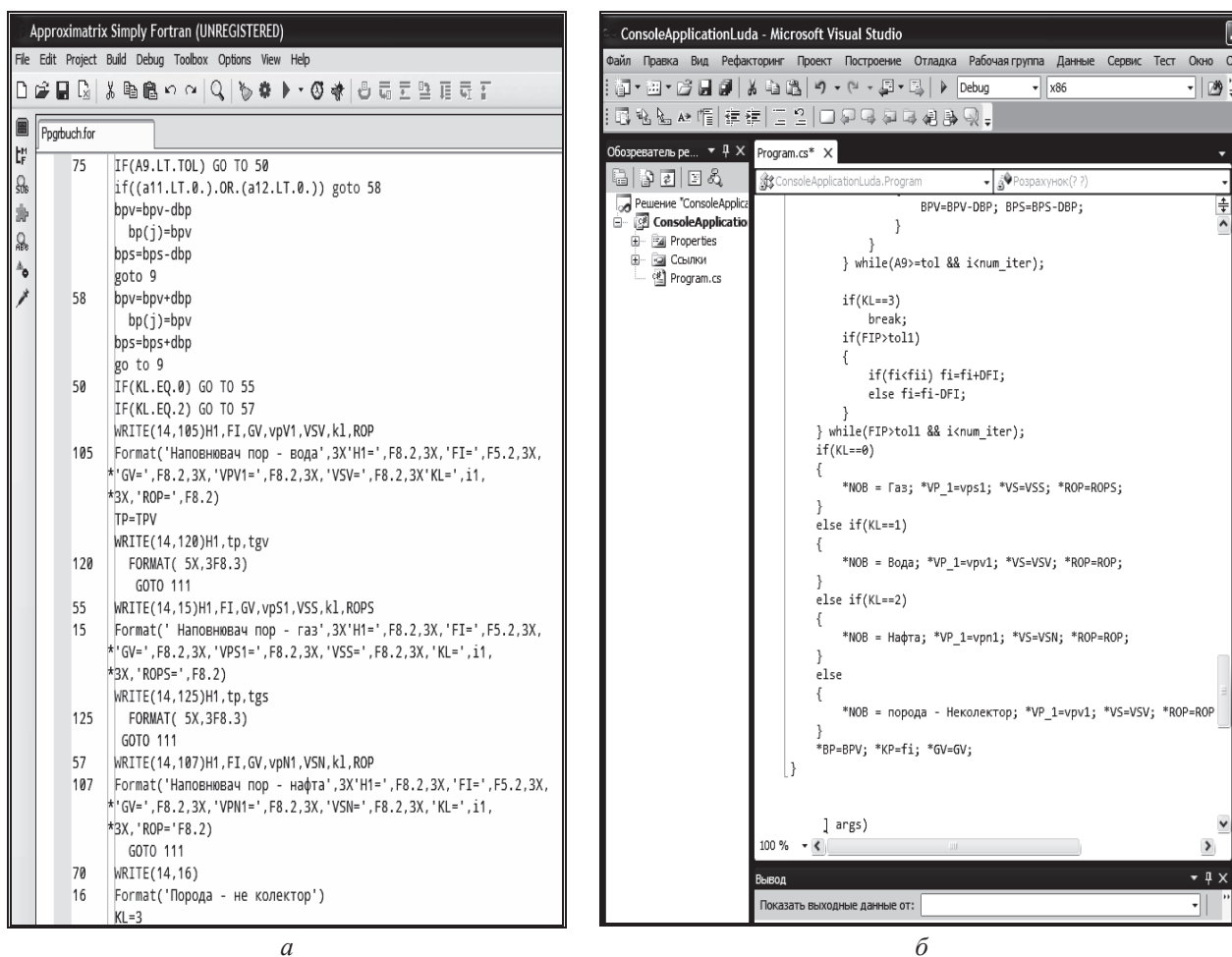


Рис. 10. Визначення типу заповнювача пор породи програмою “Прогноз-НГК-Ф” (мовою Fortran) (а) та програмою “Прогноз-НГК-С” (мовою C#) (б)

Висновки

Підсумовуючи, можна констатувати, що нами розроблено методико-програмний комплекс для прогнозування нафтогазоносності порід у розрізах свердловин, який забезпечує визначення пористості і прогнозування типу флюїду – заповнювача пор порід у свердловинах (вода, нафта чи газ) за каротажними (насамперед АК) та керновими даними. Разом з цим комплекс забезпечує розрахунок і оцінювання пружних та петрофізичних характеристик кожного окремого досліджуваного прошарку, шару чи інтервалу розрізу. Передбачено різні способи аналізу, оцінювання, візуалізації і збереження результатів.

Методико-програмний комплекс реалізовано програмними засобами Fortran, Excel і C# (у різних версіях). Створені програми забезпечують необхідні функціональність і точність обчислень, зокрема завдяки інтерактивним режимам та ітераційним процедурам.

За допомогою розробленого методико-програмного комплексу оброблено каротажні дані розрізів свердловин ряду структур Західного нафтогазоносного регіону України (Ліщинської, Залужанської, Зарічнлянської, Никловицької, Бучацької, Лудинської).

Якість отриманих прогнозних розрахунків забезпечує можливість ефективного використання розробленого методико-програмного комплексу у нафтогазопошукових дослідженнях. Планується надалі реалізувати цей методико-програмний комплекс на основі розробленої програми “Прогноз-НГК-С” як єдиний інтерактивний діалоговий програмний пакет із занесенням результатів до баз даних свердловин конкретних геологічних структур, родовищ, регіонів.

1. Скакальська Л. В. Прогнозування фізичних та колекторських властивостей порід-колекторів у геологічних структурах із нетрадиційним газом [Текст] / Л.В. Скакальська // Вісник КНУ ім. Тараса Шевченка. Геологія. – 2014. – № 1 (64) – С. 35–40.
2. Скакальська Л. В. Прогнозирование физических и коллекторских свойств пород-коллекторов для поиска нетрадиционного газа [Текст] / Л.В. Скакальська // Баку: Научные труды. – 2014. – № 1. – С. 4–10.
3. Скакальська Л. В. Прогнозирование физических и коллекторских свойств пород-коллекторов для поиска углеводородов [Текст] / Л. В. Скакальська, А.В. Назаревич // IV Кудрявцевские чтения “Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти”. – М., 2015 г. – 2015 (CD).
4. Скакальська Л. В. Узагальнені співвідношення для методики прогнозування водонафтогазонасиченості порід розрізів свердловин [Текст] / Л. В. Скакальська, А.В. Назаревич // Вісник КНУ ім. Тараса Шевченка. Геологія. – 2016. – № 1(72). – С. 60–69.
5. Скакальська Л. В. Прогнозирование нефтегазоводонасыщенности пород разрезом скважин на основе теоретических и эмпирических зависимостей между упругими и коллекторскими характеристиками пород [Текст] / Л. В. Скакальська, А. В. Назаревич // XXI Губкинские чтения “Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России”. 24–25 марта 2016 г. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина (CD).
6. Скакальська Л. В. Новая математическая методика поиска залежей нефти и газа в разрезах скважин по данным АК/СК [Текст] / Л. В. Скакальська, А. В. Назаревич // XVII всероссийская научно-практическая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов в г. Нерюнгри, с международным участием. – Россия, г. Нерюнгри, Технический институт (филиал) ФГАОУ ВПО “СВФУ”, 31 марта – 02 апреля 2016 г.
7. Скакальська Л.В., Назаревич А. В. Математична методика для виявлення нафтогазоносних порід-колекторів у розрізах свердловин за даними каротажу // Матеріали XV Міжнародної конференції “Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти”, 10–13 травня 2016 року, м. Київ. – 2016 (CD), 9860-UA.
8. Скакальська Л. В. Использование методики прогнозирования водонефтегазонасыщенности пород разрезом скважин для исследования пород-коллекторов [Текст] / Л.В. Скакальська // Шестая международная научно-практическая конференция ЕАГО “ГеоКрым-2016. Проблемы нефтегазовой геологии и геофизики” (23–27 мая 2016 года, г. Алушта, Крым).
9. Скакальська Л. В. Прогнозування нафтогазоводонасиченості порід різної літології та геодинамічного генезису у розрізах свердловин [Текст] / Л. В. Скакальська, А. В. Назаревич // Геодинаміка. – 2015. – № 1(18). – С. 102–119.
10. Скакальська Л. В. Прогнозування флюїдонасичення порід-колекторів за даними гамма-каротажу [CD] / Л. В. Скакальська, А. В. Назаревич // Матеріали XIV Міжнародної конференції “Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти”, 11–14 травня 2015 року, м. Київ. – Київ, 2015 (CD).
11. Eshelby J. D., The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusion, and related problems // Department of Physical Metallurgy, University of Birmingham DOI: 10.1098/rspa.1957.0133. P. 376–396.
12. Gassmann F. Uber Die elastizitat poroser medien // Vier der Natur Gesellschaft. – 1951. No 96. P. 1–23.
13. Вербицкий Т.З., Починайко Р. С., Стародуб Ю. П., Федоришин А. С. Математическое моделирование в сейсморазведке. – К.: Наук. думка, 1985. – 276 с.
14. Biot M. A. Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated Porous Solid (I. Low frequency range, II. Higher frequency range) // J. Acoust. Soc. Amer. 1956. Vol. 28. P. 168–181.
15. Kuster G. T. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media. I. Theoretical formulations, Geophysics, 39, 587–606, 1974.
16. Френкель Я. И. К теории сейсмических и

сейсмоелектрических явлений во влажной почве // Изв. АН СССР. Сер. география и геофизика. 1944. Т. 8, № 4. С.133–150. 17. Berryman J. G., Milton G. W. Exact results for generalized Gassmann's equations in composite porous media with two constituents // Geophysics. 1991. Vol. 56, N 12. P. 1950–1960. 18. Johnson D. L., Hemmick D. L. and Kojima H. Probing porous media with first and second sound. I. Dynamic permeability // J. Appl. Phys. 1994. Vol. 76, P.104–114. 19. Бартьев О. В. Современный Фортран. – М.: Диалог МИФИ, 2005. ISBN 5-86404-113-0. 20. Себеста Р. У. Компьютер IBM 704 и язык Фортран // Основные концепции языков программирования = Concepts of Programming Languages / Пер. с англ. 5-е изд. – М.: Вильямс, 2001. – 672 с. ISBN 5-8459-0192-8. 21. Харвей Г. Microsoft Excel 2013 для чайников = Excel 2013 For Dummies. – М.: Диалектика, 2013. – 368 с. ISBN 978-5-8459-1855-0. 22. Шилдт Г. C# 4.0: полное руководство.: пер. с англ. – М.: ООО “И. Д. Вильямс”, 2011. – 1056 с. ISBN 978-5-8459-1684-6. 23. Turner James. MySQL and JSP Web applications. – Sams Publishing, 2002. – 560 с. 24. Маркин А. В. Построение запросов и программирование на SQL. – Рязань, 2008, – 312 с.

УДК 004.9

Р. Гасько¹, В. Висоцька¹, Л. Чирун²

Національний університет “Львівська політехніка”,

¹кафедра інформаційних систем та мереж,

²кафедра систем автоматизованого проектування

ОСОБЛИВОСТІ КОНТЕНТ-АНАЛІЗУ КОРИСТУВАЦЬКОЇ ІНТЕРНЕТ-ДІЯЛЬНОСТІ ДЛЯ ФОРМУВАННЯ ЗРІЗУ ПСИХОЛОГІЧНОГО СТАНУ ОСОБИСТОСТІ

© Гасько Р., Висоцька В., Чирун Л., 2017

Розроблено систему для аналізу психологічного та емоційного стану особистості. Метою є оцінка особистості за допомогою соціальних мереж та визначення практичних рекомендацій. Проаналізовано системи оцінювання даних, досліджено проблематику цього напрямку та актуальність створення цієї системи. Наведено діаграми, які описують структуру та логіку функціонування системи. Описано системні вимоги згідно з методологією RUP та створено прототип програми, який моделює діяльність системи аналізу особистості.

Ключові слова: інформаційний ресурс, комерційний контент, контент-аналіз, контент-моніторинг, контентний пошук.

A system for the analysis of the psychological and emotional state of the individual is developed. The aim is to assess the individual through social networks and the practical recommendations. The analysis of assessment data, the problems of this area and the relevance of the system were studied. The diagrams are developed that describe the structure and logic of the system. Description of system requirements according to RUP methodology was done and a prototype application that simulates the activity of individual analysis system was created.

Key words: information resources, commercial content, content analysis, content monitoring, content search.

Вступ. Загальна постановка проблеми

Одним з фундаментальних принципів сучасної психології є диспозиційна модель особистості людини, яка містить 5 відносно незалежних диспозицій [1–2]:

- екстраверсія/інтроверсія – спрямованість людини до зовнішнього світу, балакучість, товариськість або занурення в світ уяви та роздумів;