

УДК 550.83

СПОСІБ ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТУ ПОРИСТОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД ЗА ДАНИМИ СЕРЕДНІХ КОЛИВНИХ ШВИДКОСТЕЙ ПОЗДОВЖНЬОЇ ТА ПОПЕРЕЧНОЇ ПРУЖНИХ ХВИЛЬ

© Федоришин Д. Д., Федорів В. В., 2002

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

© Кащуба Г. О., 2002

ЗАТ “Укрпромгеофізика”, м. Київ

Описаний методичний підхід до визначення коефіцієнту пористості гірських порід за допомогою даних про середню коливну швидкість. Показано, що при певних умовах слід враховувати вплив коливань флюїду на середню коливну швидкість поздовжньої хвилі.

Коефіцієнт пористості гірських порід є одним з основних параметрів, який визначається за результатами геофізичних досліджень свердловин. На сьогодні відомо багато способів та методик його визначення. Однак не всі із них дозволяють з достатньою точністю визначити абсолютну величину цього параметру з метою підрахунку запасів нафти і газу. Слід зазначити, що деякі геофізичні методи, які достатньо чутливі до наявності в породі пор насичених флюїдом, не завжди використовуються. До таких параметрів відносяться середні коливні швидкості поздовжньої та поперечної хвилі, які отримані при акустичному каротажі. В роботах [1, 2] запропонований наступний алгоритм, що пов'язує загальну і ефективну пористості з іншими параметрами середовища та коливними швидкостями частинок у поздовжній хвилі:

$$\rho_p \bar{C}_p = (1 - K_n) \rho_{ск} \bar{C}_{ск} + K_n \rho_\phi \bar{C}_\phi - K_{неф} \rho_\phi \bar{C}_{від} \quad (1)$$

де ρ_p – середня густина породи; \bar{C}_p – середня по всьому об'єму породи коливна швидкість частинок у поздовжній хвилі; K_n – коефіцієнт загальної пористості; $\rho_{ск}$ – густина скелету породи; $\bar{C}_{ск}$ – коливна швидкість поздовжньої хвилі у скелеті породи; ρ_ϕ та \bar{C}_ϕ – відповідно густина та коливна швидкість для флюїду; $K_{неф}$ – коефіцієнт ефективної пористості; $\bar{C}_{від}$ – швидкість відносного зміщення частинок скелету та флюїду, що насичує його.

Величина “ефективної” коливної швидкості поздовжньої хвилі \bar{C}_p – може бути визначена за результатами акустичного каротажу. Складові із $\bar{C}_{ск}$ та \bar{C}_ϕ відповідають за коливну швидкість звичайної поздовжньої хвилі відповідно в скелеті та флюїді, доданок із $\bar{C}_{від}$ відображає вплив комбінаційних хвиль на коливну поздовжню та поперечну

хвилі. Враховуючи те, що $\bar{C}_{від}$ за величиною є близьким до нуля, то ним можна нехтувати. В результаті отримаємо [3, 4]:

$$\rho_i \bar{C}_i = \frac{P_i}{V_i} \quad (2)$$

де $i = p, ск, \phi$ – для всіх доданків (1). З врахуванням неперервності тиску - $P_p = P_{ск} = P_\phi$. Кінематичне рівняння середнього часу (Уїллі) буде мати вигляд:

$$\frac{1}{V_p} = \frac{1 - K_n}{V_{ск}} + \frac{K_n}{V_\phi} \quad (3)$$

де $V_p, V_{ск}, V_\phi$ – відповідно, швидкість поширення початку поздовжньої хвилі у породі, скелеті та флюїді.

Як видно із формули (3) на швидкість розповсюдження поздовжньої хвилі впливає анізотропія гірських порід і в'язкість флюїдів, що насичують пористе середовище.

Враховуючи такий зв'язок:

$$\rho_p = (1 - K_n) \rho_{ск} + K_n \rho_\phi \quad (4)$$

можна з рівняння (1) одержати аналог рівняння середнього часу, використовуючи значення густини і коливні швидкості поздовжньої та поперечної хвилі:

$$K_n = \frac{\bar{C}_p - \bar{C}_{ск}}{\left(\frac{\rho_\phi}{\rho_{ск}} \bar{C}_\phi - \bar{C}_{ск}\right) + \left(1 - \frac{\rho_\phi}{\rho_{ск}}\right) \bar{C}_p} \quad (5)$$

У даному випадку коливна швидкість, як параметр хвильового поля, більш чутлива до зміни пористості, ніж швидкість поширення хвилі або інтервальний час. За даними авторів [1, 2] та власних досліджень, діапазон зміни значення \bar{C}_p , у залежності від зміни пористості та гідродинамічного стану флюїду, на порядок вищий, ніж інтервальний час проходження поздовжньої хвилі.

Як видно із формули (5) єдиним параметром

хвильового поля, що зареєстроване, є середня коливна швидкість повздовжньої хвилі \bar{C}_p . Всі решта параметрів невідомі, і, на нашу думку, повинні оцінюватися з апріорних відомостей про фізику хвильового поля в пористих насичених середовищах. Густина скелету породи та густина фільтрату бурового розчину визначається за петрофізичними номограмами, встановленими для конкретного літологічного типу та флюїду.

Величина $\bar{C}_{ск}$, як і $\Delta t_{ск}$ визначається мінералогічним складом скелету породи [3, 4]. Виходячи з цього, на практиці встановити дійсні значення $\bar{C}_{ск}$ досить важко. На нашу думку, мають право на життя такі способи визначення величини коливної швидкості скелету породи:

1) розрахунковий, за даними інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі в скелеті породи і формули (2);

2) співставлення коливної швидкості \bar{C}_p , зареєстрованої навпроти пласта-колектора, з коефіцієнтом пористості цього пласта;

3) співставлення величини інтервального часу пробігу повздовжньої хвилі Δt_p з, коливною швидкістю \bar{C}_p в пластах-колекторах;

4) співставлення коливної швидкості \bar{C}_p з величиною, оберненою питомому електричному опору $1/\rho_{эф БК}$, яка розрахована за результатами бокового каротажу (БК) для пластів, що характеризуються максимально-великим діапазоном зміни цих параметрів;

5) співставлення коливної швидкості \bar{C}_p , зареєстрованої навпроти пласта – колектора, з відносною інтенсивністю природної радіоактивності гірських порід ΔI_γ , яка визначається за даними гамма-каротажу.

Для визначення коливної швидкості повздовжньої хвилі в поровому флюїді порівняємо поняття інтервального часу розповсюдження пружної хвилі в флюїді Δt_ϕ і середню коливну швидкість повздовжньої хвилі у поровому флюїді \bar{C}_ϕ .

В роботах [4, 5] відмічено, що значення інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі залежить від складу флюїду, пластових температур і тисків та мінералізації пластової води. Його значення змінюється від 570 мкс/м в максимально мінералізованій воді до 640 мкс/м у прісній воді. У породах, насичених газом і, частково, нафтою, значення інтервального часу в флюїді набагато менше, ніж це впливає із відомостей про швидкості повздовжніх хвиль у газі і нафті (V_G і V_H). Слід зазначити, що величину Δt_ϕ визначають для безмежного середовища, що не відповідає реальним умовам розповсюдження

пружної хвилі у рідинах, які насичують пористі середовища. Отже величину Δt_ϕ слід умовно розглядати як керовану сталу, значення якої у породах з різною насиченістю близькі до Δt_ϕ для випадку насичення породи водою.

Тепер звернемо увагу на \bar{C}_ϕ , оскільки, визначення цього параметру є нашою основною задачею. Згідно геодинамічної моделі присвердловинної зони колектора [6] навколосвердловинний простір вивчений конкретними літологічними типами. В той же час стверджувати, що хімічно і капілярно зв'язані рідини будуть коливатися як скелет і не впливати на вільний флюїд, буде упереджено. Мабуть це буде залежати, в першу чергу, від кількості вільного флюїду у порах, а потім від кількості хімічно- і капілярно зв'язаної рідини, а також від об'єму пор. Як видно з робіт [2, 6], можливий обмін енергією між стаціонарним потоком флюїду та акустичним полем і, як наслідок цього, зміни у динамічних параметрах хвиль. Це твердження саме по собі вказує на те, що якщо такий обмін є, а в цьому ми вже переконалися, то він буде відбуватися через проміжну ланку – флюїд, який знаходиться у порах. Виходячи з вище приведеного, на нашу думку, потрібно оцінювати як впливає параметр \bar{C}_ϕ на \bar{C}_p при зміні кількості флюїду у порах. Отже, підходити до визначення коливної швидкості флюїду у порах породи-колектора \bar{C}_ϕ за стандартним алгоритмом не зовсім буде правильно. В даному випадку потрібні інші підходи до вирішення цієї задачі.

У роботі [6] показано, що із збільшенням пористості, а відповідно і проникності, збільшується середня коливна швидкість у часовій області повздовжніх хвиль (амплітуда). Тепер звернемо увагу на поведінку поперечної хвилі у пористих середовищах. З цією метою зіставимо величини середніх коливних швидкостей повздовжньої \bar{C}_p та поперечної \bar{C}_s хвиль.

Якщо побудувати вище запропоновану залежність, а поперечна хвиля не розповсюджується у рідинних середовищах, тобто $\bar{C}_s = 0$, то продовжуючи лінію регресії, одержану при усередненні точок, до перетину з віссю \bar{C}_p одержимо не що інше, як \bar{C}_ϕ .

Такий спосіб визначення середньої коливної швидкості флюїду у порах породи буде найбільш оптимальним із запропонованих, адже мова йде про вимірювання цих величин у конкретних геологічних умовах. Визначення \bar{C}_ϕ за допомогою такого способу буде задовольняти всі вищеописані вимоги, згідно з якими у пористих проникних середовищах відбуваються “некласичні” перетворення акустич-

них сигналів.

За даними геофізичних досліджень порід-колекторів середньокам'яновугільних відкладів Дніпрово-Донецької западини, побудовано залежність $C_s=f(C_p)$ (рис. 1). Точка, де лінія регресії перетне вісь \bar{C}_P , покаже нам значення коливної швидкості флюїду у порах породи. У нашому випадку $\bar{C}_\phi=19$ ум.од. Слід відмітити, що діапазон зміни величини \bar{C}_P достатній, щоб отримати значення \bar{C}_ϕ , але по осі \bar{C}_P можна проставити і значення коефіцієнта пористості K_n , згідно вище приведених міркувань, і побачити, що діапазон зміни пористості змінюється в межах 1,5...10%. Виникає необхідність проаналізувати поведінку поперечної хвилі (параметру \bar{C}_P , який її характеризує) при пористостях більше 10%.

З цією метою нами взяті дані про коливну швидкість \bar{C}_P і \bar{C}_S по цих же свердловинах для порід-колекторів, коефіцієнт пористості яких, згідно кернових даних, змінюється в межах від 12 до 28%. В результаті нами отримана залежність $C_s=f(C_p)$, яка показана на рис. 2.

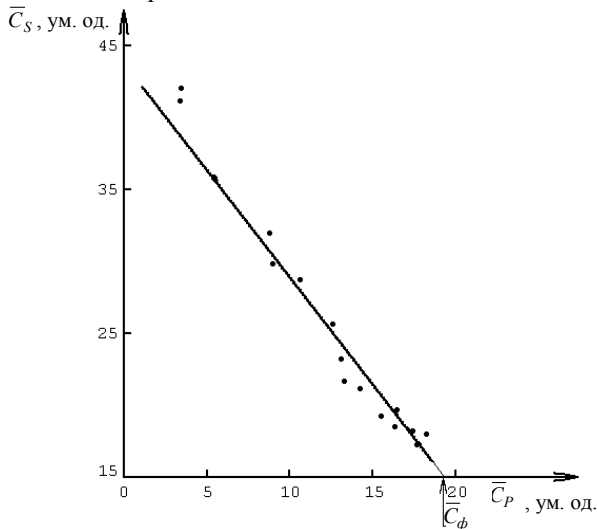


Рис. 1. Співставлення величин \bar{C}_P і \bar{C}_S для визначення коливної швидкості поперечної хвилі у флюїді \bar{C}_ϕ , який насичує пори колектора

Як видно із залежності (рис. 2), коливна швидкість поперечної хвилі зменшується до деякої межі, а потім починає зростати. Згідно кернових даних видно, що при значенні K_n рівному 10% \bar{C}_S зменшується за експоненціальним законом, а при пористості більше 10% вона починає зростати. Середня коливна швидкість поперечної хвилі (\bar{C}_S) в області малих пористостей зменшується в сторону її збільшення і починаючи з деякого (8...10%) зростає.

Спробуємо пояснити дане явище. Як зазнача-

лося вище, поперечна хвиля не розповсюджується у рідинах.

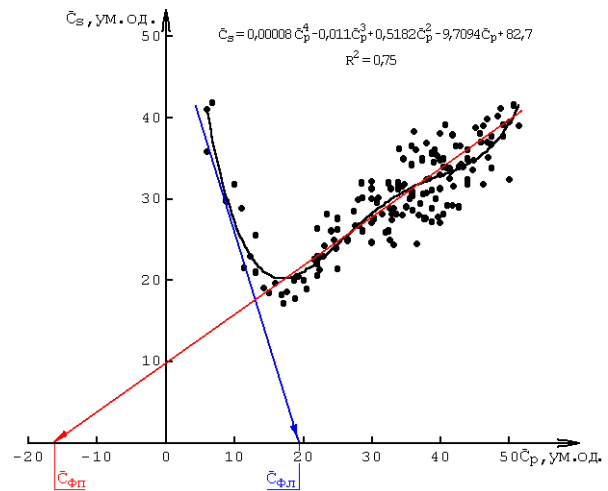


Рис. 2. Характер зміни середньої коливної швидкості поперечної хвилі в залежності від середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі (коефіцієнту пористості гірських порід)

Провівши дотичні до лівої та правої віток залежності $\bar{C}_S=f(\bar{C}_P)$ і продовживши їх до перетину з віссю \bar{C}_P , ми отримуємо не що інше, як коливну швидкість повздовжньої хвилі в флюїді \bar{C}_ϕ , який насичує пори. Отже, при малих пористостях, коливна швидкість флюїду \bar{C}_ϕ буде випереджувати середню коливну швидкість породи \bar{C}_P . Оскільки об'єм пор малий, то з точки зору теорії пружних коливань, в порах будуть спостерігатися так звані лембівські ефекти. Флюїд достатньо зв'язаний з скелетом породи, тобто великий опір середовища для коливань флюїду у порах. В даному випадку флюїд буде резонувати більшу коливну швидкість, разом з тим максимально впливаючи на коливання скелету \bar{C}_S . При деяких значеннях об'єму пор (що відповідає в нашому випадку $K_n \approx 8...12\%$) коливна швидкість флюїду буде приблизно рівною коливній швидкості породи \bar{C}_P , тобто флюїд більш вивільнюється, але ще достатньо зв'язаний з скелетом породи, і максимально впливає на коливання самого скелету породи \bar{C}_P , зменшуючи його до мінімуму.

Починаючи з $K_n \geq 10\%$ коливна швидкість флюїду \bar{C}_S починає відставати від коливної швидкості повздовжньої хвилі породи \bar{C}_P . Це пояснюється тим, що при збільшенні пор у поровому об'ємі зростає кількість вільного флюїду, який починає коливатися під час коливного процесу самостійно, незалежно від коливань породи, тому що акустичний опір середовища для коливань флюїду зменшується. Флюїд, в свою чергу, із збільшенням об'єму пор

(пористості) все менш впливає на скелет породи, по якому проходить поперечна хвиля, коливна швидкість якої набуде значення характерного для непроникних порід даного літотипу.

Як видно із залежності показаної на рис. 2, значення \bar{C}_S для правої вітки буде набувати від'ємних значень. З іншої сторони величина \bar{C}_ϕ , згідно (1), не може набувати від'ємного значення. Аналізуючи процес взаємодії повздовжніх та поперечних коливань у хвильовому акустичному полі, ми отримали не коливну швидкість повздовжньої хвилі у поровому флюїді, а величину, що враховує вплив коливань порового флюїду на коливну швидкість повздовжньої хвилі в породі-колекторі, яка є базовою для визначення коефіцієнту пористості. Тобто, судячи із отриманого, автори [1, 2] неправомірно у рівнянні (1) знехтували останнім членом у правому доданку ($K_n^{ef} \rho_\phi \bar{C}_{vid}$). Навіть при $\bar{C}_P=56$ ум.од., згідно наших даних, і $K_{n\text{ керн}}=28\%$ та відомому $\bar{C}_{ск}=6,1$ ум.од., згідно розрахункової формули (5) не отримаємо задовільного результату, який відповідав би середній коливній швидкості повздовжньої хвилі у скелеті породи. Якщо поглянути на формулу (1), то отриману величину (позначимо її за $\bar{C}_{ум}$), яка враховує вплив коливань флюїду на середню коливну швидкість повздовжньої хвилі, можна тлумачити наступним чином.

При малих значеннях пористості 1,5...10% останнім членом правої частини дійсно можна знехтувати. Із збільшенням відкритої пористості, якою найбільш користуються, різко зростає коефіцієнт проникності, а відповідно і коефіцієнт ефективної пористості. За таких умов у формулі (1) спрацьовує останній член у правій частині рівняння ($K_n^{ef} \rho_\phi \bar{C}_{vid}$). Він призводить до зменшення величини правої частини швидше, ніж може зменшуватися $\rho_P \bar{C}_P$, за рахунок зміни ρ_P . Разом з тим нами показано [6], що при збільшенні коефіцієнту пористості збільшується середня коливна швидкість повздовжньої хвилі. При збільшенні відкритої пористості збільшується фільтрація, \bar{C}_P та K_n^{ef} . В результаті цього при деякому значенні пористості другий та третій доданок правої частини рівняння (1) стають рівними і $\bar{C}_{ум}=0$. При подальшій зміні пористості (в сторону збільшення) третій доданок ($K_n^{ef} \rho_\phi \bar{C}_{vid}$) переважає другий ($K_n \rho_\phi \bar{C}_\phi$) і як результат $\bar{C}_{ум}<0$.

Оскільки величину \bar{C}_{vid} оцінити важко, а коефіцієнт ефективної пористості невідомий, то для визначення коефіцієнту пористості за даними сере-

дніх коливних швидкостей повздовжньої хвилі, при відсутності залежності "кern-геофізика", на основі статистичних даних нами виведена формула:

$$K_n = \frac{(\bar{C}_P - \bar{C}_S)0,1}{\left(\frac{\rho_\phi}{\rho_{ск}} \bar{C}_{ум} - \bar{C}_{ск}\right) + \left(1 - \frac{\rho_\phi}{\rho_{ск}}\right) \bar{C}_P} \quad (6)$$

За ρ_ϕ приймаємо густину фільтрату бурового розчину, як такого, що є основним, при наявності гідродинамічної нерівноваги між буровою рідиною і флюїдом, який впливає на обмін енергією між стаціонарним потоком флюїду та акустичним полем у радіусі дослідження методом акустичних коливань.

Слід також зауважити, що критичні значення $\bar{C}_{умл}$ і $\bar{C}_{умп}$ для різних відкладів і конкретних гідродинамічних умов будуть різними, в залежності від кута нахилу правої та лівої вітки залежності показаної на рис. 2. Але характер кривої не зміниться. При наявності в розрізі колекторів з $K_n < 10\%$ ми будемо мати тільки ліву вітку, а при $K_n > 10\%$ – праву. При зміні $K_n \approx 2...13\%$, тобто в широкому діапазоні - дві вітки.

Нами пропонується спосіб визначення величини $\bar{C}_{ум}$, яка враховує вплив коливань флюїду та його гідродинамічного стану на величину середньої коливної швидкості повздовжньої хвилі:

1) порівнюємо величини середніх коливних швидкостей повздовжньої та поперечної пружних хвиль;

2) точки перетину усереднених ліній для правої та лівої вітки з віссю \bar{C}_P покажуть діапазон зміни величини $\bar{C}_{ум}$ для конкретних відкладів та гідродинамічних умов;

3) після цього вибір значення $\bar{C}_{ум}$ здійснюється наступним чином:

- для порід, коливна швидкість яких змінюється в межах від $\bar{C}_{ск}$ ум.од. до $\bar{C}_{умл}$ ум.од., береться значення $\bar{C}_{ум} = \bar{C}_{умл}$ (перетин з віссю \bar{C}_P дотичної лівої вітки);

- для порід, коливна швидкість яких більша за $\bar{C}_{умл}$, величина $\bar{C}_{ум}$ буде зменшуватися від значення $\bar{C}_{умл}$ на величину різниці \bar{C}_P і $\bar{C}_{умл}$. Наприклад, (рис. 2) $\bar{C}_P=30$ ум.од., перетин дотичної лівої вітки залежності 2 вказує на величину $\bar{C}_{умл}=19$ ум.од., в нашому випадку $\bar{C}_P > \bar{C}_{умл}$, тому $\bar{C}_{ум}=19-(30-19)=8$ ум.од.)

Даний метод визначення $\bar{C}_{ум}$ буде мати перевагу над іншими способами в тому, що у нашому випадку величину $\bar{C}_{ум}$ слід розглядати як конкрет-

ну фізичну складову хвильового акустичного поля, яка залежить від багатьох вищеописаних факторів і визначається для конкретних умов.

Для розрахунків у рівняння (6) значення густини флюїду ρ_f беремо з апіорних відомостей про густину фільтрату бурового розчину. У нашому випадку $\rho_f=1130 \text{ кг/м}^3$. Значення густини скелету породи можна знаходити з апіорних відомостей про її мінералогічний склад.

Як результат розрахунку, наведемо графік співставлення коефіцієнтів пористості розрахованих за нашою методикою з коефіцієнтами пористості визначеними на керновому матеріалі (рис. 3).

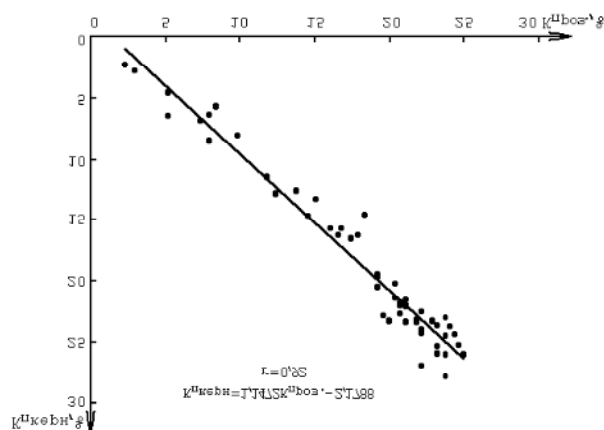


Рис. 3. Співставлення коефіцієнтів пористості, які визначені по керну і середній коливній швидкості повздожньої хвилі

Узагальнюючи вище приведене, можна зробити висновок, що методичний підхід до визначення коефіцієнту пористості порід-колекторів за допомогою даних про величину коливних швидкостей є досить ефективний не тільки для всіх нафтогазових родовищ України.

1. Краткое методическое руководство по интерпретации данных динамического каротажа. Отчет ОМП 101/86 НФФ ВНИИГеофизики, 1986.
2. Отчет по опытно-методическим работам «Внедрение динамических методов акустического каротажа для выделения карбонатных коллекторов сложного типа на Сибирской платформе». - Нарофоминск, 1989.
3. Бергман Л. Ультразвук и его применение в науке и технике / Под ред. В. С. Григорьева, Л. Д. Розенберга. Пер. с англ. М.: Изд-во иностр. лит., 1956. - 726 с.
4. Ивакин Б. Н., Карус Е. В., Кузнецов О. Л. Акустический метод исследования скважин. - М.: Недра, 1978. - 320 с.
5. Грбовицкий Г. Б., Щербакова Т. В., Федорова Е. С. Оценка пористости пород по данным акустического каротажа // Разведочная геофизика. - 1966. - Вып. 15. - С. 117-124.
6. Кашуба Г. О. Динамична геоакустична модель присвердловинної зони колектора // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - 1999. - Вып. 36. - Т. 1. - С. 161-167.

МЕТОДИЧНІ ОСНОВИ РОЗРОБКИ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПІДСИСТЕМ ІАСК ДК “УКРТРАНСГАЗ”

© Дубровський В. В., Ільченко Я. П., 2002
НДПІАСУтрансгаз, м. Харків

Викладені основні методичні основи і напрямки розробки ІАСК блоком економічних завдань у газовій галузі з метою підвищення ефективності роботи нафтогазового комплексу України.

Важливим напрямком, спрямованим на підвищення ефективності роботи підприємств нафтогазового комплексу є подальша автоматизація технологічних процесів, устаткування, форм і методів керування на основі розробки і впровадження засобів та систем автоматизації, телемеханізації, комп'ютеризації та нових інформаційних технологій.

Науково-технічні дослідження та впровадження їх результатів у виробництво – є однією із площин діяльності вчених відділення “Автоматизація

технологічних процесів та виробничо-господарської діяльності” Української нафтогазової академії.

На перше місце при вирішенні проблеми підвищення економічної ефективності роботи галузі ставиться створення багаторівневої інтегрованої системи керування НАК “Нафтогаз України” (ІАСК НАК “Нафтогаз України”) в складі: ІАСК ДК “Укртрансгаз” та ІАСК ДК “Укргазвидобування”.

Роботи в напрямку створення ІАСК ДК “Укртрансгаз” активно виконуються з 2000 р. Реалізація концепції ІАСК НАК “Нафтогаз України” та її скла-