

**ВПЛИВ КАТАГЕНЕЗУ ПОРІД  
НА ГАЗОЄМНІ ВЛАСТИВОСТІ ПІСКОВИКІВ**

Породы угленосной толщи Донбасса, которые расположены вблизи угольных пластов одинаковых марок, во время катагенеза испытывали существенно различное литостатическое давление (меньшее в периферических районах, большее в центральных). Это отразилось на их пористости и газоемкостных свойствах.

**INFLUENCE KATAGENESIS OF BREEDS ON FREE GAS  
OF SANDSTONE PROPERTIES**

Breeds tenor of coal measures of Donbass, which are located near to coal layers of the identical marks, in time katagenesis have tested much various lithostaticiskoe pressure (smaller in peripheral areas, greater in central). It was reflected on them porosity and free gas properties.

В останній час у значній кількості країн світу розпочато роботи з промислового видобутку горючих газів із вугільних родовищ. Значні запаси метану накопичені у вугільних басейнах України. Зокрема, у найбільшому з них Донецькому басейні, вони складають понад 20 трлн. м<sup>3</sup>. На сьогодні вже склалось повне усвідомлення необхідності видобутку метану з вугільних родовищ. Це дозволить вирішити комплекс проблем – підвищити економічну ефективність розробки вугільних родовищ, підвищить безпеку роботи вуглевидобувних підприємств за рахунок попередньої дегазації, покращить екологічний стан родовища за рахунок зменшення викидів у атмосферу. Розпочато експериментальний видобуток метану з вугільних родовищ на ряді об'єктів. Зокрема на полях шахт ім. О.Ф. Засядька, "Південно-Донбаська 3" видобувається метан з поверхневих свердловин. Розроблено та розпочато виконання проекту дослідно-промислових випробувань для визначення раціональних шляхів видобутку метану з вугільних родовищ Донбасу. Роботи плануються на п'яти полігонах, в першу чергу на Красноармійському.

Гірничий масив потрібно розглядати як єдину систему, що складається з вугільних пластів, вміщуючих порід та газів і розчинів, які їх насичують. Розповсюдження метану у вугленосній товщі є нерівномірним. Воно залежить від багатьох геологічних факторів. На протязі багатьох років зусилля геологів були спрямовані переважно на дослідження газоносності вугільних пластів. Вважалося, що на сучасних глибинах розробки саме газ вугільних пластів є головним у газовому балансі вуглевидобувних підприємств. Оточуючим породам приділялась значно менша увага, так як вважалося, що кількість газу в них є відносно невеликою. Однак, постійне збільшення глибини гірничих робіт, а також дані про наявність значної кількості газу у так званих пастках у гірничих породах доводить актуальність дослідження газоносності в комплексі всього вуглепородного масиву. Необхідність дослідження газів у породах є ще більш актуальною, якщо врахувати, що поряд з Донбасом розташовуються класичні нафтогазові і газові родовища Дніпровсько-Донецької западини. Переважна кількість

газових родовищ у Дніпровсько-Донецькій западині пов'язана з брахіантиклінальними структурами. Крім того, зустрічаються пастки літолого-тектонічного типу, в яких газове родовище екранується розривними порушеннями. Колекторами є переважно пісковики карбонового, іноді раньопермського віку [1, 2]. Склад газу на цих родовищах є переважно метановим. Але взагалі в породах зустрічаються частіше азотні та вуглеводнево-азотні гази. Склад газів в родовищах ДДЗ і у вугільних пластах та вміщуючих породах Донбасу в цілому є однаковим, але вміст метану у вугільних пластах та породах відрізняється. Як вказувалось раніше, газова зональність в них не співпадає. Наприклад, у Павлоградсько-Петропавлівському та Лозівському геолого-промислових районах Донбасу вугільні пласти з глибин 200 – 300 м розташовуються вже в зоні метанових газів, а оточуючі породи навіть до глибин у 650 м розташовуються в зоні газового вивітрювання. Але, незважаючи на це, в оточуючих породах зустрічаються пастки, в яких сконцентровано гази переважно метанового складу. Відомі геологорозвідувальні свердловини, з яких протягом років і навіть десятиліть інтенсивно виділялись метанові гази.

У Красноармійському геолого-промисловому районі Донбасу газонасність порід, яка визначена за допомогою методу МГРІ, складає 0,4 - 0,7 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> породи. Пористість пісковиків у середньому складає 10 – 11 %. Разом з тим, в цьому районі часто фіксувались інтенсивні виділення метану з геологорозвідувальних свердловин. Крім того, на вуглевидобувних шахтах району зафіксовано десятки суфлярів метану. Термін дії суфлярів складав від однієї доби до чотирьох років, вони відносяться переважно до геологічного типу, газ надходить в гірничі виробки переважно з вміщуючих порід [3].

У Донецько-Макіївському геолого-промисловому районі Донбасу метанонасність порід, що визначалась за даними газокернабірників, в середньому складала 2,3 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> породи. Як і в інших районах, із геологорозвідувальних свердловин часто спостерігались виділення метану із порід. За даними [4], переважна кількість таких свердловин розташовується на площах розвитку вугілля марок Г, Ж, де вони пов'язані з брахіскладками або тектонічними розривами. У шахтах району зафіксована велика кількість суфлярів метану. Автор вважає, що колектори, в яких накопичується газ, тут є переважно тріщинного типу. Про це свідчить низька пористість та газопроникність порід. На відміну від попереднього району, вплив тектонічних порушень на формування газових пасток у Донецько-Макіївському районі значно відрізняється. Тут вони є не екранами, а колекторами газу. Роль екранів відіграють непорушені, непроникні породи. Крім тектонічних пасток тут зустрічаються і літологічні пастки – пісковики з високою пористістю, великим вмістом газу і незначною природною вологістю.

На газоємні властивості гірських порід також значно впливає ступінь їх катагенетичних перетворень. Стаття присвячена розгляду особливостей катагенетичних властивостей порід, як одного з вагомих чинників їхньої газоємності. Під катагенезом мається на увазі стадія зміни осадових порід, що протікає після діагенезу і до початку метаморфізму. Він відбувається в умовах порівняно низьких температур і тисків. Проходять процеси послідовної та вибіркової пе-

рекристалізації, корозія і розчинення зерен мінералів, утворення, зростання нових мінералів, ущільнення порід. Ступінь катагенезу безпосередньо впливає на пористість порід.

У роботі І.В. Бучинської [5] детально розглянута зміна пористості пісковиків різних генетичних типів у Донецько-Макіївському, Красноармійському районах Донбасу та Південно-Західному вугленосному районі Львівсько-Волинського басейну. Звернемо увагу на райони південно-західної частини Донбасу. Для руслових пісковиків встановлено, що у Донецько-Макіївському геолого-промисловому районі їх пористість в цілому менша, ніж у Красноармійському. Максимальні вторинні перетворення є притаманними саме русловим пісковикам. Спостерігається велика кількість вторинних контактів, невелика кількість карбонатів і глинистого цементу, мінімальні зазори між уламковими зернами. За даними автора, межа між початковим та глибинним катагенезом порід у Донецько-Макіївському геолого-промисловому районі розташовується при переході від ступеня вуглефікації вугілля марок від 2Г до 3Г. Саме тут спостерігається стрибкоподібне зменшення пористості руслових пісковиків від майже 10 до 4%, а в зоні пізнього катагенезу сягає майже 2 %. У Красноармійському геолого-промисловому районі різке зменшення пористості руслових пісковиків від 13 до 5 % спостерігається для ступеня вуглефікації вугілля марок від 1Д до 3Г, і в зоні пізнього катагенезу до майже 4 %. Це підкреслює думку автора, що ступінь катагенетичних перетворень порід у Красноармійському геолого-промисловому районі є в цілому меншим, ніж у Донецько-Макіївському районі. Для пісковиків підводних виносів річок не спостерігається такої чіткої закономірності. Хоча, в цілому пористість цих пісковиків у Красноармійському геолого-промисловому районі є дещо вищою, за виключенням ступеня вуглефікації 3Г, що пов'язується із зростанням кількості карбонатного цементуючого матеріалу. Пісковики узбережжя моря мають найменші значення пористості і зазнають найменших катагенетичних змін. Так, межа між зонами початкового і середнього катагенезу для них значно зміщена і проходить в зоні розповсюдження вугілля марок К та ПС. Це пов'язано з малим розміром уламкових зерен, великою кількістю карбонатного та глинистого матеріалів, відсутністю органічної речовини. Основний висновок автора – існує тісний взаємозв'язок між пористістю порід, їх генетичним типом та ступенем катагенетичних перетворень.

Як відзначалось нами раніше, одним з головних геологічних чинників, що впливає на катагенетичні перетворення порід є тиск. При цьому тиск має дві складові: 1- постійно діючий літостатичний тиск, викликаний вагою вищезалягаючих порід; 2 – тимчасовий тиск, викликаний дією тектонічних стресових напруг. Літостатичний тиск викликається вагою вищезалягаючих порід. Його величина в загальному вигляді відображається формулою  $P = \gamma H$ , де  $\gamma$  - питома вага порід, а  $H$  - глибина залягання. Питома вага порід, які складають вугленосну товщу Донбасу (аргіліти, алевроліти, пісковики, вапняки) є близькою між собою і може вважатись без великої похибки однаковою. Цьому головним чинником, який обумовлює величину літостатичного тиску є глибина. Максималь-

на глибина занурення порід і відповідно максимальний літостатичний тиск існували в Донбасі у передінверсійний період на межі між ранньою та пізньою перм'ю. Літостатичний тиск був пропорційним глибині занурення, яка відбилась у потужностях накопичених порід.

Дослідженню потужностей осадової товщі Донецького басейну присвячені роботи О.З. Широкова [6], М.Л. Левенштейна [7], Ю.М. Нагорного, В.М. Нагорного [8] та інш. Встановлені основні закономірності зміни потужності кам'яновугільних покладів та реконструйовані потужності ранньопермських покладів, які на сьогодні є переважно розмитими. Більшість дослідників погоджується, що закономірності накопичення осадів під час нижнього, середнього, верхнього карбону та нижньої пермі були в цілому подібними. Встановлено, що потужності свит зростають від периферії до центру басейну та у напрямку з північного заходу на південний схід. Зона максимальних потужностей осадів співпадає з центральною частиною Південної синкліналі. Показано, що незважаючи на часткове скорочення площі осадоагромадження та її періодичне роздроблення у ранній пермі Донецький прогин на більшості території зберігав характер занурювальних рухів. Структура продовжувала розвиватись як єдине ціле – амплітуда прогину збільшувалась від країв до центру басейну і з північного заходу на південний схід. Але на цьому загальному фоні занурення деякі ділянки зупинялись, іноді дещо здіймались, що обумовило початок формування таких структур, як Головна антикліналь, Должано-Садкінська синкліналь та деякі інші.

Сумарна потужність відкладів карбону та нижньої пермі узагальнена у вигляді карти у роботі Ю.М. Нагорного. Спостерігається загальна тенденція у зростанні потужностей порід з північного заходу на південний схід та від периферії до центру басейна. Зокрема для районів дослідження сумарна потужність порід ( $C_1 + C_2 + C_3 + P_1$ ) складає: Красноармійський геолого-промисловий район – 4-8 км; Донецько-Макіївський геолого-промисловий район - 8-10 км; Центральний геолого-промисловий район 12-14 км.

Для встановлення глибини максимального занурення порід певну допомогу може надати аналіз ступеня вуглефікації найближче розташованих вугільних пластів, якщо врахувати термодинамічні умови їхнього формування. У роботі М.Л. Левенштейна [9] проаналізовані та узагальнені різні точки зору щодо температури формування вугілля різних марок. Зроблено висновок, що температури катагенетичних перетворень вугілля різних марок складали: Б-Д – 50...65°; Д-Г – 70...90 °; Г-Ж – 100..120 °; Ж-К – 120...140 °; К-ПС – 135...160 °; ПС-Т – 150...180 °; Т-ПА – 170...210 °; ПА-А – 190...240 °. Крім того доведено, що палеотермічний градієнт мало відрізнявся від сучасного і складав приблизно 3 ° на 100 м глибини, а для районів антрацитів градієнт був меншим і не перевищував 2,5 ° на 100 м.

У роботі Я.М. Кашпура [10] досліджено сучасні геотермічні умови на площі Донецького басейну. Встановлено, що в цілому спостерігається рівномірне зростання температури з глибиною. На цьому фоні спостерігаються певні температурні аномалії (не більше 1°) пов'язані з зонами активного водообміну, газона-

сиченості та іншими факторами. Дані автора про величину геотермічного градієнту свідчать, що геотермічні умови в товщі кам'яновугільних покладів є достатньо складними. Так, сучасні геотермічні градієнти змінюються для Красноармійського геолого-промислового району від 1,52 до 2,99° на 100 м, для Донецько-Макіївського геолого-промислового району – від 1,6 до 3,77° на 100 м; для Центрального геолого-промислового району – від 1,44 до 3,81° на 100 м. Загальні коливання сучасного геотермічного градієнту розміщуються переважно в межах 2-4° на 100 м.

У роботах В.В. Лукінова, Л.Я. Кратенка [11] та окремо Л.Я. Кратенка [12] робиться висновок, що палеоізоотермічні поверхні теплового поля у Донецькому басейні були не горизонтальними, як традиційно вважалось, а занурювались паралельно із зростанням потужностей осадових порід. Автори пояснюють це тим, що осадова піщано-глиниста товща, яка виповнювала прогин, мала погану проникність, була холодною, водонасиченою і повинна була зменшити тепловий потік з поверхні кристалічного фундаменту і тим самим деформувати теплове поле. Головний висновок, який можна зробити з цих робіт – це існування зворотного зв'язку між потужністю осадової товщі порід і величиною геотермічного градієнту. Шляхом перерахунків фактичних потужностей ізокатагенізованих зон автори визначають геотермічні градієнти для різних частин Донбасу. Так, палеогеотермічний градієнт для Красноармійського геолого-промислового району складав не менше 4° на 100 м, для Донецько-Макіївського геолого-промислового району - 3° на 100 м, для Центрального геолого-промислового району 2° на 100 м. Аналогічні результати про форму геотермічного поля дають і дослідження у сучасних глибоких западинах. Таким чином, із теоретичних доказів випливає, що вугілля однакових марок утворювалось у різних частинах Донецького басейну на неоднакових глибинах. Якщо взяти для розрахункової температури переходу між марками вугілля найменшу з наведених у роботі М.Л. Левенштейна [9] та значення палеогеотермічного градієнту 2, 3 та 4° на 100 м відповідно для Центрального, Донецько-Макіївського та Красноармійського геолого-промислових районів, а також температуру на поверхні Землі 20°, то можна розрахувати глибини формування різних марок вугілля для різних частин Донецького басейну. Дані розрахунків наведено у таблиці 1.

Таким чином, якщо прийняти за основу моделі дані, що палеотемпературний градієнт у центральних районах Донецького басейну складав біля 2°/100 м, а у периферійних районах – приблизно 4°/100 м, однакові марки вугілля були утворені у цих районах на суттєво відмінних глибинах (різниця сягає від 1 до 4 км). При цьому породи, що вміщують вугілля однакових марок, відповідно зазнавали дуже різного за величиною літостатичного тиску. Це без сумніву повинно впливати на ступінь їхнього катагенезу та газоємні властивості.

Як зазначалось вище, величина палеотемпературного градієнту залежала від потужності осадової товщі. Цей зв'язок є зворотнім. Чим більшою була загальна потужність осадових порід у передінверсійний період, тим меншим був термічний градієнт, і відповідно, більшого тиску зазнали породи, що вміщують однакові марки вугілля. Щоб розробити модель в якій опосередковано можна

врахувати різницю літостатичного тиску для різних районів необхідно його пов'язати із загальною потужністю осадів у передінверсійний період. Мінімальна загальна потужність порід ( $C_1 + C_2 + C_3 + P_1$ ) складає для Красноармійського геолого-промислового району 4 км, а для Центрального геолого-промислового району 12 км. Якщо прийняти, що різниця палеотермічного градієнту для цих районів  $2^\circ$ , то витікає, що кожний кілометр зростання потужностей вищезалігаючих порід викликає зменшення градієнту на  $0,25^\circ$ .

Таблиця 1 - Глибини формування вугілля різних марок у Красноармійському, Донецько-Макіївському та Центральному геолого-промислових районах Донбасу

Марки вугілля	Мінімальна температура перетворень, $^\circ$ (t поверхні $20^\circ$ )	Глибина перетворення, м			Різниця між глибинами перетворення між районами, м	
		Райони та геотермічні градієнти			Кр-Д-М	Кр-Ц
		Красноармійський (Кр), $4^\circ/100\text{м}$	Донецько-Макіївський (Д-М), $3^\circ/100\text{м}$	Центральний (Ц), $2^\circ/100\text{м}$		
Б-Д	50	750	1000	1500	250	750
Д-Г	70	1250	1670	2500	420	1250
Г-Ж	100	1750	2330	3500	580	1750
Ж-К	120	2500	3330	5000	830	2500
К-ПС	135	2875	3830	5750	955	2875
ПС-Т	150	3250	4330	6500	1080	3250
Т-ПА	170	3750	5000	7500	1250	3750
ПА-А	190	4250	5670	8500	1420	4250

Нами розроблено графічну модель розташування зон з різними значеннями палеотермічного градієнту для Донецького басейну. В підвалини моделі закладено дані, які витікають з підрахунків потужностей ізокатагенетичних зон різних районів Донбасу, що дало можливість співставити палеотермічні градієнти з загальною потужністю осадових порід у перед інверсійний період. Межі зон палеотермічний градієнтів  $2-3^\circ$  на 100 м, співпадають з ізопакітою сумарних потужностей порід ( $C_1 + C_2 + C_3 + P_1$ ) – 12 км, межа зони  $3-4^\circ$  на 100 м, відповідно з ізопакітою 8 км, і більше  $4^\circ$  на 100 м з ізопакітою 4 км. До першої зони (градієнт  $2^\circ$  і менше) відносяться Центральний, Чистяково-Сніжнянський, Селезньовський, Боково-Хрустальський, Должанно-Ровенецький та частина Краснодонського геолого-промислового району. До другої зони (градієнт  $2-3^\circ$ ) відносяться Донецько-Макіївський, Алмазно-Мар'євський, Луганський та частково Краснодонський геолого-промислові райони. До третьої зони (градієнт  $3-4^\circ$ ) належать Красноармійський, Лисичанський, Павлоградсько-Петропавловський геолого-промислові райони. Вугілля однакових марок було сформовано для цих зон відповідно на різних глибинах в умовах різного літостатичного тиску. Враховуючі данні таблиці можна зазначити, що відношення між потужностями порід першої та другої зон для пластів з рівновуглефікованим вугіллям склало 66 %, змінюючись в абсолютних величинах від 500 м для марки Д до 2830 м для мар-

ки А. Співвідношення між потужностями порід між другою та третьою зонами для рівновуглефікованих пластів вугілля складає 33 %, в абсолютних величинах відповідно 250 м в абсолютних величинах для марки Д до 1420 м для марки А. Між першою та третьою зонами потужності вищезалягаючих порід над пластами вугілля з однаковими марками відрізняються в 2 рази, відповідно від 750 м для марки Д до 4250 для марки А. Тобто, утворення однакових марок вугілля відбувалось в умовах значно різного літостатичного тиску. Якщо прийняти величину літостатичного тиску під час максимального занурення порід за одиницю, то відповідно в другій зоні тиск був більшим в середньому в 1,33 рази, а у першій зоні більшим удвічі. Відповідно до цього повинна також збільшуватись і ступінь катагенетичних перетворень порід. Розташування зон у Донецькому басейні з різним літостатичним тиском під час максимального занурення для однаково вуглефікованих вугільних пластів виглядає наступним чином. До зони з мінімальним літостатичним тиском (його умовне значення дорівнює 1) відносяться наступні геолого-промислові райони: Красноармійський, Лисичанський, Павлоградсько-Петропавловський. До зони із середнім літостатичним тиском (його умовне значення дорівнює 1,33) відносяться наступні геолого-промислові райони: Донецько-Макіївський, Алмазно-Мар'євський, Луганський та частково Краснодонський. До зони з максимальним літостатичним тиском (його умовне значення дорівнює 2) відносяться наступні геолого-промислові райони: Центральний, Чистяково-Сніжнянський, Селезньовський, Боково-Хрустальський, Должанно-Ровенецький та частина Краснодонського.

Таким чином, породи вугленосної товщі, які розташовуються поблизу вугільних пластів однакових марок, під час катагенезу зазнали суттєво відмінного літостатичного тиску – меншого у периферійних районах, більшого у центральних. Це відбилось на їхній пористості та газоємних властивостях.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Забигаїло В.Е., Широков А.З. Проблемы геологии газов угольных месторождений. - К.: Наукова думка, 1972. - 172с.
2. Шарданов А.Н., Гончаров Е.К. Тектонические экранированные залежи нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины. – М.: Наука, 1981. - 84с.
3. Козлов С.С. Региональные закономерности распределения газодинамических явлений в Донбассе: Дис... канд. геол.-мин. наук: 04.00.16. - Днепропетровск, 1982. - 175с.
4. Забигаїло В.Е. Геологические основы теории прогноза выбросоопасности угольных пластов и горных пород. - К.: Наукова думка, 1978. - 164с.
5. Бучинська І.В. Катагенетичні перетворення пісковиків різних генетичних типів кам'яновугільних відкладів Донецького та Львівсько-Волинського басейнів: Автореф. дис... канд. геол. наук: 04.00.16/ Ін-т геології та геохімії горюч. Копалин - Львів, 2002. - 16с.
6. Широков А.З. История геологического развития угленосной формации карбона Донецкого бассейна // Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. - Госгеолтехиздат. - 1963. - Т.1. - С.253-272
7. Левенштейн М.Л. Анализ изменения мощности каменноугольных отложений // Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. - Госгеолтехиздат. - 1963. - Т.1. - С.213-233.
8. Нагорный Ю.Н., Нагорный В.Н. Особенности тектонического развития Донецкого бассейна в раннепермское время // Тектоника угольных бассейнов и месторождений СССР. - М.: Недра, 1976. - С.93-98.
9. Левенштейн М.Л. О генетических закономерностях изменения качества углей в Донецком бассейне // Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. - Госгеолтехиздат. - 1963. - Т.1. - С.348–405.
10. Кашпур Я.Н. Геотермические условия // Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. - Госгеолтехиздат. - 1963. - Т.1. - С.449-451
11. Лукинов В.В., Кратенко Л.Я. Новые представления об условиях метаморфизма углей в Донецком бассейне. - Дн-ск, 1989. – 12 с. / Деп. в ВИНТИ. - 26.05.89. - №3497. – 89с.

**УДК 681.514.54**

Канд. техн. наук. В.В. Лопатин  
(ИГТМ НАН Украины)

### **ПРОБЛЕМЫ ПОМЕХОУСТОЙЧИВОСТИ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ В ГОРНЫХ ВЫРАБОТКАХ.**

Стаття присвячена практичним аспектам боротьби з перешкодами низькопотенціальним електричним вимірам у гірничих виробітках. Показані методи, технічні заходи та дані рекомендації, на основі десятирічного досвіду на двадцяти шахтах України і Росії.

### **THE PROBLEM TRANSFERENCER INTERFACING LOW VOLTAGE MEASURING OF MINE EQCAVATIONS.**

The work is devoted to the practical problem transferencer interfacing low voltage measuring of mine excavations and technical actions on the base of 10-years experience on 20 the mines of Ukraine and Russia.

К настоящему времени вопросам помехоустойчивости средств электрических измерений посвящена обширная и разнообразная литература. Однако, в ней не отражены специфические особенности и условия измерения низкочастотных (от 1 милливольта до 10 вольт) измерительных систем и комплексов в горных выработках.

Современные измерительные системы способны решать возлагаемые на нее задачи по обеспечению необходимой достоверности и точности лишь при использовании целого комплекса мероприятий, направленных на повышение ее помехоустойчивости. К этим мероприятиям относятся: организационные, структурные и технические.

Данная статья посвящена практическим аспектам и техническим мероприятиям. При этом значительное внимание уделяется реальным методам помехоустойчивости, которые, в силу простоты технической реализации и эффективности, широко используются в течение более десяти лет в ИГТМ НАН Украины в натуральных шахтных и лабораторных измерениях.

В современной мировой практике электрические помехи классифицируются по *типу связи взаимодействующих цепей* [1]: емкостные (электрические поля); индуктивные (магнитные поля); резистивные (омические напряжения в общих проводах), по *месту возникновения* [2]: локальные помехи в цепи прохождения сигнала (обусловленные, например, паразитными термопарами, омическими контактами переключателей и разъемов); помехи возникающие внутри какой-либо подсистемы (например, в общем проводе); помехи, обусловленные внешними источниками (например, помехи от электрических и магнитных полей, а также радиочастотные помехи).

Основными внешними источниками помех измерительным системам в гор-