

## ВПЛИВ ГЕОМЕХАНІЧНИХ ПРОЦЕСІВ НА ПЛАСТОВИЙ ТИСК ПРИ ТРИВАЛІЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

А. Ф. Булат, В. В. Лукінов, К. А. Безручко, О. В. Приходченко\*

Інститут геотехнічної механіки ім. М. С. Полякова НАН України;  
вул. Сімферопольська, 2А, м. Дніпро, 49005, тел. 097-530-46-43,  
e-mail: PrikhodchenkoIGTM@gmail.com

Практичний досвід експлуатації вуглеводневих родовищ підтверджує наявність геомеханічних процесів та їх значний вплив на стан газонасиченого масиву гірських порід. Метою роботи було з'ясування геологічних умов формування техногенних колекторів та залучення додаткових обсягів газу під дією геомеханічних чинників під час експлуатації газових родовищ. Проведено детальний аналіз відомих газових та газоконденсатних родовищ Східного нафтогазоносного регіону України, зокрема визначено зміни пластових тисків вуглеводневих родовищ у процесі експлуатації, розраховано значення геостатичних та ефективних тисків порід, зіставлено потужності поверхів газонасиченості та обсяги приросту запасів газу, що дозволило визначити вплив геомеханічних процесів на отримання додаткових обсягів газу. Факт підвищення пластового тиску на кількох газоконденсатних родовищах, що перебувають на пізній стадії розробки, підтверджує дію механізму формування додаткових джерел надходження вуглеводнів за рахунок геомеханічного чинника. Показано, що на першому етапі експлуатації вуглеводневих родовищ визначальну роль у формуванні стану газонасиченого масиву відіграють геологічні критерії. З часом в процесі експлуатації родовища до геологічних критеріїв долучаються геомеханічні, які сприяють залученню додаткових обсягів газу. При цьому отриманий приріст запасів на деяких родовищах складає до 50% і більше. Встановлено, що додаткові обсяги газу прямопропорційні потужності поверху газонасиченості та загальному об'єму газонасної структури. Найбільш перспективними, з точки зору досліджуваного механізму (сприятливими з огляду на формування додаткових колекторів техногенного генезису), є багатопластові родовища піщано-алевритового складу з великою кількістю продуктивних горизонтів та без потужних витриманих флюїдоупорів у межах єдиного поверху газонасиченості з гідродинамічним зв'язком між продуктивними пластами.

Ключові слова: газові родовища, геомеханічні процеси, обсяги газовидобутку, пластовий тиск.

Практический опыт эксплуатации углеводородных месторождений подтверждает наличие геомеханических процессов и их значительное влияние на состояние газонасыщенного массива горных пород. Целью работы является определение геологических условий формирования техногенных коллекторов и привлечения дополнительных объемов газа под воздействием геомеханических факторов при эксплуатации газовых месторождений. Проведен детальный анализ известных газовых и газоконденсатных месторождений Восточного нефтегазоносного региона Украины, в частности определены изменения пластовых давлений углеводородных месторождений в процессе эксплуатации, рассчитаны значения геостатических и эффективных давлений пород, сопоставлены мощности этажей газонасичености и объемы прироста запасов газа, что позволило определить роль геомеханических процессов в способствовании получения дополнительных объемов газа. Увеличение пластового давления на ряде газоконденсатных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, подтверждает действие механизма формирования дополнительных источников поступления углеводородов за счет геомеханического фактора. Показано, что на первом этапе эксплуатации углеводородных месторождений определяющую роль в формировании состояния газонасыщенного массива играют геологические критерии. Со временем в процессе эксплуатации месторождения к геологическим критериям добавляются геомеханические, которые способствуют привлечению дополнительных объемов газа. При этом полученный прирост запасов на некоторых месторождениях составляет до 50% и более. Установлено, что дополнительные объемы газа прямопропорциональны мощности этажа газонасичености и общему объему газонасной структуры. Наиболее перспективными, с точки зрения исследуемого механизма (благоприятными ввиду формирования дополнительных коллекторов техногенного генезиса), являются многослойные месторождения песчано-алевритового состава с большим количеством продуктивных горизонтов и без мощных выдержанных флюидоупоров в пределах единого этажа газонасичености с гидродинамической связью между продуктивными пластами.

Ключевые слова: газовые месторождения, геомеханические процессы, объемы газодобычи, пластовое давление.

*Practical experience in the exploitation of hydrocarbon deposits confirms the presence of geomechanical processes and their significant impact on the state of gas-saturated rock massif. The purpose of the paper is to clarify the geological conditions for the formation of technogenic reservoirs and involving additional volumes of gas under the impact of geomechanical factors while operating the gas deposits. A detailed analysis of the known gas and gas condensate fields at the Eastern oil-and-gas-bearing region of Ukraine has been carried out. In particular, changes in formation pressure of in-operation hydrocarbon deposits have been determined, the values of geostatic and effective rock pressures have been calculated, the thickness of the gas column and the volume of gas reserves growth have been compared. All of the abovementioned have granted the possibility to determine the role of geomechanical processes in assisting to produce additional volumes of gas. A formation pressure increase in a number of gas condensate fields at a late stage of development confirms the action of the formation of additional sources of hydrocarbons due to the geomechanical factor. It is shown that at the first stage of the exploitation of hydrocarbon deposits, geological criteria play a decisive role in the formation of the gas-saturated massif condition. Over time, during field exploitation, geomechanical criteria are added to the geological ones, which help to involve additional volumes of gas. At the same time, the resulting increase in reserves at some deposits is up to 50% or more. It has been established that additional volumes of gas are directly proportional to the capacity of the gas-bearing stage and the total volume of the gas-bearing structure. Multilayer deposits of sandy-aleuritic composition with a large number of productive horizons and without thick persistent reservoir-seal rocks within a single gas-bearing stage with a hydrodynamic link between productive layers are the most promising from the viewpoint of the researched mechanism (favorable due to the formation of additional reservoirs of technogenic genesis).*

**Keywords:** gas deposits, gas fields, geomechanical processes, gas production volumes, formation pressure.

### **Аналіз сучасних досліджень та постановка проблеми**

Розробка нафтових і газових родовищ та пов'язані з ними зміни пластового тиску, різноманітні види дії на поклад для підтримання тиску та підвищення газо- і нафтовіддачі, порушують природний напружено-деформований стан надр, створюючи передумови для виникнення значних (і навіть катастрофічних) природно-техногенних явищ, які призводять до деформацій гірського масиву і земної поверхні, пошкоджень і аварій систем, об'єктів облаштування, а також свердловин і комунікацій [1]. Такі явища, як просідання земної поверхні, тріщиноутворення, зміщення порід, зсуви, карстові порожнечі, газовиділення, викиди газу, грязьові вулкани і навіть землетруси, які супроводжують видобуток вуглеводнів, були зафіксовані в процесі освоєння покладів у багатьох басейнах світу. Землетруси магнітудою від 3 до 7 і вище балів відбувалися як на газових, так і на нафтових родовищах: Gazley (Узбекистан), Lac (Франція), Strachan і SnipeLake (Канада), Fashing (США), Нафтогірське (Росія) і деяких інших [2].

На прояв небезпечних геодинамічних процесів, що реалізуються в руйнівні явища, впливає велика кількість чинників та умов, але в основі цих явищ лежать, серед іншого, геомеханічні процеси. Саме недооцінка впливу геомеханічних процесів призводить до формування умов виникнення незворотних геодинамічних явищ, що руйнують свердловини, трубопроводи, гірничодобувне устаткування та інженерні споруди [2]. Прогнозування цих подій і зниження масштабів їх наслідків є актуальною проблемою, оскільки їх виникнення чинить

вкрай негативний вплив на об'єкти нафтогазового комплексу, природно-технічні системи і довкілля загалом.

Проте техногенні геомеханічні процеси, окрім негативних явищ, можуть супроводжуватися позитивним ефектом, коли на пізній стадії експлуатації родовища внаслідок деформації порідного масиву і зміщення окремих шарів, в процес газодобування долучаються, окрім основного (суперколектора), другорядні колектори. Цей процес залучення до експлуатації додаткових обсягів газу при розробці родовищ може проявлятися більшою мірою на низькопористих колекторах, коли деформація породного масиву призводить до його розущільнення і, можливо, в деяких випадках, до тріщиноутворення. Водночас високопористі колектори, навпаки, ущільнюються. При їх ущільненні може спостерігатися погіршення фільтраційних властивостей гірських порід і зниження продуктивності експлуатаційних свердловин.

Досвід тривалої розробки багатьох вуглеводневих родовищ в Україні засвідчив значне перевищення обсягів отриманого газу у порівнянні з підрахованими запасами за даними геологічної розвідки [3]. Зокрема на низці родовищ (Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Мелихівське, Розпашнівське, Ведмедівське, Машівське, Кегичевське, Ланнівське) після затвердження запасів отримано їх приріст в загальному обсязі близько 200 млрд. м<sup>3</sup>. Зокрема природи отримуються фактично на пізній стадії розробки, а видобуток газу на деяких перевищував затверджені в ДКЗ запаси через 30-40 років розробки.

В цьому сенсі найпоказовішим є Шебелинське родовище, де приріст запасів газу лише

останнім часом склав 83,6 млрд. м<sup>3</sup>. За даними геологічної розвідки початкові запаси родовища були оцінені у 1959 р. в обсягах 400 млрд. м<sup>3</sup> та затверджені ДКЗ за категорією С<sub>1</sub> (1963 р.) – 466 млрд. м<sup>3</sup>. Пізніше, у 1988 р., вони були переоцінені до 650 млрд. м<sup>3</sup>. Станом на 01.01.2013 р. балансові запаси родовища за категорією С<sub>1</sub> складали 733,6 млрд. м<sup>3</sup>.

Вважається [3], що основний обсяг природних запасів газу та додатковий його видобуток на пізніх стадіях розробки великих родовищ відбувається за рахунок розширення площ газонасиченості, уточнення підрахункових параметрів. Однак, збільшення запасів газу на пізніх стадіях експлуатації родовищ, на наш погляд, є результатом підключення до газовіддачі великих товщ низькопроникних слабогазоносних порід, які не були враховані при попередніх підрахунках запасів газу і які віддають газ по всій площі родовища через контактування з високопроникними пластами у міру зниження в них тиску. Наведені факти свідчать про нерозкритий потенціал багатьох родовищ і необхідність подальшої розвідки з розумінням та відповідним науковим обґрунтуванням чинників процесу залучення до видобутку значних додаткових об'ємів газу.

Попередні та сучасні дослідження присвячені здебільшого прогнозуванню [4-6] або аналізу виникнення [7], перебігу [8, 9] та наслідків [1, 2] негативного впливу геомеханічних та геодинамічних процесів на геологічне середовище та довкілля. Тому метою роботи є з'ясування геологічних умов формування техногенних колекторів та залучення додаткових обсягів газу під дією геомеханічних чинників під час експлуатації газових родовищ.

Для досягнення мети проведено детальний аналіз розробки газових та газоконденсатних родовищ (ГКР) Східного нафтогазоносного регіону України, а саме, визначено зміни пластових тисків вуглеводневих родовищ в процесі експлуатації, розраховано значення геостатичних та ефективних тисків порід, зіставлено потужності поверхів газонасиченості, розміри газонасичених структур та обсяги приросту запасів газу.

### Висвітлення основного матеріалу дослідження

Аналіз спільних рис в геологічних умовах залягання та специфічних характеристиках розробки воєсьми досить великих масивно-пластових та багатопластових родовищ з покладами вуглеводнів, переважно газоконденсатних, на яких обсяги вилученого газу перевищу-

ють його початкові запаси, показав, що основні (так звані суперколектори) залягають у теригенних відкладах нижньої пермі та верхнього карбону ДДЗ та перебувають на пізній стадії розробки. Всі вісім газоконденсатних родовищ за чинною класифікацією віднесені до середніх, великих, крупних та «унікальних», об'єднані у одну групу. Їх початкові запаси складають від 10 до 700 млрд. м<sup>3</sup> газу, поклади зосереджені переважно у колекторах порового типу, за віком приурочені до промислових горизонтів Р<sub>1</sub> – С<sub>3</sub> і тільки у Розпошнянському ГКР до С<sub>1</sub>.

Практично всі поклади віднесені до типу масивно-пластових, склепінних, тектонічно екранованих, іноді ще й літологічно обмежених, розташовані у приосьовій зоні Дніпровсько-Донецької западини, в межах Машівсько-Шебелинської депресії, де широкого розвитку набули процеси соляного тектогенезу, які відіграли важливу роль у формуванні позитивних структур. На думку І.В. Височанського [10], процес розвитку соляносклепінних структур складався з трьох етапів: формування соляної подушки, діпірізму та конседиментаційного. Прояви етапу діпірізму у різних його варіантах, з утворенням соляних штоків та карнизів [10] вказують на існування в той час сил розтягування, які зумовили утворення зон, послаблених розривними порушеннями, якими сіль просувалася вгору за розрізом, займаючи ослаблені тріщинами вертикальні (штоки) та горизонтальні (карнизи), міжшарові зони.

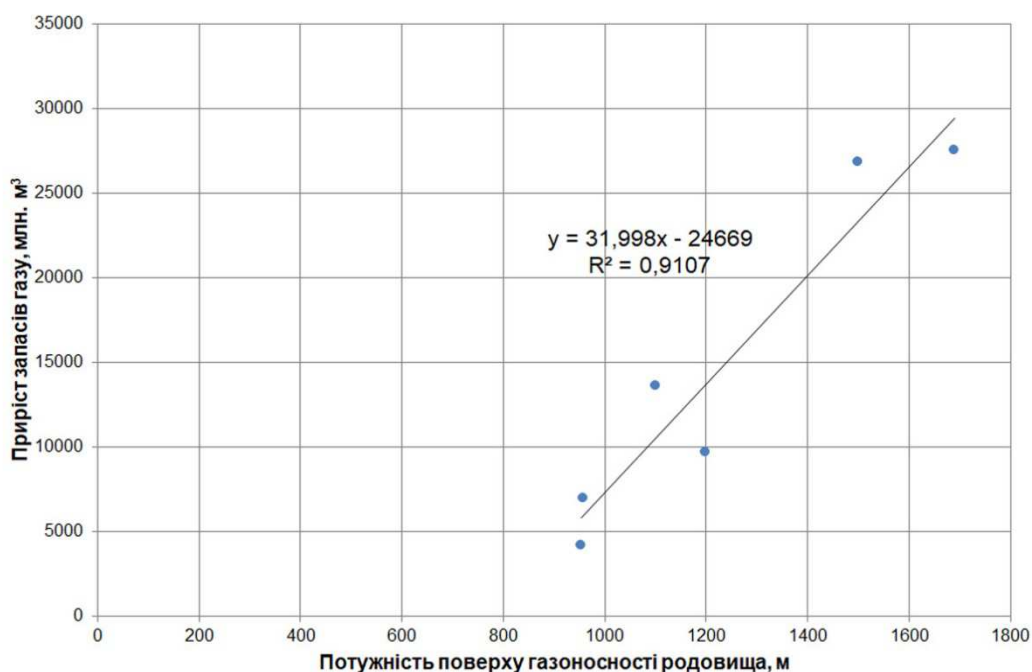
Найбільш інтенсивно процеси соляного діпірізму проявилися у приосьовій зоні ДДЗ, що дає підстави припустити, що саме в цій зоні існували найбільші сили розтягу, які сприяли формуванню тріщинної порушеності порід і, як наслідок, покращенню їх фільтраційно-емісійних властивостей на окремих ділянках родовища та формуванню вздовж всієї товщини продуктивної частини розрізу фільтраційних зв'язків між покладами. Підтвердженням цього факту є високі значення поверху газонасиченості на родовищах, який змінюється від 954 до 1690 м [11], та чіткий газовий режим розробки практично всіх покладів на родовищах (табл.1).

Таким чином, потужність поверху газонасиченості родовища, або товщина його газонасиченої товщі, яка складається з сукупності «суперколекторів», низькопористих колекторів та непроникних порід свідчить про потенційну можливість отримання додаткових запасів газу шляхом «підживлення» високопористих або високотріщинуватих колекторів за рахунок «дренажу» газу з низькопористих колекторів по всій величезній площі їх контактів та по тек-

**Таблиця 1 – Аналіз зміння запасів газу та потужності поверху газонасності на газоконденсатних родовищах приосьової зони ДДЗ**

Газоконденсатне родовище	Початкові запаси, затверджені ДКЗ, млн. м <sup>3</sup> (рік затвердження)	Початкові балансові запаси млн. м <sup>3</sup> (рік затвердження)	Приріст запасів газу, млн. м <sup>3</sup>	Потужність* поверху газонасності родовища, м	Розміри структури, км
Шебелинське	650000 (1988)	733600 (2013)	83600	1180	29,0 x 10,5
Західно-Хрещищенське	318178 (1975)	345012 (2013)	26834	1500	11,0 x 5,2
Мелехівське	53020 (1990)	80561 (2013)	27541	1690	6,2 x 4,2
Розпашнівське	44237 (1983)	51214 (2013)	6977	958	6,2 x 1,75
Ведмедівське	45065 (1980)	49253 (2013)	4188	954**	5,5 x 4,5
Кегічевське	18087 (1972)	27766 (2013)	9679	1200	7,1x4,3
Ланнівське	9813 (1997)	11716 (2013)	2097**	Відомості відсутні	4,3 x 3,1 7,5 x 4,5**
Машівське	28530 (1979)	42140 (2012)	13610	1100	7,8 x 2,8

Примітка. \* – потужність поверху газонасності, за даними [11]; \*\* – за даними С.В. Кривулі [3]



**Рисунок 1 – Тенденція до збільшення приросту запасів газу із зростанням потужності поверхів газонасності на ГКР Машівсько-Шебелинського газонасного району**

тонічних порушеннях. При такому механізмі приросту запасів газу, чим більш потужним буде поверх газонасності, тим більш вірогідними будуть обсяги залученого до видобутку газу. Таку тенденцію можна простежити, виключивши з розгляду Шебелинське ГКР, яке є унікальним і в декілька разів перевищує інші ГКР

як за запасами газу, так і за приростом запасів (рис. 1).

На потенційну можливість отримання додаткових запасів газу на ГКР більш суттєво буде впливати не потужність поверху газонасності, а об'єм газонасної структури, який визначається у вертикальному вимірі товщиною по-

Таблиця 2 – Характеристика розмірів газоносних структур та приросту запасів газу

Газоконденсатне родовище	Розміри структури, км	Площа структури, км <sup>2</sup>	Потужність поверху газонасності родовища м	Об'єм газонасної структури, км <sup>3</sup>	Приріст запасів газу, млн. м <sup>3</sup>
Шебелинське	29,0 x 10,5	239,0	1180	282,0	83600
Західно-Хрестищенське	11,0 x 5,2	44,9	1500	67,4	26834
Мелехівське	6,2 x 4,2	20,4	1690	34,5	27541
Розпашнівське	6,2 x 1,75	8,5	958	8,1	6977
Ведмедівське	5,5 x 4,5	19,4	954**	18,5	4188
Кегічевське	7,1 x 4,3	24,0	1200	28,8	9679
Машівське	7,8 x 2,8	17,1	1100	18,8	13610

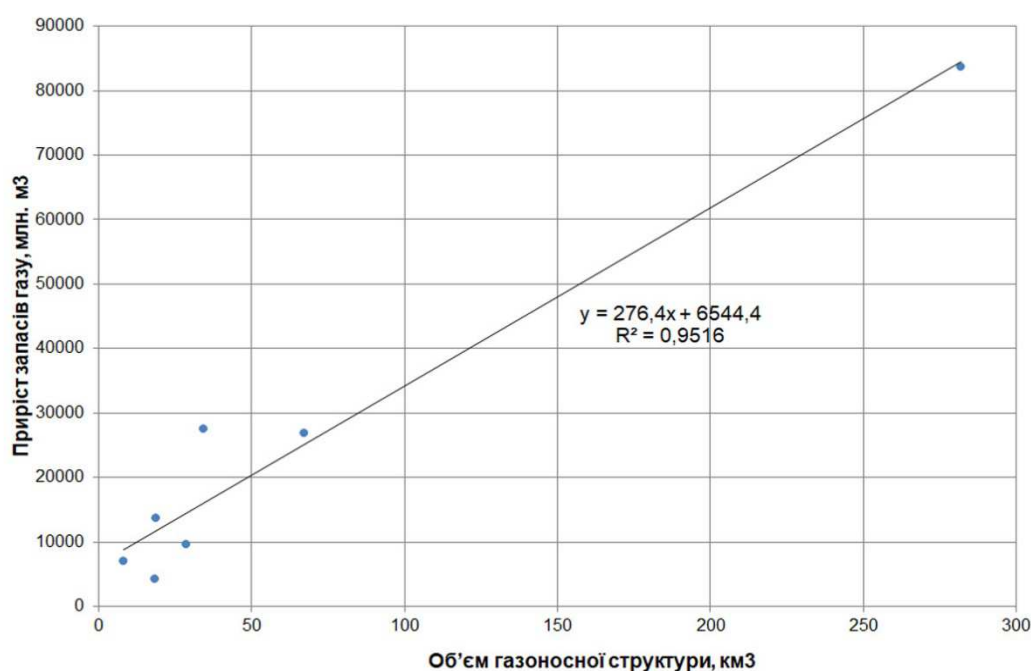


Рисунок 2 – Залежність збільшення приросту запасів газу від об'ємів газонасичених структур на ГКР Машівсько-Шебелинського газонасного району

поверху газонасності, а у горизонтальному – площею структури. Саме цей об'єм містить основну частину низькопористих колекторів, і в ньому ж розташовані контакти, якими газ рухається до «суперколекторів». Практично всі структури ГКР, що розглядаються, є антиклінальними і близькими за формою до еліпсу, характеризуються розмірами довгої і короткої осей, тому їх площа (S) може бути розрахована за формулою:

$$S = \frac{\pi ab}{4},$$

де a, b – розміри довгої та короткої осей структури.

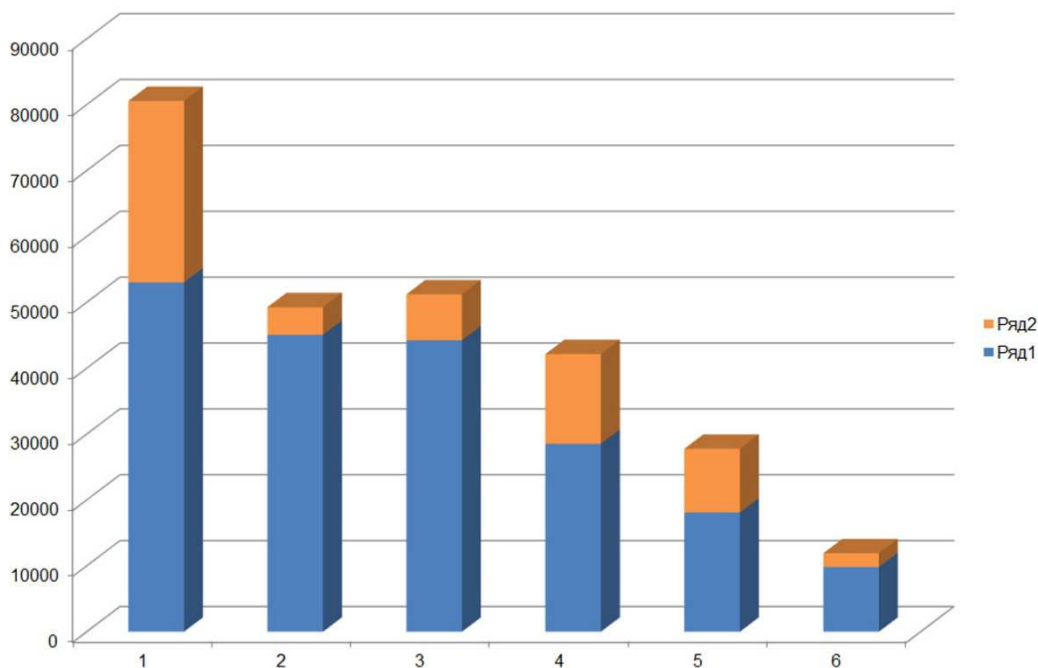
Параметри, що характеризують розміри досліджуваних газонасних структур, включно

із структурою Шебелинського ГКР наведені у (табл. 2). Залежність збільшення приросту запасів газу від об'ємів газонасичених структур на ГКР Машівсько-Шебелинського газонасного району наведена на рис. 2.

Розглянемо зміни співвідношення початкових запасів газу і обсягів їх приросту за період експлуатації великих та середніх за запасами родовищ: Мелехівського, Машівського, Ведмедівського, Розпашнівського, Кегічевського та Ланнівського, виключивши з розгляду унікальні родовища – Шебелинське та Західно-Хрестищенське, початкові запаси газу, що в декілька разів перевищують початкові запаси на інших родовищах. Для наочності родовища розташовані в порядку зменшення початкових

**Таблиця 3 – Зміна співвідношення початкових запасів газу та їх приріст у кількісному та відносному вигляді за період експлуатації ГКР**

№ В порядку зменшення запасів	Газоконденсатне родовище	Початкові запаси, затверджені ДКЗ, млн. м <sup>3</sup>	Приріст запасів, млн. м <sup>3</sup>	Приріст запасів, % від початкових
1	Мелехівське	53020	27541	51,9
2	Ведмедівське	45065	4188	9,3
3	Розпашнівське	44237	6977	15,8
4	Машівське	28530	13610	47,7
5	Кегічівське	18087	9679	53,5
6	Ланнівське	9813	2097	21,4



**Рисунок 3 – Співвідношення між початковими запасами газу (ряд 1) та обсягами їх приросту (ряд 2) на 6 ГКР Машівсько-Шебелинського газонасного району**

запасів (табл. 1, рис. 1). На розглянутих родовищах додаткові обсяги вилученого газу перевищують його початкові запаси від 9,3 до 53,5%.

Встановлено [3], що пласти з низькими значеннями відкритої пористості (3–5–7%) зазвичай віддають газ не в саму свердловину, а здебільшого в пласти з суттєво вищими показниками міжзернової проникності та пористості (до 13–20%) або у високопроникні тріщинуваті пласти, при відборі газу і суттєвому зниженню тиску в останніх. Тобто йдеться про сумісну роботу щільних та високопроникних колекторів. До останніх було запропоновано термін «суперколектори».

Можна припустити, що наявність перетоків газу із низькопроникних пластів у високопроникні та залучення до розробки запасів газу, що міститься у низькопроникних слабогазоносних колекторах, серед іншого також можуть

бути наслідком геомеханічних процесів під час тривалої експлуатації газового родовища. У роботі [13] зазначається, що при порушенні рівноваги масивів гірських порід, яке є наслідком вилучення вуглеводнів, відбувається деформація як продуктивних пластів (колекторів), так і навколишніх гірських порід. Звертає на себе увагу подібність якісної картини деформації масивів гірських порід при розробці нафтових і газових родовищ та при розробці вугільних родовищ. При цьому важливою особливістю є деформованість продуктивних пластів, що містять вуглеводні, та щільний зв'язок напружено-деформованого стану пласта-колектора та вміщуючих порід, які необхідно розглядати як єдину систему. Ця закономірність проявляється також при деформації вуглевміщуючої товщі від вилучення вугільних пластів, причому особливо наочно вона проявляється при розробці світи вугільних пластів.

Пласти порід, що залягають серед високопроникних колекторів, є своєрідним аналогом низькопроникної вугленосної товщі, головна специфіка якої полягає у тому, що породи, які переважно вміщують вуглеводневі гази – вугілля та пісковики – є практично непроникними, тому метан у них знаходиться переважно у слабозв'язаному або нерухомому стані [14]. Мікропоклади та локальні скупчення вільного газу вугленосної товщі у більшості випадків пов'язані з тріщинуватими зонами.

Формування газонасності низькопористої та низькопроникної товщі теоретично обґрунтовано у роботах [14,15] для вуглегазових родовищ Донбасу. Формування газових покладів у вугленосних відкладах може відбуватися за рахунок перерозподілу газу у вуглепородному масиві, коли природні або техногенні чинники підвищують рухливість метану у системі та сприяють активізації процесу його міграції. Вивільнення метану може відбуватися, наприклад, внаслідок тектонічних процесів, коли тріщинуватість, яка виникає у зоні розуцільнення, збільшує проникність вуглевміщуючих порід, порушує сталу рівновагу у системі «вода-газ» породного масиву, сприяє формуванню зон або окремих скупчень метану, що відрізняються від фонових розповсюджень метану не обсягами, а підвищеною тріщино-поровою або тріщиною газопроникністю. Процес порушення природної рівноваги системи «вода-газ» з подальшим формуванням техногенного газового покладу у вуглепородному масиві детально описано в роботі [15]. У наведеній схемі формування техногенних скупчень газу, визначальним чинником є процес розуцільнення та тріщиноутворення, що пов'язано з підubboкою породного масиву гірничими виробками, тобто геомеханічний чинник, який спричиняє збільшення газонасності (ступеня заповнення пор газом) за рахунок збільшення об'єму порового простору, коли газ першим набуває рухливості та прямує до місця розуцільнення (меншого тиску).

Виходячи з цього, запропоновано гіпотезу щодо утворення вторинної тріщино-пористої структури в породах на експлуатованих газових та газоконденсатних родовищах [16,17]. Формування структури може відбуватися внаслідок зниження тиску газу і розвитку деформацій стиснення в продуктивному колекторі, які, відповідно, призводять до виникнення деформацій розтягу у тому числі і в довколишніх низькопористих колекторах, сприяючи поліпшенню їх фільтраційно-ємнісних властивостей, залученню вільного газу в процес перетікання в основ-

ний продуктивний пласт, або у наново утворений техногенний колектор, безпосередньо не пов'язаний з зоною фільтрації видобувної свердловини. Формування техногенного колектора відбувається за рахунок перетікання вільного газу з низькопроникних порід в основний продуктивний колектор.

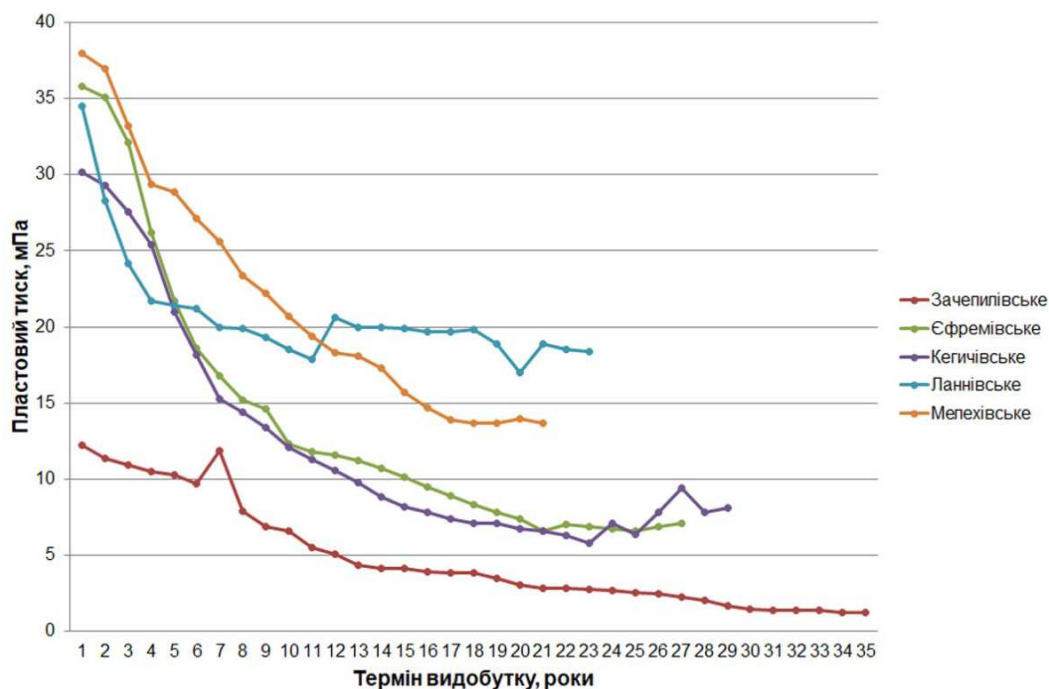
Для підтвердження запропонованої гіпотези формування техногенного колектора була виконана її аналітична перевірка, для чого було запропоновано математичну модель зв'язаних процесів «зміна напружено-деформованого стану породного масиву – нестала фільтрація газу», які відбуваються в газонасиченому масиві при розробці газових родовищ [16,17].

В результаті виконаного чисельного моделювання зміни геомеханічних і фільтраційних параметрів для тестової моделі газового родовища було отримано розподіли значень напружень, деформацій, тиску газу в колекторі на різних часових ітераціях, та побудовано графіки зміни значень геомеханічних параметрів. Показано, що на початку експлуатації газового родовища зміна тиску газу в резервуарі незначна і не впливає помітно на зміну поля напружень, зміщення породних шарів і земної поверхні. Максимальні значення переміщень точок породного масиву і земної поверхні відбуваються після того, як тиск газу в колекторі спадає до мінімального значення [16,17].

З часом, наприкінці експлуатації газового родовища, відбувається розвантаження пласта, що спричиняє деформування вище- і нижчезташованої породної товщі. Підвищена різнокомпонентність поля напружень спричиняє зростання проникності порід поблизу пласта-колектора при виснаженні запасів вуглеводнів. Якщо в зоні підвищеної різнокомпонентності знаходиться низькопористий колектор газу, його газовіддача зростає, обумовлена зростанням проникності. Тобто вирішальне значення критеріїв формування скупчень вільного метану з часом змінюється – на початковому етапі експлуатації родовища геологічні чинники відіграють визначальну роль, але в процесі експлуатації родовища до геологічних критеріїв долучаються геомеханічні.

З метою перевірки та підтвердження висунутої гіпотези та отриманих в процесі моделювання аналітичних даних було проведено детальний аналіз відомих газових та газоконденсатних родовищ Східного нафтогазоносного регіону України [11]. В першу чергу були проаналізовані родовища, по яких фактичні запаси під час видобутку значно перевищили розрахункові, виконані в процесі геологічної розвідки.





**Рисунок 4 – Зміна пластового тиску з часом на вуглеводневих родовищах Східного нафтогазоносного регіону в процесі експлуатації**

Причому значне зростання запасів зафіксоване на пізніх стадіях відпрацювання зазначених родовищ. Під час аналізу звертає на себе увагу підвищення пластового тиску під час тривалої експлуатації деяких родовищ. З загального числа родовищ, у кількості 76, є дані щодо значень пластового тиску у процесі відпрацювання на 42 родовищах. Із цього числа родовищ на 28 фіксується закономірне зниження тиску, на 10 деякою мірою спостерігається стабілізація, на 3 (Єфреміївське, Кегичевське, Ланнівське) – зростання пластового тиску (рис. 4). Стабілізація та збільшення пластового тиску на Червоноярському родовищі пояснюється у роботі [11] зростанням активності законтурних вод.

Стабілізація пластового тиску притаманна також найбільш відомому газоконденсатному родовищу України – Шебелинському. Причому на цьому родовищі стабілізація тиску відбувалася навіть при збільшенні обсягів видобутку газу.

На рисунку 3 також для порівняння наведено графік стабілізації тиску на прикладі Меліхівського родовища та типовий графік зменшення тиску (Зачепилівське родовище). На останньому спостерігається закономірне зниження пластового тиску під час експлуатації родовища в міру його поступового виснаження. Такий характер зміни пластового тиску є притаманним більшості відомих вуглеводневих родовищ.

Для пояснення збільшення запасів під час експлуатації родовищ у порівнянні з попередніми, отриманими на стадії геологічної розвідки у загальному випадку можна було б пояснити трьома можливими причинами.

По-перше, це невірна попередня оцінка, коли запаси були помилково занижені внаслідок частково невірних розрахункових параметрів (площа підрахунку, ефективна товщина та кількість продуктивних колекторів, пористість, пластовий тиск тощо). По-друге, це можливе підтікання вуглеводнів із глибинних горизонтів. І по-третє, це саме формування техногенних колекторів за рахунок геомеханічного чинника та залучення їх до загального процесу вилучення газу в межах всього родовища. На користь останнього пояснення свідчить сам факт збільшення пластового тиску. По-друге, що це збільшення відбувається через значний проміжок часу за тривалою експлуатацією родовища, коли деформації породного масиву досягли критичної межі і спричинили розущільнення масиву, достатнє для залучення низькопроникних колекторів в загальний процес експлуатації видобувних свердловин.

Слід зазначити, що під впливом гірського тиску порід і пластового тиску газу, внаслідок деформацій порід змінюються фізичні властивості колекторів [18]. Колектор, який вміщує газ, знаходиться одночасно під тиском масиву гірських порід і протитиском газу, що його насичує. Такий результуючий тиск, або різниця



**Таблиця 4 – Зміни геостатичного тиску порід та пластових тисків газу на газоконденсатних родовищах приосьової зони ДДЗ**

Газоконденсатне родовище	Максимальна глибина покладів, Н, м	Максимальний геостатичний тиск, $P_{geo}$ , МПа	Початковий тиск газу, $P_{пл}$ , МПа	Мінімальний тиск газу до його стрибка зростання та після, $P_{пл}^1$ , МПа
Шебелинське	3000	67,5	23,9	3,3/3,5
Західно-Хрещищенське	3874	87,2	41,5	5,2/5,3
Мелехівське	4130	92,9	41,5	13,7/14,0
Розпашнівське	4386	98,7	46,6	5,5*
Ведмедівське	3879	87,3	41,9	10,1/10,3
Кегічевське	3118	70,2	33,0	5,8/7,1-9,4
Ланнівське	4064	91,4	42,9	17,0/18,9
Машівське	4218	94,9	43,5	13,7/15,5

Примітка: \* останнє значення тиску газу [11]

між геостатичним тиском та тиском газу називається ефективним тиском, який впливає на зміну фізичних, і, в першу чергу, колекторських властивостей порід [19]. З огляду на те, що геостатичний тиск весь час експлуатації родовища залишається незмінним, а тиск газу зменшується, можна констатувати, що ефективний тиск у період проведення газовидобувних робіт постійно збільшується. Вважається [20, 21], що середнє значення геостатичного тиску, що виникає під дією гірських порід товщиною 1 м, становить 0,023 МПа.

На глибині (Н,м) геостатичний тиск ( $P_{geo}$ , МПа) визначається за формулою

$$P_{geo} = \rho g H,$$

де  $\rho$  – середня щільність порід, 2300 кг/м<sup>3</sup>;  
 $g$  – прискорення вільного падіння, 9,81 м/с<sup>2</sup>;  
 $H$  – глибина, м.

Або:

$$P_{geo} = H \cdot 2,3 \cdot 9,81 \cdot 10^{-3} = 0,0225 \cdot H \text{ МПа.}$$

Відомості про зміни геостатичного тиску порід та пластових тисків газу на газоконденсатних родовищах приосьової зони ДДЗ наведені в табл. 4.

З урахуванням коефіцієнту бокового розпору, який вказує на деяке розвантаження масиву від тиску ваги вищерозташованих порід, значення геостатичного тиску ( $P_{geo}^1$ ) розраховується за рівнянням:

$$P_{geo}^1 = \frac{1 + 2K}{3} \cdot P_{geo},$$

де  $K$  – коефіцієнт бокового розпору.

У роботі [20], на підставі результатів лабораторних досліджень керна матеріалу, отриманого з родовищ центральної частини

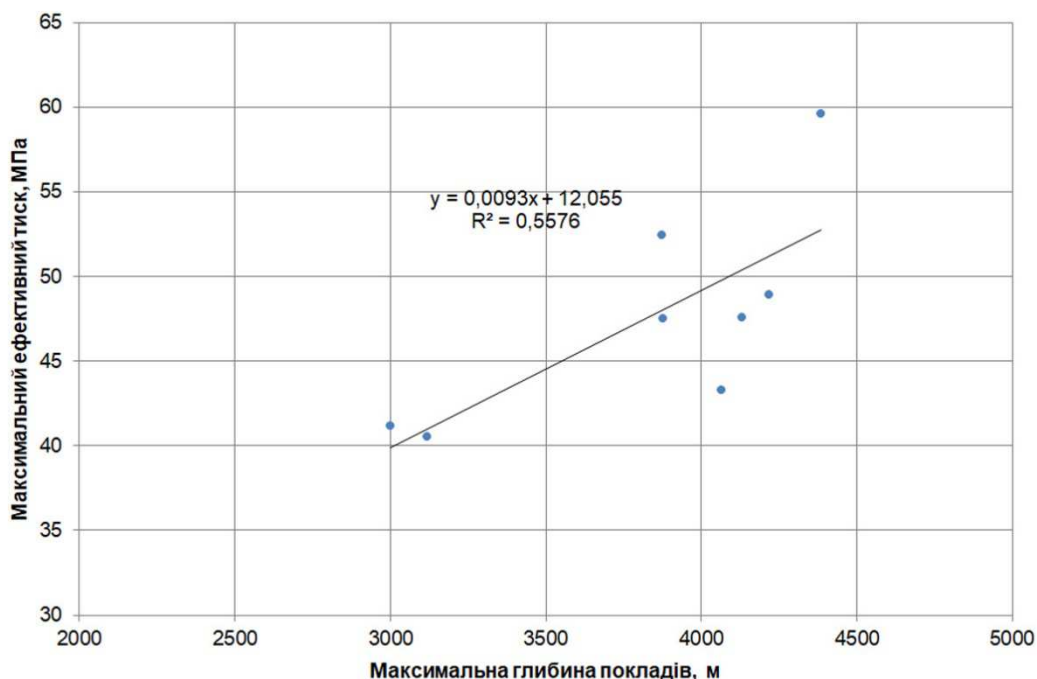
Північного борту ДДЗ, встановлено, що для глибин 2000 – 4000 м, розраховане значення коефіцієнта бокового розпору ( $K$ ) становить 0,472-0,495, що відповідає піщано-алевролітовим породам з глинистим цементом, тобто саме тим пластам-колекторам, які розповсюджені в районі дослідження. Для умов газоконденсатних родовищ приосьової зони ДДЗ, що розглядаються, максимальна глибина залягання покладів змінюється від 3000 до 4400 м (середнє значення глибин 3800 м), значення коефіцієнта бокового розпору ( $K$ ) складе, відповідно 0,49, а значення коефіцієнта розвантаження геостатичного тиску ( $\frac{1 + 2K}{3}$ ) – 0,66. Тобто, з урахуванням коефіцієнту бокового розпору, геостатичний тиск складе 0,66 від максимального, наведеного у табл. 3.

На прикінцевій стадії експлуатації родовища, яка може бути зафіксованою мінімальним значенням тиску газу, до його стрибка зростання, породи-колектори зазнають максимального навантаження від ефективного тиску, який в цей період характеризується максимальними значеннями. Відомості про значення максимального ефективного тиску порід та пластових тисків газу на газоконденсатних родовищах приосьової зони ДДЗ наведені в табл. 5.

Як видно з табл. 5, максимальні значення ефективного тиску, які зазнають породи-колектори на ГКР Машівсько-Шебелинського газоносного району, змінюються від 40 до 60 МПа. На графіку, який побудований за даними табл. 5, спостерігається збільшення ефективного тиску на момент мінімального тиску газу у колекторі із збільшенням глибини залягання покладів (рис. 5).

**Таблиця 5 – Значення максимального ефективного тиску (тиску ущільнення порід) на газоконденсатних родовищах приосьовій зони ДДЗ**

Газоконденсатне родовище	Максимальний геостатичний тиск з урахуванням його розвантаження, $P_{гео}^1$ , МПа	Мінімальний тиск газу $P_{пл}^1$ , МПа	Максимальний ефективний тиск $P_{еф}$ , МПа
Шебелинське	44,5	3,3	41,2
Західно-Хрестищенське	57,6	5,2	52,4
Мелехівське	61,3	13,7	47,6
Розпашнівське	65,1	5,5	59,6
Ведмедівське	57,6	10,1	47,5
Кегічівське	46,3	5,8	40,5
Ланнівське	60,3	17,0	43,3
Машівське	62,6	13,7	48,9



**Рисунок 5 – Залежність збільшення максимального ефективного тиску від максимальної глибини залягання покладів на ГКР Машівсько-Шебелинського газонаосного району**

Стрибок зростання тиску газу в колекторі після його зниження до мінімального значення (рис. 3) свідчить про аномальну подію у пласті-колекторі, що може бути пов'язане із його раптовим частковим руйнуванням в деяких місцях. Але руйнування колектору, який на всіх ГКР, що досліджуються, відносяться до колекторів порового типу і представлені пісковиками, може відбуватися за умови перевищення геостатичного тиску значення їх межі міцності. Слід враховувати, що стрибок зростання тиску газу в колекторі фіксується у газовидобувній свердловині, а відображати цей факт може руйнування якогось шару колектору у будь-якій точці покладу, тому точне визначення властивостей міцності породи, що руйнується, є неможливим. При нестачі вихідних даних рекоменду-

ється використовувати усереднені показники міцності. У роботі [22], на підставі аналізу численних фактичних даних лабораторних досліджень фізико-механічних властивостей порід, встановлено, що для пісковиків стадії МК<sub>2</sub> (газової стадії метаморфізму за вугіллям) середнє значення межі міцності на стискання змінюється від 47 до 70 МПа. Діапазон змінень розрахованих максимальних значень ефективного тиску, які зазнають породи-колектори на ГКР Машівсько-Шебелинського газонаосного району, від 40 до 60 МПа тотожний середнім значенням межі міцності на стискання пісковиків-колекторів і не суперечить можливості їх руйнування на момент зниження пластового тиску газу до мінімальних значень. Наслідком такого руйнування може бути розущільнення шарів

**Таблиця 6 – Значення фільтраційно-ємнісних параметрів  
Ланнівського, Кегичевського та Єфремівського родовищ [11]**

Назва родовища	Індекс продуктивного горизонту	Глибина залягання покрівлі, м	Коефіцієнт пористості, частки одиниці, від/до (середнє)	Проникність, $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , від/до
Ланнівське	A-6	3278	0,07-0,11 (0,09)	–
	A-8	3350	0,10-0,16 (0,13)	0,22-29,2
	Г-10	3902	0,07-0,17 (0,11)	0,6-7,8
	Г-11	3917	0,11-0,14 (0,13)	0,8-273,9
Кегичівське	A-3	1924	0,06-0,23 (0,16)	0,7-82,9
	A-(6-7)	2390	0,11-0,18 (0,12)	0,65-20,0
	Г-(7-8)	2681	0,10-0,14 (0,12)	10,80
	Г-10	3092	0,11-0,14 (0,11)	0,36-3,75
Єфремівське	A-(4-5)	1892	0,04-0,20 (0,15)	0,01-11,1
	A-(6-8), Г-(3-4)	2133	0,04-0,20 (0,11)	0,01-427,0
	Г-(8-13)	2906	0,03-0,15 (0,10)	0,01-104,0

низькопористих колекторів, які прилягають або контактують з шарами «суперколекторів», що руйнуються, вивільнення значних об'ємів газу, які збільшують його тиск у пласті, отримання додаткових запасів газу, які не були підраховані на час проведення геологорозвідувальних робіт.

Підтікання з глибинних надр (за наявності) мало би бути постійним, тобто від початку видобутку газу він забезпечував би більш-менш стабільний пластовий тиск без зростання. Крім того, підтікання з глибоких горизонтів мало би також вплинути на суміжні родовища, розташовані поруч.

Усі зазначені родовища мають схожу будову, а саме є багатопластовими з одним поверхом газонасиченості [11]. Вміщуючий породний масив піщано-алевритового складу з великою кількістю робочих пластів та без потужних витриманих флюїдоупорів в межах всього поверху газонасиченості. Колекторами є пісковики з невисокими ємнісними властивостями (табл. 6). Коефіцієнт відкритої пористості продуктивних горизонтів складає в середньому 10 – 15%, середня проникність до  $1 \cdot 10^{-1} \text{ мкм}^2$ , максимальна не перевищує  $3\text{--}4 \cdot 10^{-1} \text{ мкм}^2$ . Глибина залягання покрівлі продуктивних горизонтів складає 2000–3000 м. Поклади газу, переважно, пластові склепінні, літологічно обмежені. До прикладу, наведено типовий геологічний розріз продуктивної товщі частини Єфремівського газоконденсатного родовища (рис. 6) та Західно-Хрещищенського (рис. 7).

### Висновки

Практичний досвід розробки вуглеводневих родовищ підтверджує наявність геомеханічних процесів та їх значний вплив на стан газонасиченого масиву гірських порід.

На першому етапі розробки вуглеводневих родовищ визначальну роль у формуванні стану газонасиченого масиву відіграють геологічні критерії, за якими ведеться підрахунок початкових запасів на стадії геолого-розвідувальних робіт. З часом в процесі експлуатації родовища до геологічних критеріїв долучаються геомеханічні, які сприяють залученню додаткових обсягів газу. При цьому отриманий приріст запасів на деяких родовищах складає до 50% і більше. Встановлено, що додаткові обсяги газу прямопропорційні потужності поверху газонасиченості та загальному об'єму газонасної структури.

Аналіз пластових тисків газових та газоконденсатних родовищ Східного нафтогазонасного регіону України дозволив визначити родовища, на яких під час тривалої експлуатації геомеханічні процеси при видобутку газу сприяли залученню (збільшенню) додаткових обсягів. На встановлених родовищах (Єфремівське, Кегичевське, Ланнівське) під час видобутку газу спостерігалось збільшення пластового тиску на пізній стадії їх розробки. Механізм формування техногенних колекторів за рахунок геомеханічного чинника, коли при розуцільненні породного масиву долучаються низькопористі низькопроникні колектори, під час тривалого відпрацювання газових та газоконденсатних родовищ підтверджується практичним досвідом експлуатації родовищ збільшенням пластового тиску на низці родовищ.

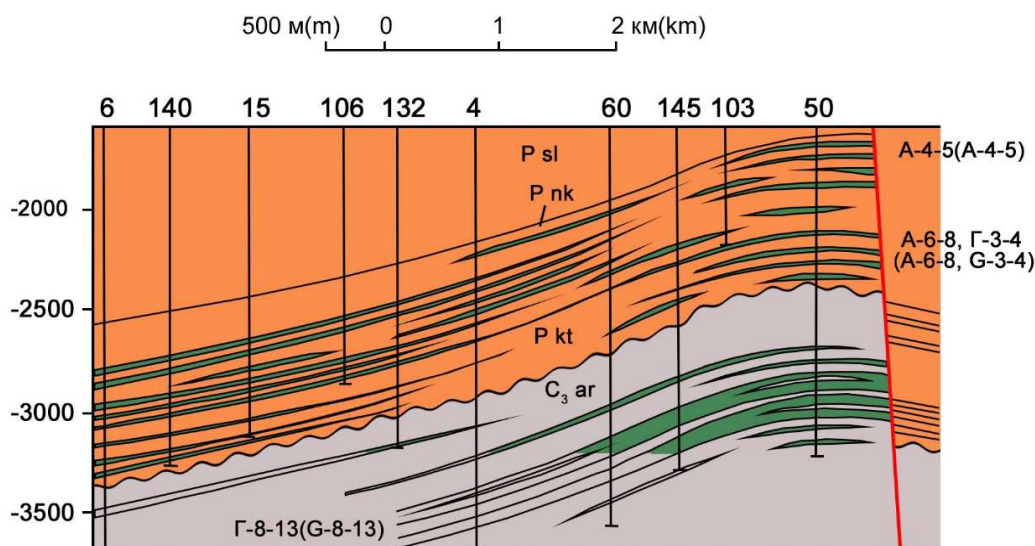


Рисунок 6 – Розріз продуктивної частини Єфремівського газоконденсатного родовища [11]

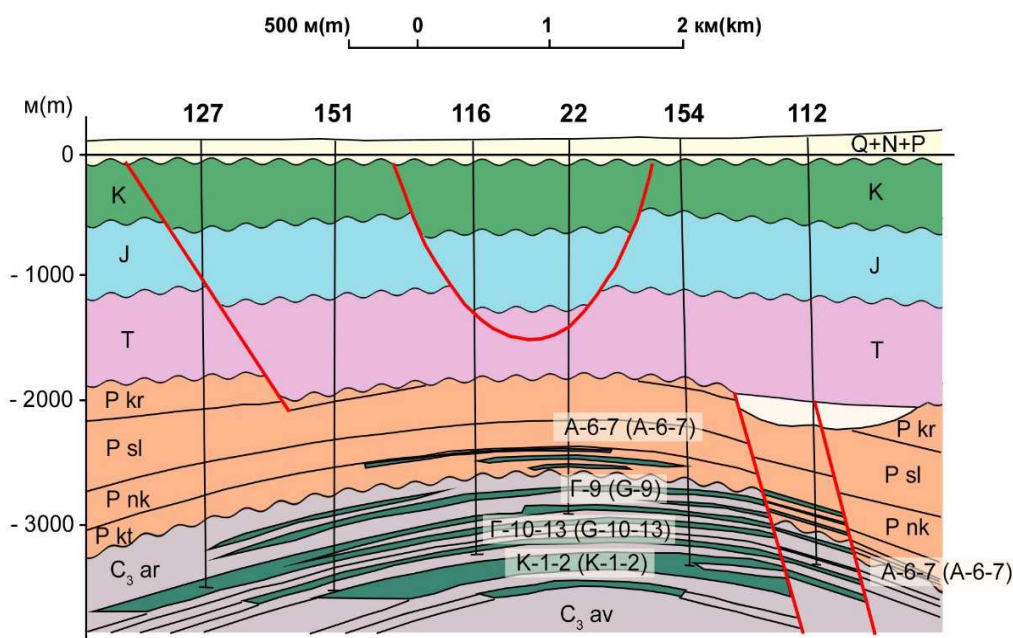


Рисунок 7 – Геологічний розріз продуктивної частини Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища [11]

На момент мінімального тиску газу у колекторі із збільшенням глибини залягання покладів спостерігається збільшення ефективного тиску. Стрибок зростання тиску газу в колекторі після його зниження до мінімального значення свідчить про аномальну подію у пласті-колекторі, що може бути пов'язане із його раптовим частковим руйнуванням в окремих місцях. Діапазон змінення розрахованих максимальних значень ефективного тиску, які зазнають породи-колектори на ГКР Машівсько-Шебелинського газонасного району, від 40 до 60 МПа тотожний середнім значенням межі міцності на стискання пісковиків-колекторів (47 до 70 МПа) і не суперечить можливості їх руйнування на

момент зниження пластового тиску газу до мінімальних значень. Наслідком такого процесу стає руйнування шарів «суперколектору» на окремих ділянках з подальшим їх ущільненням, що призводить до розущільнення шарів низькопористих колекторів, які прилягають, або контактують з шарами «суперколекторів», вивільнення значних об'ємів газу, що збільшують тиск газу у пласті та отримання додаткових запасів газу, які не були підраховані на час проведення геологорозвідувальних робіт.

Найбільш перспективними, з точки зору досліджуваного механізму (сприятливими з огляду на формування додаткових колекторів техногенного генезису, коли внаслідок дефор-

мації породного масиву та зміщення окремих шарів, в процес газовидобування долучаються, окрім основного «суперколектора», другорядні колектори), є багатопластові родовища піщано-алевритового складу з великою кількістю продуктивних горизонтів та без потужних витриманих флюїдоупорів в межах єдиного поверху газоносності з гідродинамічним зв'язком між продуктивними пластами. На таких родовищах вся, без винятку, товща в межах поверху газоносності також є газонасиченою, але газонасними на початок видобутку та перших стадіях експлуатації є лише високопроникні колектори.

Розуміння механізму формування техногенних колекторів за рахунок геомеханічного чинника сприятиме прогнозуванню колекторів техногенного походження. А також більш раціональному використанню відповідних технологій впливу на породний масив з метою його штучного розуцільнення та стимулювання залучення до промислового видобутку щільних колекторів, шляхом визначення найбільш сприятливих пластів у розрізі для створення штучних техногенних колекторів.

### Література

1. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Гладышев С.В., Попов С.Н. Геомеханические и геодинамические проблемы, сопровождающие разработку месторождений углеводородов. *Записки Горного института*. 2010. Том 188. С. 153–157.
2. Мельников Н.Н., Калашник А.И., Калашник Н.А. Техногенные геодинамические процессы при освоении нефтегазовых месторождений шельфа Баренцева моря. *Вестник МГТУ*, 2009. Том 12. №4. С. 601–608.
3. Кривуля С.В. Критерії дорозвідки великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах Дніпровсько-Донецької западини. Харків: ТО Ексклюзив, 2014. 174 с.
4. Сидоров В.А. Прогноз и контроль геодинамической и экологической обстановок в регионе Каспийского моря в связи с развитием нефтегазового комплекса. М.: Научный мир, 2000. С. 148-165.
5. Ашихмин С.Г. Особенности методов прогноза напряженно-деформированного состояния горных пород при разработке месторождений углеводородов. *Маркшейдерия и недропользование*. 2008. № 2(34). С. 38-41.
6. Кенесбаева А., Нурпеисова М.Б. Прогнозирование техногенных оседаний земной поверхности. *Горный журнал Казахстана*. 2018. № 11. С. 24-28.
7. Кенесбаева А., Нурпеисова М.Б. методика моделирования деформации земной поверхности с использованием клеточных автоматов. *Вестник КазНУ*. 2019. № 1. С. 186-191.
8. Кенесбаева А., Турсбеков С.В., Кузнецова И.А. Мониторинг смещений земной поверхности при разработке углеводородов. *Маркшейдерия и недропользование*. 2019. № 2 (100). С. 42-45
9. Nurpeisova M.B., Kirgizbaeva G.M., Bek A.A. Monitoring of technogenic systems (monograph). Deutschland: LapLambert, 2016. 113 p.
10. Высочанский И.В. Новые представления о развитии и перспективах нефтегазоносности солянокупольных поднятий в Днепровско-Донецкой впадине. *Геологический журнал*. 1991. №2. С. 109 – 116.
11. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. – Львів: Українська нафтогазова академія., 1999. – Т. III: Східний нафтогазоносний регіон. 1424 с.
12. Горная энциклопедия / гл. ред. Е.А. Козловский, ред. кол.: М.И. Агошков, Л.К. Антоненко, К.К. Арбиев и др. М.: Сов. Энциклопедия. Т. 5. 1991. 541 с.
13. Трубецкой К. Н., Гурьянов В. В. Интенсификация газоотдачи угольных пластов на основе регулирования их напряженно-деформированного состояния. *Уголь*. 2006. № 2. С. 64-66.
14. Лукинов В. В., Пимоненко Л. И. Тектоника метаноугольных месторождений Донбаса. К. : Наук. думка, 2008. 352 с.
15. Булат А. Ф., Лукинов В. В. , Безручко К. А. Умови формування газових пасток у вугленосних відкладах. К.: Наукова думка, 2017. 252 с.
16. Булат А.Ф. Лукинов В.В., Безручко К.А., Круковский О.П., Круковська В.В. Геомеханічний чинник надходження додаткових обсягів вільного метану при експлуатації газових родовищ. *Доповіді НАН України*. 2018. № 8. С. 25–35.
17. Булат А.Ф. Круковский О.П., Круковська В.В. , Безручко К.А. Чисельне моделювання геомеханічних і фільтраційних процесів, що відбуваються в породному масиві при відпрацюванні газових родовищ. *Доповіді НАН України*. 2018. № 9. С. 28–34.
18. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970. 239 с.

19. Иселидзе О.В., Дахнов А.В., Григорьев Е.Б., Семёнов Е.О., Крюкова И.Б. Влияние эффективного давления на изменение физических и коллекторских свойств горных пород. *Научно-технический сборник. Вести газовой науки*. 2018. №1 (33). С. 95-99.

20. Абеленцев В.М., Лур'є А.Й., Поверенний С.Ф., Сусяк Т.Я. Нова методика інтерпретації результатів лабораторних досліджень гірських порід при моделюванні пластових умов. *Геологічний журнал*. 2017. №3 (360). С. 23-30.

21. Гоптарьова Н.В. Геолого-фізичні чинники деформаційних процесів породних масивів і експлуатаційних свердловин нафтогазових родовищ внутрішньої зони передкарпатського прогину: автореф. дис. канд. геол. наук. Івано-Франківськ: І-Ф НТУ нафти і газу. 2003 р. 21с.

22. Яланський А.О. Сапунова І.А., Слащов А.І., Новіков Л.А. Обґрунтування вихідних параметрів для моделювання геомеханічних процесів в задачах оцінки безпеки підтримання гірничих виробок. *Геотехнічна механіка*. 2014. № 119. С. 282 – 295.

### References

1. Kashnikov Yu.A., Ashihmin S.G., Gladyshev S.V., Popov S.N. Geomechanicheskie i geodinamicheskie problemy, soprovozhdayushchie razrabotku mestorozhdeniy uglevodorodov. *Zapiski Gornogo instituta*. 2010. Vol. 188. P. 153–157. [in Russian]

2. Melnikov N.N., Kalashnik A.I., Kalashnik N.A. Tehnogenyie geodinamicheskie protsessy pri osvoenii neftegazovyih mestorozhdeniy shelfa Barentseva morya. *Vestnik MGTU*, 2009. Vol. 12. No 4. P. 601–608. [in Russian]

3. Kryvulia S.V. Kryterii dorozvidky velkykh rodovyshech vuhlevodniv u nyzhnopermsko-verkhnokamianovuhilnykh vidkladakh Dniprovsko-Donetskoi zapadyny. Kharkiv: TO Eksk-luizyv, 2014. 174 p. [in Ukrainian]

4. Sidorov V.A. Prognoz i kontrol geodinamicheskoy i ekologicheskoy obstanovok v regione Kaspiyskogo morya v svyazi s razvitiem neftegazovogo kompleksa. M., Nauchnyy mir, 2000. P. 148-165. [in Russian]

5. Ashihmin S.G. Osobennosti metodov prognoza napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya gornyykh porod pri razrabotke mestorozhdeniy uglevodorodov. *Marksheyderiya i nedropolzovanie*. 2008. No 2(34). P. 38-41. [in Russian]

6. Kenesbaeva A., Nurpeisova M.B. Prognozirovanie tehnogennyih osedaniy zemnoy poverhnosti. *Gornyy zhurnal Kazakhstana*. 2018. No 11. P. 24-28. [in Russian]

7. Kenesbaeva A., Nurpeisova M.B. metodika modelirovaniya deformatsii zemnoy poverhnosti s ispolzovaniem kletochnyih avtomatov. *Vestnik KazNITU*. 2019. No 1. P. 186-191. [in Russian]

8. Kenesbaeva A., Tursbekov S.V., Kuznetsova I.A. Monitoring smescheniy zemnoy poverhnosti pri razrabotke uglevodorodov. *Marksheyderiya i nedropolzovanie*. 2019. No 2 (100). P. 42-45. [in Russian]

9. Nurpeisova M.B., Kirgizbaeva G.M., Bek A.A. Monitoring of technogenic systems (monograph). Deutschland: LapLambert, 2016. 113 p. [in Russian]

10. Vyisochanskiy I.V. Novyie predstavleniya o razviti i perspektivah neftegazonosnosti solyanokupolnyih podnyatiy v Dneprovsko-Donetskoy vpadine. *Geologicheskyy zhurnal*. 1991. No2. P. 109–116. [in Russian]

11. Atlas rodovyshech nafty i hazu Ukrainy: V 6 t. – Lviv: Ukrainska naftohazova akademiia., 1999. – T. III: Ckhidnyi naftohazonosnyi rehion. 1424 p. [in Ukrainian]

12. Gornaya entsiklopediya / Gl. red. E.A. Kozlovskiy. red. kol.: M.I. Agoshkov, L.K. Antonenko, K.K. Arbiev i dr. M.: Sov. Entsiklopediya. T.5. 1991. 541 p. [in Russian]

13. Trubetskoy K.N., Guryanov V. V. Intensifikatsiya gazooldachi ugolnykh plastov na osnove regulirovaniya ih napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya. *Ugol*. 2006. No 2. P. 64-66. [in Russian]

14. Lukinov V. V., Pimonenko L. I. Tektonika metanougolnykh mestorozhdeniy Donbassa. K. : Nauk. dumka, 2008. 352 p. [in Russian]

15. Bulat A. F., Lukynov V. V. , Bezruchko K. A. Umovy formuvannya hazovykh pastok u vuhlenosnykh vidkladakh. K.: Naukova dumka, 2017. 252 p. [in Ukrainian]

16. Bulat A.F. Lukinov V.V., Bezruchko K.A., Krukovskiy O.P., Krukovska V.V. Heomekhanichni chynnyk nadkhodzhennia dodatkovykh obsiahiv vilnoho metanu pry ekspluatatsii hazovykh rodovyshech. *Dopovidi NAN Ukrainy*. 2018. No 8. P. 25–35. [in Ukrainian]

17. Bulat A.F. Krukovskiy O.P., Krukovska V.V., Bezruchko K.A. Chyselne modeliuvannya heomekhanichnykh i filtratsiinykh protsesiv, shcho vidbuvaiutsia v porodnomu masivi pry vidpratsiuvanni hazovykh rodovyshech. *Dopovidi NAN Ukrainy*. 2018. No 9. P. 28–34. [in Ukrainian]

18. Dobryinin V.M. Deformatsiya i izmenenie fizicheskikh svoystv kollektorov nefiti i gaza. M.: Nedra, 1970. 239 p. [in Russian]

19. Iselidze O.V., Dahnov A.V., Grigorev E.B., SemYonov E.O., Kryukova I.B. Vliyanie effektivnogo davleniya na izmenenie fizicheskikh i kollektorskiykh svoystv gornyykh porod. *Nauchno-tehnicheskyy sbornik. Vesti gazovoy nauki*. 2018. No 1 (33). P. 95-99. [in Russian]

20. Abielientsev V.M., Lurie A.I., Povierienyi S.F., Susiak T.Ia. Nova metodyka interpretatsii rezultativ laboratornykh doslidzhen hirs'kykh porid pry modeliuvanni plastovykh umov. *Heolohichnyi zhurnal*. 2017. No3 (360). P. 23-30. [in Ukrainian]

21. Hoptarova N.V. Heoloho-fizychni chynnyky deformatsiinykh protsesiv porodnykh masyviv i ekspluatatsiinykh sverdlodyn naftohazovykh rodovyshch vnutrishnoi zony peredkarpatskoho prohynu: avtoref. dys. kand. heol. nauk. Ivano-Frankivsk: I-F NTU nafty i hazu. 2003. 21 p. [in Ukrainian]

22. Yalanskyi A.O., Sapunova I.A., Slashchov A.I., Novikov L.A. Obhruntuvannia vykhidnykh parametriv dlia modeliuvannia heomekhanichnykh protsesiv v zadachakh otsinky bezpeky pidtrymannia hirnychykh vyrobok. *Heotekhnichna mekhanika*. 2014. No 119. P. 282–295. [in Ukrainian]