

## ЗАКОНОМІРНОСТІ ЗМІНИ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ НАФТ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ТА ПІВНІЧНО- ЗАХІДНОЇ ЧАСТИН ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

**В. Р. Хомин**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15;  
e-mail: khomyn@rambler.ru*

*Досліджено фізико-хімічні властивості нафти і характер взаємозв'язку між різними їх показниками та характеристиками з використанням новітніх комп'ютерних технологій.*

*Щодо геолого-статистичної обробки загальних закономірностей зміни густини в межах центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, то коефіцієнт кореляції встановлених залежностей близький до нуля, а це вказує на те, що відсутній яскраво виражений зв'язок між досліджуваними величинами у регіональному плані. Крім цього встановлено статистичні залежності (з коефіцієнтами кореляції близькими до одиниці) та закономірності зростання густини нафти з глибиною як по окремих покладах Долинського родовища, так і по всьому родовищу в цілому. Узагальнення фактичного матеріалу по Долинському родовищу дало можливість прийти до висновку про закономірне незначне обважнення нафти з глибиною.*

***Ключові слова:** перспективи нафтогазоносності, густина нафти, геолого-статистичне моделювання, коефіцієнт кореляції.*

### **Вступ.**

Сьогоднішній стан геологорозвідувальних робіт на території України не може забезпечити відчутного зростання прирощених запасів та видобутку нафти і газу.

У зв'язку з врахуванням умов обмеженого фінансування, окремо на перше місце в усіх нафтогазоносних регіонах України виходить проблема виявлення першочергових нафтогазоперспективних об'єктів на невеликих глибинах, хоча пошуки нафти і газу на малих глибинах не вирішують проблему значного нарощування їх запасів. Тому для подальшого перспективного розвитку нафтогазового комплексу необхідно зосередитись на пошуках значних покладів нафти і газу, які більшість науковців та виробничників прогнозує на глибинах 4500-7000 м. Так у Західному регіоні України нерозвідані ресурси вуглеводнів на глибинах 5000-7000 м становлять близько 53% або понад 400 млн.т нафти.

**Формулювання завдань.**

Одною з основ прогнозування перспектив нафтогазоносності глибокозалягаючих горизонтів Передкарпатського прогину є визначення умов та особливостей формування скупчень нафти і газу, а також вплив цих особливостей на властивості вуглеводнів. Саме на дослідження фізико-хімічних властивостей нафт і характеру взаємозв'язку між різними їх показниками та характеристиками з використанням нових комп'ютерних технологій звернено нами увагу.

Нафти покладів Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину характеризуються більш або менш рівномірним зростання густини (оптичної густини) з глибиною по всій висоті покладу, а також помітним зростання густини нафти по всьому діапазоні глибин в середині покладу. Проте відзначається значний ріст градієнта зміни густини в безпосередній близькості від ВНК.

Диференціація нафт за густиною всередині покладів, як правило, виражена тим сильніше, чим більша висота покладу. Основною причиною зміни густини нафт всередині покладів є процес гравітаційної диференціації (розшарування).

Щодо складу нафт, то він є результатом сумарного ефекту різних процесів перетворення нафти, що проходять від її виникнення до видобутку. Розміщення нафт різного складу в родовищах в основному визначається залежністю складу нафт від геолого-геохімічних умов їх знаходження в минулому і сучасному, тобто від віку і глибини залягання, геотемпературного фактору, гідрогеологічних та інших умов.

Вивченню складу і властивостей нафт Передкарпаття були присвячені ряд робіт, результатом яких було встановлення змін властивостей нафт як в межах окремих тектонічних зон, так і по розрізу, а також по площі окремих родовищ.

Із аналізу матеріалу випливає, що для більшості нафтових родовищ світу (70%) спостерігається закономірне зменшення густини нафт з глибиною залягання і тільки в окремих випадках має місце зворотне явище [1].

У межах східної частини Карпатської нафтогазоносною області заперечується залежність фізико-хімічної характеристики нафт від віку вміщуючих порід, проте відзначаються певні закономірності їх зміни з глибиною залягання. Окремі автори [2] вказують на зниження густини, смолистості і сірчаності нафт зі збільшенням глибини залягання нафтоносного колектора.

**Виклад основних результатів.**

Для встановлення загальних закономірностей змін фізико-хімічних властивостей нафти в межах північно-західної та центральної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину використаний фактичний матеріал нафтових родовищ досліджуваної території, а також методи геолого-статистичного моделювання. Такі ме-

тоди дозволяють обробляти великі масиви числових параметрів і добре описані у фаховій літературі [3-7]. З метою виявлення закономірностей у взаємозв'язках між числовими параметрами фізико-хімічних властивостей нафт проведено комп'ютерне геолого-статистичне моделювання досліджуваних об'єктів Бориславсько-Покутської зони з використанням кореляційного і регресивного аналізу.

Тому, враховуючи вищенаведене, нами прослідковується зміна фізико-хімічних властивостей нафт досліджуваної території, починаючи від окремих покладів, родовищ і до аналізу в цілому по родовищах північно-західної та центральної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Дослідження окремих покладів почалося з аналізу змін фізико-хімічних властивостей нафт покладів одного з найбільших родовищ Передкарпатського прогину – Долинського. По Долинському нафтовому родовищу було зібрано найбільше фактичного матеріалу, який дозволив провести детальні дослідження фізико-хімічних властивостей нафт різних покладів. Незважаючи на відмічену деякими авторами відносну однотипність нафт Передкарпаття, при більш детальному дослідженні встановлюються певні зміни їх властивостей як в межах окремих тектонічних зон, так і по розрізу, а також по площі окремих родовищ.

Нафтоносність Долинського родовища приурочена до всього стратиграфічного розрізу, починаючи з воротищенської серії міоцену і закінчуючи манявською світою еоцену. Промислові скупчення пов'язані з відкладами менілітової серії олігоцену і з еоценом. Колекторами нафти є в основному пласти і пропластки пісковиків.

Основним фактором, який визначає коливання густини нафти, є вміст в ній смолисто-асфальтових речовин. На рис. 1 показана залежність цих двох параметрів (для менілітових і еоценових нафт). Причому, слід зазначити, що фактичний розрахований коефіцієнт кореляції для менілітових і еоценових нафт відповідно становлять відповідно 0,986 та 0,960, що відображає яскраво виражений зв'язок для обох покладів між густиною нафт і вмістом у них смолисто-асфальтових речовин:

Для встановлення достовірності обчисленого нами лінійного коефіцієнта кореляції використовують критерій Стьюдента (t-критерій) та середню похибку коефіцієнта кореляції.

У нашому випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r' = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,9722}{\sqrt{51-1}} = \frac{0,0278}{7,0711} = 0,004,$$

$$\mu_r'' = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,9216}{\sqrt{52-1}} = \frac{0,0784}{7,1414} = 0,011.$$

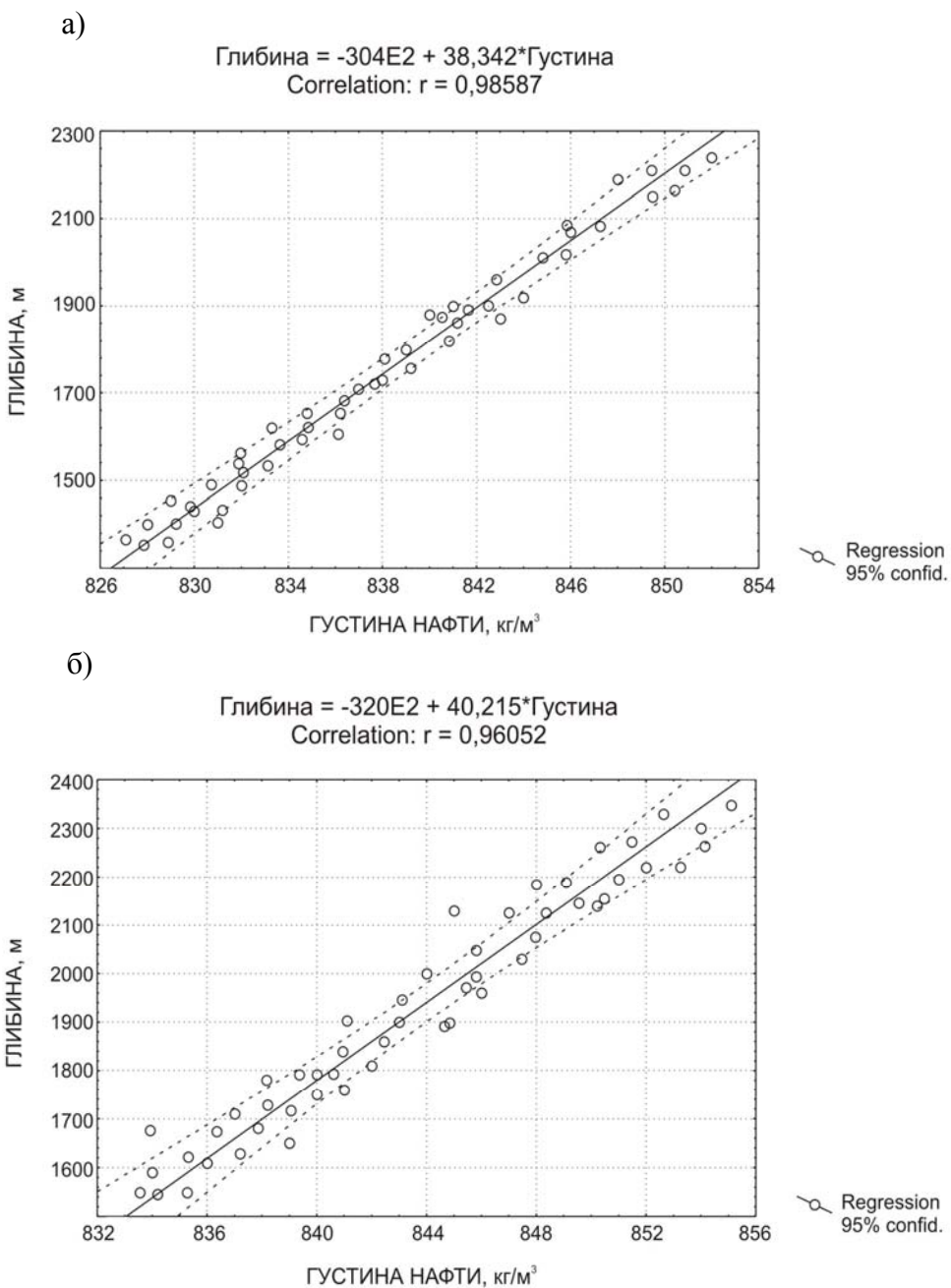


Рис. 1. Зміна густини нафти менілітових (а) та еоценових (б) відкладів Долинського родовища з глибиною залягання

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки відповідно

$$t_r' = \frac{0,986}{0,004} = 246,5, \quad t_r'' = \frac{0,960}{0,011} = 87,3.$$

Отже, це дає підставу вважати, що обчислені коефіцієнти кореляції точно характеризують щільність зв'язку між досліджуваними густинами менілітових і еоценових нафт та глибиною залягання їх покладів на Долинському родовищі.

Із рис. 1 видно, що зростання густини нафти з глибиною як по окремих покладах Долинського родовища, так і по всьому родовищу в цілому характеризується одним і тим же градієнтом. Відповідно, це можна вважати доказом одноманітності формування всіх покладів родовища (крім воротищенських і поляницьких) та існування в цей час гідродинамічного зв'язку між покладами. Про це свідчить також розміщення приблизно на одній гіпсометричній позначці водонафтового контакту для всіх покладів Долинського родовища. На сьогодні в процесі промислової розробки родовища доведена відсутність зв'язку між окремими покладами.

У покладі досить чітко спостерігається збільшення густини нафти від склепіння структури в напрямку до контуру нафтоносності. Пластовий градієнт збільшення густини нафти на 100 м глибини становить приблизно  $+2 \text{ кг/м}^3$ . Збільшення густини з глибиною викликано, очевидно, гравітаційною диференціацією нафти або процесами окислення нафти, які підсилюються у напрямку до ВНК. Досить незначний градієнт густини можна пояснити низькими колекторськими властивостями вміщуючих порід, які без сумніву утруднюють розшарування нафти під дією гравітаційних сил, а, можливо, і відносно недавнім часом формування нафтових покладів.

Узагальнення фактичного матеріалу по Долинському родовищу дало можливість прийти до висновку про закономірне обважнення нафт з глибиною.

Аналогічні дослідження фізико-хімічних властивостей нафт окремих покладів і встановлення закономірностей їх зміни, спостерігаються і на інших родовищах Бориславсько-Покутської зони.

Щодо загальних закономірностей зміни густини в межах центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, то їх можна оцінити базуючись на побудованих графічних залежностях (рис. 2).

У результаті, були одержані наступні лінійні рівняння регресії:

$$\rho_n = 832,73 + 2,9777 \cdot C,$$

де  $\rho_n$  – густина нафти,  $\text{кг/м}^3$ ;  $C$  – вік порід;  $K_{xy}=0,33971$ ;

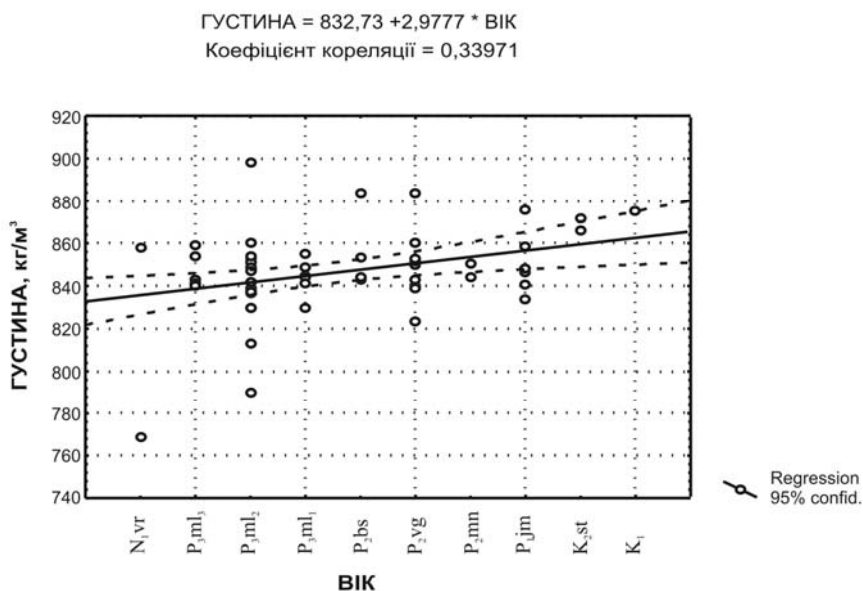
$$\rho_n = 845,05 + 0,00035 \cdot H,$$

де  $\rho_n$  – густина нафти,  $\text{кг/м}^3$ ;  $H$  – глибина, м;  $K_{xy}=0,02618$ .

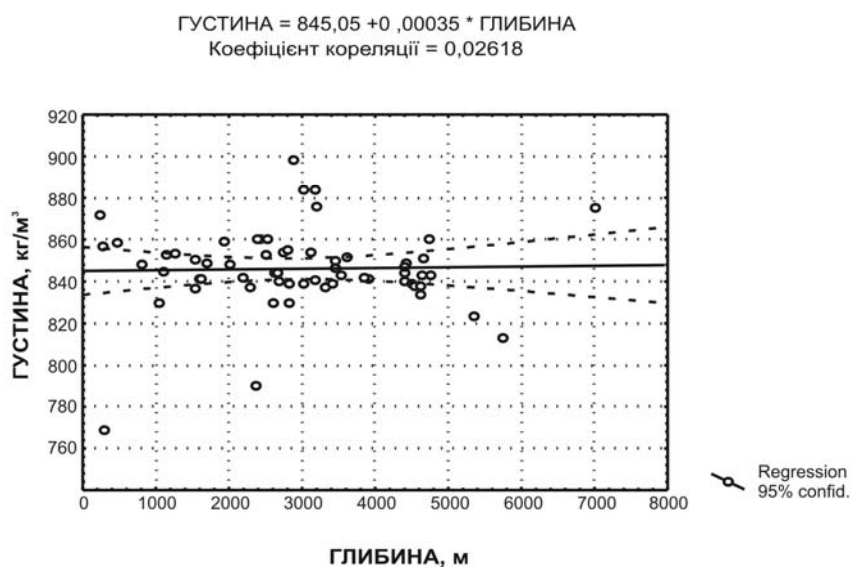
Як видно з отриманих результатів, коефіцієнт кореляції близький до нуля, що вказує на те, що відсутній яскраво виражений зв'язок між досліджуваними величинами.

Густина не залежить від глибини залягання нафтоносних порід, але спостерігається деяке обважнення нафт з віком вміщуючих порід.

а)



б)



а – з віком порід, б – з глибиною залягання

Рис. 2. Зміна густини нафт центральної та північно-західної частин Передкарпатського прогину

Щодо можливості використання виявлених закономірностей в практиці, то дослідження змін фізико-хімічних властивостей нафт дає можливість встановити певні закономірності, які на сьогодні знайшли

широке практичне застосування при проведенні пошуково-розвідувальних робіт, а також в процесі розробки нафтових родовищ. Сюди відносяться спостереження за рухом контурів нафтоносності в процесі розробки нафтових родовищ, дослідження взаємодії закачаного агента з нафтою, що насичує пласт при підвищенні нафтовилучення, виявлення при аварійному фонтануванні горизонту, який дає основну нафту (працюючого горизонту), проведення контролю за розробкою родовища для встановлення фронту руху води, що закачується для визначення границь водонафтового контакту, визначення джерел нафти та встановлення зв'язку з ними нафт конкретних нафтогазоносних комплексів, виявлення генетичної приналежності нафт до вміщуючих порід, встановлення долі участі різних генеруючих товщ в формуванні складу нафт різних продуктивних горизонтів, а також вивчення геологічної будови родовища (визначення характеру екрануючих розривних порушень і встановлення фільтраційного сполучення нафтоносних горизонтів).

Диференціацію густини нафт нафтових родовищ необхідно враховувати і використовувати при проектуванні та здійсненні технологічного режиму роботи свердловин, при підготовці нафти на промислі і транспортуванні її по внутрішніх та магістральних нафтопроводах, а також при переробці нафти на нафтопереробних заводах.

Отже, загальною тенденцією зміни фізико-хімічних властивостей нафт зверху вниз по розрізу відкладів у Передкарпатському прогині є обважнення флюїдів, зменшення вмісту в них бензинової фракції, зростання частки аренів і помітне скорочення вмісту алканів.

Густина нафт зростає зі збільшенням в ній вмісту смол, твердих парафінів. Генетична однотипність нафт Передкарпаття не виключає значного різноманіття їх фізико-хімічних властивостей, яке проявляється, наприклад, в особливостях вуглеводневого складу бензинових фракцій. Така геохімічна характеристика вуглеводневих флюїдів зумовлена широким спектром вторинних природних факторів, що діяли на вуглеводневі системи як в ході міграції, так і в покладах. За даними комплексного геолого-геохімічного аналізу до вказаної групи факторів можуть бути віднесені: катагенез і гіпергенез нафт, міграція вуглеводнів при переформуванні покладів, гібридизація в пастках нафтових і газоконденсатних систем.

Відповідно можна підвести наступні підсумки:

- встановлено статистичні залежності (з коефіцієнтами кореляції близькими до одиниці) та закономірності зростання густини нафти з глибиною як по окремих покладах Долинського родовища, так і по всьому родовищу в цілому, що характеризується одним і тим же градієнтом. Відповідно, це можна вважати доказом одноманітності формування всіх покладів родовища (крім воротищенських і поляницьких) та існування в цей час гідродинамічного зв'язку між покладами;

- щодо геолого-статистичної обробки загальних закономірностей зміни густини нафт в межах центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, то коефіцієнт кореляції встановлених залежностей близький до нуля, а це вказує на те, що відсутній яскраво виражений зв'язок між досліджуваними величинами у регіональному плані.

### *Література*

1. Превращение нефтей в природе / П.Ф. Андреев и др. – ГТТИ, 1958. – 97с.
2. Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат / Г.Н. Доленко. – К.: Изд-во АН УССР, 1962. – 367 с.
3. Шестаков Ю.Г. Математические методы в геологии / Ю.Г. Шестаков // Красноярск: изд-во Красноярского университета. – 1988. – 206 с.
4. Лаудон Т. ЭВМ и машинные методы в геологии / Т. Лаудон. – М.: Мир, 1981. – 318 с.
5. Факторный, дискриминантный и кластерный анализ: Пер. с англ. / Под ред. И.С. Енюкова. – М.: Финансы и статистика, 1989. – 215 с.
6. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии / Л.Ф. Дементьев. – М.: Недра, 1983. – 189 с.
7. Обработка геологической информации на микрокалькуляторах / В.В. Бабенко, В.П. Афанасьев, Н.Н. Зинчук, Е.Д. Черный. – М.: Недра, 1988. – 134 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 7.04.2015 р.  
Рекомендовано до друку д.г.-м.н., професором Масвським Б.Й.,  
д.геол.н., професором Федоришиним Д.Д.*

## **REGULARITIES OF PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES CHANGE OF OILS IN THE CENTRAL AND NORTH-WESTERN PARTS OF THE CARPATHIAN FOREDEEP**

**V. R. Khomyn**

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;  
76019, Ivano-Frankivsk, Karpatska Str., 15;  
e-mail: khomyn@rambler.ru*

*We studied the physicochemical properties of oils and the interdependence between their indicators and characteristics using the latest computer technology.*

*The geological and statistical processing of density change regularities within the central and northwestern parts of the Boryslav-Pokuty zone of the Carpathian foredeep shows that the correlation coefficient of dependencies is close to zero. This indicates that there is no distinct interdependence between the studied variables in the regional plan. Besides there are*



*calculated statistical dependencies (with correlation coefficients close to 1) and regularities of increase in oil density with depth both at the deposits of Dolynskyy field and throughout the whole field. Summing up of the factual material of Dolynskyy field enables us to conclude a regular slight oils weighting with depth.*

**Key words:** *prospects for oil and gas presence, oil density, geological and statistical modeling, correlation coefficient.*