

Обговорення результатів досліджень. На рис. 2 отримана загальна структура щільності нижнього півпростору на ділянці зйомки. Тут виділений блок порід з високою щільністю (гнейсів) із прониклими в нього інтрузіями гранітів. З заходу ($Y=4000$ м.) і зі сходу ($Y=9000$ м.) цей блок обмежений меридіональними зонами високих градієнтів щільності від блоків гранітів і мігматитів, що примикають до нього. Є також дві зони більш слабких градієнтів щільності широтного напрямку ($X=12500-14000$ м і $X=3000-5000$ м), що менш чітко визначають контакти двох типів порід. На рис. 3 права широка зона проявляється більш чітко, а ліва має вигляд системи діагональних пересічних зон. Вплив блоку з великою щільністю в самому південно-західному куті карти (рис. 1) вилучено системою уступів, що визначають регіональний фон поля сили тяжіння. З рис. 3-4 видно, що одна з дрібних інтрузій гранітів проникла в блок гнейсів. Мігматити, що утворилися, мають аномальну щільність на $0,1$ г/куб. см менше, ніж гнейси. Зони високих градієнтів щільності складаються з вишикуваних в одну лінію блоків із щільністю, що відрізняється одна від іншої. При визначенні вертикальної потужності блоків нелінійними методами (рис. 5) у розв'язку ОЛЗГ визначається більш точно аномальна щільність кожного блоку, а тому різка зміна щільності від одного до сусіднього блоку вздовж однієї лінії ідентифікується як широка тектонічна зона.

Висновки. Отримані по залишковому гравітаційному полю результати інтерпретації дозволяють вивчити детально структуру зон високих градієнтів щільності та ідентифікувати їх як широкі меридіона-

льні зони розламі. Діагональні зони розламі мають аналогічну структуру.

Приведені результати застосування гравіметрії доводять, що можна планувати проведення детальних гравіметричних зйомок з метою вивчення зон розламі та розробки методів забезпечення безпеки споруджуваних промислових і житлових об'єктів.

1. Миненко П.А., Миненко Р.В. Исследование структуры гранито-мигматито-гнейсовых комплексов украинского щита нелинейными методами гравиметрии. "Научный вестник Национального горного университета", №9, Днепропетровск, 2005, с.66-68.
2. Миненко П.А. Линейно-нелинейная обратная задача гравиметрии при поисках рудных месторождений в приповерхностной части Украинского кристаллического щита. "Сборник научных трудов Национального горного университета", №23, Днепропетровск, 2005, с.136-143.
3. Миненко П.А. Особенности решения обратной линейно-нелинейной задачи гравиметрии. "Геоинформатика", НАНУ, Центр менеджменту та маркетингу в галузі наук про Землю ІГН НАН України, №4, 2005, с.31-35.
4. Страхов В.Н. Новая технология интерпретации локальных гравитационных аномалий в двухмерной постановке. "Геоинформатика", №1, К., 2005, С. 27-31.
5. Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы. М., "Наука", 1989, с.430.
6. В.Н.Страхов. О решении линейных обратных задач гравиметрии и магнитометрии. ДАН СССР, т.310, №6, 1991, с.1348-1352.
7. Булах Е.Г., Ржаницын В.А., Маркова М.Н. Применение метода минимизации для решения задач структурной геологии по данным гравиразведки. Изд-во "Наукова думка", К., 1976, 220с.
8. Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. К., "Наукова думка", 1978, с.218.
9. Булах Е.Г., Маркова М.Н., Тимошенко В.И., Бойко П.Д. Математическое обеспечение автоматизированной системы интерпретации гравитационных аномалий. К., "Наукова думка", 1984, с.112.
10. Старостенко В.И., Козленко В.Г., Костюкевич А.С. Сейсмогравитационный метод: принципы, алгоритмы, результаты. //Вісник АН УРСР. 1986, №12, с.28-42.
11. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. М., "Наука", 1979, с.183.

УДК 550.83

В.М. Курганський, д-р геол.-мінералог. наук.
В.В. Рябуха, асп.

ВИЗНАЧЕННЯ ЛІТОТИПУ ТЕРИГЕННИХ ПОРІД НИЖНЬОГО КАРБОНУ ЗА ХАРАКТЕРОМ ЗВ'ЯЗКУ $P_n = f(K_n)$ НА ПРИКЛАДІ ЛОХВИЦЬКОЇ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНІЧНОЇ ЗОНИ ДДЗ

Проведені детальні петрофізичні дослідження нижньокам'яновугільних порід-колекторів Лохвицької структурно-тектонічної зони (Дніпро-Донецька западина, Україна). Показано можливість визначення літотипу порід за характером зв'язку $P_n = f(K_n)$

The detailed complex petrophysical investigations of the Lower Carbon rocks of the Loxvitska structurally-tectonic zone (the Dnieper-Donets depression, Ukraine) have been made. The probability to determine lithotype of rocks on the basis of relation $P_n = f(K_n)$ is indicating

Вступ

Сучасні методи ГДС забезпечують можливість детального вивчення геологічних розрізів, розкритих свердловинами: розчленування їх на окремі пласти та пропластки, визначення (або уточнення) літології виділених об'єктів, визначення в них порід-колекторів, встановлення характеру їх насичення, отримання основних параметрів, необхідних для підрахунку запасів нафти і газу та обґрунтування їх граничних значень. Надійною основою для інтерпретації усіх методів ГДС є зв'язки, встановлені між параметрами, вимірними в свердловинах, і петрофізичними властивостями порід, вивченими в лабораторних умовах на керні. В складнобудованих поліфаціальних розрізах, класичним прикладом яких є продуктивний розріз нижнього карбону ДД³, петрофізичні моделі в межах навіть одних і тих же теригенних відкладів істотно відрізняються, і відповідно потребують уточнення.

В статті публікуються результати вивчення характеру впливу структури порового простору порід-

колекторів різних літотипів на їх електричні характеристики і пропонується спосіб визначення літотипу теригенних порід за характером зв'язку $P_n = f(K_n)$.

Об'єкт та суть дослідження. Об'єктом дослідження були обрані піщано-глинисті відклади нижнього карбону, які складають Лохвицьку структурно-тектонічну зону ДД³.

По цій зоні виконаний повний комплекс літолого-структурних, петрографічних, геохімічних і петрофізичних досліджень в атмосферних і пластових умовах, а також є дані ГДС, що дозволило розробляти петрофізичні моделі і будувати основні залежності типу "керна-керна" та "керна-геофізика"[1].

За результатами петрофізичних досліджень візейсько-турнейська продуктивна товща диференціюється на дві основні товщі – верхньовізейську та нижньовізейсько-турнейську.

Верхньовізейська товща представлена чергуванням піщано-глинистих порід з рідкими прошарками вапняків та вугілля. Пласти-колектори представлені

пісковицями, в основному, дрібнозернистими. Забарвлення порід переважно ясно-сіре. Коричневі та бурваті кольори порід зумовлені вмістом в них нафтового бітуму та залізо-карбонатних стягнень. Ступінь відсортованості уламкового матеріалу, в основному, висока, рідше – середня та низька. Форма зерен неправильно ізометрична, напівобкатана, рідше – обкатана та напівкутувата. Мінеральна частина піщаних порід – кварцова (80-100%). В уламковій частині переважають кварцити. Постійно присутні зерна та стягнення піриту. В окремих безцементних ділянках спостерігаються зрощені зерна (кластери). Алевроліти верхньовізейського віку за мінеральним складом близькі до дрібнозернистих пісковиц. Текстура їх безладна або тонкошарувата, зумовлена розташуванням вуглисто-детриту, лусочок слюди, зерен піриту, оксидів заліза.

Пластинко-колектори турнейського ярусу складені пісковицями – від дрібнозернистих до гравійних різниць, в різному ступені зцементованих. Зустрічаються слабо зцементовані рихлі породи. За мінеральним складом піщані породи турнейського ярусу поліміктові. Вміст в них кварцу від 50-70 до 95%. В уламковій частині переважає кварцит, кислі ефузивні серицитизовані та пілітизовані.

Ступінь відсортованості кластичного матеріалу низький. Розмір зерен від 0,03 до 3,5 мм. Форма уламків неправильно-ізометрична, напівобкатана.

Внаслідок катагенетичних процесів в піщаних породах нижнього карбону утворилися вторинні мінерали (кварц, кальцит, доломіт, сидерит, барит, каолінит, пірит та сфалерит) з новими фізичними та молекулярно-поверхневими властивостями. Часткова гідрофобізація цих порід завершила цей процес.

По всьому розрізу породи нижнього карбону розбиті густою сіткою різнонапрямлених мікротріщин. На окремих ділянках встановлена підвищена мікротріщинуватість, особливо горизонтальна по нашаруванню. Тріщини прямолінійні, кулісоподібні, звивисті, заповнені мінеральною або органічною речовиною. Відкриті тріщини заповнені бітумом. Розкриття тріщин іноді досягає 10-15 мкм. Вони, ймовірно, обумовили промислову проникність низькопористих порід турнейського ярусу.

Одним з найбільш поширених вторинних глинистих мінералів, розвинених в породах-колекторах нижнього карбону ДДЗ, є каолінит. Він переважно входить до складу цементу та розвивається по гідрослюді або по мусковиту.

Як відомо питомий електричний опір порід залежить від мінерального складу кластичної і цементуючої частин, структурно-текстурних особливостей, ступеню епігенетичних перетворень та від структури порового простору [2-4].

Пластична складова твердої фази має сильно розвинуту поверхню, яка адсорбує значну кількість води і солей. Унаслідок цього електричний питомий опір $\rho_{г.л.м}$ пластичної складової в пластових умовах істотно відрізняється від її електричного питомого опору в сухому стані. Останній близький до електричного питомого опору більшої частини мінералів, що утворюють скелетну складову твердої фази. Тому для порід, що залягають на глибинах до 3000 м, пористість, водонасиченість, електропровідність тісно залежать від вмісту в них глини.

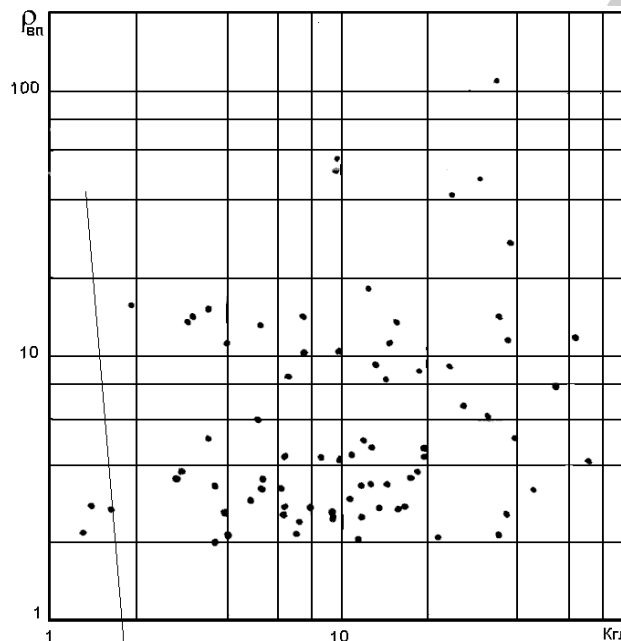


Рис. 1. Вплив глинистості піщано-алевролітових порід нижнього карбону на $\rho_{вп}$

На глибинах 3000 м та більше первинні колектори ущільнюються, дрібнозернисті пісковики та алевроліти стають практично непроникними. В середньо- та крупнозернистих пісковицях з глибиною менш помітно зменшується пористість та проникність. Починають утворюватися вторинні колектори. В складнобудованих глибоко-залягаючих колекторах відсутність в пелітовій фракції глинистих мінералів порушила тісний зв'язок між питомим електричним опором піщаних порід та їх глинистістю. З рис.1 видно, що кореляційного зв'язку між коефіцієнтом об'ємної глинистості та питомим електричним опором порід при 100% їх насиченні ($\rho_{вп}$) немає. Різна електропровідність аналогічних літотипів порід нерідко обумовлена мікрівмістом електропровідних мінералів.

На базі петрофізичних досліджень теригених порід нижнього карбону ($C_1^V - C_1^I$), проведених раніше з метою вивчення структури порового простору порід, вивчався вплив літотипу порід на їх електричні характеристики [5].

Вимірювання проводилися на зразках циліндричної форми, розміром 30x30 мм. Вимоги, що пред'являлися зразкам – висока чистота обробки поверхні, паралельність торців, відсутність сколів і макротріщин, та абсолютна очистка їх від вуглеводнів і солей.

Електричні властивості визначалися в атмосферних та пластових умовах. Вимірювання $\rho_{вп}$ проводилися на мосту змінного струму з цифровою реєстрацією при 100% водонасиченні зразка моделлю пластового флюїда.

За даними $\rho_{вп}$ та $\rho_{в}$ розраховувалось значення відносного опору – параметру пористості (P_n):

$$P_n = \frac{\rho_{в}}{\rho_{вп}} = f(K_n)$$

Цей зв'язок обумовлений тим, що питомий електричний опір чистої (без домішки глинистого матеріалу) породи $\rho_{вп}$ є функцією об'єму пор породи, які повністю насичені флюїдом з питомим опором $\rho_{в}$.

Ця залежність описується емпіричним рівнянням Дахнова-Арчі:

$$P_n = \frac{a}{K_n^m}$$

де a , m – величини, що залежать від літолого-структурних особливостей порід.

За даними Комарова С.Г. коефіцієнт a змінюється у інтервалі від 0,5 до 1. Структурний коефіцієнт m Комаров С.Г. називає коефіцієнтом цементації і вказує, що для теригенних порід він змінюється від 1,3 для рихлих пісковиків до 2 для ущільнених пісковиків [3].

Еланський М.М. у своїй роботі [6] зазначає, що на структурний коефіцієнт впливає не лише ступінь цементації а й глибина та ступінь гідрофобізації порід. Так, у

теригенних гідрофільних відкладах цей коефіцієнт, в залежності від ступеня їх ущільнення та цементації, буде коливатися в межах 1,3-2. У випадку недоущільнених відкладів він буде наближеною до лінійної функцією глибини. А для гідрофобізованих порід структурний коефіцієнт m буде приймати більш високі значення.

Встановлено, що основні зміни петрофізичних параметрів, зокрема електричних, порід-колекторів зумовлені структурою їх порового простору, за характером якого нами була проведена диференціація порід на 4 типи (табл.1) [4].

Таблиця 1. Типізація теригенних порід нижнього карбону за структурою порового простору

Породи	I тип дрібнозернисті пісковики та алевроліти	II тип крупнозернисті пісковики, гравеліти	III тип крупнозернисті та середньозернисті пісковики	IV тип дрібнозернисті пісковики та крупнозернисті алевроліти кварцового складу
Відсортованість ластичного матеріалу	низька	різна	висока	висока
Вік	турнейський	турнейський	візейський та турнейський	верхньовізейський
r пор, мкм	$\leq 2,5$, переважають 0,16-2,5	≤ 4 , незначні об'єми великих пор (до 25).	> 1 , переважають $> 6,3$, присутні > 10	$> 6,3$, до 50% порових каналів > 10
$K_{пр}$, $\times 10^{-15}$ м ²	Практично непроникні	1 – 50	250 – 500	300 – 1000
K_p , %	низькопористі	до 10	14-20	18-20
Ємнісно-фільтраційні властивості			високопродуктивні, з високою потенційною віддачею флюїда.	аномально високі для глибин більше за 3000 м
Змочуваність	гідрофільні	гідрофільні	гідрофобні	гідрофобні

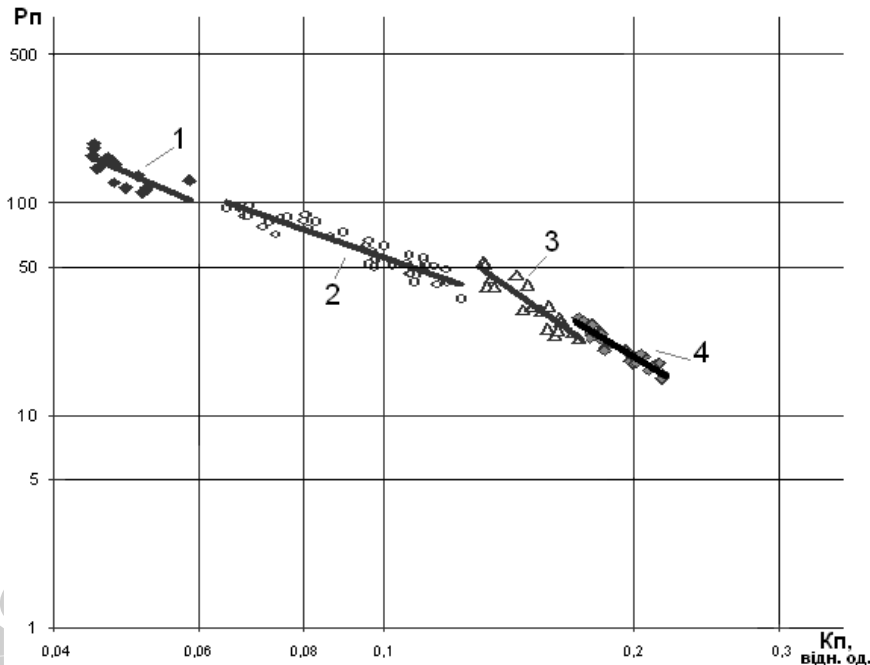


Рис.2. Залежність параметра пористості (P_p) піщано-алевролітових порід нижнього карбону Лохвицької структурно-тектонічної зони ДДз від коефіцієнту пористості (K_p) для різних літотипів: 1) для погано відсортованих дрібнозернистих пісковиків нижнього карбону (C_1^I) $P_p=0.81K_p^{-1.70}$, $r=0.71$; 2) для крупнозернистих пісковиків нижнього карбону (C_1^I) $P_p=2.38K_p^{-1.37}$, $r=0.94$; 3) для добре відсортованих середньозернистих пісковиків нижнього карбону (C_1^{IV}) $P_p=0.19K_p^{-2.73}$, $r=0.90$; 4) для добре відсортованих дрібнозернистих пісковиків і грубозернистих алевролітів нижнього карбону (C_1^V) $P_p=0.45K_p^{-2.32}$, $r=0.92$.

Висновки. Коректність проведеної типізації порід-колекторів нафти і газу за критерієм структури порового простору підтверджується різним характером кореляційних зв'язків між параметром пористості (P_p) та коефіцієн-

том пористості (K_p) для кожного з цих типів (рис.2). Для практично непроникних низькопористих порід першого типу значення P_p високі через низький ступінь відсортованості кластичного матеріалу (лінія 1, $P_p=0.81K_p^{-1.70}$,

$r=0.71$). Крупнозернисті пісковики та гравеліти з K_p до 10% мають R_p від 40 до 100 (лінія 2, $R_p=2.38K_p^{-1.37}$, $r=0.94$). Степінь при K_p -1,7 та -1,37 для першого та другого типів порід відповідно підтверджує гідрофільність цих порід. Для крупнозернистих та середньозернистих пісковиків третього типу, які мають високий ступінь відсортованості кластичного матеріалу, лінія регресії знаходиться у діапазоні значень R_p від 23 до 52 (лінія 3, $R_p=0.19K_p^{-2.73}$, $r=0.90$). Дрібнозернисті породи четвертого типу мають аномально низький R_p (лінія 4, $R_p=0.45K_p^{-2.32}$, $r=0.92$). При досить високій відсортованості кластичного матеріалу породи знижується звивистість пор (Т), яка визначається за формулою: $T^2 = R_p \times K_p$. Для гідрофобізованих порід третього та четвертого типів структурний коефіцієнт m дорівнює відповідно 2,73 та 2,32.

Аномально низькі значення R_p порід четвертого типу обумовлені вторинним перетворенням порового простору порід. Вони містять до 50% порових каналів розміром більше за 10 мкм. За рахунок зростання кварцових зерен у кластери породи поводяться як крупнозернисті.

Все вищезазначене вказує на те, що четвертий літотип можна вважати найкращим колектором нафти та газу серед

порід, що вивчаються, і можна впевнено віднести його до II класу піщано-алевритових колекторів (за А.А.Ханінін) [4].

Результати роботи можуть бути використані для визначення літотипу порід за характером зв'язку $R_p = f(K_p)$. Для цього за даними ГДС будується графік залежності $R_p = f(K_p)$ для порід, що вивчаються, який порівнюють з залежностями, зображеними на рис.2. За положенням лінії регресії, отриманої за даними ГДС, відносно модельних (рис.2, лінії 1, 2, 3, 4) судять про літотип порід.

1. Курганский В.Н. Петрофизические и геофизические методы изучения сложнопостроенных карбонатных коллекторов нефти и газа. – К. "Карбон-Лтд", 1998, 167 с. 2. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985, 310 с. 3. Итенберг С.С. Промысловая геофизика. – Гостоптехиздат 1961, 388 с. 4. Ханин А.А. Порода-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. – М.: Недра, 1973, 304 с. 5. "Вивчення структури порового простору порід-колекторів нижнього карбону на Яблунівському нафтогазоконденсатному родовищі". Рябуха В.В. \ Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики. – Київ, 2006. с.133-139. 6. Элланский М.М. "Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (методическое пособие) – Издательство ГЕРС. 2001. 229 с.

УДК 550.834

Сорокін О.П., Слободянюк С.О., Сірченко В.В.

ЗАСТОСУВАННЯ КОМПЛЕКСУ ГЕОФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ПРОГНОЗУ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНОСТІ В УМОВАХ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.

Достовірність прогнозу покладів вуглеводнів, при пошуках і розвідці резервуарів ВВ геофізичними методами, залежить від інформативності кожного методу в конкретних геологічних умовах і характеризується фактором визначеності $0 < F_D < 1$. Застосування комплексу геофізичних методів дозволяє всебічно вивчити геологічну будову перспективних об'єктів. Відповідність масштабів і методики досліджень забезпечує повноту достовірної інформації про будову, склад і стан геологічного простору. Для впевненого прогнозу геологічного розрізу (фактор визначеності більше 0,9) необхідно мати збіжність від 4 до 8 незалежних параметрів різних геофізичних полів. Це забезпечує коефіцієнт успішності пошуково-розвідувального буріння в межах 0,62 – 0,8.

Authenticity prediction of hydrocarbons deposit, at the searches and exploring of hydrocarbons reservoirs by geophysical methods, relies on informing of every method in concrete geological condition and is characterized by the factor of definiteness $0 < F_D < 1$. Application complex of geophysical methods for study allows comprehensively the geological structure of perspective objects. Conformity scales and methods of investigation provide plenitude of authentic information about the structure, composition and condition of geological space. For the sure prediction of geological section (factor of definiteness more than 0,9) it is necessary to have coordination from 4 to 8 independent parameters of different geophysical fields. It provides the successful coefficient of the exploring well drilling within the limits of 0,62 – 0,8

Вступ.

Відкриття ряду родовищ нафти і газу на Північному борту Дніпровсько-Донецької западини (ДДз) робить цей регіон актуальним для нагромадження ресурсної бази України. Вирішення цієї задачі можливе на основі системного підходу і при використанні широкого комплексу геофізичних методів. Системність підходу полягає в оптимальній організації і проведенні геолого-геофізичних досліджень на всіх стадіях і етапах геологорозвідувальних робіт. При цьому необхідно витримувати відповідність масштабів досліджень, щоб одержати максимум достовірної інформації при ефективному використанні кожного методу.

В даній статті розглядається досвід застосування технологічного комплексу геофізичних методів для підвищення достовірності прогнозування нафтогазоперспективності геологічного розрізу при пошуках і розвідці резервуарів вуглеводнів Державним геофізичним підприємством "Укргеофізика". Системний підхід забезпечує повноту використання всієї геолого-геофізичної інформації і повноту реалізації можливостей кожного методу за умови оптимізації витрат на геологорозвідувальні роботи.

Прогнозування нафтогазоперспективності геологічного розрізу виконується на регіональному, зональному і локальному рівнях. Достовірність прогнозу забезпечу-

ється застосуванням широкого комплексу геофізичних методів: наземної і свердловинної сейсмозв'язки, граві-магніторозвідки, електророзвідки, ГДС, тощо. Поклади вуглеводнів виявляються і фіксуються аномаліями параметрів геофізичних полів з деякою вірогідністю, або фактором визначеності в межах $0 < F_D < 1$.

Необхідність подальшого вдосконалення методики пошуків і розвідки родовищ нафти і газу геофізичними методами, обумовлена складністю будови, складу і стану геологічного середовища. Серед комплексу геофізичних методів провідна роль належить, безумовно, сейсмозв'язці, що покликана забезпечити основний обсяг детальної достовірної інформації про будову геологічного простору.

З врахуванням складності будови геологічного простору, ведуться розробки більш адекватних моделей середовища для вирішення прямої і оберненої кінематичної і динамічної задач сейсмозв'язки. Як правило, тонкошаруване геологічне середовище ускладнене системами тріщинуватості різного напрямку. Якщо цих систем три і більше, то такий геологічний простір можна апроксимувати моделлю триклинного гіротропного середовища [9,10]. Глибоке наукове опрацювання цих проблем покликане забезпечити розвиток нових технологій пошуків і розвідки резервуарів вуглеводнів.