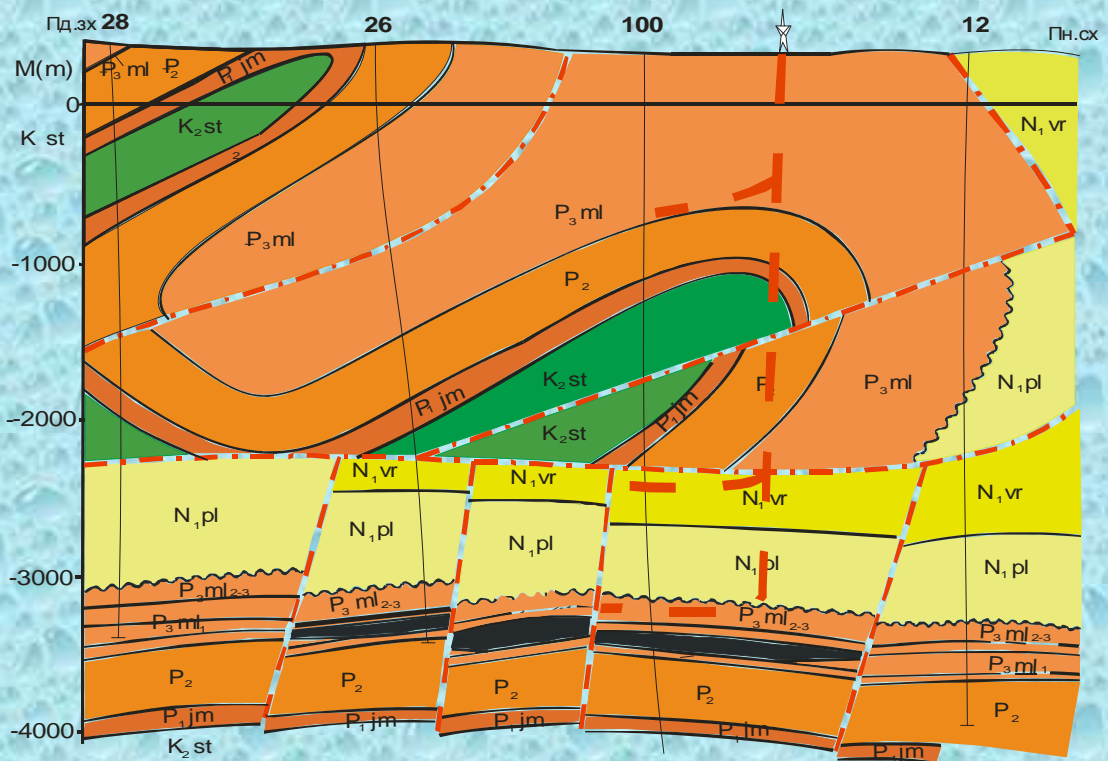


О. О. Орлов, Е. А. Ставицький, Д. Д. Федоришин,  
С. О. Лизун, О. А. Проскураков, О. Ю. Зейкан, А. В. Локтєв

*Тектоно-геофлюїдодинамічна концепція  
формування термобаричних умов в осадових  
басейнах і практичне її використання у  
процесі пошуків, розвідки та видобування  
нафти і газу*

*Монографія*



$$K_a = f(i) \quad P_n = 0.01 \times H \times \gamma \times \beta_t \times (Ai + B) \pm C \quad \sigma_{x,y} = \frac{1}{\sqrt{\Delta P}}$$

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**

**Івано-Франківський національний університет нафти і газу**

**О. О. Орлов, Е. А. Ставицький, Д. Д. Федоришин, С. О. Лизун ,  
О. А. Проскураков, О. Ю. Зейкан, А. В. Локтєв**

***ТЕКТОНО-ГЕОФЛЮЇДОДИНАМІЧНА КОНЦЕПЦІЯ ФОРМУВАННЯ  
ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВ В ОСАДОВИХ БАСЕЙНАХ І ПРАКТИЧНЕ ЇЇ  
ВИКОРИСТАННЯ У ПРОЦЕСІ ПОШУКІВ, РОЗВІДКИ ТА  
ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ***

**МОНОГРАФІЯ**

**Івано-Франківськ  
2013**

УДК 553.98.041

ББК 26.325.3

О-66

**Рецензенти:**

**Павлюк М. І.** - директор ІГГК НАН України, член-кореспондент НАН України, професор, доктор геолого-мінералогічних наук;

**Якімчук М. А.** – директор центру менеджменту та маркетингу в галузі наук про Землю, ІГН НАН України, член-кореспондент НАН України, професор, доктор фізико-математичних наук;

**Адаменко Я. О.** - завідувач кафедри екології, доктор технічних наук, професор.

Рекомендовано до друку Вченою радою Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (протокол № 02/523 від 06.03.2013 р.)

Орлов О.О.

О-66 Тектоно-геофлюїодинамічна концепція формування термобаричних умов в осадових басейнах і практичне її використання у процесі пошуків, розвідки та видобування нафти і газу: монографія / О. О. Орлов, Е. А. Ставицький, Д. Д. Федоришин, С. О. Лизун, О. А. Проскураков, О. Ю. Зейкан, А. В. Локтєв. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 245 с.

ISBN 978-966-694-184-1

Монографія присвячена створенню тектоно-геофлюїодальної концепції формування термобаричних умов в осадових басейнах і обґрунтуванню її практичного використання у процесі пошуків, розвідки та видобування нафти і газу.

Монографія призначена для спеціалістів нафтогазопромислової і гірничовидобувної галузі, а також може бути корисною для студентів, магістрів та аспірантів відповідного профілю.

УДК 553.98.041

ББК 26.325.3

ISBN 978-966-694-184-1

© Орлов О. О., Ставицький Е. А., Федоришин Д. Д., Лизун С. О., Проскураков О. А., Зейкан О. Ю., Локтєв А. В.  
© ІФНТУНГ, 2013

## Анотація

О. О. Орлов, Е. А. Ставицький, Д. Д. Федоришин, С. О. Лизун, О. А. Проскураков, О. Ю. Зейкан, А. В. Локтєв. Тектоно-геофлюїодинамічна концепція формування термобаричних умов в осадових басейнах і практичне її використання у процесі пошуків, розвідки та видобування нафти і газу.

У монографії висвітлено встановлену закономірність генетичного зв'язку величин пластових тисків у флюїдоносних товщах осадових басейнів із тектонічними складкоутворюючими процесами в осадовому чохлі земної кори в кількісних параметрах на прикладі одержаних результатів наукових досліджень Західного, Східного і Південного нафтогазоносних регіонів України, а також Румунських передгірських прогинів Південних і Східних Карпат, Передкавказзя (Росія), Прикаспійської та Західно-Туркменської западини (Казахстан, Туркменістан), Алжирської частини Арабо-Африканської платформи, окремих родовищ Передпіренейського прогину (Франція) та інших нафтогазоносних областей світу. Подано графічні і аналітичні залежності коефіцієнтів аномальності початкових пластових тисків у природних резервуарах від коефіцієнтів інтенсивності складчастих структур, що є в основі розробленої методики прогнозування величин пластових тисків на заданих глибинах до початку буріння пошуково-розвідувальної свердловин, яка не має аналогів у світі; а також методики прогнозування коефіцієнтів збільшення тріщинуватості порід у склепіннях складок залежно від величин коефіцієнтів інтенсивностей структур і корегування черговості запровадження свердловин у буріння для швидкого розкриття гіпсометрично підвищених ділянок пласта, де є найбільш сприятливі умови для формування нафтових і газових покладів, а також методики обчислення величин тектонічних напруг у гірських породах за даними пластових тисків.

У монографії викладено методику прогнозування землетрусів у рухомих зонах земної кори, базуючись розробленим способом обчислювання тектонічних напруг у масивах гірських порід. За розробленими методиками наведено приклади результатів їх впровадження на виробництві геологорозвідувальними і нафтогазовидобувними підприємствами в Україні та за її межами. У монографії приділено увагу причинам неочікуваних викидів газу і кам'яного матеріалу в шахтах при розробленні вугілля у кам'яновугільних басейнах. Значну увагу також приділено екологічним питанням, а саме: можливості захоронення токсичних рідинних відходів промисловості і побуту в пластах з аномально низькими пластовими тисками; подано інформацію про температурні умови в осадовій товщі земної кори у Західному, Південному і Східному нафтогазоносних регіонах України, за даними прямих вимірів температур у свердловинах та інформацію, що базується на результатах вивчення теплових потоків Землі; дано висновки про полігони, площі і об'єкти, де є найбільші перспективи для розвідки і видобування сланцевого газу з товщ, збагачених органічною речовиною сланців, сланцевих аргілітів і глин, тобто порід, які раніше розглядалися в

науці «Геологія нафти і газу» як породи покришки, а тепер - як нетрадиційні колектори. У монографії приділено також увагу проблемі видобутку газу в басейнах бурого вугілля і горючих сланців.

Основні науково-дослідні результати, що описані в монографії, відображено у відкритті (диплом № 354 Міжнародної асоціації авторів наукових відкриттів та винаходів у галузі наук про Землю) і в збережених документах Департаменту інтелектуальної власності Міністерства освіти і науки України.

#### **Аннотація**

А. А. Орлов, Е. А. Ставицкий, Д. Д. Федоришин, С. А. Лизун, А. А. Проскуряков, А. Ю. Зейкан, А. В. Локтев. Тектоно-геофлюидодинамическая концепция формирования термобарических условий в осадочных бассейнах и практическое её применение в процессе поисков, разведки и добычи нефти и газа.

В монографии приводится установленная закономерность генетической связи величин пластовых давлений в флюидоносных толщах осадочных бассейнов с тектоническими складкообразовательными процессами в земной коре в количественных параметрах на примере полученных результатов исследований Западного, Восточного и Южного нефтегазоносных регионов Украины, а также Румынских предгорных прогибов Южных и Восточных Карпат, Предкавказья (Россия), Прикаспийской и Западно-Туркменской впадин (Казахстан, Туркменистан), Алжирской части Арабо-Африканской платформы, отдельных месторождений Предпиренейского прогиба (Франция) и других нефтегазоносных областей мира. Приводятся графические и аналитические зависимости коэффициентов аномальности начальных пластовых давлений в природных резервуарах от коэффициентов интенсивности складчатых структур, что легло в основу разработанной методики прогнозирования величин пластовых давлений на заданных глубинах до начала бурения поисково-разведочных скважин, не имеет аналогов в мире; а также методики прогнозирования коэффициентов увеличения трещиноватости пород в сводах складок в зависимости от величин коэффициентов интенсивностей структур и корректирования очередности ввода скважин в бурение для быстрого раскрытия гипсометрически повышенных участков пласта с наиболее благоприятными условиями для формирования нефтяных и газовых залежей, а также методика вычисления величин тектонических напряжений в горных породах по данным пластовых давлений.

В монографии излагается методика прогнозирования землетрясений в подвижных зонах земной коры, базируясь на разработанном способе вычисления тектонических напряжений в массивах горных пород. По разработанной методике приводятся примеры результатов их внедрения на производстве геологоразведочными и нефтегазодобывающими предприятиями в Украине и за ее пределами. Значительное внимание в монографии уделяется экологическим вопросам, а именно - возможности захоронения токсичных жидких отходов промышленности и быта в пластах с аномально низкими

пластовыми давлениями, приводится также информация о температурных условиях в осадочной толще земной коры в Западном, Южном и Восточном нефтегазоносных регионах Украины, по данным прямых измерений температур в скважинах и информация, базирующаяся на результатах изучения тепловых потоков Земли, даются выводы о полигонах, площади и объекты, где имеются наибольшие перспективы для разведки и добычи сланцевого газа из толщ, обогащенных органическим веществом сланцев, сланцевых аргиллитов и глин, т.е. пород, какие рассматривались в науке «Геология нефти и газа», как породы покрывки, а теперь, как нетрадиционные коллекторы. Кроме того, уделяется значительное внимание перспективам добычи метана из каменных и буроугольных пластов, и из отложений горючих сланцев. В монографии уделяется также внимание проблеме добычи газа в бассейнах бурого угля и горючих сланцев.

Основные научно-исследовательские результаты, которые описываются в монографии, отражены в открытии (диплом № 354 Международной ассоциации авторов научных открытий и изобретений в области наук о Земле) и в сохранившихся документах Департамента интеллектуальной собственности Министерства образования и науки Украины.

#### **Abstract**

O. O. Orlov, E. A. Stavitskyi, D. D. Fedoryshyn, S. O. Lyzun, O. A. Proskuryakov, O. Yu. Zeykan, A. V. Loktev. Tectono-geofluidodynamic Concept of thermobaric conditions formation in sedimentary basins and its practical use when prospecting for, exploring and producing oil and gas.

The monograph provides the established regularity of genetic connection formation pressure values in fluid-bearing strata of sedimentary basins and also with the tectonic folding processes within the sedimentary cover of the Earth's crust in the quantitative parameters on the example of the results of scientific research carried out in Western, Eastern and Southern oil and gas-bearing areas of Ukraine, as well as Romanian foothill basins of the Southern and Eastern Carpathians, Ciscaucasia (Russia), the Pre-Caspian and West-Turkmen depression (Kazakhstan, Turkmenistan), of the Algerian part of the Arab-African platform, some deposits of the Pre-Pyrenean basin (France) and other oil and gas-bearing areas in the world. Given here are graphical and analytical dependence of the anomalous initial reservoir pressure in natural reservoirs upon the folded structures intensity factors that are the basis of the developed technique forecasting the reservoir pressure values at a given depth before drilling exploratory wells, which has no analogues in the world; as well as forecasting methodology of rock fracturing coefficients increase occurring in the folds vaults depending on the structures intensities value and correcting the implementation of priority in drilling wells for quick opening hypsometric elevated areas of the reservoir, where there exist the most favorable conditions for the formation of oil and gas deposits, as well as the methods of calculating the values of tectonic stress in mountain rocks according to the reservoir pressure.

The monograph presents the technique of forecasting earthquakes in the dynamic areas of the Earth's crust on the basis of the calculation technique of tectonic stresses in the rock mass developed here. Using the developed techniques presented here are the examples of the results of their implementation into practice by geology prospecting and oil and gas producing companies in Ukraine and abroad. The monograph focuses on the causes of the unexpected emission of gas and rock material in the mines when extracting coal in coal basins. Considerable attention is given in the monograph to the environmental issues, namely to the possibility of dumping the toxic liquid waste of industry and daily waste in the layers with abnormally low reservoir pressure; it also provides the information on the temperature conditions in the sedimentary strata of the Earth's crust in the Western, Southern and Eastern oil and gas-bearing areas of Ukraine, on the according to the direct temperature measurements in boreholes and the information, based on the results of the study of heat flow of the Earth, given are the findings of polygons, areas and facilities which offer the greatest opportunities for exploration and production of shale gas from the strata, rich in organic matter shale, shale argillites and clay that is those which previously were considered in science of "Geology of Oil and Gas" as cap rock, and now, as unconventional reservoirs. The monograph also gives attention to the problem of gas extraction in pools of brown coal and pyroshale.

The main research results described in the book are reflected in the discovery (Diploma № 354 of the International Association of Authors of Scientific Discoveries and Inventions in the Field of Earth Sciences) and in the stored documents of the Department of Intellectual Property, of the Ministry of Education and Science of Ukraine.

**Від авторів**

Викладений в монографії матеріал є результатом науково-дослідних і практичних робіт, які автори проводили протягом багатьох десятиріч років на різних материках Землі і в межах різних за тектонічною будовою зонах. Автори повсюди дотримувалися мети встановлення загальних закономірностей геологічного розвитку процесів, що відбуваються у земній корі.

При спостережанні і вивченні геологічних особливостей тектонічних, термобаричних і міграційних процесів автори постійно також дотримувалися мети одержання прикладних результатів і впровадження їх у виробництво при пошуках, розвідці і видобуванні корисних горючих копалин, особливо, у справі розроблення нових і удосконалення існуючих геологічних методів, що пов'язані з приростом запасів і забезпечення стабільності видобування вуглеводневих енергоносіїв в Україні.

Для написання монографії використано матеріали відкриття, що удостоїно дипломами Міжнародної асоціації з наукових відкриттів та винаходів у галузі наук про Землю і запатентованих в Україні винаходів з питань пошуків, розвідки і видобування родовищ нафти і газу, винаходів з питань вугільної промисловості, а також з проблеми визначення у кількісних виразах напруг у масивах гірських порід і прогнозу сейсмічної небезпеки при проведенні геолого-промислових робіт у рухомих поясах Землі.

Автори сподіваються, що викладена у монографії інформація буде корисною фахівцям у нафтогазопромисловій і гірничовидобувній галузях, а також викладачам, аспірантам і студентам вищих навчальних закладів технічного профілю.

Автори дуже вдячні всім, хто сприяв авторам в їх науковій і практичній роботі, допомагав у процесі збору фондового і літературного геолого-геофізичного матеріалу і впровадженню науково-дослідних результатів у виробництво.



## ВСТУП

**Актуальність проблеми** полягає у тому, що протягом багатьох років проведення глибокого буріння з метою пошуку, розвідки та розробки нафтових і газових родовищ у різних регіонах нашої планети визначалася значна кількість аварійних ситуацій згідно з закономірністю збільшення пластового тиску у флюїдоносних природних резервуарах осадової оболонки земної кори на 0,1 МПа через кожні 10 м. Тому при проектуванні буріння опорних, пошукових і розвідувальних свердловин прогнози значення початкових пластових тисків ( $P_n$ ) на глибинах (H) розраховували за емпіричною формулою гідростатичного тиску:

$$P_{\text{гiдр}} = \rho_{\text{в}} g H, \quad (1)$$

де  $\rho_{\text{в}}$  - середнє значення густини вод у товщі порід від поверхні до глибини H; g - прискорення сили тяжіння.

Проте практика показала, що в осадовій товщі земної кори залежно від особливостей геологічної будови та тектонічного і геофлюїдоносного режимів тієї чи іншої області (району або площі) дуже часто початковий пластовий тиск у природних резервуарах відрізняється від величини гідростатичного тиску у більшу чи меншу сторону. Іноді ці відхилення значні. У випадку, коли перевищення прогнозного початкового пластового тиску має значно більшу величину у порівнянні з гідростатичним тиском, при бурінні свердловин трапляються серйозні ускладнення: викиди флюїдів із природних резервуарів, аварійні фонтани води, нафти, газу, вибухи і пожежі, що призводять до виходу з ладу дорогого обладнання, а інколи і до людських жертв.

Такі тиски в практиці геологорозвідувальних робіт дістали назву аномально високих пластових тисків (АВПТ) або надгідростатичних пластових тисків (НГПТ). Недооцінка АВПТ призводить також до неправильного уявлення про потенціал енергетичних властивостей нафтогазових родовищ при складанні проектів їх розроблення.

Пластові тиски, які за величиною менші за гідростатичні, називають аномально низькими пластовими тисками (АНПТ). При випадковій зустрічі таких тисків у процесі буріння свердловин бурові роботи ускладнюються, оскільки в інтервалах геологічного розрізу, де вони бувають, нерідко трапляється поглинання промивної рідини, проте, як правило, це не призводить до таких серйозних аварій, як при несподіваній зустрічі з АВПТ.

Аномально високі пластові тиски відомі в багатьох нафтогазоносних областях світу: у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину (родовища Гвізд, Пнів, Росільна, Долина та ін.); в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) це родовища газоконденсату: Солохівське, Медведівське та ін.; в Терсько-Каспійському прогині Передкавказзя такими родовищами нафти є Ельдарово, Старогрозненське та ін.; в Західно-Туркменській западині родовища газу Котур-Тепе, Барса-Гельмес та ін.; в Передпіренейському прогині це родовище газу Лак. Родовища газу, які характеризуються АВПТ,

відомі і в цілому ряді інших регіонів нашої планети (в США, у країнах Близького сходу, південно-східній Азії та ін.).

Найбільші значення аномально високих пластових тисків до цього часу зафіксовані в осадовій товщі земної кори на площі Томасвіль у Місісіпському соленому басейні (США), де на глибині 6750 м у пісковикі, що залягає серед соляних відкладів, коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску сягав 2,35.

Дуже висока аномальність початкового пластового тиску зафіксована в менлітових відкладах олігоцену на родовищі Гвізд (Внутрішня зона Передкарпатського прогину). Тут коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску сягав величини 2,1.

**Загальні поняття про аномальність пластових тисків** у практиці геологорозвідувальних робіт і в науковій літературі з геології нафти і газу інколи використовується термін «градієнт пластового тиску». Одні дослідники розуміють під цим терміном збільшення тиску в осадовій товщі в  $\text{кг}/\text{см}^2$  на 10 м, інші – через кожні 100 м. Проте для характеристики аномальності пластових тисків в тій чи іншій точці осадової товщі земної кори переважною більшістю геологів використовується поняття безрозмірного коефіцієнта аномальності ( $K_a$ ), який дорівнює відношенню величини початкового пластового тиску ( $P_{\text{поч}}$ ) на тій чи іншій глибині до величини гідростатичного тиску  $K_a = P_{\text{поч}}/P_{\text{гідр}}$ .

Часто при розрахунку пластових тисків за формулою гідростатичного тиску з метою порівняльної оцінки аномальності пластових тисків на різних площах використовується поняття величини умовного гідростатичного тиску ( $P_y$ ). До вказаної умовності звертаються при відсутності даних про густину пластових вод та її зміні по площі і по розрізу. Під умовним гідростатичним тиском розуміють тиск, який пропорційний гідростатичному тиску уявного стовпа прісної води з густиною  $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$  від поверхні до точки на глибині ( $H$ ) осадової товщі земної кори.

Аномально високим пластовим тиском вважається тиск, коефіцієнт аномальності якого  $K_a$  перевищує 1,2. Тиск з коефіцієнтом аномальності від 1 до 1,2 вважається нормальним гідростатичним тиском, а тиск з коефіцієнтом аномальності меншим за 1 відносять до аномально низьких пластових тисків (АНПТ).

Відповідно до складеної нами математичної моделі процесу формування аномально високих пластових тисків ( $P_{\text{АВПТ}}$ ) у природних резервуарах на нього впливає дуже багато факторів. Основні з них можна відобразити таким відношенням:

$$P_{\text{АВПТ}} = P_{\text{гідр}} + \Delta P_{\text{обл.ж}} + \Delta P_{\text{ущ}} + \Delta P_{\sigma_{x,y}} + \Delta P_{\text{Т}} + \Delta P_{\text{кат}} + \Delta P_{\text{під}}, \quad (2)$$

де  $P_{\text{гідр}}$  – гідростатичний тиск;  $\Delta P_{\text{обл.ж}}$  – надлишковий тиск у природному резервуарі, що виникає завдяки гіпсометричному перевищенню області живлення над покладом нафти або газу, з основною областю живлення за умови гідродинамічного зв'язку;  $\Delta P_{\text{ущ}}$  – надлишковий тиск, що виникає в

колекторі завдяки гравітаційному ущільненню відкладів;  $\Delta P_T$  – надлишковий тиск у породі-колекторі завдяки збільшенню об'ємів легких фракцій вуглеводневої суміші при підвищенні температури;  $\Delta P_{\text{кат}}$  – надлишковий тиск завдяки дії катагенетичного фактору;  $\Delta P_{\sigma_{x,y}}$  – надлишковий тиск, який виникає при складкоутворенні в результаті дії тектонічних сил;  $\Delta P_{\text{під}}$  – це надлишковий тиск у колекторі завдяки підтоку напірних флюїдів по тектонічних розривах з нижчезалягаючих утворень.

Незважаючи на можливість існування в осадовій товщі земної кори великої кількості факторів, що впливають на флюїдоносний пласт, формування АВПТ завжди залежить від геологічної будови області (району, а інколи і характеристик окремої площі), яка обумовлює головний діючий фактор підвищення тиску в пористому середовищі пласта. У переважній більшості випадків можна виділити домінуючий фактор АВПТ, дія якого залежить від конкретних геологічних характеристик (історії геологічного розвитку, тектоніки, літологічного вмісту порід) області, району або навіть площі.

Ми досліджували вплив тектонічних складкоутворюючих рухів на характеристики геофлюїдоносних режимів в осадовому чохлі земної кори різних нафтогазоносних областей таких як: Зовнішня та Внутрішня зони Передкарпатського прогину і Скибова зона Українських Карпат, які ми прийняли за еталонні області досліджень; крім того ми дослідили взаємозв'язки величин пластових тисків у флюїдоносних горизонтах з тектонічними складкоутворюючими рухами таких областей: Передгірський прогин Румунських Східних і Південних Карпат, Дніпровсько-Донецького авлакогену, нафтогазоносних районів Криму і Керченського півострова; Передкавказзя; Прикаспійської та Західно-Туркменської западин, окремих родовищ вуглеводнів Передпіренейського прогину та інших областей і районів.

Безпосередньо на Україні у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину на родовищах вуглеводнів АВПТ пов'язані з дією  $\Delta P_{\sigma_{x,y}}$ ,  $\Delta P_{\text{під}}$ ,  $\Delta P_{\text{кат}}$ . Однак домінуючим фактором є  $\Delta P_{\sigma_{x,y}}$ . Такі ж фактори діють і на окремих площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (Залужани, Мостиська та інші), де відмічаються АВПТ.

У Дніпро-Донецькій западині в процесі формування і підтримки АВПТ у надсольовому (наддевонському) комплексі відкладів відіграє основну роль фактор  $\Delta P_{\sigma_{x,y}}$  завдяки зім'яття в складки, які знаходяться під покришками хомогенної товщі нижньої пермі колекторів при рості девонської солі, деякі значення мають також  $\Delta P_{\text{під}}$  і  $\Delta P_{\text{кат}}$ . У підсольовому комплексі відкладів, де очікується широке розповсюдження АВПТ за аналогією з даними отриманими в Припятьській западині (В. Д. Порошин, А. Л. Завгородний, 1981р.), основну роль у формуванні АВПТ відіграють  $\Delta P_{\sigma_{x,y}}$ ,  $\Delta P_T$ ,  $\Delta P_{\text{кат}}$ . Дія  $\Delta P_{\sigma_{x,y}}$  в цьому випадку пов'язана з рухами блоків у фундаменті западин. Для прогнозування величин пластових тисків, значення яких підвищуються в температурних умовах у породах-колекторах, що закриті галогенними

утвореннями, доцільно використовувати парціальні тиски за формулою Рауля з використанням графіків Кокса.

На Керченському півострові в Ідольському прогині і на східному зануренні Кримської складчастої зони, де багато природних резервуарів характеризуються АВПТ, основними факторами, які обумовлюють високі пластові тиски, слід вважати  $\Delta P_{\sigma_{x,y}}$  і  $\Delta P_{\text{під}}$ .

**Результати досліджень** дозволяють стверджувати, що всюди, де були тектонічні складкоутворювальні рухи в осадових відкладах, флюїдоносні природні резервуари характеризуються аномальними пластовими тисками. Ми даємо пояснення зв'язку між складкоутворюючими тектонічними рухами і аномальністю пластових тисків у кількісних характеристиках. Це дозволило створити методику прогнозування аномально високих пластових тисків за кількісними параметрами антиклінальних структур до початку глибокого пошуково-розвідувального буріння, а також розробити методику визначення тектонічних напруг у колекторах за даними пластових тисків. Вказана методика не має аналогів у світі і зареєстрована Міжнародною Асоціацією з відкриттів дипломом наукового відкриття в галузі наук про Землю (диплом № 384, 2009 рік) [1]. Результати проведених досліджень мають велике значення для вирішення теоретичних, а також і практичних задач для пошуків, розвідки і розробки покладів нафти і газу та інших корисних копалин.

За коефіцієнтами аномальності початкових пластових тисків розроблено методику корегування послідовності буріння пошуково-розвідувальних свердловин з метою найшвидшого розкриття покрівель антикліналей та інших ділянок пласта, де є найбільш сприятливі умови для формування покладів нафти і газу; а також прогнозування на промислових площах глибини залягання нових перспективних на нафту і газ горизонтів, робити висновки про наближення сейсмонебезпеки в рухомих областях за даними зростання тектонічних напруг в ізольованих колекторах; використовувати інформацію про розподіл аномальності пластових тисків для прогнозування ділянок небезпечних при раптових викидах газу та кам'яного матеріалу в областях, де планується розроблення вугілля та інших твердих корисних копалин. Крім вказаного, методика обчислення величин початкових пластових тисків за кількісними характеристиками антиклінальних структур може бути використана при спорудженні підземних сховищ газу у виснажених природних резервуарах, де не збереглися дані про початкові пластові тиски. Це необхідно, щоб запобігти перевищенню тиску при закачуванні газу в пласт відносно до величини початкового пластового тиску, щоб виключити можливу розгерметизацію пласта, що може призвести до прориву газу у вміщуючі породи і на земну поверхню, втрати газу в значних об'ємах і порушення екологічної обстановки на місцевості.

Визначення пластів з аномально низькими пластовими тисками (АНПТ), надають можливість захоронення в них брудних рідинних відходів промисловості і життєдіяльності людства. Керуючись цими висновками, автори проаналізували розкриті в еталонних для досліджень областях

України всі нафтогазоносні горизонти, що перебувають на останній стадії розроблення, або вже виснажені, з метою використання їх для захоронення рідини брудних відходів.

У даний час в Україні виникла проблема пошуків, розвідки та видобутку сланцевого газу з бітумінозних товщ, а також вугільного газу в кам'яновугільних басейнах. Автори наводять висновки особливостей використання співвідношення геостатичного і пластового тисків у бітумінозних і кам'яновугільних басейнах у процесі пошуків, розвідки і видобутку газових покладів у бітумінозних і вугільних товщах.

## 1 ІСТОРІЯ ДОСЛІДЖЕНЬ ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВ У НАФТОГАЗОНОСНИХ БАСЕЙНАХ

У 1938 р. В. Іллінг [2] вперше опублікував гіпотезу ущільнення природи аномально високих пластових тисків АВПТ у флюїдоносних горизонтах осадової оболонки земної кори, яка пізніше набула розвитку в роботах Г. Дікінсона [3], Р. М. Новосилецького [4, 5, 6], К. Хотмана і Р. Джонсона [7], В. М. Добриніна [8, 9, 10], Б. М. Александрова [11], К. Магари [12] та інших дослідників.

Відповідно до гіпотези, у міру ущільнення осадів вихід з них флюїдів все більше і більше ускладнюється в зв'язку з погіршенням проникності, що і сприяє появі у відкладах АВПТ. Цікавим положенням, викладеним В. Іллінгом [2] в його праці, було твердження про те, що не скрізь у колекторах на глибині геофлюїдоносні режими характеризуються артезіанськими напорами. На його думку, в ізольованих від областей живлення пластах периферійні води покладів вуглеводнів не можуть створювати напори для виникнення підвищених тисків. У цій самій роботі В. Іллінг висловив думку про можливість збереження пластових тисків у «законсервованих» лінзах при піднятті окремих ділянок земної кори і зменшенні глибини їх залягання в зв'язку з ерозією вищезалягаючих відкладів, де можуть при їх розкритті проявлятися АВПТ.

На противагу гіпотезі ущільнення в 1949 р. П. Чені [13] опублікував статтю, в якій виникнення АВПТ в колекторах пов'язується з впливом завищених температур на нафтові та нафтогазові поклади із утворенням у них газоподібних вуглеводнів з високомолекулярними сполученнями. Ця думка за кордоном набула подальшого розвитку у роботах Л. Лоудена [14], К. Баркера [15], а серед вітчизняних геологів О. А. Калятина, Є. В. Кучерука [16] та інших.

У працях, присвячених високим пластовим тискам у покладах нафти Азербайджану та інших областей, В. С. Мелік-Пашаєва, Є. М. Халімова, В. М. Сєрьогіна [17], висвітлено декілька причин, що обумовлюють появу в покладах вуглеводнів АВПТ. Вони вказали на зв'язок цього явища з грязьовими вулканами, дією геостатичного і тектонічного тисків.

І. Л. Рассел [18] у опублікованій в 1951 р. за кордоном і перевиданій на російську мову в 1958 р. у СРСР монографії, пов'язав походження АВПТ, в основному, із збільшенням об'ємів флюїдів в ізольованих колекторах та зменшенням у них порових пустот під дією геостатичного тиску. Генезис аномально низьких тисків у природних резервуарах Л. Расселом пояснюється збільшенням об'ємів пор у пружних породах ізольованого природного резервуару внаслідок зменшення геостатичного тиску при ерозії.

А. Леворсен, розглядаючи можливі причини виникнення АВПТ в покладах нафти і газу, в монографії [19], вважав основним чинником, що обумовлює АВПТ в осадових утвореннях, напір води, що перебуває в природній гідродинамічній системі регіону, тобто гіпсометричне

співвідношення областей живлення і розвантаження в регіоні, а також тиск товщі порід, що залягає над колектором. А. Леворсен, як можливі джерела АВПТ, перелічив також землетруси та інші види стресових тектонічних рухів у земній корі, явища вторинного осадо накопичення матеріалу в порах колекторів з вод пластів, хімічні і біохімічні реакції у відкладах.

У 1958 р. В. А. Краюшкін [20] пов'язав формування високих тисків в ізольованих покладах вуглеводнів Карпат з процесами їх переміщення на новий гіпсометричний рівень у результаті росту складок.

У 1959 р. М. Хюбберт і В. Рубі [21] висловили думку про те, що істотними причинами виникнення аномальності тиску в пластах є підймання ізольованих колекторів на вищі гіпсометричні рівні, ерозія верхніх шарів порід і регіональна тектонічна напруга. Дослідники не заперечували також ролі води магматичного походження при утворенні АВПТ в осадових товщах. Аналізуючи геологічну будову поясу насувів Західного Вайомінга (США), вони висловили точку зору, згідно з якою великі значення аномальності тисків у пластах можуть сприяти формуванню горизонтальних дислокацій гірських порід. Аналогічну точку зору про роль АВПТ при формуванні насувів висловив Б. Плятт [22].

Геологічні чинники, що обумовлюють формування АВПТ у покладах вуглеводнів, у тому числі і нафтогазоносних регіонів України, вивчав Б. А. Тхостов. У монографії 1966 року він висловив думку про велику роль тектонічної напруги в процесі формування АВПТ [23].

У 1961 р. Ж. Фландрен і Ж. Шапель [24] висловили думку, згідно з якою формування АВПТ у покладах вуглеводнів пов'язане з підйманням окремих ділянок земної кори і подальшою ерозією верхніх шарів відкладів. Вказані автори вважають, що в ізольованих лінзах на таких ділянках виникають «фосилізовані» тиски пластів підвищених значень.

Л. Н. Биков в 1962 р. [25], приділяючи велику роль геостатичному тиску в процесі формування АВПТ запропонував формулу для обчислення початкового тиску пласта на заданій глибині в кгс/см<sup>2</sup> [або 10<sup>5</sup> Па] у флюїдоносних природних резервуарах:

$$P=0,11(H-100), \quad (1.1)$$

де  $P$  - початковий тиск у пласті; 0,11 - коефіцієнт, який враховує густину води в пласті;  $H$  - глибина в м; 100 - глибина на якій, на думку Л. Н. Бикова, тиск пласта дорівнює нулю.

У 1964 р. була опублікована класифікація чинників, що впливають на формування АВПТ Б. Мулене [26], який, окрім чинників наведених раніше в роботах А. Леворсена, Л. У. Рассела та інших вчених, вказав також на можливий вплив осмотичних явищ на підвищення величин пластових тисків у колекторах.

У 1964-1976 роках К. А. Анікеев [27] природу АВПТ у покладах вуглеводнів пояснив вторгненням в осадові утворення ювенільних флюїдів з підкорових оболонок Землі. Про можливість зв'язку АВПТ у нафтогазових покладах з підтоками флюїдів з підкорових оболонок Землі висловлював

думку також П. Н. Кропоткін [28] та інші автори.

У 1965 р. Б. Хеншоу і Є. Зен [29] приділили велику увагу дослідженню процесів осмосу в осадовій товщі земної кори. Вони вважали, що глинисті утворення, що містяться між двома колекторами, насиченими водами різної мінералізації, можуть бути напівпроникним середовищем. При цьому збільшення тиску в одному з колекторів відбувається завдяки дифундуванню водних розчинів у напрямі вирівнювання концентрацій солей через глинисту товщу, яка є проникною для води і непроникною для розчинених у ній солей. На думку Б. Хеншоу і Є. Зена, при осмотичних явищах може розвиватися досить високий тиск у пласті. Це відповідає опублікованим даним Б. Джонса [30], який описував випадки зменшення мінералізації вод в зонах АВПТ в деяких розрізах осадових товщ Мексиканської затоки. При осмотичних процесах внаслідок утворення великих концентрацій солей у порових розчинах глинистих порід, останні втрачають властивість напівпроникних середовищ. У 1967 р. М. Пауерс [31] за результатами вивчення діагенетичних процесів у піщано-глинистих товщах басейну Мексиканської затоки висловив думку, згідно з якою АВПТ з'являється в зв'язку з адсорбцією орієнтованих молекул води монтморилонітовими глинами в значно більшій кількості, ніж ілітами. Збільшення об'єму води в окремих зонах сприяє формуванню в них АВПТ. При цьому монтморилоніт поступово перетворюється на іліт. Швидкість цього перетворення залежить від температури. У осадовій товщі басейну Мексиканської затоки, за М. Пауерсу, вона пропорційна геотермічному градієнту. Літологічним перетворенням глин у зонах АВПТ приділена увага також в роботах І. Д. Зхуса і В. В. Бахтіна [32] та інших авторів.

У 1971 р. Ю. П. Пецюха і Л. А. Анісімов [33] формування АВПТ у нафтових покладах палеозойських відкладів у бортовій зоні Прикаспійської западини пов'язали з тектонічними переміщеннями блоків в докембрійському фундаменті.

У 1972 р. У. Фертль і Д. Тімко опублікували статтю, в якій висловили думку про можливість виникнення в осадових товщах тисків, що відрізняються від гідростатичних, внаслідок проходження процесів перетворення ангідритів у гіпс [34].

У 1972 р. О.О. Карцев заклав основи гідрогеологічної концепції походження АВПТ (за його термінологією СГПД), згідно з якою природа АВПТ пов'язана з формуванням в надрах осадових товщ басейнів елізійних вод [35]. Ця концепція набула розвитку також у подальших працях О. О. Карцева у співавторстві з С. Б. Вагіним і Л. К. Серебряковою та в роботах В. В. Колодія [36].

Важлива інформація наведена в літературі в 1973 р. А. Г. Донабедовим і Т. Л. Коровіною про вплив землетрусів на формування АВПТ у нафтових покладах верхньокрейдяних відкладів ЧІ АСРСР [37].

У 1976 р. вплив температурних умов як один з гіпотетичних варіантів пояснення природи АВПТ розглянули О. О. Орлов, М. Д. Будз і Б. П. Ризун на прикладі родовища нафти Хассі-Мессауд Алжирської Сахари [38]. На



підставі певного фракційного складу нафти з кембрійського колектора родовища Хасі-Мессауд було обчислено пластові тиски за парціальним тиском кожного компонента нафти. Встановлено, що тиск у покладі родовища Хасі-Мессауд за температури 120 °С підвищується на 21,6 МПа. У сумі із гідростатичним тиском рівним 26,67 МПа, початковий тиск у пласті становитиме 48,27 МПа, що майже дорівнює заміряному тут початковому тиску в пласті. Розрахунок робився за умови абсолютної ізольованості нафтового покладу в природному резервуарі.

У 1978 р. І. В. Височанський, Н. Ф. Бринза, Л. А. Грабчук та інші дослідники [39] також зробили спробу пояснити природу АВПТ у надрах площ південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини за рахунок впливу температури.

У 1979 р. А. Г. Кравченко опублікував версію, що стосується гіпотези "акватермального зростаючого пластового тиску" [40] в природному резервуарі, яка розвивається останніми роками геологами США. Згідно з цією гіпотезою в ізольованих колекторах, насичених водою з розчиненим газом, у процесі їх опускання і підвищення температури, обов'язково збільшується пластовий тиск відповідно до закону розширення газу в температурних умовах. Проте дана гіпотеза не поширюється на суто газонасні пласти, оскільки при розширенні газу відбувається його швидка міграція. Газонасичена мінералізована вода володіє меншою мобільністю і може, мабуть, зберігатися в природних резервуарах довше, ніж суто газові скупчення. Така точка зору знаходить деякі підтвердження у відкритих великих газоводонасних зонах з АВПТ у Галф-Косте [41, 42]. На думку Л. Прайса, седиментаційні води в Галф-Косте на великих глибинах за температур понад 200 °С значно збільшують здатність розчиняти в собі метан.

У 1978-1985 роках О. О. Орловим були опубліковані результати досліджень взаємозв'язків характеристик геофлюїдоносних режимів та інтенсивності складкоутворюючих процесів у нафтогазоносних областях України та за її межами, а також залежності величин аномальності пластових тисків, що бувають в природних резервуарах від коефіцієнтів інтенсивності різного типу складчастих структур [43, 44]. Разом з цим було розглянуто також проблему і розроблено висновки стосовно походження аномально низьких пластових тисків (АНПТ) [45]. У результаті проведення досліджень у нафтогазоносних областях України і за її межами встановлені критерії, які дозволяють кількісно оцінювати складкоутворюючі рухи у складчастих областях і оцінювати, як вони впливають на величини аномальності пластових тисків. [46, 47, 48]. Наукові результати, що проводились у подальших роках в ІФНТУНГ у співпраці з виробничими підприємствами, дозволили розробити концепцію геодинамічного походження аномальних пластових тисків у земній корі як результат взаємозв'язаної дії тектонічного і флюїдодинамічного режимів в нафтогазоносних басейнах.

Концепція одержала значне прикладне застосування при пошуках, розвідці та видобуванні нафти і газу не тільки в традиційних колекторах, а

також у нетрадиційних колекторах і використовується при визначенні перспективних полігонів і об'єктів бітумінозних порід, які раніше вважалися покришками, а тепер з них у США і Канаді видобувають у великих обсягах газ [49]. Тектоно-флюїдодинамічна концепція знайшла застосування не тільки в нафтогазопромисловій справі, а і при рішенні цілого ряду практичних задач при видобуванні вугілля і вугільного метану [50, 51, 52, 53].

## **2 ВИБІР ЕТАЛОННОЇ ОБЛАСТІ ДОСЛІДЖЕНЬ ВПЛИВУ ТЕКТОНІЧНИХ СКЛАДКОУТВОРЮВАЛЬНИХ І ФЛЮЇДОМІГРАЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ НА ВЕЛИЧИНИ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ**

Більшість родовищ вуглеводнів у Західноукраїнському нафтогазоносному регіоні розташовано в межах Передкарпатського прогину (Внутрішня і Зовнішня його зони) і в прилеглих складках Скибової зони Карпат. Одне родовище газу відкрито в газоносному районі Волино-Подільської плити, а саме - у Львівському палеозойському прогині. Шість промислових родовищ газу на даний час відомо у Закарпатському газоносному районі. Найбільш чітко залежність коефіцієнтів аномальності пластових тисків у флюїдоносних природних резервуарах від інтенсивності складчастих структур (*i*) при проведенні досліджень виявилась у Передкарпатському прогині і Скибовій зоні Карпат. Так, у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину і на прилягаючих площах Скибової зони Карпат, де розвинута складчастість геосинклінального типу, повсюдно фіксуються в природних резервуарах аномально високі пластові тиски. У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину і у Львівському палеозойському прогині Волино-Подільської плити навпаки - майже повсюдно існують нормальні і навіть занижені пластові тиски в природних резервуарах. Тут розвинуті пологі складки перехідного і платформового типу складчатості. У зв'язку з поданим вище і обрано вказані тектонічні елементи Західноукраїнського нафтогазоносного регіону, як еталонні для проведення науково-дослідних робіт. Ми їх об'єднуємо в еталонну область Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат.

## 3 КОРОТКИЙ НАРИС ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І ІСТОРІЇ ГЕОЛОГО-ТЕКТОНІЧНОГО РОЗВИТКУ ЕТАЛОННОЇ ОБЛАСТІ

### 3.1 Геологічна будова

Перед тим як приступити до викладення суті наших науково-дослідних робіт, доцільно коротко навести нарис геологічної будови області, що обрана еталонною.

Більшість родовищ вуглеводнів у регіоні розміщено в межах нафтогазоносною області Передкарпатського прогину і прилеглих площ Скибової зони Карпат. Два родовища газу відкрито в газоносному районі Волино-Подільської плити — у Львівському прогині. Чотири промислові родовища газу відомі у Закарпатському газоносному районі.

За загальноприйнятою думкою геологів Передкарпатський прогин поділяють на дві зони: платформового схилу (північно-східну) — Зовнішню, або Більче-Волицьку, і геосинклінального схилу (південно-західну) — Внутрішню або Бориславсько-Покутську.

Зовнішня зона розвинута на південно-західному краю Східноєвропейської платформи. Для неї характерна відсутність палеогенових відкладів і моласової товщі нижнього міоцену. Тортон-сарматські відклади (середній і низ верхнього міоцену) зім'яті в пологі складки і залягають на розмитій поверхні мезозойсько-палеозойських порід опущеного краю платформи.

Від Східноєвропейської платформи Зовнішня зона відділена за системою скидів і флексур, які простежуються геофізичними методами розвідки у південно-східному напрямку від с. Яворів Львівської обл.

Із Внутрішньою зоною прогину Зовнішня зона межує по серії крутих скидів, по яких платформні відклади занурюються на значну глибину під насувом флішових утворень Карпат.

Поперечними розривами Зовнішня зона розбита на ряд піднятих і опущених блоків. Основні з них утворюють Угерсько-Крукеницьку западину, Станіславське підняття і Косівську западину (рис. 3.1).

Внутрішня зона прогину — це зона розвитку моласових відкладів нижнього і, частково, середнього міоцену на прогнутій складчастій споруді Карпат, складеної флішовими породами.

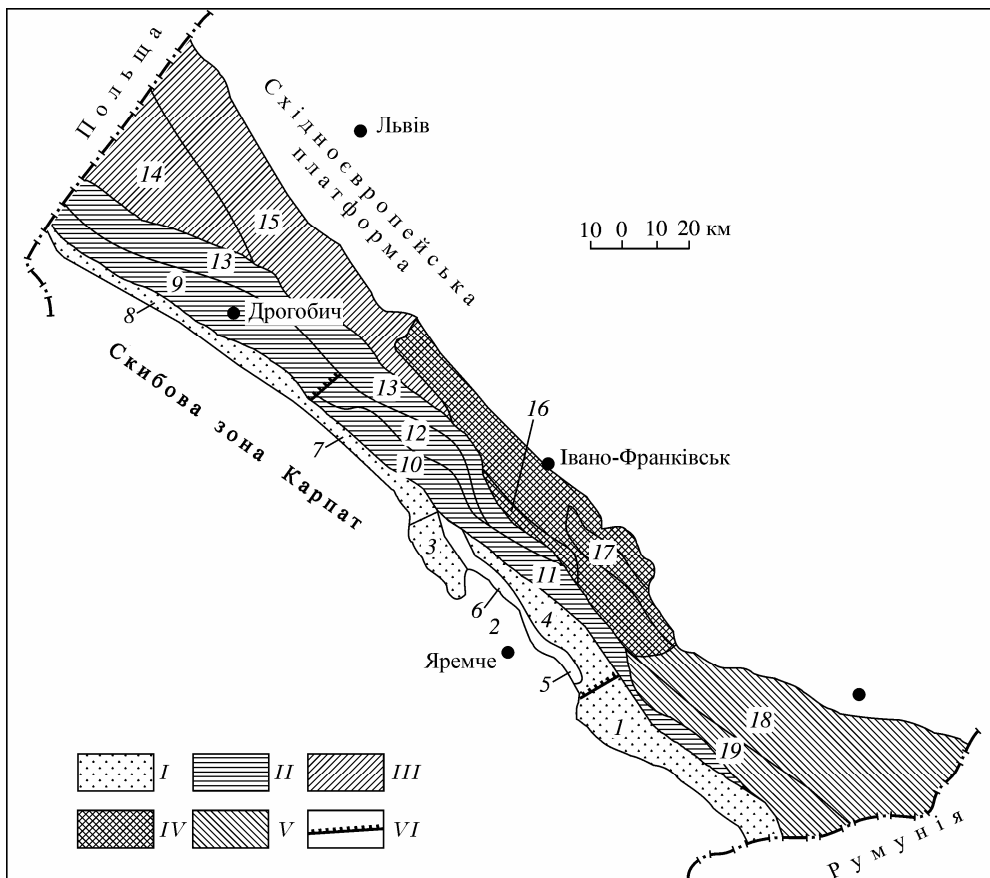
Поверхневу межу цих зон проводять по лінії насуву стебницьких відкладів на тортон-сарматські Зовнішньої зони прогину.

Внутрішню зону з північного сходу на південний захід поділяють на Самбірську і Бориславсько-Покутську підзони.

Самбірська підзона — це складно побудований синклінорій, заповнений воротищенськими, стебницькими і балицькими відкладами. Їх товщина зменшується з північного заходу на південний схід. У пересіченні по річках Бистриця і Стрий ширина підзони на денній поверхні — 24 км, у покутсько-буковинській частині (між м. Вижниця і с. Берегомет) — 3 км.

Бориславсько-Покутська підзона є смугою, складеною перекинутими у північно-східному напрямку антикліналями, насунутими одна на одну. Осадів товщі представлені крейдовим і палеогеновим флішем, а також моласами неогену. За складністю будови і дислокування ця підзона дуже подібна до Скибової зони Карпат. У розрізі підзони часто існує кілька тектонічних поверхів, насунених один на другий. Найбільша ширина (18 км) підзони у пересіченні по р. Пістинька, найменша (800 м) — у районі м. Добромилів.

Скибова зона Карпат складається численними лінійно витягнутими і брахіантиклінальними складками, як правило, перекинутими у північно-східному напрямку і насунутими одна на одну, а також на складчасті утворення Внутрішньої зони прогину.



**Рисунок 3.1 - Тектонічна схема Передкарпатського прогину**  
(за [54])

**Внутрішня зона:** I — Бориславсько-Покутська підзона (цифри на схемі: 1 — Покутські складки, 2 — Битківські, 3 — Майданські, 4 — Дзвиняцько-Чорнопоточькі; 5 — синкліналь Ослава; 6 — складки Молоткова, 7 — Долинсько-Бориславські, 8 — Старосельські складки); II — Самбірська підзона (9 —

*Радизька синкліналь і Моришинський синклінорій; 10 — Болєєво-Сворігтівські складки, 11 — Парищенські, 12 — Голинські; 13 — Калуська складка);*  
**Зовнішня зона:** *III — Угерсько-Крукеницька западина (14 — Крукеницька ділянка, 15 — Коханівсько-Угерська ділянка); IV — Станіславське поперечне підняття із западинами (16 — Погарциньською, 17 — Отинянською); V — Косівська западина (18 — північне моноклінальне крило; 19 — південна занурена частина); VI — поперечні тектонічні розриви*

У геологічному розрізі платформного схилу прогину (Зовнішньої зони) виділяють два літолого-стратиграфічні поверхи — фундамент і платформну осадову оболонку.

Фундамент Зовнішньої зони прогину складений з дислокованих порід палеозою. Платформна оболонка осадів — це піщано-карбонатні відклади юри, крейди і неогенових молас, які неузгоджено залягають на розмитій поверхні порід фундаменту.

У тектонічному відношенні найглибше занурена північно-західна частина Зовнішньої зони Передкарпатського прогину відома як Угерсько-Крукеницька западина. Центральна частина Зовнішньої зони Передкарпатського прогину характеризується зменшенням товщин неогенових відкладів. Тут виділяється Станіславське підняття. На південний схід товщина міоценових утворень знову збільшується, заповнюючи Косівську западину. Локальні структури в цій зоні спадисті, деколи брахіантиклінальні, переважно північно-західного простягання. Північно-західну межу зони умовно проводять по флексурі, яка тягнеться по лінії Немирів—Щирець—Миколаїв—Івано-Франківськ.

Локальні антиклінали Зовнішньої зони Передкарпатського прогину являють собою проміжну (перехідного типу) або куполоподібну складчастість, походження якої пов'язане з дуже складними різноманітними за напрямком тектонічними рухами в процесі геологічного розвитку цієї зони.

У межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину зосереджені газові родовища (винятком є Лопушнянське нафтогазове родовище і Коханівський нафтовий поклад). Локалізуються нагромадження газу у мезозойських (крейда—юра) і міоценових (сармат—тортон) відкладах уздовж фронту насунення флішових утворень Внутрішньої зони Передкарпатського прогину від державного кордону з Польщею до м. Вижниця. На південь від цього населеного пункту платформний схил Передкарпатського прогину майже цілком заглиблюється під насуви складчастих зон Передкарпатського прогину і Карпат. Цю думку вперше висловили карпатські геологи і геофізики за даними гравіметричних, сейсмічних і геологічних досліджень, а також буріння глибоких свердловин на Красноільській площі, де відклади платформного схилу Передкарпатського прогину були розкриті під насувами флішових відкладів Покутсько-Буковинських складок. Цікаво, що на південь

від Косова і Вижниці на платформному схилі Передкарпатського прогину тут ніби переривається смуга поширення родовищ вуглеводнів. Як уже встановлено, вона дійсно простягається під насувами флішових відкладів Внутрішньої зони прогину, про що свідчить відкриття Лопушнянського нафтогазового родовища в мезозойських відкладах платформного схилу прогину під насувом Буковинських складок, які належать до цієї Внутрішньої зони.

Газові поклади Зовнішньої зони Передкарпатського прогину пов'язані з локальними пологими антиклінальними, іноді з брахіантиклінальними структурами, які є типовим прикладом складчастості проміжного типу. Тип покладів здебільшого пластовий склепінний і масивно-склепінний, тектонічно екранований, літологічно обмежений з усіх боків та стратиграфічно екранований. Прикладом пластових склепінних покладів можуть слугувати поклади газу в сарматських відкладах Дашавського, Свідницького, Коханівського та інших родовищ. Прикладом масивно-склепінних є поклади газу в юрських і крейдових відкладах Рудківського, Більче-Волицького та інших родовищ. Тектонічно екрановані поклади трапляються в родовищах газу Садковицькому (сарматські відклади) та Угерському (відклади крейди). Літологічно обмежені з усіх боків поклади утворюють газові скупчення в лінзах тортонських відкладів Косівського родовища. На нафтогазовому Коханівському родовищі поклад нафти в юрських відкладах належить до типу стратиграфічно екранованого і пов'язаний з горстоподібним уступом. Тут юрські породи зі стратиграфічним неузгодженням перекриті відкладами тортону, які й екранують скупчення нафти.

Родовища вуглеводнів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину характеризуються переважно нормальними і заниженими пластовими тисками (меншими за гідростатичні). Колекторами тут є пісковики, алевроліти, піщані глини. Відкрита пористість колекторів — від 0,0001 (0,1 мД) до 1 мкм<sup>2</sup> (100 мД) і більше. Покришками є глини сармату, галогенні та глинисті утворення тортону. Режими покладів газові у поєднанні з пружними, слабководонапірними і водонапірними.

Закладання Внутрішньої зони на північному сході Карпатської геосинкліналі відбулось у ранньому міоцені. У будові зони беруть участь флішові відклади крейдового і палеогенового періодів, а також міоценові моласи.

Осадкові утворення, які складають зону, інтенсивно дислоковані і зім'яті в антиклінальні складки, часто перекинуті і насунуті одна на одну у північно-східному напрямку. Відклади Внутрішньої зони прогину насунуті на Зовнішню зону. Амплітуда насуву в північно-західному напрямку, за даними буріння, досягає 20 км. У південно-східному напрямку амплітуда зони занурення під регіональний насув флішових утворень крейди і палеогену Скибової зони Карпат, за даними буріння, сягає 25 км і більше.

У Внутрішній зоні прогину з південного заходу на північний схід

виділяють дві підзони: Бориславсько-Покутську і Самбірську.

Бориславсько-Покутська підзона — це складний антиклінорій, поділений на блоки поперечними тектонічними порушеннями. Антиклінальні складки перекинуті і насунуті одна на одну в північно-східному напрямку. Складчасті утворення підзони насунуті на відклади Самбірської підзони також у північно-східному напрямку. Ширина виходів відкладів на поверхню у Бориславсько-Покутській підзоні змінюється у південно-східному напрямку. В Бориславському районі ширина покриву досягає 5, на широті м. Івано-Франківськ — 20 км (район так званого Станіславського підняття). Далі на південний схід ширина цієї підзони зменшується до 7 км. У покутській частині підзони поширення відкладів Бориславсько-Покутського покриву на поверхні досягає 24—25 км.

Ширина Бориславсько-Покутської підзони збільшується там, де фронт тектонічного покриву Скибової зони Карпат відступає на південний захід у зв'язку з розмивом складчатих флішових утворень фронтальної берегової скиби Карпат.

Ці ділянки, де на поверхню виходять складки Бориславсько-Покутської підзони Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, називають тектонічними вікнами.

Самбірська підзона — це синклінорій з кількома лінійно витягнутими складками, насунутими одна на одну в північно-східному напрямку і в цілому на Зовнішню зону Передкарпатського прогину. Відклади підзони розколюються поперечними тектонічними порушеннями, внаслідок чого вона має блокову будову.

Складчасті утворення Скибової зони насунуті у північно-східному напрямку на Внутрішню зону Передкарпатського прогину. У межах Скибової зони на прилеглих до Внутрішньої зони площах виділяються лускоподібні складки Берегової (північно-східної) скиби, яка перекиває тектонічним насувом осади Внутрішньої зони прогину і Орівської (південно-західної) скиби, під насувом якої занурюються відклади Берегової скиби. Відклади Берегової і Орівської скиб складаються з крейдяних і палеогенових порід.

Локальні структури (брахіантикліналі і лінійно витягнуті складки) Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і прилеглих площ Скибової зони Карпат за будовою є типовим прикладом альпінотипної, або повної, складчастості.

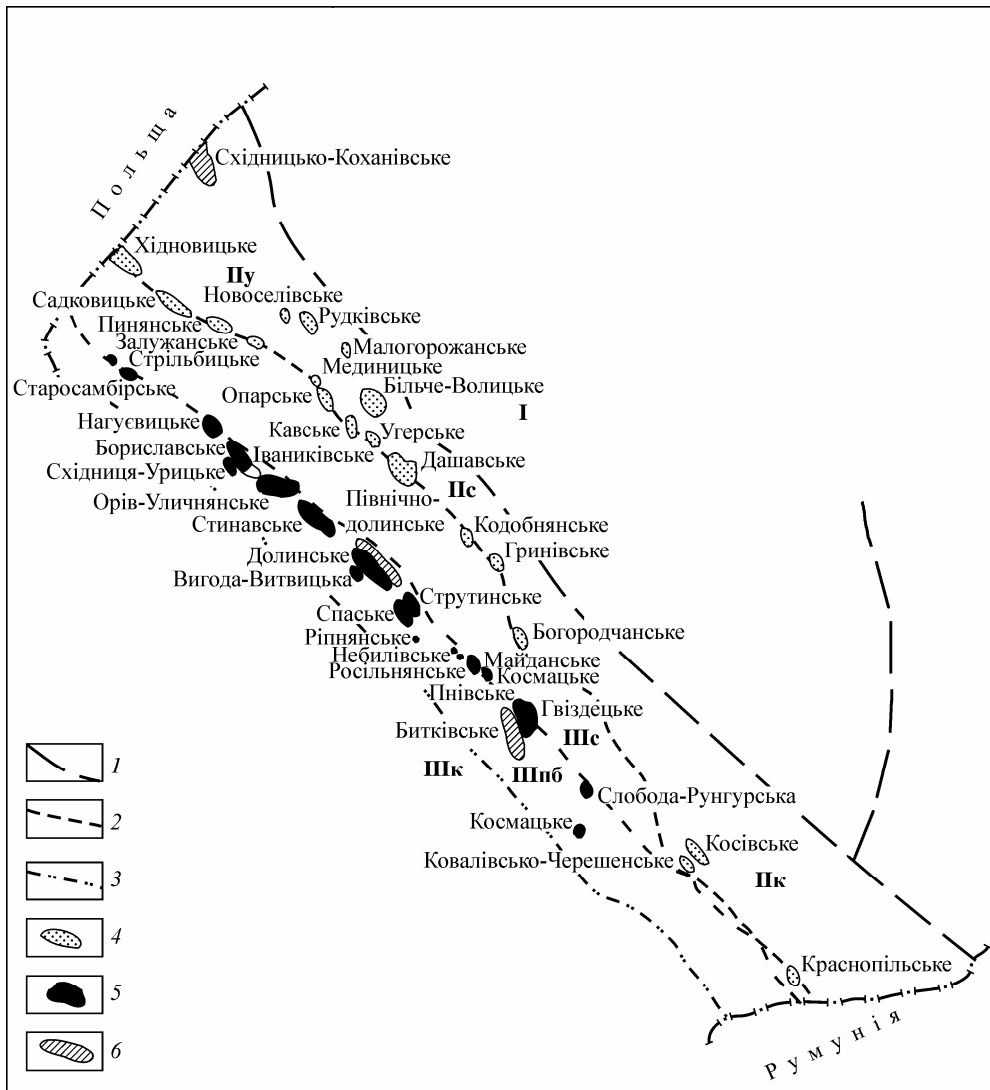
У межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і прилеглих до зони фронтальних скибах Карпат відомо понад 25 промислових родовищ нафти і газу: Старосамбірське, Бориславське, Іваніківське, Орів-Уличнянське, Станавське, Струтинське, Північнодолинське, Долинське, Космацьке, Гвіздецьке, Пнівське, Битківське та ін. (рис. 3.2).

У родовищах вуглеводнів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат колекторами є пісковики і алевроліти стрийської світи верхньої крейди, ямненської світи палеоцену, манявської і вигодської світ еоцену, менілітової світи олігоцену, рідко поляницької



(олігоцен, міоцен) і воротищенської світ міоцену. Відкрита міжзерниста пористість колекторів і їх проникність коливаються у широких межах. Колектори, як правило, тріщинуваті. Покришками є глинисті засолені відклади воротищенської (міоцен), аргіліти і часто щільні алевроліти поляницької (міоцен, олігоцен) світ, глинисті породи бистрицької світи (еоцен), а також деколи щільні аргіліти і мергелі стрийської світи верхньої крейди.

У Внутрішній зоні Передкарпатського прогину і Скибовій зоні Карпат трапляються поклади вуглеводнів таких типів: пластові, склепінні, масивно-склепінні, пластові склепінні тектонічно екрановані, а також ті, які належать до підвернутих крил антиклінальних структур, що тектонічно екрановані у верхній їх частині. Прикладом пластового склепінного типу є поклади нафти середньо- і нижньоменілітових світ олігоцену Струтинського родовища, у відкладах манявської світи Гвіздецького родовища та ін., пластового і масивно-пластового типів — поклади нафти у відкладах середньо- і нижньоменілітових світ олігоцену Гвіздецького родовища, поклад газу у відкладах вигодської і манявської світ Росільнянського родовища та ін., пластових склепінних, тектонічно екранованих покладів — скупчення нафти у відкладах верхньоменілітової світи Спаського, Вигода-Витвицького та інших родовищ. Поклади нафти, що пов'язані з підвернутими крилами антиклінальних структур, які тектонічно екрановані у верхніх частинах насувом, виявлені в менілітових відкладах олігоцену і манявських відкладах еоцену, а також у вигодсько-манявських відкладах еоцену на Північнодолинському родовищі нафти.



**Рисунок 3.2 - Схема розміщення основних родовищ вуглеводнів у Передкарпатському прогині (за матеріалами УкрДГРІ)**

**Межі:** 1 — основних тектонічних елементів, 2 — тектонічних зон; 3 — імовірна межа поширення складок Бориславсько-Покутської зони під Складчастими Карпатами; **родовища:** 4 — газові, 5 — нафтові, 6 — нафтогазові; **цифри на схемі:** I — Волино-Подільська плита; **Зовнішня зона Передкарпатського прогину:** Пу — Угерсько-Круженицька западина, Пс — Станіславське підняття, Пк — Косівська западина; **Внутрішня зона Передкарпатського прогину:** Шс — Самбірська підзона, Шпб — Покутсько-Бориславська підзона, Шк — Скибова зона Карпат

Режим покладів нафти Внутрішньої зони Передкарпатського прогину — переважно пружний у поєднанні зі слабководонапірним і режимом розчиненого газу.

### 3.2 Короткий нарис історії геолого-тектонічного розвитку еталонної області досліджень

В історії геологічного розвитку території на якій поширюється у даний час Передкарпатський прогин та Скибова зона Карпат, можна намітити такі чотири основні етапи: ранньопалеозойський, юрський, крейдіано-палеогеновий і міоценовий. Кожний з указаних етапів характеризується своєрідністю палеогеографічних умов та певними фазами тектогенезу. У вертикальному розрізі комплексу осадів вказані етапи, що розділяються між собою довгою перервою в осадонакопиченні і, як наслідок, неузгодженнями (кутовими і звичайними).

**Ранньопалеозойський етап.** У ранньопалеозойському віці територія, яка розглядається, перебувала, напевне, в межах геосинклінальної області, на це в деякій мірі може вказувати велика товщина силурійських відкладів на Красноільській площі. Так, за даними буріння свердловин №-1Кр, №-5Кр., розкрита товщина лише борщівського і чортківського горизонтів верхнього силуру перевищує 1300 м. Товщина всієї товщі силуру, безумовно, тут набагато більша від вказаної цифри, оскільки борщівський і чортківський горизонти є дуже малими складовими одиницями лише самої верхньої частини осадів цього віку. Крім того, в розкритих відкладах силуру на Красноільській площі є круті кути падіння порід [55].

Межа між геосинклінальною областю та Східно-Європейською платформою, південно-західний край якої в той час, ймовірно, був шельфовою зоною, проходив трохи на схід від лінії, що можна провести через населені пункти Красноільськ, Кути і далі в північно-західному напрямку умовно трохи на захід від Івано-Франківська, Калуша, Залужан.

Наприкінці силурійського часу в заключній фазі каледонського тектогенезу вздовж всього південно-західного краю Східно-Європейської платформи нижньопалеозойські осади були зім'яті в складки, виведені з-під рівня моря, в результаті чого вони піддалися розмиву. Утворення каледонід склали зону відносно консолідованих порід, завдяки якій Східно-Європейська платформа розширила свою територію у південно-західному напрямку. Прояви герцинської фази тектогенезу утворили орогенну споруду. Смуга цієї споруди ймовірно проходить через райони населених пунктів: Ворохта, Зелена, Сколе, Самбір.

**Юрський етап.** У цей етап обширна область складчатого палеозою піддалася опусканню, в результаті чого формуються Передкелицько-Сандомирський і Переддобруджинський прогини – на південному сході (проявлення ранньокімерійської фази тектогенезу). Безпосередньо на території Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат опускання були дуже слабкі.

У батський час відкладались континентальні осади, які приносились поверхневими водами з навколишніх територій, що були розташовані вище від рівня моря. Про це може свідчити їх різноманітний характер. Починаючи

з келовейського часу, занурення підсилюється, море трансгресує і відкладаються вапняки, доломіти, інколи ангідрити. Передкелицько-Сандомирський і Переддобруджинський прогини в цей час з'єднуються вузьким водним трогом і утворюється єдиний юрський басейн, який простягається від Добруджі до Всентокшишських гір.

Кінець юрського етапу знаменується регресією моря, територія сучасного Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат була виведена з-під рівня моря та частково розмита, що напевне, пов'язано з пізньокімерійською фазою тектогенезу.

**Крейдово-палеогеновий етап.** На початку ранньої крейди велика частина Східних Карпат була втягнута у занурення, яке позначило початок формування Карпатського геосинклінального прогину. Формуються флішові пісково-глинясті осади рахівської світи та чорні сланці спаської світи нижньої крейди.

Наприкінці ранньої крейди на території Східних Карпат виявилися давньоавстрійська і пізньоавстрійська фази тектогенезу, що спричинило виникнення підняття на території Карпат. Територія Внутрішньої і Зовнішньої зон Передкарпатського прогину і південно-західного краю Волино-Подільської плити за час нижньої крейди не зазнавала істотних коливальних рухів і була сушею.

На початку часу пізньої крейди на всій території Карпатського нафтогазоносного регіону поновлюються опускання. Втягуються у прогин територія Передкарпатського прогину і південно-західний край Східно-Європейської платформи, особливо, зона Волино-Подільської плити. Тоді у геосинклінальному прогині, який існував на території сьогоденної Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат, сформувалися пісково-глинисті флішові осади. На опущеному краї Руської платформи і платформеному схилі Передкарпатського прогину сформувалися переважно карбонатні відклади. Геосинклінальний і платформовий верхньокрейдяні басейни були поділені грядами підняття. Однак, між підняттями були вільні сполучення окремих басейнів, завдяки чому на деяких площах (Угерсько, Журавна тощо) осади верхньої крейди репрезентовані в перехідній фації від геосинклінальної до платформової.

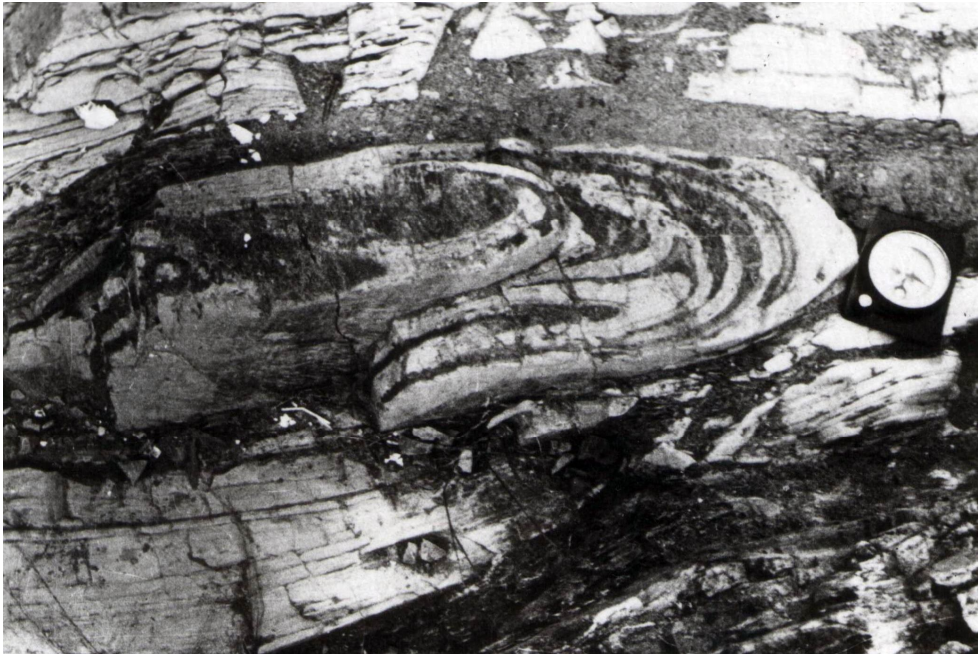
Наприкінці пізньої крейди південно-західний край Руської платформи зазнав підняття. Ця територія була сушею до середнього міоцену. У геосинклінальному прогині (територія Скибової зони Карпат і Внутрішня зона Передкарпатського прогину) нагромадження осаду тривало протягом всієї палеоценової, еоценової і олігоценової доби. Ларамійська фаза складчастості, яка виявилася у Карпатах наприкінці верхньої крейди знову дещо змінила структурні форми залягання пластів в осадових формуваннях.

Під час еоцену в цій зоні трапляються стресові тектонічні рухи у земній корі, які спричиняють моретруси, що є виявом вже піренейської фази складчастості. Про це промовисто свідчать "нептунічні дайки", які часто бувають в гірських породах манявської світи (еоцен) (рис. 3.3). Тектонічна

активність території посилюється в олігоцені, про що свідчать дрібні, мабуть, сингенетичні складки, які часто трапляються у силіцилітових горизонтах менілітової світи (рис. 3.4), а також мікроскладки, що виникли відразу після відкладання осадового матеріалу ще до його консолідації (рис.3.5). Про коливальні рухи, які відбувалися, свідчить також велика фаціальна мінливість осадів. Так, наприклад, у середньоменілітовій підсвіті олігоцену поряд з бітумінозними товщами є пачки мергелів, доломітів, алевролітів, пісковиків і конгломератів. Вулканогенні утворення у розрізі цієї товщі свідчать про вулканічну діяльність під час олігоцену.



**Рисунок 3.3 - Нептунічна дайка у відкладах манявської світи висотою 8 м і шириною 3 м. Відслонення “Соколинне гніздо”**  
(р. Черемош, фото О. О. Орлова [56])



**Рисунок 3.4 - Сингенетична мікроскладчатість у “роговиковому горизонті” менілітової світи**  
(р. Черемош, фото О. О. Орлова [56])



**Рисунок 3.5 - Мікроскладка в “роговиковому горизонті” менілітової світи**

(р. Серет, фото О. О. Орлова [56])

Тектонічна активність території, яку розглядаємо, за час олігоцену

відповідає, мабуть, останнім проявам піренейської фази тектогенезу.

На початку поляницького часу відбуваються висхідні рухи у крайовій частині Східно-Європейської платформи. Про це свідчить велика кількість у поляницькій світі конгломератів, уламковий склад яких формується переважно сіро-зеленими метаморфічними сланцями і світло-сірими вапняками платформового походження.

На початку воротищенського часу величезна територія Карпат зазнає загального підняття. Морем була покрита тільки зона Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Вздовж краювої частини Карпат постають регіональні розломи. Починається формування насунення Скибової зони Карпат на Передкарпаття. Основний розвиток насунних дислокацій відбувається, проте, пізніше, бо на багатьох площах насуди флішових утворень перекривають не тільки воротищенські відклади, але й більш молоді утворення.

На початку слобідського часу виявляється давньоштирійська фаза тектогенезу. Карпати ще більше піднімаються. Зазнає, мабуть, різкого піднімання і складчаста споруда, яка простягається вздовж південно-західного краю Східно-Європейської платформи, за рахунок руйнування якої у південно-західній частині Передкарпатського прогину відкладається товща слобідських конгломератів, товщина яких у районі Слободи Рангурської перевищує 3-4 км.

На початку нижньотортонського часу, через виявлення новоштирійської фази складчастості, відбувається підняття відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Цей процес супроводжується початком зародження майже усіх антиклінальних структур, які є тепер у крейдяному і палеогеновому фліші і міоцені. На південно-західному краю Східно-Європейської платформи відкладаються тортонські і нижньосарматські осади.

Кінець часу пізнього сармату у Карпатах знову супроводжується інтенсивними тектонічними рухами (прикінцева фаза альпійського тектогенезу, яка відповідає, можливо, етичній фазі складчастості по шкалі Г.Штілле). Під час цієї фази відбуваються насунення відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину на тортон-сарматські осади його платформового схилу, а також Бориславсько-Покутської підзони на стебниківські відклади Самбірської підзони. Відбувається формування великої кількості нових та інтенсивний розвиток і ускладнення вже існуючих складок, утворення розривів, тріщинуватості і локальних насунень у флішових відкладах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат (рис. 3.6, 3.7, 3.8, 3.9, 3.10, 3.11).

За наступного геологічного часу в Карпатах в міру триваючого їх піднімання, відбувається розмив склепінь складчастих структур і відшарування їх ядер. Триває розмив моласових утворень у Передкарпатському прогині.



**Рисунок 3.6 - Гострокутна складка, стрийська свита  
верхньої крейди**  
(р. Рибниця, Брусненська структура, фото О. О. Орлова [56])

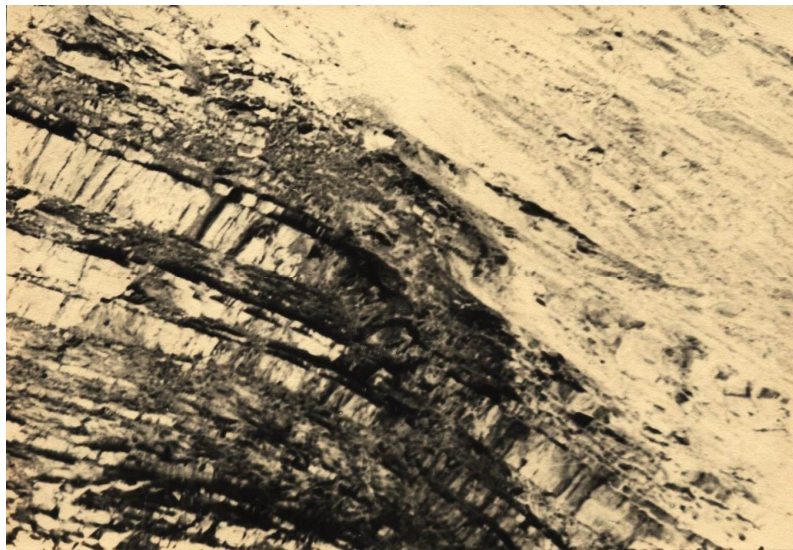


**Рисунок 3.7 - Насув невеликих розмірів (підкид) в шешорському  
горизонті**  
(р. Лючка, фото О. О. Орлова [56])





**Рисунок 3.8 - Поверхня напластування у мергелях в поляницьких відкладах, яка розбита тріщинами у вигляді трикутників**  
(р. Рибниця, фото О. О. Орлова [56])



**Рисунок 3.9 - Флексурний перегин пласта в шешорському горизонті**  
(р. Лючка, фото О. О. Орлова [56])



**Рисунок 3.10 - Тріщини сколювання, поверхні яких паралельні поверхням напластування порід у відкладах стрийської свити верхньої крейди**  
*(р. Прут, фото О. О. Орлова [56])*



**Рисунок 3.11 - Тектонічно порушені флішові відклади стрийської свити**  
*(р. Прут, фото О. О. Орлова [56])*

Процес формування сучасного складу та типів покладів вуглеводнів, наприклад, у Бориславсько-Покутській підзоні (де зосереджена більшість нафтових покладів), згідно з висновками І. Висоцького, розпочався саме з сармату і триває досі [57]. Максимально процес формування нафтогазових покладів, згідно з І. Висоцьким, потрібно пов'язувати з добою пізнього пліоцену, коли розпочалося формування структурних форм, з якими пов'язані родовища. Зазначені висновки І. Висоцького цілком відповідають виведеним залежностям коефіцієнтів аномальності пластових тисків від коефіцієнтів інтенсивностей антиклінальних структур для Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат, оскільки в процесі перетворення їх структурного плану та формування локальних антиклінальних складок, які ми спостерігаємо тепер, відбувалося утворення покладів вуглеводнів з певними значеннями пластових тисків.

У межах геосинклінального схилу Передкарпатського прогину та на прилеглих площах Скибової зони Карпат, де відбувалось інтенсивне утворення складок та стиснення природних резервуарів, виникали відповідні пластові тиски. Вони зберігаються завдяки тому, що тектонічні рухи тривають у цій зоні до даного часу. У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, локальні структури характеризуються меншими значеннями коефіцієнтів інтенсивності. Відповідно в них пластові тиски мають менші значення у порівнянні зі структурами Внутрішньої зони. Крім того, у даний час у Зовнішній зоні тектонічні рухи проявляються дуже слабо. Підтримка пластових тисків стисненням природних резервуарів не здійснюється. Тому тут у природних резервуарах відмічаються пластові тиски за значеннями меншими за гідростатичний.

#### 4 ВИБІР КРИТЕРІЮ ОЦІНЮВАННЯ ІНТЕНСИВНОСТІ ЛОКАЛЬНОЇ СКЛАДЧАСТОСТІ ТА ЇЇ ВПЛИВУ НА ПРОЦЕС ФОРМУВАННЯ АНОМАЛЬНОСТІ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ У ПРИРОДНИХ РЕЗЕРВУАРАХ

Під час вивчення розподілу величин коефіцієнтів аномальності початкових пластових тисків ( $K_a$ ) в родовищах вуглеводнів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та Скибової зони Карпат було звернуто увагу на те, що складки з меншими кутами при їх вершині, тобто тоді, коли вони більш вигнуті, до них приурочені природні резервуари, які володіють коефіцієнтами аномальності, що характеризують надгідростатичні пластові тиски.

На рисунках 4.1, 4.2 та 4.3 видно, що на Гвіздецькому родовищі нафти, де кут складки при вершині дорівнює  $34^\circ$  (покрівля вигодської світи),  $K_a=1,89$  (на ВНК); на Росільнянському родовищі нафти, де кут складки у покрівлі вигодської світи складає  $58^\circ$ ,  $K_a=1,3$  (ГВК). На Струтинському родовищі нафти, де кут складки при вершині у покрівлі нафтоносного пласта олігоцену дорівнює  $78^\circ$ ,  $K_a=1,26$  (на ВНК).

Рівняння побудованої кривої (рис. 4.4, вихідні дані в табл. 4.1) залежності коефіцієнтів аномальності початкових пластових тисків від значень кутів складок при вершині у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину, має такий вигляд:

$$K_a^K = 1,9 - 0,08\alpha \pm 0,2,$$

де  $K_a^K$  - коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску в колекторах, які залягають під породами-покришками; 1,9 та 0,08 - постійні коефіцієнти;  $\alpha$  - кут складки при вершині;  $\pm 0,2$  - середньоквадратична помилка (за критерієм Стьюдента).

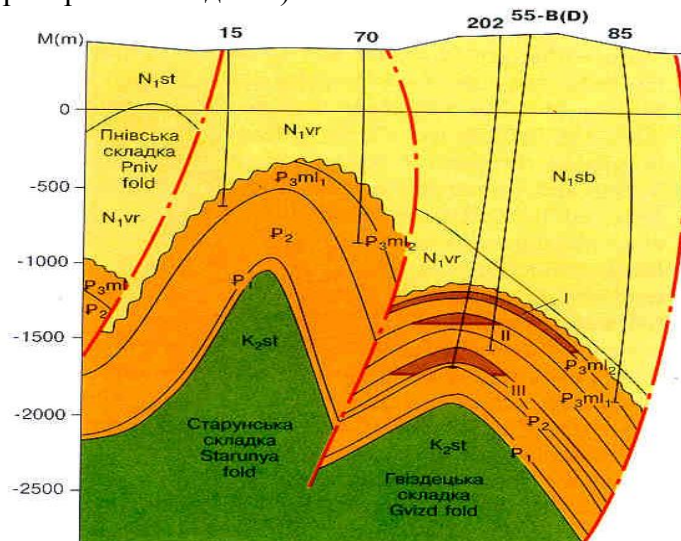


Рисунок 4.1 - Гвіздецьке родовище нафти, геологічний профіль [45]

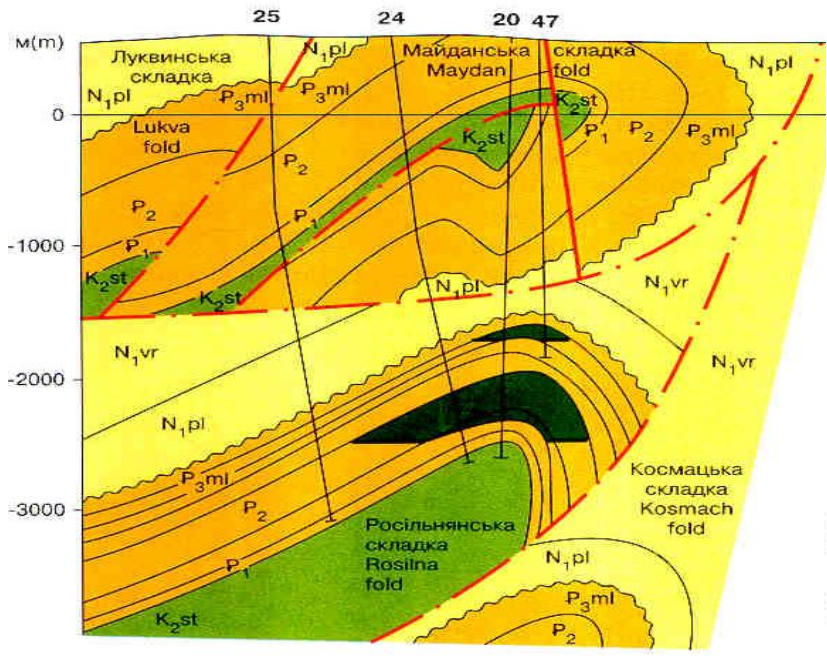


Рисунок 4.2 - Геологічний профіль Росільнянського родовища [45]

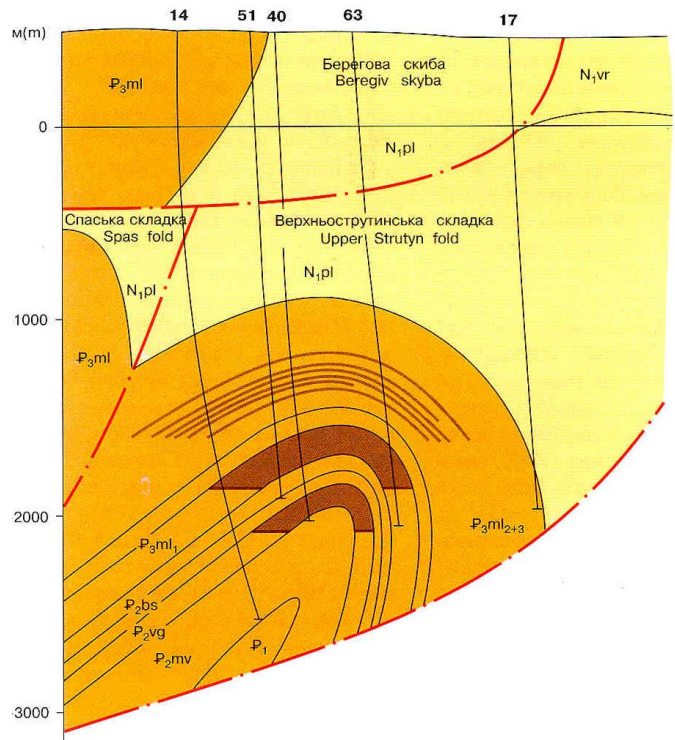
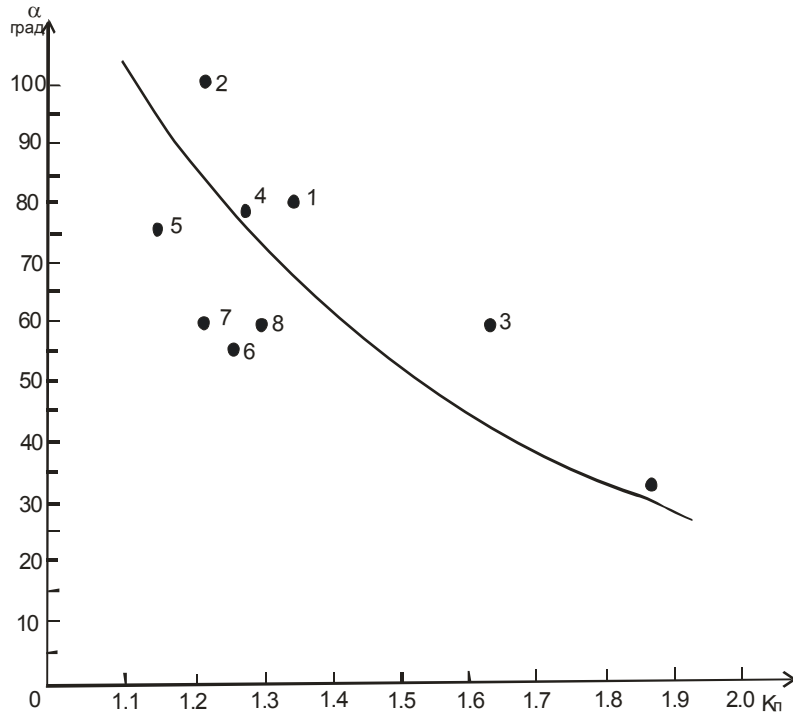


Рисунок 4.3 - Геологічний профіль Струтинського родовища [45]



**Рисунок 4.4 - Графік залежності коефіцієнтів аномальності початкових пластових тисків у колекторах ( $K_a$ ) у деяких родовищах вуглеводнів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину від величин кутів ( $\alpha$ ) складок при їх вершині. Цифри відповідають номерам родовищ у таблиці 4.1 [45]**

Слід відмітити, що вимірювання кутів складок при їх вершині проводити важко. Крім того, при вимірах можливі помилки. Так, наприклад, крила складок у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину часто перекриті насувами інших антикліналей, у деяких випадках склепіння складок зрізані насувами. У таких нафтогазоносних регіонах як Зовнішня зона Передкарпатського прогину, Дніпровсько-Донецька западина, склепіння структур порушені скидами та підкидами, що також викликає труднощі при визначенні кута складки при вершині.

Результати досліджень показали, що ступінь зім'яття пластів гірських порід у складки зручно оцінювати за величиною коефіцієнта інтенсивності локальних складчастих структур. Інтенсивність антиклінальної складки - це відношення амплітуди складки в межах останньої замкнутої ізогіпси до її площі за тією самою ізогіпсою. Якщо позначити інтенсивність антикліналі або тектонічного підняття як  $i$ , амплітуду -  $h$  та площу -  $S$ , то:

$$i = h/S, \text{ м/км}^2. \quad (4.1)$$

Таблиця 4.1 – Кути складок при вершині у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину

Родовище (структура, ярус)	Вік горизонту	Початковий пластовий тиск, кгс/см <sup>2</sup>	Глибина пласта, м	Коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску	Кут складки при вершині, град.
1. Старо-Самбірське	Нижній палеоцен	463,0	3460,0	1,34	80
2. Бориславська складка (І структурний ярус)	Олігоцен	219,6	1800,0	1,22	100
3. Іванівське	Олігоцен	408,0	2748,0	1,48	6
4. Струтинське	Олігоцен	239,0	1900,0	1,26	78
5. Північно-Долинське	Олігоцен	346,5	3017,5	1,15	76
6. Долинське	Олігоцен	292,0	2303,0	1,27	55
7. Космацьке	Олігоцен	381,0	3100,0	1,23	60
8. Росільнянське	Еоцен	390,0	3002,0	1,30	60
9. Гвіздецьке	Еоцен	419,0	2219,0	1,89	34

Цілком зрозуміло, що чим вище значення параметра  $i$ , тим більше пласт гірських порід вигнутий у складку і тим інтенсивніше гірські породи стиснуті та деформовані, і тим них коефіцієнт аномальності пластових тисків. У зв'язку з тим, що параметр  $i$  являє собою відношення різних за порядком величин (м/км<sup>2</sup>), він є емпіричним параметром.

#### 4.1 Дослідження залежності $K_a=f(i)$ в газо-нафто-водоносних структурах Внутрішньої і Зовнішньої зон Передкарпатського прогину і на прилеглих площах Скибової зони Карпат

На нашу думку, у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину і Скибовій зоні Карпат більшість структур можна віднести до поліогенного типу, оскільки цей регіон характеризується інтенсивною тектонічною рухливістю протягом всієї історії його геологічного розвитку. Можна стверджувати, що локальні структури, які утворилися в ту або іншу фазу

тектогенезу, згодом ускладнювалися і в порових пустотах колекторів створювалися певні значення пластового тиску під дією тектонічних зусиль. Складки видозмінювалися при дії нових тектонічних рухів. Відбувалося переформовування покладів і пластового тиску в порах колекторів одночасно, що дозволяє стверджувати про генетичний зв'язок процесів формування покладів вуглеводнів і величин пластового тиску в них, залежно від інтенсивності складкоутворення.

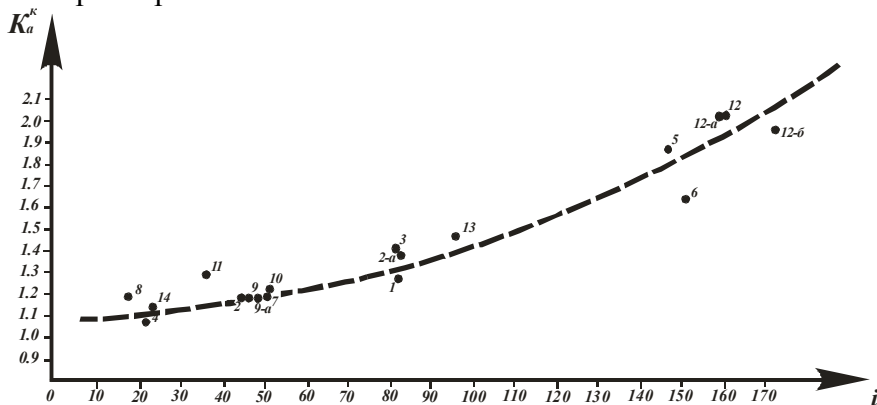
На рисунку 4.5 (дані в таблиці 4.2) і на рисунку 4.6 (дані в таблиці 4.3) представлено залежності  $K_a = f(i)$  для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та на прилеглих площах Скибової зони Карпат у природних резервуарах відповідно до поверхні місцевості і до рівня моря.

Як видно на графіках, у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину та Скибовій зоні Карпат спостерігається чітка залежність значень  $K_a$  від величини параметра  $i$ , який характеризує інтенсивність зім'яття гірських порід у складки, причому, як по відношенню до поверхні місцевості, так і по відношенню до рівня моря. Комп'ютерна обробка результатів проведених досліджень дозволила отримати таку аналітичну залежність  $K_a = f(i)$  для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат, яка може бути використана для виведення формули безпосередньо пластового тиску (по відношенню до поверхні місцевості):

$$K_a^K = 1,1486 + 2,9277 \cdot 10^{-5} i^2 \pm 0,03, \quad (4.2)$$

де  $K_a^K$  - коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску в нафтогазоводонесних горизонтах;  $i$  – коефіцієнт інтенсивності локальних структур; 1,1486 і  $2,922 \cdot 10^{-5}$  – постійні коефіцієнти;  $\pm 0,03$  – середня квадратична помилка.

У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину зім'ятість осадових відкладів менш інтенсивна, ніж у Внутрішній зоні. Тут розвинута складчастість проміжного типу, проте тут також фіксується залежність  $K_a$  від величини параметра  $i$ .



**Рисунок 4.5 – Графічна залежність  $K_a = f(i)$  з визначення  $K_a$  на ВНК (ГВК) відносно до поверхні місцевості в нафтогазоводонесних структурах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Номери родовищ вказані в таблиці 4.2 [46]**



Таблиця 4.2 - Кількісні характеристики структур, початковий пластовий тиск ( $P_n$ ) і їх коефіцієнти аномальності ( $K_a$ ) в основних нафтогазоводонесних структурах (на ГВК, ВНК і у воді) у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину і на прилеглих площах Скибової зони Карпат

№ п/п	Родовище, структура, площа, блок, ділянка	Горизонт	Осі структур, км×км	Площа км <sup>2</sup>	Амплітуда, м	$i$	$P_n$ 10 <sup>-5</sup> Па (кгс/см <sup>2</sup> )	Глибина, м	$K_a$	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Старо-Самбірське	Палеоцен	9,0×2,5	18	1500	83,30	493,0	3835	1,29	
2.	Бориславська складка, замір тиску у воді за межами ВНК, св. 1820	Еоцен	7,5×3,0	17,3	800	46,24	237,9	2010	1,18	
2-а.	Бориславське, піднасув, св. 705	Олігоцен	3,0×2,5	7,2	600	83,33	323,0	2350	1,37	
3.	Іваніківське, Помярківський блок, ділянка св. 15	--"--	7,5× 3,0	18,0	1450	80,55	432,9	3025	1,43	
4.	Орив-Уличнянське	--"--	8,0× 7,0	54,0	1100	20,37	386,7	3555	1,09	
5.	Старунська, у воді	--"--	4,6× 1,8	6,8	1000	147,0	218,0	1175	1,86	Горизонт непродуктивний
6.	Урожська, у воді	Еоцен	4,5× 1,8	6,6	1000	152,0	330,0	2037	1,62	
7.	Струтинська, ділянка св. 63	Олігоцен	11,2× 2,5	25,7	1300	50,47	264,5	2197	1,20	
8.	Північно-Долинське, північно-західний і центральний блоки	Еоцен	14,0× 3,0	33,6	600	17,86	338,5	2873	1,19	
9.	Долинське	Олігоцен	12,0× 2,6	24,3	1150	47,35	357,0	3020	1,18	Єдиний ВНК з 9-а
9-а.	Долинське	Еоцен	12,0× 2,6	24,3	1150	47,35	357,0	3020	1,18	Єдиний ВНК

Продовження таблиці 4.2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10.	Космацьке	Олігоцен	10,5× 23	21,5	1100	52,38	381,0	3100	1,23	
11.	Росільнянське	Еоцен	10,5× 1,9	16,0	600	37,50	390,0	3002	1,30	
12.	Гвіздецьке	Олігоцен-2	4,2× 1,2	5,0	800	160,0	402,0	1985,5	2,03	Єдиний ВНК
12-а.	--"--	Олігоцен-3	4,2× 1,2	5,0	800	160,0	402,0	1985,5	2,03	--"--
12-б.	--"--	Еоцен	4,2× 1,2	4,6	800	173,9	419,0	2219	1,89	--"--
13.	Пнівське	Олігоцен	11,2× 2,3	20,5	2000	97,56	331,2	2230	1,48	
14.	Битківське, 2-й структурний ярус, Битківсько-Пасічнянський і Бабче-Старунський блоки	Олігоцен	16,0× 3,0	38,0	900	23,58	277,0	2475	1,12	
15.	Спаське	--"--	9,2× 3,0	25,5	1300	50,98	170,0	1870	0,90	Розвантаження пластової енергії у зв'язку з малою товщиною покришки в склепінні (на графіку не нанесено)

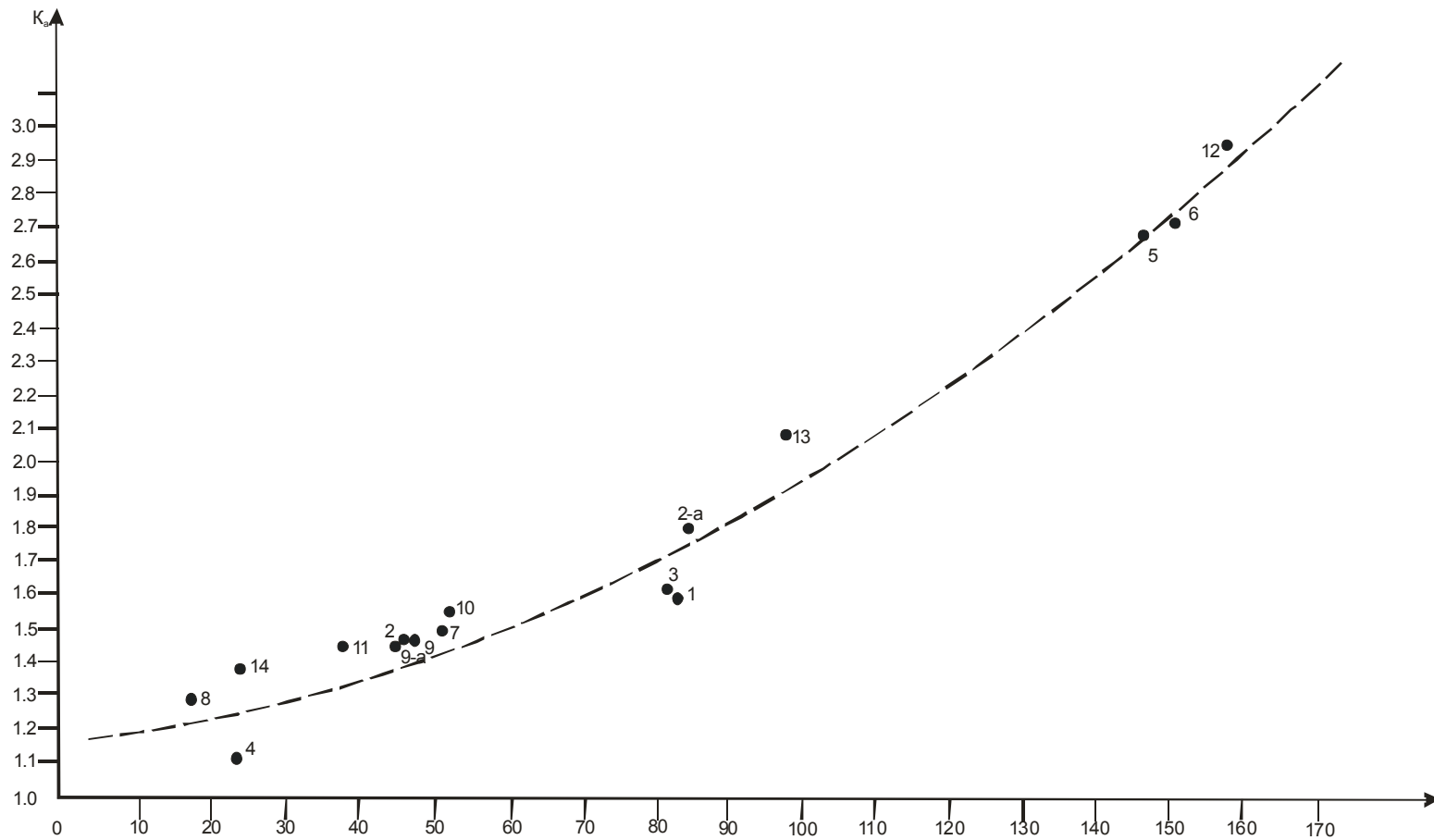


Рисунок 4.6 - Графічна залежність  $K_a=f(i)$  з визначення  $K_a$  на ВНК (ГВК) відносно до рівня моря в нафтогазоводонесних структурах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину [46]

Таблиця 4.3 - Коефіцієнти аномальності початкового пластового тиску на ВНК (ВГК) в основних нафтогазоводонасних структурах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, приведені до рівня моря ( $K_{a/0}^k$ )

№ п/п	Родовище, структура, блок, ділянка	Горизонт	$i$	Абсолютна відмітка ВНК (ГВК)	$P_H$ $10^5 \text{Па}$ (кгс/см <sup>2</sup> )	$K_{a/0}^k$ /	Примітка
1.	Старо-Самбірське	Палеоцен	83,30	-3137	493,0	1,57	
2.	Бориславська складка, св. 1820	Еоцен	46,24	абс. відмітка заміру тиску -1517	220,0	1,45	
2-а.	Бориславське, піднасув, ділянка св. 705	Олігоцен	83,33	-1800	323,0	1,8	
3.	Іванківське, Помярківський блок, ділянка св. 15	Олігоцен	80,55	-2700	432,9	1,6	
4.	Орів-Уличнянське, ділянка св. 113	Олігоцен (нижньомені-літова світа)	20,37	-3234	386,7	1,1	
5.	Старунська, у воді	Олігоцен	147,0	абс. відмітка заміру - 816	218,0	2,67	
6.	Урожська, у воді	--“--	152,0	абс. відмітка заміру -1222	330,0	2,70	
7.	Струтинське, ділянка св. 63	верхньо- і середньомені-літова світи	50,47	-1797	264,5	1,47	
8.	Північно-Долинське, Північно-Західний блок	Еоцен	17,86	-2623	338,5	1,29	
9.	Долинське	Олігоцен	47,35	-2520	357,0	1,42	Загальний ВНК
9-а.	--“--	Еоцен	47,35	-2520	357,0	1,42	
10.	Космацьке	Олігоцен	52,38	-2550	381,0	1,55	
11.	Росільнянське, північно-східне крило	Еоцен	37,50	-2730	390,0	1,42	

Продовження таблиці 4.3							
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
12.	Гвіздецьке	Олігоцен	160	-1400	402,0	2,87	
13.	Пнівське	--“--	97,56	-1600	331,2	2,07	
14.	Битківське, 2-й структурний ярус, південно-західна частина Битківсько- Пасічнянського і Бабче-Старунського блоків	--“--	23,58	-1992	277,0	1,39	

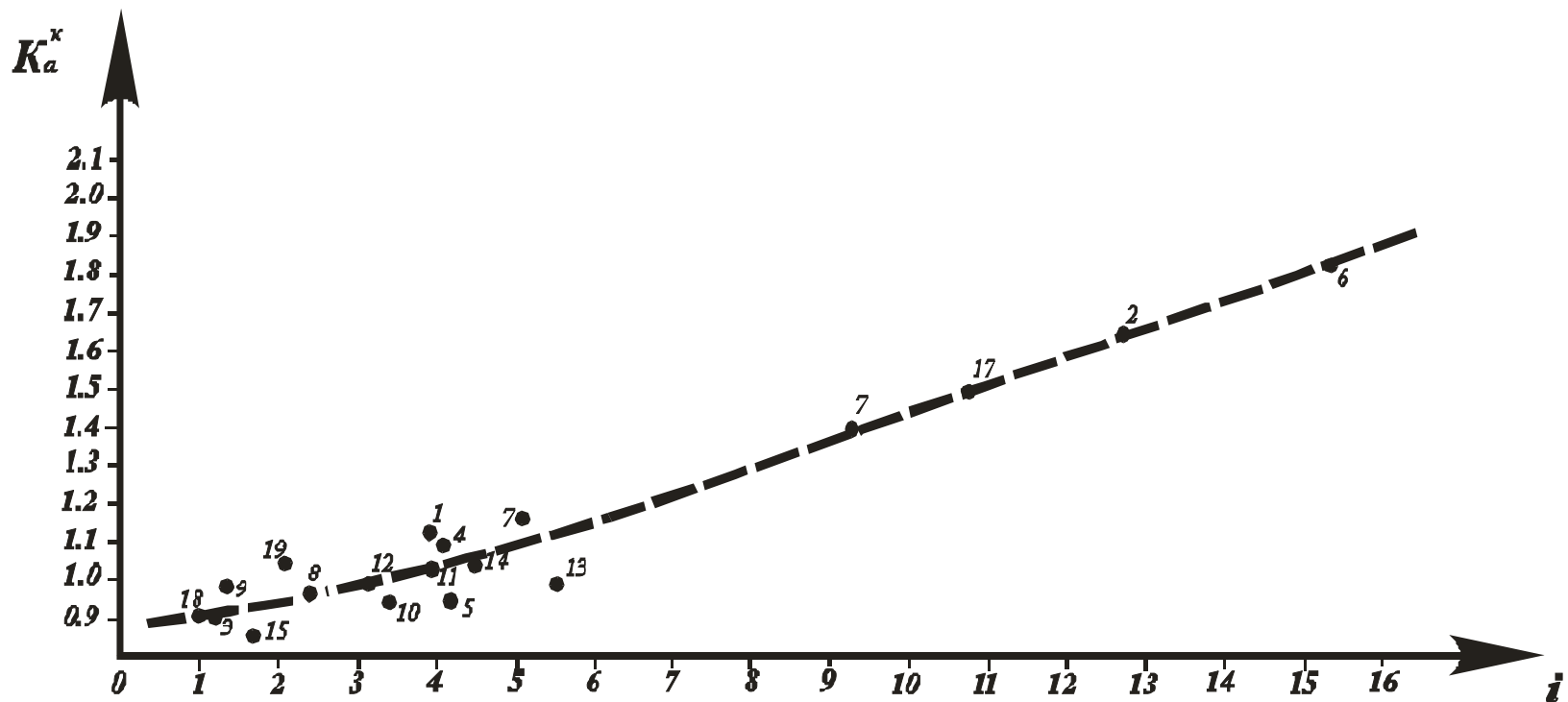


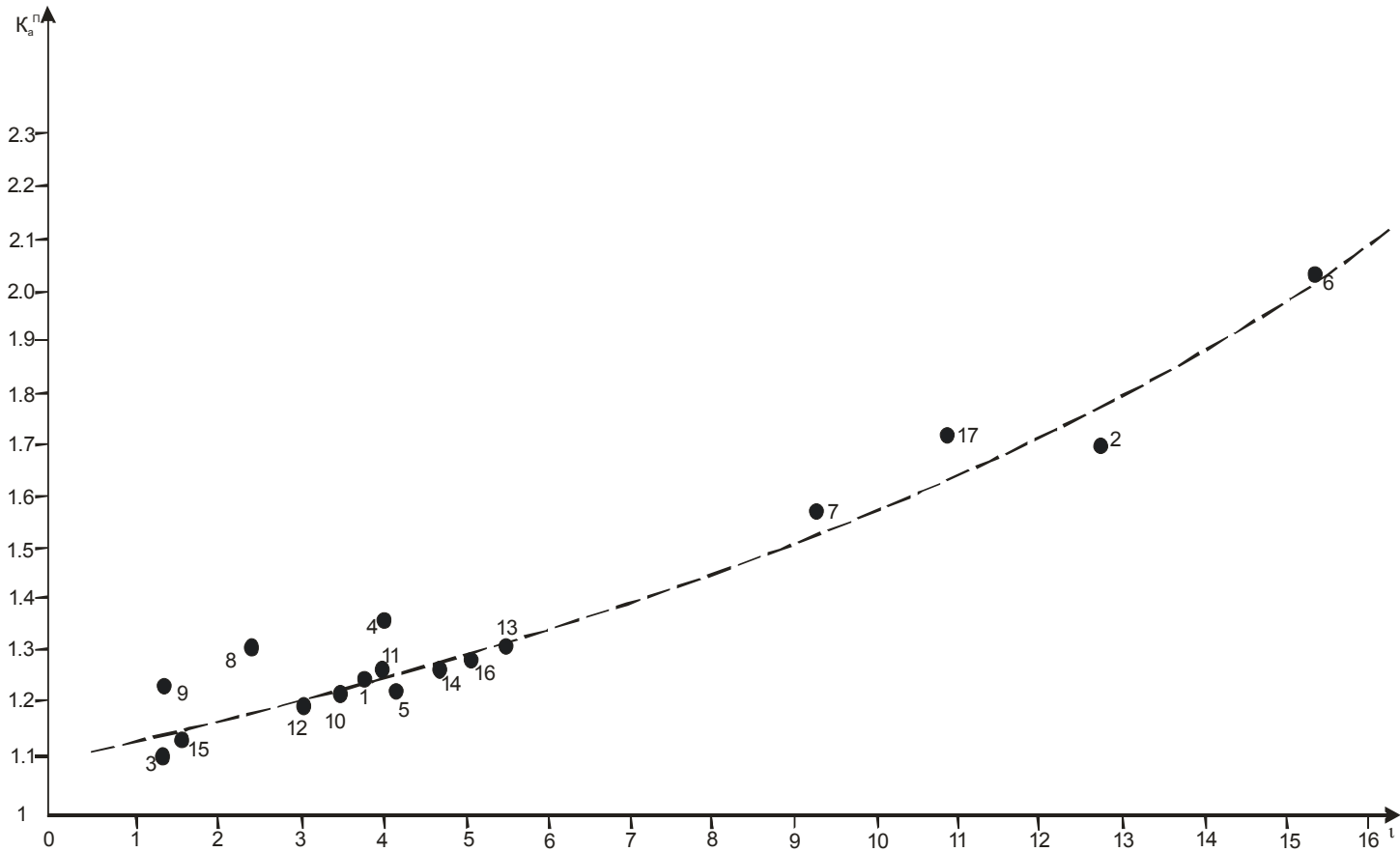
Рисунок 4.7 - Графічна залежність  $K_a=f(i)$  з визначення  $K_a$  на ВНК (ГВК) в нафтогазоводонесних структурах відносно до поверхні місцевості Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Номери родовищ вказано в таблиці 4.4 [46]

Таблиця 4.4 - Кількісні характеристики, початковий пластовий тиск ( $P_n$ ) і їх коефіцієнти аномальності ( $K_a$ ) відносно поверхні місцевості в нафтогазоводонесних структурах (на ГВК, ВНК і у воді) в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину і на Велико-Мостівській площі Волино-Подільської плити

№ п/п	Родовище, структура, площа, поклад	Горизонт	Осі структур, км×км	Площа, км <sup>2</sup>	Амплітуда, м	$i$	$P_n$ 10 <sup>5</sup> Па (кгс/см <sup>2</sup> )	Глибина, м	$K_a^k$	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Залужанське	Сармат-6	10,5×5,0	32,1	125	3,90	224,5	2075,5	1,08	
2.	--"--	Сармат-12а	--"--	53,5	550	12,72	443,0	2910	1,66	Завдяки збільшенню параметра $i$ з глибиною
3.	Коханівська (нафта)	Юра	17,0×4,0	53,5	80	1,31	111,0	1275,0	0,87	
4.	Хідновичі	Сармат горизонт 14	18,0×7,0	78,0	320	4,10	125,0	1170,0	1,07	
5.	Садковичі, ділянка свердл. 11	Сармат	10,0×3,5	21,3	90	4,23	116,7	1345,0	0,87	
6.	Мостиська (вода з газом)	--"--	4,0×2,0	6,5	100	15,38	160	940	1,7	Покладу газу немає
7.	Судова Вишня (вода з газом)	--"--	8,0×5,0	32,0	300	9,38	155	1174	1,32	
8.	Рудки	Сармат горизонт 4	9,0×3,3	25,2	60	2,38	103,0	1083,0	0,95	
9.	Рудки	Юра	15×10,0	122,0	160	1,32	148,0	1505,0	0,98	

Продовження таблиці 4.4										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10.	Кавське	Сармат горизонт 36	6,0×3,5	42,8	150	3,50	78,6	851,0	0,98	
11.	Мединичі	Тортон- гельвет	6,0×4,5	20,5	80	3,90	136,0	1393,0	0,94	
12.	Більче-Волиця	Верхня крейда	13,3×4,5	51,6	160	3,10	102,3	1083,0	0,93	
13.	Угерське		10,0×5,0	45,0	250	5,56	103,5	1118,0	0,98	
14.	Дашава, ділянка свердл. 90А	Сармат	6,0×4,5	22,0	100	4,54	71,0	720,5	0,80	
15.	Гринівське	Тортон	15,0×7,0	89,3	140	1,57	93,0	1162,0	1,13	
16.	Обертинська (вода)	--"--	4,0×1,5	5,0	25	5,00	90,0	800	1,42	
17.	Площа Коршів-Іспас, ділянка свердл. 57 (с. Жукотин)	--"--	3,0×2,0	5,0	55	11,00	17,0	120	1,40	Аварійний викид газу
18.	Косівське	Сармат	18,0×3,0	43,2	50	1,16	66,0	76,0	1,04	
19.	Велико-Мостівське (Волино-Подільська плита)	Серед. девон	12,0×3,0	38,4	80	2,08	248,0	2394,0	1,04	





**Рисунок 4.8 - Графічна залежність  $K_a^n / i = f(i)$  за визначеннями  $N_0$  на ВНК (ГВК) відносно рівня моря в нафтогазоводоносних структурах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину [46]**

Таблиця 4.5 - Коефіцієнти аномальності початкового пластового тиску на ГВК (ВНК) відносно рівня моря в основних нафтогазоводоносних структурах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, приведені до рівня моря ( $K_a^{II} / \rho_l$ )

№ п/п	Родовище, структура, площа, поклад	Горизонт	$i$	Абсолютна відмітка ВНК (ГВК)	$P_n$ 10 <sup>5</sup> Па (кгс/см <sup>2</sup> )	$K_a^{II}$	Примітка
1.	Залужани	Сармат-6	3,90	-1824	224,5	1,23	
2.	Залужани	Сармат-12а	12,72	-2670	443,0	1,66	Завдяки збільшенню параметру $i$ з глибиною
3.	Коханівська (нафта)	Юра	1,31	-1025	111,0	1,08	
4.	Хідновичі	Сармат-14	4,10	-920	125,0	1,36	
5.	Садковичі, ділянка св. 11	Сармат	4,23	-960	116,7	1,22	
6.	Мостиська (вода з газом)	--"--	15,38	Абс.відмітка заміру -650	160,0	2,46	Покладу газу немає
7.	Судовая Вишня (вода з газом)	--"--	9,38	Абс.відмітка заміру -980	155,0	1,58	
8.	Рудки	Сармат, горизонт 4	2,38	-780	103,0	1,32	
9.	--"--	Юра	1,32	-1198	148,0	1,24	
10.	Кавська, ділянка св. 8	Сармат-3а	3,50	-647	78,6	1,21	
11.	Мединичі	Тортон-гельвет	3,90	-1105	136,0	1,23	
12.	Більче-Волиця, ділянка св. 95	Верх.крейда	3,10	-847	102,3	1,20	
13.	Угерсько	--"--	5,56	-798	103,5	1,30	
14.	Дашава, ділянка свердл. 90-а	Сармат-9	4,54	-500	71,0	1,23	
15.	Гринівське	Тортон	1,57	-780	93,0	1,12	
16.	Обертинська	--"--	5,00	Абс.відмітка заміру -710	90	1,27	Покладу газу немає
17.	Коршів-Іспасс, ділянка св. 57 (с. Жукотин)	--"--	11	+100	17,0	1,7	Горизонт вище за рівень моря на 100 м

На рисунках 4.7 і 4.8 ілюструються графіки  $K_a^n = f(i)$  і  $K_{a/0}^n = f(i)$  для нафтогазоводоносних структур Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і прилеглої Велико-Мостівської площі Волино-Подільської плити на ГВК (ВНК) відповідно до поверхні місцевості і рівня моря (дані в таблицях 4.4 і 4.5). Формула залежності  $K_a^n = f(i)$  для Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, тобто для її платформного схилу (відносно поверхні місцевості), отримана шляхом комп'ютерної обробки бази даних ( $i$ ), сформованої із результатів геолого-геофізичних досліджень геологічної структури і має вигляд:

$$K_a^n = 0,783 + 0,0567i \pm 0,025, \quad (4.3)$$

де  $K_a^n$  - коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску в нафтогазоводоносних структурах;  $i$  – коефіцієнт інтенсивності структури; числа – є постійними коефіцієнтами;  $\pm 0,025$  – середня квадратична помилка.

Отримані залежності  $K_a = f(i)$ , як у Внутрішній, так і Зовнішній зонах Передкарпатського прогину, які були охоплені неотектонічними складкоутворюючими процесами, що розпочалися у сарматі і набули максимальної інтенсивності у пізньому пліоцені [58] свідчать про генетичний зв'язок між процесами формування локальних структур і певних значень  $K_a$  початкового пластового тиску.

#### **4.2 Залежності коефіцієнтів аномальності пластових тисків від коефіцієнтів інтенсивності антиклінальних структур у Східному і Південному нафтогазоносних басейнах України**

Для порівняльного аналізу залежностей  $K_a = f(i)$  в нафтогазоносних басейнах, які за геологічною будовою відрізняються від тектонічних зон Передкарпатського прогину, ми провели дослідження в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДз) і на півдні України (в Індольському прогині і частково на Скіфській плиті).

##### **4.2.1 Залежність $K_a=f(i)$ в природних резервуарах Дніпровсько-Донецької западини (ДДз)**

Дніпровсько-Донецька западина по мезо-кайнозойських відкладах є широкою мульдоду асиметричної будови з більш крутим південно-західним крилом. У межах палеозойських утворень ДДз звужується, дислокованість гірських порід у порівнянні з мезо-кайнозойськими (особливо четвертинними) відкладами посилюється. Докембрійський фундамент ДДз занурюється в південно-східному напрямі.

У розвитку складчастості осадового чохла ДДз відіграють роль переміщення блоків у докембрійському фундаменті і соляна тектоніка. Сіль девонського і нижньопермського віку утворює тут часто масиви і штоки, що проривають вишезалягаючі відклади.

У межах ДДз за зміною товщин відкладів осадового чохла і результатами геофізичних досліджень виділяють наступні основні повздовжні структурні елементи: Південно-західний і Північно-східний борти западини, що є одночасно схилами Українського кристалічного щита і Воронежського масиву та Дніпровський грабен. У Дніпровському грабені виділяють прибортові зони, що обмежують його центральну (приосьову) зону. Середина приосьової зони також грабеноподібно опущена і відділяється від бортових частин виступами фундаменту. За даними геофізичних досліджень кристалічний фундамент ДДз ускладнений численними поперечними підняттями і депресіями. У південно-східній частині виділяється Перехідна зона від Дніпровського грабену до Донецької складчастої споруди. Всі структурні елементи ДДз ускладнені повздовжніми і поперечними регіональними тектонічними розривами [60].

Осадові утворення середнього і верхнього девону, нижнього, середнього і верхнього карбону, пермо-тріасу, юри, крейди, палеогену і навіть неогену, що відклалися в ДДз, ускладнені локальною складчастістю. Складчасті дислокації представлені антиклінальними підняттями різних форм і розмірів.

Основні промислові родовища вуглеводнів ДДз показані на рис. 4.9. Більшість покладів нафти і газу ДДз характеризується нормальним гідростатичним тиском. Збільшення аномальності тиску в продуктивних горизонтах спостерігається в районі розвитку соляної тектоніки ДДз і в південно-східному напрямі у міру наближення до перехідної зони від ДДз до Донецької складчастої споруди. У цьому ж напрямі фіксується і збільшення інтенсивності складчастості в ДДз.

Відкриті поклади вуглеводнів ДДз приурочені до відкладів середньої юри, тріасу, нижньої пермі, верхнього, середнього і нижнього карбону. На Юліївській і Хухрянській площах відкриті незначні поклади газу в корі вивітрювання фундаменту. Колектори представлені гравелітами, пісковиками, алевролітами, тріщинуватими і кавернозними хомогенними породами. Відкрита пористість колекторів коливається в широких межах від 2,9 до 20 %; проникність у значній мірі залежить від тріщинуватості порід і змінюється від 0,0001 мкм<sup>2</sup>, або 0,1 мД, до 3 мкм<sup>2</sup> або 3000 мД [58, 59, 60].

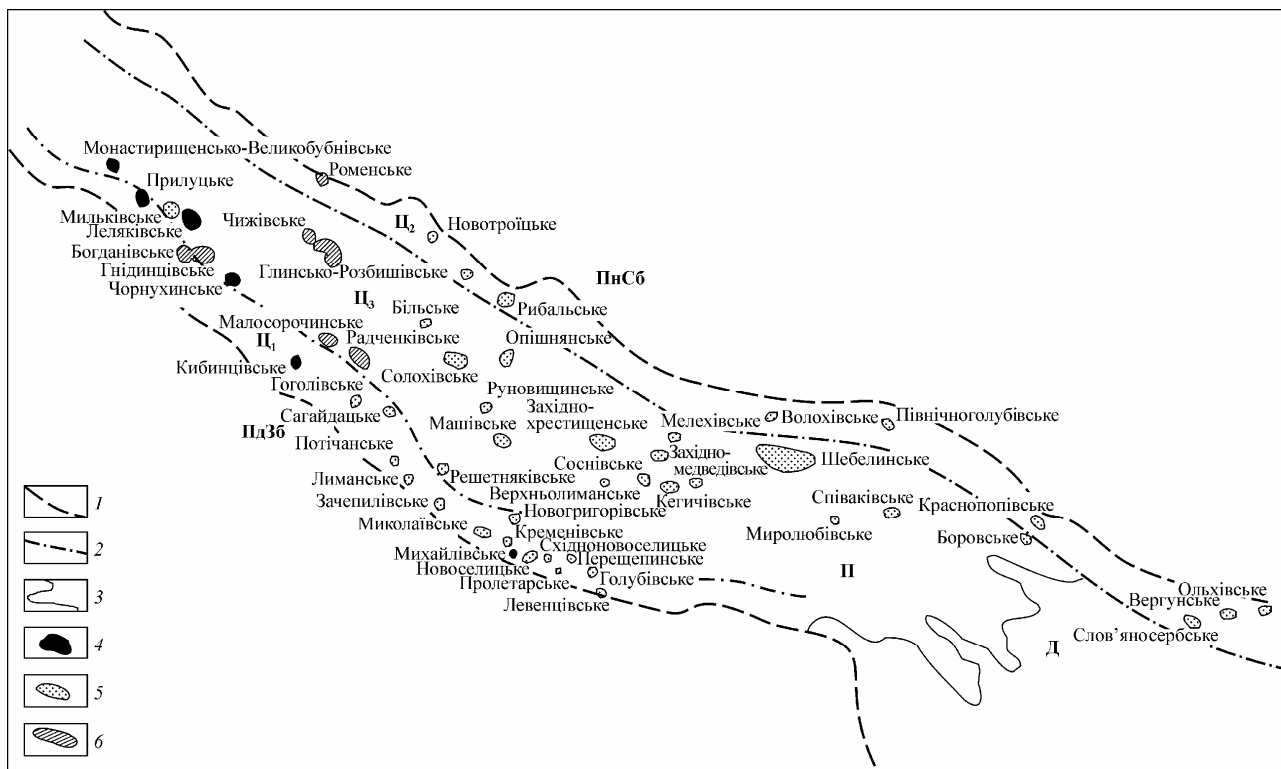
На рисунку 4.10 показано графічну залежність  $K_a=f(i)$  на ВНК (ГВК) відносно поверхні місцевості в нафтогазоводоносних структурах ДДз (початкові дані в таблиці 4.6).

Отримана шляхом комп'ютерної обробки бази даних інтенсивності складкоутворення формула цієї залежності має такий вигляд:

$$K_a^D = 1,022884 \cdot e^{0,0003i^2} \pm 0,021, \quad (4.4)$$

де  $K_a^D$  - коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску за визначенням на ВНК (ГВК) і у водоносних частинах локальних структур ДДз; числа – постійні коефіцієнти;  $i$  – коефіцієнт інтенсивності;  $\pm 0,021$  – середня квадратична похибка.

На рисунку 4.11 наведено графічну залежність коефіцієнтів аномальності початкового пластового тиску від величини параметра  $i$  приведених до рівня моря (дані в таблиці 4.7), яка також свідчить про генетичний зв'язок аномальності пластового тиску в колекторах з інтенсивністю зім'яття їх в складки.



**Рисунок 4.9 - Тектонічна схема Дніпровсько-Донецької западини з розташуванням основних родовищ вуглеводнів (за матеріалами УкрДГРІ)**

1 – умовні межі Дніпровського грабена; 2 – межі Центральної (приосьової) зони Дніпровського грабена; 3 – межі складчастого Донбасу;

4 - нафтові родовища; 5 – газові родовища; 6 – нафтогазоконденсатні родовища;

ПдЗб і ПнСб – південно-західний і північно-східний борти ДДз, Ц – Дніпровський грабен ДДз, Ц<sub>1</sub> і Ц<sub>2</sub> – Прибортові зони, Ц<sub>3</sub> – Центральна зона (приосьова) зона Дніпровського грабена ДДз, Д – Складчаста область Донбасу.

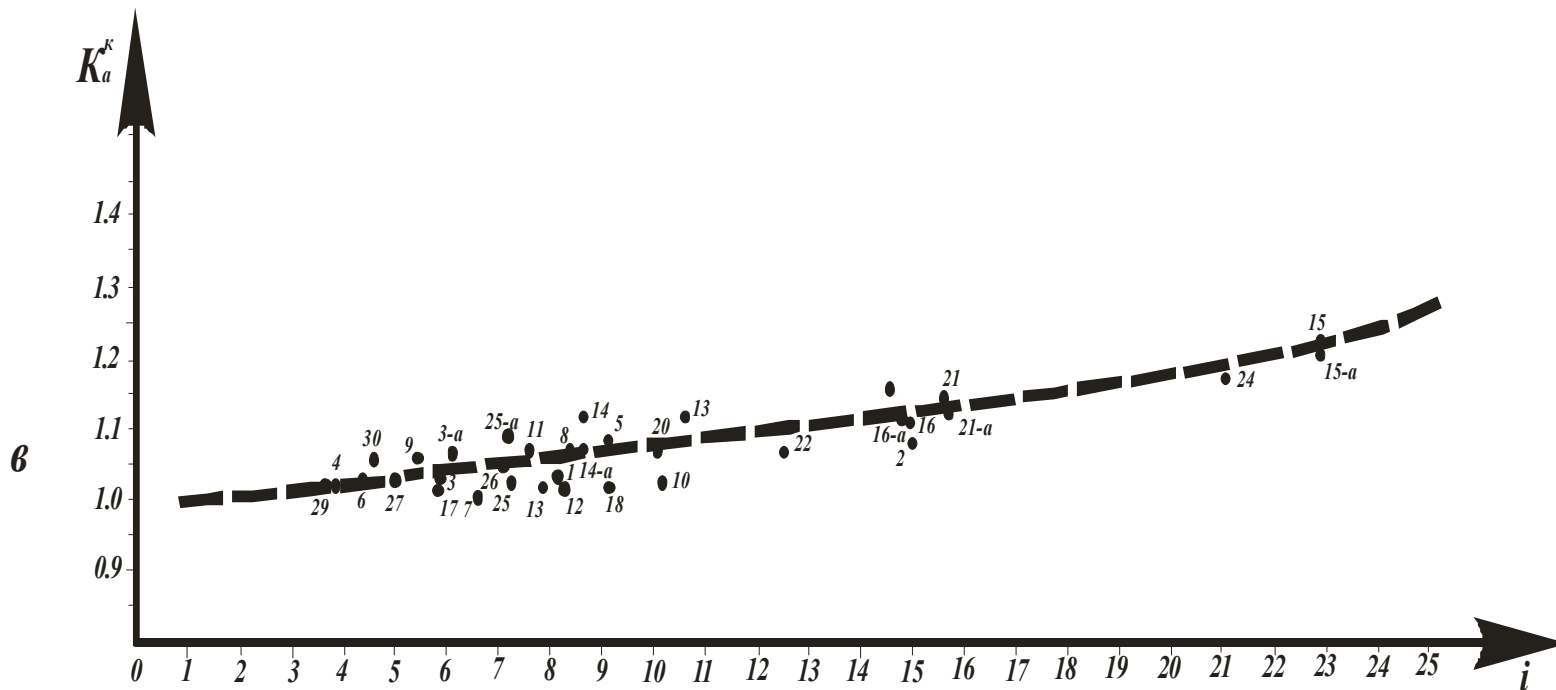


Рисунок 4.10 - Графічна залежність  $K_a^K = f(i)$  за визначеннями на ВНК (ВГК) відносно поверхні місцевості в нафтогазоводонесних структурах ДДз. Номери родовищ у таблиці 4.6 [46]

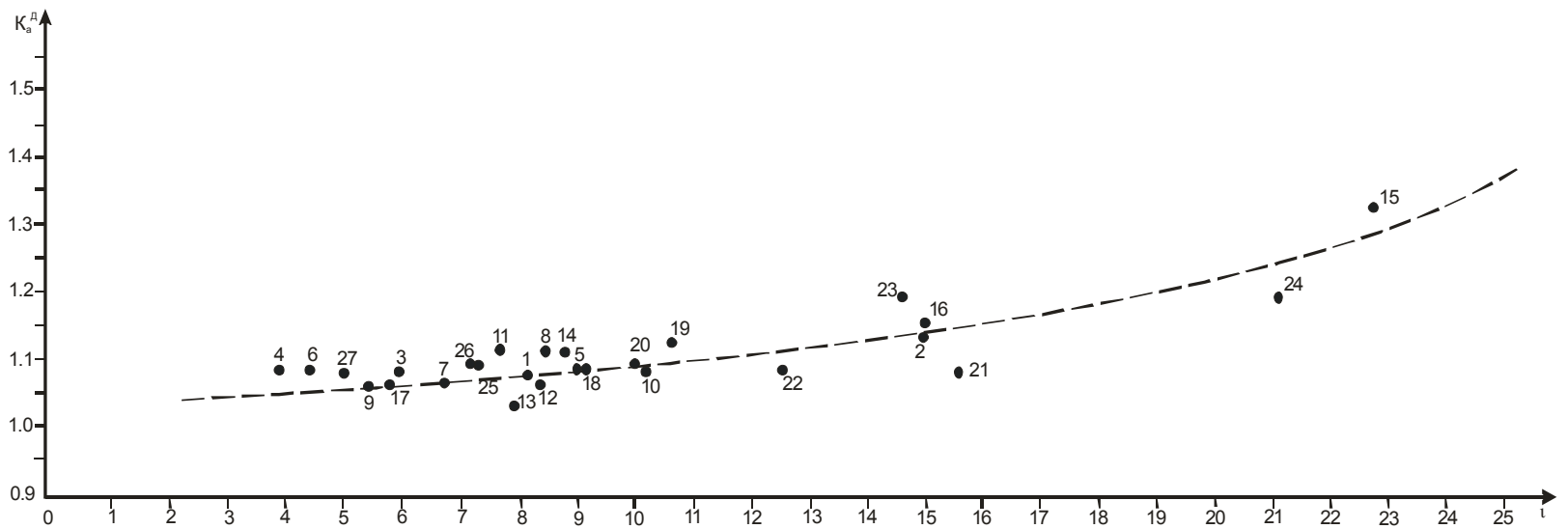
Таблиця 4.6 - Кількісні характеристики, початковий пластовий тиск ( $P_n$ ) і їх коефіцієнти аномальності ( $K_a$ ) в основних нафтогазоводонесних структурах на ВНК (ГВК) та у воді відносно до поверхні місцевості в Дніпровсько-Донецькій западині

№ п/п	Родовище, структура, площа поклад	Горизонт	Осі структур, кмхкм	Площа, км <sup>2</sup>	Амплітуда, м	$i$	Об'єм структури	$P_n$ 10 <sup>5</sup> Па (кгс/см <sup>2</sup> )	Глибина, м	$K_a^D$	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Мільківське	Н. карбон	9,3×2,9	21,6	175,0	8,10	1,88	314,3	3050	1,03	
2.	Богданівське	С. карбон	6,5×5,4	30,0	450,0	15,0	6,75	307,0	2900	1,06	
3.	Гнідинцівське ділянка свердл. 8	Н. перм	5,8×3,6	16,7	100,0	5,99	0,83	176	1730	1,02	
3-а	Гнідинцівське ділянка свердл. 18	Н. карбон	6,5×6,5	33,9	200,0	6,06	3,40	346,0	3242	1,06	
4.	Великобубнівське ділянка свердл. 5	--“--	17,0×2,9	37,0	145,0	3,90	2,00	318,0	3105	1,02	
5.	Чижівське, ділянка свердл. 11	--“--	4,5×2,9	11,0	100,0	9,09	0,55	401,0	3750	1,07	
6.	Новотроїцьке	--“--	12,7×1,8	18,3	80,0	4,37	0,73	352,0	3400	1,03	
7.	Чорнухинське	Н. карбон	4,9×3,1	13,2	75,0	5,68	0,50	296,0	2957	1,00	
8.	Качанівське ділянка свердл. 45	--“--	5,0×3,6	16,5	140,0	8,48	1,15	326,0	3085	1,06	
9.	Більське	--“--	13,8×9,2	110,0	600,0	5,45	33,0	413,0	3950	1,05	
10.	Кибинцівське ділянка свердл. 16	Н. карбон	6,0×3,5	19,6	200,0	10,20	1,96	163,4	1590	1,03	



Продовження таблиці 4.6											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11.	Малосорочинське	--“--	5,4×3,6	17,0	130,0	7,64	1,10	240,0	2257	1,06	
12.	Потічанське	--“--	5,2×3,2	12,0	100,0	8,33	0,60	171,0	1169	1,01	
13.	Решетняківське	--“--	8,5×5,7	38,0	300,0	7,89	5,70	330,5	3244	1,02	
14.	Машівське	В. карбон	12,0×9,0	91,5	800,0	8,74	36,60	449,0	4060	1,11	
14-а.	Машівське, у воді	--“--	12,0×9,0	91,5	800,0	8,74	36,60	257,45	2413,0	1,07	Нижче ГВК
15.	Опішнянське	Н. карбон	7,8×3,2	17,5	400,0	22,86	3,50	450,0	3695	1,22	
15-а.	Опішнянське, у воді	--“--	7,8×3,2	17,5	400,0	22,86	3,50	455,0	3750	1,21	Нижче ГВК
16.	Солохівське	--“--	7,8×3,8	20,0	300,0	15,0	3,00	380,0	3450	1,10	
16-а.	Солохівське, у воді	--“--	7,8×3,8	20,0	300,0	15,0	3,00	404,72	3666	1,10	Нижче ГВК
17.	Пролетарське	С. карбон	6,0×1,9	10,3	60,0	5,82	0,30	186,0	1837	1,01	
18.	Михайлівське	Н. карбон	3,3×2,8	8,1	75,0	9,25	0,30	79,0	782	1,01	
19.	Західно-Соснівське	Н. перм	7,7×5,3	33,0	350,0	10,60	5,76	442,7	4000	1,11	
20.	Кегичівське	--“--	7,8×7,0	40,0	400,0	10,00	8,00	304,2	2882	1,06	
21.	Західно-Хрестищенське	Н. перм	--“--	35,0	550,0	15,7	9,65	452,0	4000	1,13	
21-а.	Західно-Хрестищенське, у воді	--“--	--“--	35,0	550,0	15,7	9,65	455,0	4063	1,12	
22.	Мелехівське	--“--	--“--	40,0	500,0	12,50	10,00	408,4	3900	1,05	
23.	Верхньоланівське	--“--	--“--	11,0	160,0	14,55	0,88	413,3	3600	1,15	
24.	Західно-Медведівське	Н. перм	6,0×6,0	28,2	600,0	21,28	8,46	461,7	4000	1,15	
25.	Співаківське	Н. перм	8,5×2,7	19,3	140,0	7,25	11,07	52,4	514,0	1,02	
25-а.	Співаківське	В. карбон	8,5×2,7	19,3	140,0	7,25	11,07	162,0	1498	1,08	Вода з газом
26.	Краснопопівське	С. карбон		28,0	200,0	7,14	2,8	239,4	2299	1,04	

Продовження таблиці 4.6											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
27.	Борівське		6,8×1,6	8,0	40,0	5,00	0,16	153,4	1510	1,02	
28.	Шебелинське	Н. перм – в. карбон	29,0×11,0	250,0	1200,0	4,80	150,00	279,5	2430	1,15	На графік не нанесе- но, зістав- ляється з великими за об'ємом структу- рами
29.	Миколаївське	С. карбон	14,0×12,0	134,0	500,0	3,73	33,50	275,7	2693	1,02	
30.	Вергунське	С. карбон	6,5×2,1	10,8	50,0	4,63	0,27	119,4	1135	1,05	



**Рисунок 4.11 - Графічна залежність  $K_{a/0}^D = f(i)$  за визначеннями  $K_a$  на ВНК (ГВК) відносно рівня моря в нафтогазоводонесних структурах ДДз. Числові дані наведено в таблиці 4.7 [46]**

Таблиця 4.7 - Коефіцієнти аномальності початкового пластових тиску на ВНК (ГВК) в деяких нафтогазоводонесних структурах Дніпровсько-Донецької западини, приведені до рівня моря ( $K_a^D / \rho_l$ )

№ п/п	Родовище, структура, площа, поклад	Горизонт	$i$	Абсолютна відмітка	$P_n \cdot 10^5 \text{ Па}$ (кгс/см <sup>2</sup> )	$K_a^D / \rho_l$	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Мільківське	Н. карбон	8,10	-2910	314,3	1,08	
2.	Богданівське	С. карбон	15,00	-2700	307,0	1,14	
3.	Гніденцівське, ділянка св.8	Н. пермь	5,99	-1623,5	176,0	1,08	
4.	Великобубнівське, ділянка св.5	Н. карбон, В-5	3,90	-2911	318,0	1,09	
5.	Чиживське, ділянка св.11	Н. карбон, К-27	9,09	-3630	401,0	1,10	
6.	Новотроїцьке	Н. карбон, К-30	4,37	-3232	352,0	1,09	
7.	Чернухінське	Н. карбон	5,68	-2780	296,0	1,06	
8.	Качанівське, ділянка св.45	Н. карбон, К-27	8,48	-2920	326,0	1,12	
9.	Більське	Н. карбон, К-24	5,45	-3895	413,0	1,06	
10.	Кибінцівське, ділянка св.16	Н. карбон, В-1	10,20	-1496	163,4	1,09	
11.	Малосорочинське	Н. карбон, В-19	7,64	-2145	240,0	1,12	
12.	Потічанське	Н. карбон, В-19	8,33	-1617	178,0	1,07	
13.	Решетняківське	Н. карбон, В-3а	7,89	-3200	330,5	1,03	
14.	Машівське	В. карбон, К-2	8,74	-4001	449,0	1,12	
15.	Опішнянське	Н. карбон, В-14	22,86	-3350	450,0	1,34	
16.	Солохівське	Н. карбон, В-17	15,0	-3275	380,0	1,16	
17.	Пролетарське	С. карбон, Б-9	5,82	-1743	186,0	1,07	
18.	Михайлівське	Н. карбон, В-17	9,25	-725	79,0	1,09	
19.	Західно-Соснівське	Н. перм	10,60	-3900	442,7	1,13	
20.	Кегичівське	Н. перм (в. карташівська св.)	10	-2730	304,2	1,11	
21.	Західно-Хрестищенське	В. карбон	15,63	-3720	400,0	1,08	
22.	Леяківське	Н. перм - В. карбон	12,50	-3785	408,4	1,08	
23.	Верхньоланівське	Н. перм	14,55	-3439	413,3	1,20	

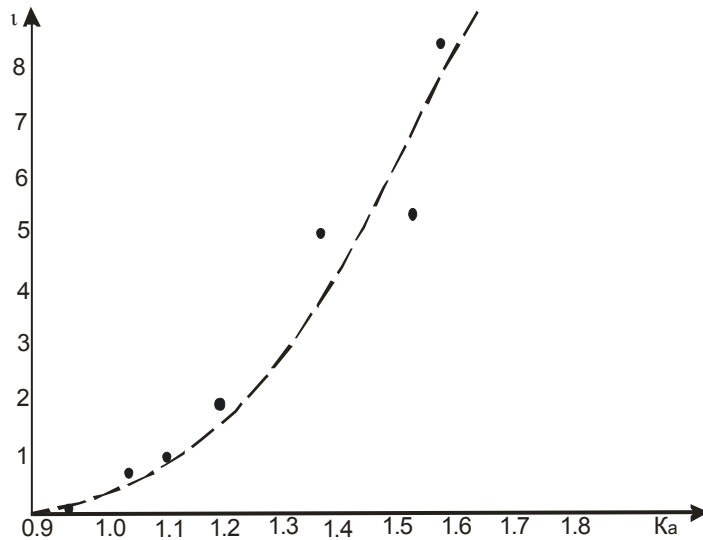
Продовження таблиці 4.6							
1	2	3	4	5	6	7	8
24.	Західно-Медведівське	Н. перм - В. карбон	21,28	-3800	451,7	1,19	
25.	Співаківське	Н. перм (В. микит. св)	7,25	-475	52,4	1,10	
26.	Краснопопівське	С. карбон, 4	7,14	-2200	239,4	1,09	
27.	Борівське	С. карбон	5,0	-1420	153,4	1,08	
28.	Шебелинське	Н. перм - В. карбон	4,8	-2270	279,5	1,23	

Шебелинське газове родовище і Сагайдацьке нафтове родовище не вписуються в виведену залежність і точки цих родовищ на графіках не нанесені. Для Шебелинського родовища відхилення від встановленої залежності  $K_a = f(i)$  можна пояснити таким чином. За кількісними характеристиками Шебелинська складка значно переважає всі інші локальні структури ДДз (за площею, висотою і відповідно об'ємом структури). При її формуванні в південно-східній частині ДДз у тектонічні рухи була включена велика територія в порівнянні з площами при формуванні інших локальних структур. Крім вказаного, Шебелинська структура володіє великим видовженням структури, в порівнянні з іншими локальними антикліналями ДДз, що свідчить про більш активні дії на цій ділянці западини стискаючих тектонічних рухів (табл. 4.8). Це, напевно, і вплинуло на деякі відхилення в сторону збільшення  $K_a$  точки Шебелинського родовища на графіках для ДДз. Ми спробували зіставити кількісні характеристики Шебелинської структури з параметрами деяких великих антикліналей в різних нафто-газоносних областях світу (табл. 4.8). На побудованому графіку (рис. 4.11) Шебелинська структура зайняла місце відповідно до залежності  $K_a = f(i)$ . Вплив видовження структури на величину  $K_a$  при складкоутворенні ми розглянули нижче на прикладі родовищ вуглеводнів Терсько-Каспійського прогину (див. табл. 6.7, рис. 6.19).

Зменшення  $K_a$  на Сагайданському нафтовому родовищі на нашу думку явно пов'язане з локальною розгрузкою пластової енергії по тектонічних порушеннях, які ускладнюють Сагайданську складку і які досягають четвертинних відкладів. Докази цього наведено в підрозділі 3.2.

Таблиця 4.8 - Кількісні характеристики антиклінальних піднять і початкові пластові тиски,  $K_a$  деяких крупних родовищ вуглеводнів

Родовище	Вік продуктивних відкладів	Розмір осей, км	Площа, км <sup>2</sup>	Амплітуда, м	$i$ , м/км <sup>2</sup>	Глибина заміру $P_n$ , м	$P_n$ , МПа	$K_a$
Уренгойське	сеноман	200*300	4260	220	0,05	1250	12,3	0,98
Газли	XI-альб	38*12	369	220	0,6	800	8,24	1,03
Ачакське	V-неоком	19*8,5	150	137	1,09	1940	20,18	1,1
Середньовільойське	тріас, перм	18*11	174	300	1,72	3050	36,33	1,19
Вуктильське	нижня перм, карбон	85*4	295	1500	5,08	2200	34,2	1,55
Шебелинське	перм	29*11	250	1200	4,80	2000	27,78	1,38
Лак (Франція)	верхня юра	16*10	130	1050	7,72	4300	67,5	1,57



**Рисунок 4.12 – Залежність  $K_a=f(i)$  для деяких крупних родовищ газу [48]**

#### **4.2.2 Залежність $K_a=f(i)$ в природних резервуарах півдня України**

Південно-Українська нафтогазоносна область розташована на південь від Українського щита [54]. Залежно від віку і будови фундаменту з півночі на південь у межах цієї області виділяють південний край Східно-Європейської платформи, Скіфську плиту, зону альпійської складчастої споруди Криму. Більш детально структурні елементи кожної з вказаних зон наведено на рисунку 4.13. В осадовому чохлі області відомі кембрійські, силурійські, тріасові, юрські, крейдяні, палеогенові, неогенові і четвертинні відклади.

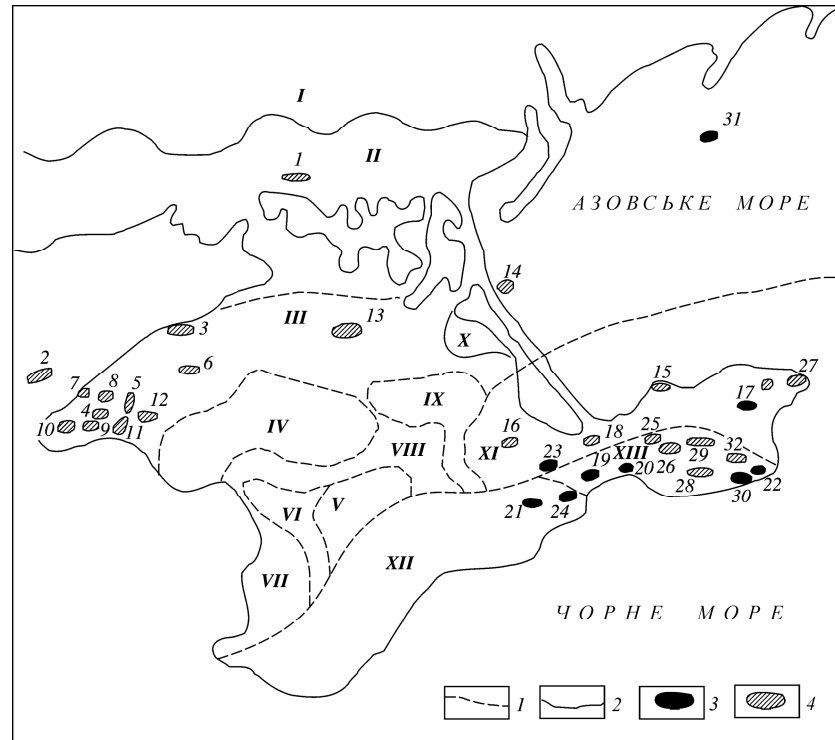
Ступінь дислокованості відкладів осадового чохла на даній території залежить від характеру і масштабу тектонічних рухів, що відбуваються тут. У межах Тарханкутського півострова (південно-східна частина Каркінітсько-Сивашського прогину) розвинуті куполовидні, а іноді брахіантиклінальні складки з амплітудами в декілька сотень метрів, лінійно витягнуті в широтному і субширотному напрямі. Виникнення цих структур пов'язано, мабуть, з формуванням ступенеподібного занурення фундаменту Скіфської плити в південному напрямі. В приосьовій і північній частинах Каркінітсько-Сивашського прогину, де у фундаменті Скіфської плити не спостерігається чітко виражених ступеней, структури стають більш пологими, іноді без певних форм. Прикладом є Джанкойська складка, що розташована в приосьовій частині прогину і ряд піднять у вигляді структурних носів.

Для Індольського прогину (Керченський півострів) характерні кулісоподібно розміщені складки північно-східного простягання. Складки сильно ускладнені тектонічними розривами, що розсікають залягаючі нижче відклади. За формою і ступенем порушеності вони поділяються на три типи:

до першого типу відносяться складки північної частини Керченського півострова з брахіантиклінальною будовою, широкими склепіннями і кутами падіння крил  $10-15^{\circ}$ . Це Мисова, Борзовська та інші структури. Складки асиметричні, з крутими північними крилами (до  $70-80^{\circ}$ ) і пологими південними крилами ( $20-30^{\circ}$ ). Складки ускладнені глинистим діапїризмом і грязьовим вулканізмом. Це Владіславівська, Мошкарівсько-Куйбишівська та інші структури. До третього типу відносяться антиклінальні підняття, також асиметричні, але не ускладнені грязьовим вулканізмом. Вони зосереджені в південній частині Керченського півострова.

У Криму і на Керченському півострові родовища вуглеводнів дуже відрізняються за коефіцієнтами аномальності початкового пластового тиску. Тут є поклади вуглеводнів, які характеризуються АВПТ, нормальним і аномально низьким пластовим тиском.





**Рисунок 4.13 - Тектонічна схема Південно-Української нафтогазоносної області (за матеріалами УкрДГРІ)**  
**Східно-Європейська платформа:**

I - область неглибокого залягання кристалічного фундаменту; II - Сійсько-Північноазовський прогин; III - північна частина Каркінітсько-Сивашського прогину. **Скіфська плита:** IV - південна частина Каркінітсько-Сивашського прогину. Новоселівсько-Сімферопільська область неглибокого залягання складчастого фундаменту; V - Новоселівське підняття; VI - Сімферопольське підняття; VII - Саксько-Сімферопольський виступ; VIII - Альмінський прогин; IX - Калинівський прогин; X - Новоцарицинський виступ; XI - Нижньогірська сідловина; XII - Середньо-Азовське підняття; XIII - Індольський прогин; **Зона Альпійської складчастості:** XIV - Мегаантиклинорій гірського Криму; XV - Східне занурення мегаантиклинорію.

1 – границі структурних елементів; 2 – границі головних тектонічних елементів; 3 - нафтові родовища; 4 – газові родовища.

Родовища вуглеводнів даної області приурочені до відкладів неогену, олігоцену, середнього і верхнього палеоцену, верхньої і нижньої крейди та юри. Колектори представлені пісковиками, алеволітами, тріщинуватими мергелями, туфами, туфо-пісковиками і вапняками. Відкрита пористість колекторів коливається в широкому діапазоні (від 2,5 до 20 %), проникність залежить від тріщинуватості і досягає 0,186 мкм<sup>2</sup> (186 мД) – Міжводненське родовище і навіть 0,813 мкм<sup>2</sup> (813 мД) – Мисове родовище. Покришки складені глинами міоцену і майкопу, щільними вапняками, мергелями і аргілітами палеоцену, верхньої крейди і альбу. Графічні залежності  $K_a = f(i)$  в покладах вуглеводнів Криму і Керченського півострова наводяться на рисунках 4.15 і 4.16, відповідно відносно до поверхні місцевості і до рівня моря. Дані про  $K_a$  і кількісні характеристики структур основних покладів вуглеводнів приведені в таблицях 4.9 і 4.10.

У Криму і на Керченському півострові на значення пластового тиску в родовищах вуглеводнів впливає дуже багато чинників. Проте, тут також простежується залежність  $K_a$  від величин коефіцієнтів інтенсивності складчастих структур у природних резервуарах, тобто від складкоутворюючого чинника.

На Керченському півострові встановлено, що в склепіннях складок шари гірських порід виявилися сильно порушеними тріщинами і більш крупними розривами, через які флюїди (у тому числі і вуглеводні) витісняються у вищезалягаючі шари порід і, потім, на поверхню, утворюючи брекчію грязьових вулканів. Особливо інтенсивно це відбувається в складках, склепіння яких залягають на малих глибинах від поверхні. Прикладом може служити Мошкарівсько-Куйбишівська, Фонтанівська і інші площі. Здавалося б, на таких площах вказане явище обов'язково повинне призвести до формування в покладах аномально низького пластового тиску, який характеризується величинами  $K_a$  меншими за 1. Проте в деяких покладах вуглеводнів Керченського півострова, незважаючи на постійний вихід флюїдів із природних резервуарів на поверхню, зменшення пластового тиску в колекторах до значень аномально низьких не спостерігається. Так, на Мошкарівсько-Куйбишівській площі в газовому покладі на глибині 1767 м коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску складає 1,52 при  $i = 66,1$  (свердловини 117 і 128). У північно-західному, дещо припіднятому, блоці в ізольованому газовому покладі в тих самих верхньокрейдяних відкладеннях (рис. 4.14, табл. 4.9) у свердловині 19 на глибині 2133 м  $K_a = 1,88$ . Якщо прийняти вказаний блок Мошкарівсько-Куйбишівської складки за відособлене тектонічне підняття, то на цій ділянці параметр  $i$  також збільшується до 80,00, у зв'язку з чим крива на графіках рисунку 2.15 різко викривляється у бік збільшення значень  $K_a$ . На Мошкарівсько-Куйбишівському родовищі є прояв грязьового вулканізму, який також можна розглядати як функцію від складкоутворюючого аргументу. Узагальнена формула залежності  $K_a = f(i)$  для покладів вуглеводнів Південно-

Української нафтогазоносної області за вимірами на ВНК (ГВК) відносно поверхні місцевості має такий вигляд:

$$K_a^{П\theta} = 0,982 + 1,68437 \times 10^{-6} i^3 \pm 0,056, \quad (4.5)$$

де  $K_a^{П\theta}$  - коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску в продуктивних горизонтах, перекритих породами покришками (за вимірами на ВНК і ГВК);  $i$  – коефіцієнт інтенсивності структури; 0,982 і  $1,68377 \times 10^{-6}$  – постійні коефіцієнти;  $\pm 0,056$  – середня квадратична похибка.

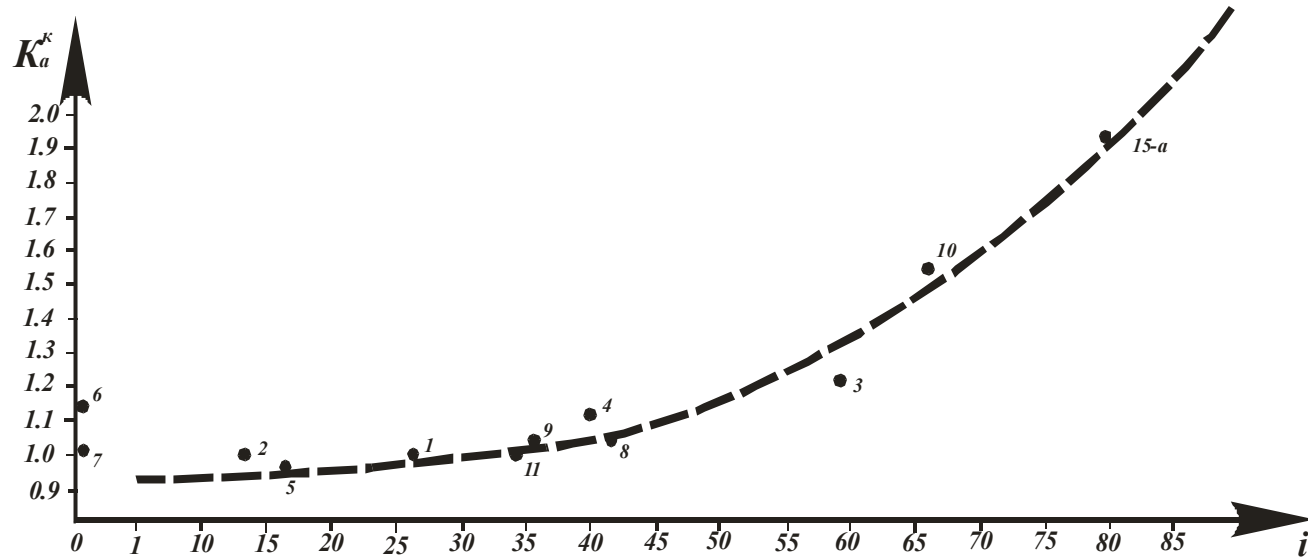


Рисунок 4.14 - Графічна залежність  $K_a^{П\delta} = f(i)$  за визначеннями  $K_a$  на ВНГ (ГВК) відносно до поверхні місцевості в нафтогазоводонесних структурах Криму і Керченського півострова. Номери родовищ у таблиці 4.9 [46]

Таблиця 4.9 - Крим і Керченський півострів. Характеристика початкового пластового тиску ( $P_n$ ) і їх коефіцієнтів аномальності ( $K_a^{П\partial}$ ) на ВНК (ГВК) і в покладах вуглеводнів відносно поверхні місцевості

№ п/п	Родовище, структура, поклад	Вік горизонту	Коефіцієнт інтенсивності структури	$P_n$ $10^5$ Па (кгс/см <sup>2</sup> )	Глибина ГВК (ВНК)	$K_a^{П\partial}$	Примітка
1.	Карлавське	В. крейда	26,70	330,0	3342	0,99	
2.	Краснополянське	Палеоцен	13,90	110,0	1096	1,00	
3.	Західно-Октябрьське	Н. крейда	58,20	401,0	3380	1,19	
4.	Октябрьське	--"--	40,00	298,0	2709	1,10	
5.	Задорненське	Палеоцен	17,10	59,0	613	0,96	
6.	Джанкойське	Майкоп, св.6	0,63	62,0	545,5	1,14	
7.	Стрількове	Майкоп, св.4	0,33	42,4	415	1,02	
8.	Білокаменне	Неоген св.4	43,24	32,0	309	1,03	
9.	Мисове	--"--	35,90	45,0	--"--	1,07	На гл. 420м
10.	Мошкарівсько-Куйбишівське блок св.117 і 128	В. крейда інт.1700-1767 м	66,10	268,3	1767	1,52	АВПТ
10-а.	Мошкарівсько-Куйбишівське блок св.19	В. крейда	80,00	400,0	2133	1,88	Газ з водою АВПТ
11.	Глібівське	Палеоцен	34,09	109,0	1090	1,00	
12.	Оленівське	--"--	40,00	44,6	575	0,77	АНПТ
13.	Чорноморське	--"--	20,83	107,0	2144	0,50	
14.	Міжводненське	Олігоцен	2,84	19,0	225	0,84	
15.	Кіровське	--"--	18,97	93,0	987	0,94	
16.	Борзівське	Неоген	85,70	51,0	667,5	0,76	
17.	Малобабчинське	Неоген, св.6	19,00	18,8	--"--	0,75	Гл. 250 м

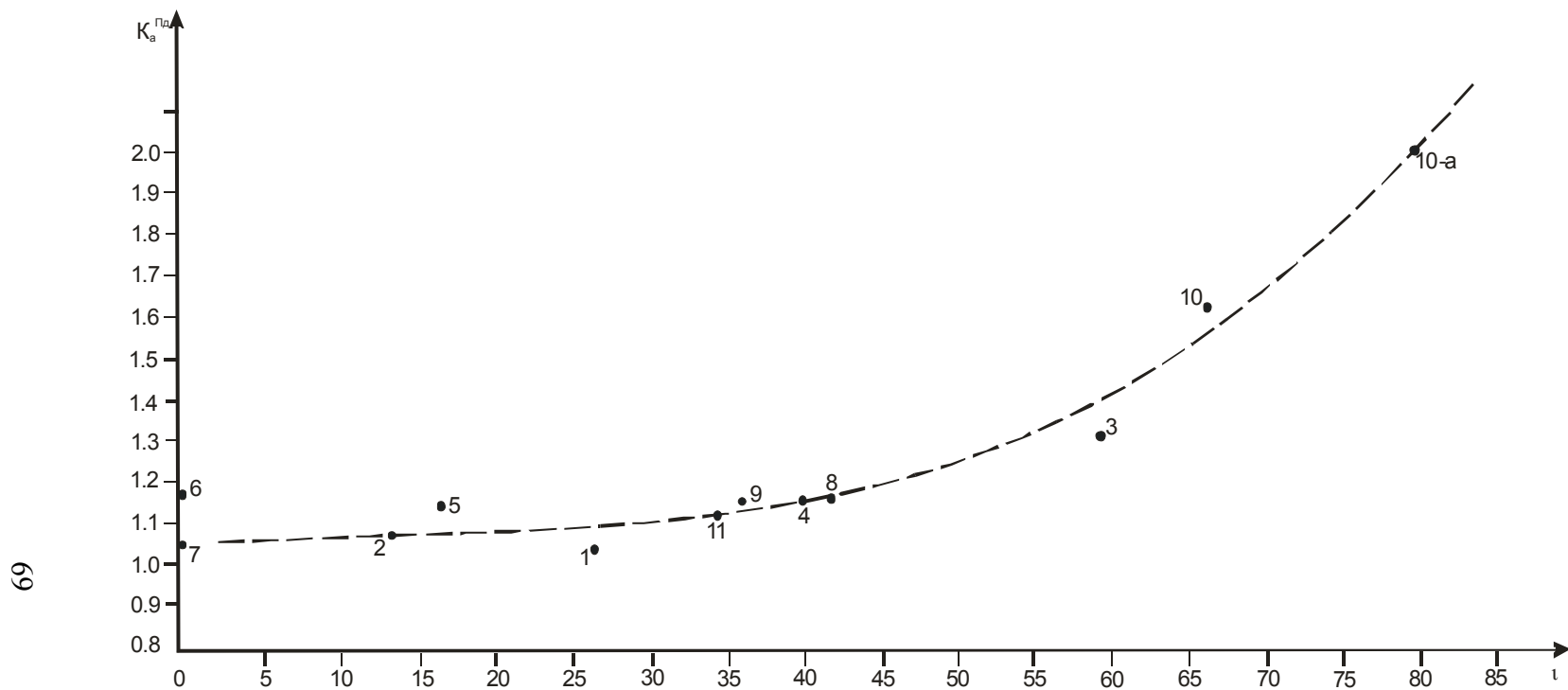
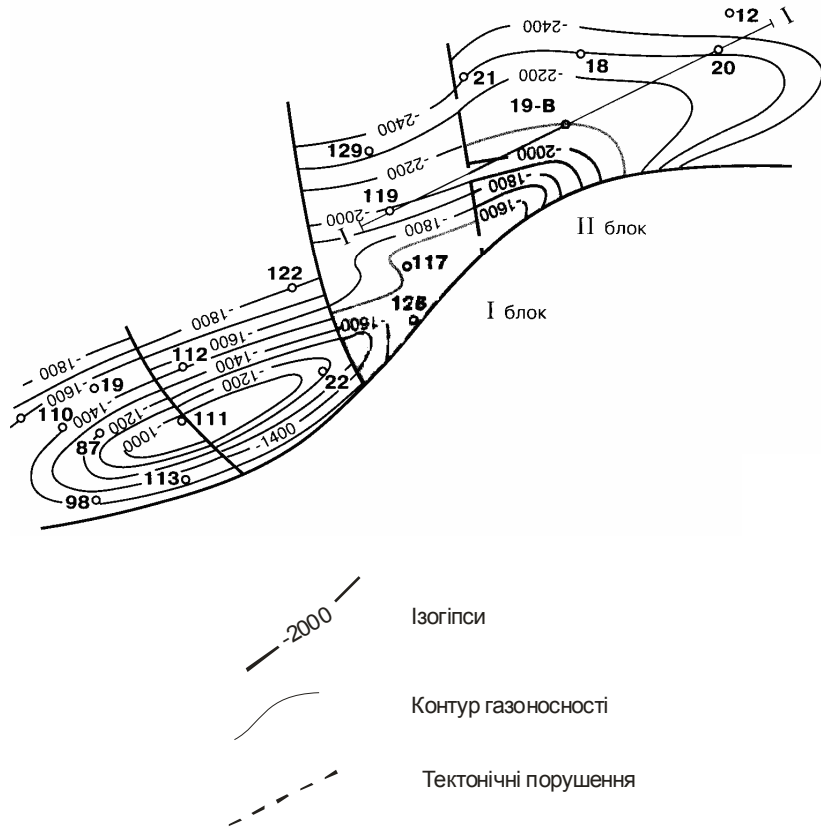


Рисунок 4.15 - Графічна залежність  $K_{a/0/}^{II0} = f(i)$  за визначеннями  $K_a$  на ВНК (ГВК) відносно рівня моря в нафтогазоводоносних структурах Криму і Керченського півострова (дані в таблиці 4.10) [46]

Таблиця 4.10 - Крим і Керченський півострів. Коефіцієнти аномальності початкового пластового тиску в основних нафто-газо-водоносних структурах на ВНК (ГВК), приведені до рівня моря ( $K_{a/0/}^{Pd}$ ).

Родовище, структура, поклад	Вік горизонту	$i$	Абсолютна відмітка ВНК (ГВК)	Початковий пластовий тиск, $10^5$ Па (кгс/см <sup>2</sup> )	$K_{a/0/}^{Pd}$
1. Карлавське	В. крейда	26,70	-3246	330,0	1,02
2. Краснополянське	Палеоцен	13,90	-1036	110,0	1,06
3. Західно-Октябрьське	Н. крейда	58,20	-3300	401,1	1,26
4. Октябрьське	Н. крейда	40,00	-2589	298,0	1,15
5. Задорненське	Палеоцен	17,10	-518,5		1,14
6. Джанкойське	Майкоп. св.5	0,63	-530	62,0	1,17
7. Стрількове	Майкоп. св.4	0,33	-401	42,4	1,06
8. Білокаменське	Неоген, 4	43,24	-270	32,0	1,15
9. Мисове	Неоген, 4	35,90	замір -409	45,0	1,14
10. Мошкарівсько-Куйбишівське	В. крейда	66,10	-1699	268,3	1,58
10-а. --“--	В. крейда	80,0	-2101	400,0	1,90
11. Глібівське	Палеоцен	34,09	-1018	109,0	1,07
12. Оленівське	Палеоцен	40,00	-460	44,6	0,97
13. Чорноморське	Палеоцен	20,83	-2100	107,0	0,51
14. Міжводненське	Олігоцен	2,84	-200	19,0	0,95
15. Кіровське	Олігоцен	18,97	-909,0	93,0	1,03
16. Борзовське	Неоген	85,70	-700	51,0	0,73
17. Малобачинське	Неоген, 6	19,00	--“--	18,8	--“--



**Рисунок 4.16 - Мошкарівсько-Куйбишівське нафтогазове родовище. Структурна карта підовши палеогенових відкладів [45]**

#### **4.3 Температури в природних резервуарах у бітумонафтогазоносних регіонах України**

Найбільш сприятливі температурні умови в осадових відкладах існують на заході України в Закарпатському прогині, а також на півдні України на Скіфській плиті та в Індольському прогині, де середні значення геотермічної ступені знижуються відповідно до  $17,5 \text{ м} / 1^\circ\text{C}$  (Русько-Комарівське газове родовище) і до  $15,3 \text{ м} / 1^\circ\text{C}$  (Глібівське газове родовище). Геотермічні градієнти в цих родовищах відповідно збільшуються до  $4,76^\circ\text{C}$  і  $4,17^\circ\text{C}$  на  $100 \text{ м}$ . У порівнянні з середнім значенням геотермічних характеристик по світу ( $3,3^\circ\text{C} / 100 \text{ м}$ ) у вказаних регіонах України температурні умови можуть рахуватися аномальними. Дані про середньорічні температури повітря ( $t$ ), товщини шару з постійною температурою ( $h_{\text{ном}}$ ) і розраховані геотермічні ступені для всіх бітумонафтогазоносних регіонів України наводяться в таблиці 4.11.

Цікаво, що після зіставлення величин коефіцієнтів аномальності початкових пластових тисків ( $K_a$ ) безпосередньо зі значеннями температур у



продуктивних горизонтах цих областей прямої залежності  $K_a$  від температури не виявлено.

Як можна бачити з табл. 4.11, у родовищах нафти Внутрішньої зони Передкарпатського прогину при  $t_{пл} = 89$  °С коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску  $K_a = 1,34$  (Старосамбірське родовище); при  $t_{пл} = 64$  °С,  $K_a = 1,37$  (Бориславське родовище); при  $t_{пл} = 93$  °С,  $K_a = 1,15$  (Орив-Уличнянське родовище); при значно більшій  $t_{пл} = 102$  °С,  $K_a$  дорівнює лише 1,08 (Стинавське родовище) і т.д. У Зовнішній зоні вказаного прогину при  $t_{пл} = 65$  °С коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску  $K_a = 1,08$

Таблиця 4.11 - Температурні і геотермічні ступені у природних резервуарах у нафтогазоносних областях України (за О. О. Орловим) [45, 46, 128]

Родовище, площа	Глибина Н, м	Заміряна температура в пласті, °С на глибині Н	Геотермічний ступінь на глибинах, Н	Коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску, $K_a$
1	2	3	4	5
п. 1.1 Закарпатський прогин				
Русько-Комарівське(газове)	1019	68,0	17,5	1,15
-//-	1663	94,0	19,8	1,20
Станівське (газове)	300	37,0	17,5	1,21
Королівське (газове)	710	48,0	18,7	1,07
Солотвинське (газове)	1340	49,0	34,3	1,09
-//-	1530	55,0	33,9	1,11
Дібровське (газове)	1492	91	18,4	1,14
Мартівське (вуглек. газ CO <sub>2</sub> )	600	38	21,2	1,00
-//-	900	50	22,5	1,00
Грушевська площа	1000	52	23,7	1,00
-//-	3170	124	27,8	1,04
Буштинська площа	450	33	19,4	1,38
-//-	1530	102	16,6	1,14
Тереблянська площа	500	28,7	26,7	1,2
-//-	1000	59,3	20,3	1,2
Середнє значення геотермічної ступені у межах досліджуваних глибин становить для Закарпатського прогину 22,5 м на 1 °С при $h_{пост} = 3$ м і $t = 10$ °С				
п. 1.2 Внутрішня зона Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат				
Старо-Самбірське	3460	89	43,2	1,34
Бориславське	2350	64	42,7	1,37
Орив-Уличнянське	3767	93	43,8	1,15
Стинавське	3785	102	40,7	1,08
Північно-Долинське	3255	80	43,1	1,04
Долинське	2303	66	40,4	1,27

Продовження таблиці 4.11				
1	2	3	4	5
Долинське	3204	76	47,8	1,18
Космацьке	2950	86	38,3	1,23
Росільнянське	3002	75	45,4	1,3
Гвіздецьке	1457	38,85	48,7	1,9
-//-	1690	41,85	51,4	1,8
-//-	1919	46,85	51	1,7
-//-	1985,5	47,5	51,5	2,02
Пнівське	2390	57	49,7	—
Битківське	2475	48	63,3	1,12
площа Луги, св. № 1	3000	78	43,4	—
площа Луги, св. №1	4000	100	43,9	—
площа Луги, св. №1	5000	120	45,0	1,72
площа Луги, св. №1	6000	140	45,7	1,61
пл. Шевченково, св. №1	4000	102	42,0	1,48
-//-	5000	121	43,8	1,50
-//-	6000	140	45,8	1,55
-//-	7000	140	26,5	1,55
Середнє значення геотермічної ступені у межах досліджуваних глибин становить для Внутрішньої зони прогину і Скибової зони Карпат 42.2 м на 1 °С при $h_{\text{пост}} = 3 \text{ м}$ і $t = 9 \text{ °С}$				
п. 1.3 Зовнішня зона Передкарпатського прогину				
Залужанська	2075,5	65	37	1,08
Пинянське	2058	64	37,4	1,17
Садковицьке	1345	37	47,9	0,87
Кавське	851	33	35,3	0,9
Мединицьке	1393	59	27,8	0,98
Більче-Волицьке	1116	42,7	33	0,95
Угерське	1091	39	36,3	0,93
Косівське	792	26	46,4	0,90
Ковалівсько- Черешенське	2025	66	35,5	0,91
Середнє значення геотермічної ступені у межах досліджуваних глибин становить для Зовнішньої зони 38,3 м на 1 °С при $h_{\text{пост}} = 3 \text{ м}$ і $t = 9 \text{ °С}$				
п. 1.4 Львівський палеозойський прогин Волино-Подільської плити				
Великомостівське	2330	60	45,6	1,04
-----// -----	2394	61	46,9	1,04
Локачівське	815	23	40,3	1,04
-//-	860	27	45,1	1,10
-//-	910	29	45,4	1,05
Середнє значення геотермічної ступені у межах досліджуваних глибин становить для Львівського палеозойського прогину Волино-Подільської плити 44,6 м на 1 °С при $h_{\text{ном}} = 3 \text{ м}$ і $t = 9 \text{ °С}$				

Продовження таблиці 4.11				
1	2	3	4	5
п. 1.5 Дніпровсько-Донецька западина				
Монастирищенське	3355	97	37,6	1,10
Прилуцьке	1602	63	29,1	1,16
Мільковське	3000	89	36,9	1,03
Лесяківське	1850	48	46,1	1,02
Богданівське	2495	85	31,9	1,09
Гнідинцівське	1730	45	46,6	1,02
Великобубнівське	3105	95	35,6	1,02
Чижівське	3750	105	38,6	1,07
Глинсько-Розбишівське	3748	101	40,2	1,13
Новотроїцьке	3400	87	42,9	1,04
Чорнухинське	2957	84	38,8	1,00
Рибальське	3384	91	40,7	1,17
Малосорочинське	2257	79	31,7	1,06
Потічанське	1720	59	33,6	1,03
Лиманське	1700	54	36,8	1,00
Зачепилівське	1350	36	48,0	1,10
Машівське	4060	108	40,5	1,11
Опішнянське	3695	101	39,6	1,22
Солохівське	3120	88	38,9	1,20
Новогригорівське	2000	70	32,1	1,00
Перещепінське	2640	75	39,3	1,02
Східно-Новоселівське	1922	53	42,6	1,01
Миколаївське	2693	94	32,7	1,02
Західно-Соснівське	3676	78	52,4	1,07
Шебелинське	2430	64	43,3	1,15
Миролюбівське	2420	73	37,1	1,04
Голубівське	984	31	42,6	1,05
Левенцівське	750	30	33,9	1,02
Західно-Хрещищенське	3400	76	49,9	1,18
Мелехівське	3100	72	45,5	1,19
Верхньоланнівське	3400	74	51,4	1,18
Західно-медведицьке	3190	75	47,5	1,26
Кременівське	2215	64	39,4	1,10
Волохівське	3060	83	40,7	1,02
Краснопопівське	2311	92	27,4	—
Борівське	1510	55	35,0	1,02
Вергунське	1165	35	43,0	1,05
Вільхівське	1669	57	33,9	1,05
Середнє значення геотермічної ступені у межах досліджуваних глибин становить для ДДЗ 39,5 м на 1 °С при $h_{ном} = 4$ м і $t = 8$ °С				

Продовження таблиці 4.11				
1	2	3	4	5
п. 1.6 Скіфська плита (Крим) і Індольський прогин (Керченський півострів)				
Чорноморське (Скіф. плита)	2144	108	21,9	0,51
Карлавське -//-	3342	131	27,6	0,99
Краснополянське -//-	1096	61	21,6	1,00
Західно-Октябрське -//-	3380	107	34,9	1,19
Октябрське -//-	2709	95	31,9	1,10
Міжводненська пл. -//-	225	25	15,3	0,84
Кіровське -//-	987	67	17,4	0,94
Глібівське -//-	918	60,25	15,3	1,19
-//- -//-	1090	63,5	20,5	1,00
Джанкойське -//-	545,5	36	21,2	1,14
Стрілкове -//-	475	28	26,8	0,99
Мошкарівське (Індол. прогин)	1767	80	23,7	1,52
Куйбишевське -//-	2133	95	25,2	1,88
Малобабченське -//-	272	20,8	25,4	—
Середнє значення геотермічної ступені у межах досліджуваних глибин становить для Північного Криму і Керченського півострова 23.5 м на 1°С при $h_{пост} = 2$ м і $t = 10.4^{\circ}\text{C}$				
п. 1.7 Передобрудзький прогин				
Східно-Саратське	2630	-	-	1,0
Жовтоярське	3100	78	45,5	1,1
при $h_{пост} = 3$ м і $t = 10^{\circ}\text{C}$				

(Залужанське родовище); при  $t_{пл} = 64^{\circ}\text{C}$   $K_a$  дорівнює 1,17 (Пинянське родовище) і т.д. У Дніпровсько-Донецькій западині залежності  $K_a$  від заміряних величин коефіцієнтів початкових пластових тисків у покладах вуглеводнів також не відмічається (табл. 4.11). У надрах продуктивних площ Північного Криму і Керченського півострова середні значення геотермічного ступеня дорівнює 20,8 м на 1 °С. Завдяки розвитку діпіризму і грязьового вулканізму на сході Індольського прогину на Керчинському півострові. Але на Західножовтневій і Жовтневій площі, де  $G$  відповідно дорівнює 34,9 м на 1 °С (глибина 3380 м) і 31,9 м на 1 °С (глибина 2709 м). Чіткої залежності коефіцієнтів аномальності тиску в пластах від заміряних величин температури, як і від значення геотермічного ступеня, не спостерігається на території Криму і на Керченському півострові. Так, в Міжводненському і Кіровському родовищах вуглеводнів при мінімальних значеннях геотермічного ступеня (15,3 і 17,4 м на 1 °С), що свідчить про наявність тут екстремальних для району температурних умов, бувають низькі величини

пластових тисків, ймовірно, внаслідок посилення міграції газу з колекторів макро- і мікротріщинами, а також тектонічними розривами у вміщуючі породи і на поверхню.

Цікаво, що на схід від Керченського півострова за Керчинською затокою в Західно-Кубанському передгірському прогині Кавказу середнє значення геотермічного ступеня майже не змінюється і дорівнює 23,6 м на 1 °С (табл. 4.12). Збільшення геотермічного ступеня (тобто зменшення геотермічного градієнту) в Західному Передкавказзі фіксується в північному напрямку до платформових геоструктурних елементів.

На прикладі родовищ нафтогазоносних регіонів України ми розробили методик у визначення кількісного значення температурного коефіцієнта, що впливає на підвищення пластового тиску в природних резервуарах завдяки температурним умовам, які відрізняються від загального температурного фону для певного району або області.

Таблиця 4.12 - Температурні характеристики майкопських відкладів  
Передкавказзя

Родовище, площа	№ св.	Глибина, м		Температура, °С		Геотермічний ступінь, м/°С
		покрівля	підшва	покрівля	підшва	
1	2	3	4	5	6	7
Олександрівська	Р-5	215	900	31,4	85,7	12,6
Армавіро-Убеженська	К-197	300	495	42,5	54	17,8
Армавірська	31	515	1380	53,4	104,6	16,9
Південно-Радянська	3	680	1810	53,8	106	21,6
Чайкінська	1	330	1420	42,7	93,4	21,5
Розшеватська	Р-34	532	1144	34,9	67,1	19
Тульська	27	500	1100	39	76	16,2
Майкопська	12	1260	1690	66	93,5	15,6
Велика	8	1190	2040	63,8	115,1	16,6
Ладозька	3	1155	2100	61,8	106,6	21,1
Теміргоєвська	2	1150	2025	62,8	103	21,8
Краснодарська	1	2810	4200	92,6	137	31,4
Ново-Дмитрієвська	14	1814	2400	63,5	89	23
Центральне поле	163	600	1200	35,8	60,2	24,6
Калузька	9	1958	2449	78,2	99,5	23
Ключева	300	1785	2510	69,5	95,8	27,6
Ахтиро-Бугундирська	770	1455	1900	51,3	63,6	36,2

Продовження таблиці 4.12						
1	2	3	4	5	6	7
Березанська	22	1053	1570	50	75	20,8
Челбасська	16	880	1260	49	65	23,7
Криловська	2	725	1050	34,5	48,5	23,2
Терновська	1	615	1220	33,3	62,5	20,7
Ново-Петровська	1	550	810	25	32,3	35,6
Ленінградська	14	535	860	27,1	36,9	33,2
Стора-Минська	2	545	860	30,5	40,5	31,5
Воронцівська	3	700	855	28,5	32,9	35,2
Середнє значення геотермічного ступеня у межах досліджуваних глибин становить для Західного Передкавказзя 23,6 м на 1 °С						

Уявімо, що в нафтогазонасиченому природному резервуарі в точці на глибині 2000 м із середнім значенням густини пластових вод  $1100 \text{ кг/м}^3$  (у вищезалігаючій товщі порід) нормальний гідростатичний тиск  $P_{\text{гiдр}} = 2000 \cdot 1100 \cdot 9,81 = 22 \text{ МПа}$ . Замір'яна температура на вказаній глибині  $t_{\text{пл}} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ . Якщо вплив температури на підвищення тиску в природному резервуарі виразити як добуток  $P_{\text{гiдр}}$  і температури, то отримаємо абсурдну величину пластового тиску. Те саме буде, якщо обчислюватимемо цю величину як добуток  $P_{\text{гiдр}}$  на фонове значення геотермічної ступені  $G$  (наприклад на 45,1, що відповідає середньому значенню  $G$  для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину).

Таким чином, необхідно спочатку визначити температурний коефіцієнт, який вказує на те у скільки разів підвищується тиск у природному резервуарі відносно загального температурного фону того чи іншого району (або області) завдяки існуючій температурі на даній глибині.

Суть методу полягає в наступному. Відомо, що для приведення об'ємів вуглеводневих газів з пластових умов до стандартної температури  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , тобто до поверхневих умов, користуються поправкою на температуру.

$$f = (T + t_{CT}) / (T + t_{\text{пл}}),$$

де  $T = -273 \text{ }^\circ\text{C}$  (для розрахунків приймаємо числове значення),  $t_{CT} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  і  $t_{\text{пл}}$  – замір'яна температура пласта,  $^\circ\text{C}$ .

Якщо в даному виразі  $t_{CT}$  замінити на  $t_G$  (температура в пласті при середньому значенні геотермічного ступеня), то за допомогою поправки:  $f_G = (T + t_G) / (T + t_{\text{пл}})$  можна приводити об'єми газів до умов пластових температур, що відповідає середньому значенню геотермічного ступеня для району або області.

Температуру в пласті при середньому значенні геотермічного ступеня  $t_G$  можна обчислити з формули геотермічного ступеня, якщо в ній величину  $t_{\text{пл}}$  (ється), м;  $t$  – середньорічна температура повітря на поверхні,  $^\circ\text{C}$ .

За допомогою величини, зворотного значення температурної поправки  $1/f_G = (T + t_{III}) / (T + t_G)$  в умовах аномальних температур можна враховувати збільшення об'ємів вуглеводневих сполук у пласті та появи у зв'язку з цим у природному резервуарі деякого іншого тиску. Назвемо цю величину температурним коефіцієнтом  $\beta_T = 1/f_G$ .

Розрахунки свідчать: при  $t_{III}$ , що співпадає чи мало відрізняється від величини  $t_G$ , величина  $\beta_T$  практично буде дорівнювати одиниці. Температурний коефіцієнт  $\beta_T$  вносить відчутні корективи в розрахунки початкового пластового тиску тільки у разі суттєвих відхилень пластових температур від величин  $t_G$ .

У табл. 4.11 наведено значення геотермічних ступенів, розраховані для площ нафтогазоносних регіонів України. У цій же таблиці вказується середнє значення геотермічних ступенів для тектонічних зон у межах досліджуваних глибин у пробурених і досліджених свердловинах, а також величини метеорологічних параметрів ( $t$  і  $h_{ПОСТ}$ ) для зон Передкарпатського прогину, Дніпровсько-Донецької западини і для Півдня України (вони відповідно становлять 9 °С і 3 м, 8 °С і 4 м, 10 °С і 2 м).

Як приклад наводимо розраховані величини  $\beta_T$  для широко відомих покладів нафти і газу Долинського і Бориславського родовищ у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину.

У Долинському родовищі нафти на глибині  $H = 2303$  м,  $t_{III} = 66$  °С. Середній геотермічний ступінь  $G_{CP}$  для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (табл. 4.11) дорівнює 45,1 м на 1 °С. Розрахунок температури, що відповідає середньому значенню геотермічного ступеню за формулою

$$t_G = [2303 - 3 + (45,1 \cdot 9)] / 45,1 = 42 \text{ °С}.$$

Отже, в даному пласті Долинського нафтового родовища температура в пласті на 24 °С вища за значення температури, яка відповідає значенню  $t_G$  цієї області.

За формулою  $f_G = (T + t_G) / (T + t_{III})$  визначаємо температурну поправку для нафтового покладу Долинського родовища. Вона дорівнює  $(273 + 42) / (273 + 66) = 0,92$ .

Тоді, провівши приведення розрахунків до пластових умов, отримуємо  $\beta_T = 1/f_G = 1/0,92 = 1,08$ .

Таким чином, у Долинському нафтовому родовищі, яке характеризується підвищеним пластовим тиском з коефіцієнтом аномальності  $K_a = 1,27$  вплив температурних умов на тиск незначний, призводить до змін пластового тиску в 1,02 рази. На це також вказує те, що  $t_{III}$  перевищує  $t_G$  всього на декілька градусів (6 °С). Аномальність пластового тиску в Долинському родовищі генетично пов'язана з дією тектонічних сил, що доведено в [45].

У Бориславському нафтовому родовищі (піднасув)  $H = 2350$  м;  $t_{ПЛ} = 64$  °С. Застосовуючи ті ж формули, що в попередньому прикладі, знаходимо:

$$t_G = [2350 - 3 + (45,1 \cdot 9)] / 45,1 = 43 \text{ °С},$$

звідси

$$f_G = (273 + 43) / (273 + 64) = 0,93$$

$$\text{і } \beta_t = 1 / 0,93 = 1,07.$$

Визначена величина  $\beta_T$  недостатня для пояснення природи підвищеного тиску в Бориславському родовищі нафти. Це свідчить про те, що у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину температурні умови майже не впливають на підвищення пластових тисків. У роботі [45] у процесі розрахунку пластового тиску в цьому родовищі був врахований тектонічний складкоутворювальний фактор, що сприяло отриманню більш точних розрахунків початкового пластового тиску в Бориславському родовищі нафти на глибині 2350 м.

Вплив температури на підвищення пластового тиску в колекторах істотно може проявлятися тільки в умовах великих і надвеликих глибин, а також у процесі надходження в осадові породи високотемпературних елізійних вод і ювенільної водяної пари і газів.

Як видно із таблиці 4.11, у Закарпатському прогині найбільш високі температури в пробурених свердловинах зафіксовані у розрізах Русько-Комарівського газового родовища (Мукачівська западина) та Королівського і Дібровського газових родовищ (Солотвинська западина).

Температурні умови в Закарпатському прогині ймовірно пов'язані з проявами в недавньому геологічному минулому магматичних і вулканічних процесів. У надрах Закарпатського прогину було застигання магматичних інтрузивних тіл порід, що спостерігається в неоген-палеогенових відкладах розрізу Русько-Комарівського родовища газу. Крім цього, в Закарпатському прогині відклалися в неогеновий час вулканогенні осади, що представлені дацитовими і ріоліт-дацитовими туфами та туфітами, які сприяють збереженню високих температур та аномальності пластових тисків в деяких природних резервуарах. Подібну роль у неогенових відкладах Закарпатського прогину відіграє, ймовірно, і поширення відкладів солі.

Згідно з дослідженими Р. І. Кутаса [117] і узагальнених даних Ю. З. Крупського (2001р.) по Карпатському регіону, в Закарпатському прогині швидкість теплового потоку є максимальною, де він перевищує величину  $2 \text{ Мккал}/0,01\text{м}^2\cdot\text{сек}$ , в той час як, безпосередньо, в зонах Складчастих Карпат вона зменшується до  $1,2 \text{ Мккал}/0,01\text{м}^2\cdot\text{сек}$ . Подібні значення швидкостей теплового потоку, що є в Закарпатському прогині, існують у Словенській, Панонській і Трансільванській западинах.

На карті теплового поля України (рис. 9.1 [116]) інтенсивність теплового потоку в Закарпатській западині в західному напрямку від міста Ужгород сягає понад  $90 \text{ МВт}/\text{м}^2$ . У східному напрямку від Закарпатської



западни інтенсивність теплового потоку поступово зменшується і в зоні Кросно, Скибовій зоні Карпат та у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину величини інтенсивності теплового потоку коливаються в межах 50-70 МВт/м<sup>2</sup>, сягаючи максимальних значень на ділянці Мармарошського масиву в районі міста Рахів, та на не великій ділянці в північно-західній частині зони Кросно і в районах міст Львів та Чернівці (60-70 МВт/м<sup>2</sup>), а також у районі с. Великі Мости Львівського палеозойського прогину Волино-Подільської плити (50-60 МВт/м<sup>2</sup>).

Заміряні початкові пластові тиски в свердловинах Закарпатського прогину (табл. 4.11) як правило є підвищеними. Максимальні коефіцієнти аномальності початкового пластового тиску ( $K_a$ ) становлять 1,20 (Русько-Комарівське родовище, глибина 1663 м); 1,21 (Станівське родовище, глибина 300 м); 1,38 (Буштинська площа, глибина 450 м). На нашу думку, це може бути обумовлено тут не тільки тектонічними причинами, але і діючими тепловими потоками. Підвищена аномальність пластових тисків в природних резервуарах Закарпатського прогину сприятиме експлуатації покладів термальних вод фонтанним способом і подальшому транспортуванню їх до споживача.

Використання термальних вод із пробурених свердловин на родовищах, які обводнилися, а також свердловин, які можливо необхідно пробурити з метою розкриття покладів термальних вод, значно скоротить використання природного газу для опалення будинків і промислових підприємств у Закарпатській адміністративній області України.

В інших західних нафтогазоносних зонах України, а саме - в Скибовій зоні Карпат, Внутрішній та Зовнішній зонах Передкарпатського прогину інтенсивність теплового потоку в порівнянні із Закарпатським прогином зменшується.

Однак заміряні температури в свердловинах вказаних областей свідчать про підвищені температурні умови природних резервуарів насичених нафтою, газом і водою. При цьому у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину, завдяки інтенсивній дії тектонічних складкоутворюючих сил, майже всі флюїдоносні природні резервуари характеризуються високими коефіцієнтами аномальності початкових пластових тисків (табл. 4.11, п. 1.2). Найбільші з них в надрах родовищ: Гвіздецького (2,02, глибина 1985,5 м); Бориславського (1,37, глибина 2350 м); Росільнянського (1,30, глибина 3002 м), на площах Луги і Шевченково (відповідно 1,72 і 1,55, на глибинах 5000-6000 м). Високі пластові тиски флюїдів у природних резервуарах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину сприяють транспортуванню їх свердловинами на денну поверхню і потім трубопроводами до споживача.

Температурні характеристики флюїдоносних природних резервуарів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину представлені також у табл. 4.11. Визначені  $K_a$  початкових пластових тисків у природних резервуарах цієї області нижчі, ніж у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину тому, що ця

зона є вже платформним схилом Східно-Європейської платформи і складена консолідованими мезо-палеозойськими і більш древніми породами, які не піддавались інтенсивному складкоутворенню під час Альпійського тектогенезу. Але в цій зоні відкрито вже велику кількість водоносних і газоносних природних резервуарів в сарматських і торгонських відкладах на невеликих глибинах, які володіють температурами до 65 °С.

Щодо центральної частини території Східно-Європейської платформи (Український кристалічний щит і далі до Воронежського масиву) то вона, в принципі, характеризується слабкою інтенсивністю теплового потоку (від 30 до 40 МВт/м<sup>2</sup>). Деяке підвищення інтенсивності теплового потоку на окремих ділянках збільшується вздовж Дніпровсько-Донецької западини (ДДз), але не перевищує 50-60 МВт/м<sup>2</sup> (район м. Полтава). Суттєве підвищення інтенсивності теплового потоку (60-70 МВт/м<sup>2</sup>) спостерігається в області зануреної гірської споруди Донбасу на північний захід від міста Донецька, що ілюструються на карті інтенсивності теплового потоку України.

Безпосередньо в ДДз, що простягається з північного заходу на південний схід на територіях Чернігівської, Київської, Сумської, Полтавської та Харківської областей і далі через Перехідну зону з'єднується із складчастою спорудою Донбасу, заміри температур у свердловинах свідчать про підвищені температурні умови у деяких відкритих нафтових (північно-західна частина ДДз), газоконденсатних (центральна частина ДДз) і газових (південно-східна частина ДДз) родовищах (див. табл. 4.11, п. 1.5). Поклади нафти, газоконденсату і газу в ДДз, як правило, характеризуються підвищеною аномальністю початкових пластових тисків в областях розвитку соляної тектоніки, де напруженість у товщах гірських порід значно збільшується [45, 46].

Заміряні температури на Скіфській плиті і в Індольському прогині свідчать, що флюїдоносні природні резервуари розташовані, починаючи від глибини 225 м (Міжводненська площа) до 3342 м і 3380 м (відповідно Карлавське та Західно-Октябрьське нафтові родовища) в умовах підвищених температур. Особливо це проявляється в Індольському прогині, величини геотермічної ступені значно зменшуються (відповідно геотермічні градієнти збільшуються). Прикладом будуть служити родовища вуглеводнів Глібовське, Кіровське та інші (див. табл. 4.11, п. 1.6). Середнє значення геотермічної ступені для Скіфської плити і Індольського прогину в межах досліджуваних глибин у порівнянні з її середньосвітовим значенням 33 м на 1 °С знижується до 23,5 м на 1 °С. Середня величина геотермічного градієнту відповідно збільшується від 3 °С / 100 м до 4,3 °С / 100 м.

Стосовно західної частини півдня України (Переддобруджинський прогин), то тут у даний час ще пробурено мало глибоких свердловин із замірами температур. У розрізі Жовтоярського нафтового родовища заміряна температура на глибині 3100 м дорівнює 78 °С).

## 5 МЕТОДИКА ПРОГНОЗУВАННЯ АНОМАЛЬНО ВИСОКИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ ЗА КІЛЬКІСНИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ СТРУКТУР ДО ПОЧАТКУ БУРІННЯ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

У процесі буріння свердловин для прогнозування АВПТ і їх кількісної оцінки на пошуково-розвідувальних площах, як правило, застосовують методи геофізичних досліджень свердловин, такі як електрометрія, акустичний та радіоактивний каротаж.

Проте особливу важливість прогнозування АВПТ має метод визначення величин пластових тисків до постановки пошуково-розвідувальних робіт глибоким бурінням. Прогнозні дані про пластовий тиск необхідні для вибору оптимальних технологічних режимів проводки свердловин, які дозволяють уникнути аварій, пов'язаних з виникненням несподіваних викидів напірних флюїдів з пластів, обвалів стінок свердловин, прихоплень бурильного інструменту і інших складніших аварій, а також для якісного розкриття продуктивних горизонтів.

У районах із спокійним заляганням шарів гірських порід наявність зон АВПТ можна прогнозувати наближено з похибками до 50 % за результатами сейсмічних методів, які проводяться в недостатній мірі. Спеціальна постановка сейсмічних досліджень для прогнозування АВПТ, як правило, не практикується. Точність прогнозування АВПТ сейсмічними методами сильно знижується в складчастих районах з переважанням у розрізі осадової товщі диз'юнктивних і плікативних дислокацій та неузгоджень. У зв'язку з цим до початку буріння величини пластового тиску на тій або іншій глибині прогноуються, в основному, за формулою гідростатичного тиску, що і призводить до неочікуваних ефектів від розкриття пластів з аномально високим пластовим тиском.

Однак у межах території локалізуються нафтогазоносні області, методом за кількісними параметрами структур, можливо достатньо точно прогнозувати величини пластових тисків у природних резервуарах на глибині. Цей метод може використовуватись самостійно до початку глибокого пошуково-розвідувального буріння, у зв'язку з чим він набуває значної практичності.

В основу методу поставлена залежність  $K_a = f(i)$  у вигляді графіків і формул, а також теоретичні висновки, що свідчать про те, що при згинанні пластів колекторів у складку в них відбувається перерозподіл і рух флюїдів у напрямку від крил до склепін складок, що призводить до формування певних значень пластових тисків у природних резервуарах.

У даному розділі ми приводимо суть методу прогнозування величини початкового пластового тиску ( $P_n$ ) на заданих глибинах ( $H$ ) з використанням параметра кількісних характеристик структур ( $i=h/s$ ) на прикладі чотирьох еталонних нафтогазоносних областей України: Внутрішньої зони

Передкарпатського прогину з прилеглими площами Скибової зони Карпат; Зовнішньої зони цього прогину; Дніпровсько-Донецької западини; Криму і Керченського півострова. Запропонована методика може бути застосована також і в інших нафтогазоносних областях з розвитком складчастості, шляхом виявлення залежності  $K_a$  від тектонічного стиснення природних резервуарів у конкретній формі прояву, тобто від параметра інтенсивності структури. Для схожих за геологічною будовою областей з метою розрахунків пластового тиску можуть бути використані залежності, що отримані при проведенні досліджень у нафтогазоносних областях України.

З метою прогнозування АВПТ можна використовувати графічну залежність  $K_a = f(i)$ , показану на рисунках 4.5, 4.7, 4.10, 4.14. Наприклад, для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, використовуючи графік на рисунку 4.6, можна встановити, що при значеннях параметра  $i$  до 55,  $K_a$  буде менше 1,2 і в колекторі не очікується АВПТ; при величині  $i$  вище 55 в колекторі, зігнутому в складку,  $K_a$  може перевищувати 1,2 і в природному резервуарі може існувати АВПТ.

Однак графічними залежностями користуватися не завжди зручно. Більш оперативно проводити визначення величин  $P_n$  на заданих глибинах ( $H$ ), можливо з врахуванням  $K_a$ , розрахованими за співвідношеннями, які отримані в процесі комп'ютерної обробки даних для тієї або іншої нафтогазоносної області.

Безпосередньо величини початкового пластового тиску в колекторах, що залягають під покривками, на заданих глибинах з урахуванням значень коефіцієнтів інтенсивностей структур, виводиться, виходячи з таких міркувань:

$$K_a = P_n / P_y, \quad (5.1)$$

де  $P_n$  – початковий пластовий тиск;  $P_y$  – умовний гідростатичний тиск.

Умовний гідростатичний тиск  $P_y = gH\rho_e$ , в Па, де  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$  – прискорення вільного падіння,  $\rho_e$  – середня густина води в товщі порід до глибини  $H$ , яка перекриває точку, в якій визначається пластовий тиск.

З округленням, що допускається, можна записати  $P_y = 10H\rho_e$ , в Па (або  $10^{-5} H\rho_e$ , в МПа). При  $\rho_e = 1000 \text{ кг/м}^3$  (умовно вважаємо, що вода прісна) можна написати, що умовний гідростатичний тиск рівний:

$$P_y = 10^{-5} H1000 = 0,01H \text{ МПа.}$$

$$\text{Отже, } P_y = 0,01H \text{ МПа або } 0,1H \text{ кгс/см}^2 \text{ або } 10^{-5} \text{ Па.} \quad (5.2)$$

З формули (5.1) вважаємо, що початковий пластовий тиск

$$P_n = P_y K_a \quad (5.3)$$

У системі СІ, формула (5.3) набує вигляду:

$$P_n = 0,01HK_a \quad (5.4)$$

Але величина  $P_y = f(H)$ , а  $K_a$  є функція параметра  $i$ .

Отже:  $P_y = f(H, i)$ .

Якщо у формулу (5.4) підставити співвідношення (4.2; 4.3; 4.4 і 4.5), за якими обчислюються коефіцієнти аномальності пластового тиску  $K_a$  залежно від величини параметра ( $i$ ), тобто залежно від інтенсивності складкоутворювального процесу, то отримаємо вираз, який дозволяє обчислювати пластовий тиск на заданих глибинах.

Формули (4.2), (4.3), (4.4) і (4.5) в загальному вигляді можна записати так:

$$K_a = (Ai + B) \pm C, \quad (5.5)$$

де  $i$  – коефіцієнт інтенсивності структури;  $A$  і  $B$  – постійні коефіцієнти для конкретної області або району;  $\pm C$  – середньоквадратична похибка за критерієм Стьюдента. Тоді, беручи до уваги рівняння (5.4) і (5.5), формула для обчислення початкового пластового тиску на заданій глибині в МПа набуває вигляду:

$$P_n = 0,01H(Ai + B) \pm C, \quad (5.6)$$

де  $H$  - глибина, на якій проводиться прогнозування  $P_n$ . Коефіцієнт  $i = h/s$ , в м/км<sup>2</sup>, оскільки якщо враховувати площу ( $S$ ) також в метрах, то величина  $i$  зменшиться на декілька порядків. У цьому випадку при виведенні емпіричної залежності  $K_a = f(i)$  для конкретних нафтогазоносних районів постійні коефіцієнти в отриманих формулах також зміняться на стільки ж порядків. У результаті числа постійних коефіцієнтів у формулах стають дуже громіздкими. У зв'язку з цим, немає необхідності перерахунку км<sup>2</sup> на м<sup>2</sup>. Параметр  $i$  при розрахунках враховується як безрозмірний, у зв'язку з його емпіричністю.

Якщо у формулу (5.6) ввести показник мінералізації вод у товщі порід від поверхні до глибини  $H$  і температурний коефіцієнт  $\beta_t$ , то формула (5.6) матиме вигляд:

$$P_n = 0,01H\gamma\beta_t(Ai + B) \pm C.$$

Але, як буде показано у наступному підрозділі, температурний коефіцієнт  $\beta_t$  за результатами наших досліджень вказує суттєвий вплив на величини пластових тисків тільки на ділянках інтенсивної дії теплових потоків Землі, які характеризуються високими температурними градієнтами. При температурних градієнтах, що дорівнюють або слабо відрізняються від середньосвітових їх значень (3 °С на 100 м збільшення глибини), температурні умови впливають на збільшення пластових тисків у флюїдоносних колекторах дуже слабо.

## 5.1 Приклади обчислень $P_n$ у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину і на прилеглих площах Скибової зони Карпат

Виходячи з рівняння (5.6), формула для визначення початкового пластового тиску ( $P_n$ ) для цієї області (для повної складчастості геосинклінального типу) має вигляд:

$$P_n = 0,01H(1,1486 + 2,9277 \times 10^{-5} i^2 \pm 0,03), \quad (5.7)$$

де  $H$  – глибина в м; 1,1486 та 2,92777 – постійні коефіцієнти;  $\pm 0,03$  – середня квадратична похибка за критерієм Стьюдента.

У таблиці 3.1 наведені результати обчислення величин  $P_n$  за формулою 3.6 у основних родовищах вуглеводнів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та на прилеглих площах Скибової зони Карпат (вихідні дані в табл. 4.1). Як видно із таблиці, похибка обчислень не суттєва, середня відносна похибка склала всього  $\pm 4,6\%$ .

Таблиця 5.1 - Обчислені за запропонованою формулою початкові пластові тиски в нафтогазоводонесних структурах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (горизонт, параметр  $i$ , величини заміряних  $P_n$  вказані в табл. 2.2)

Родовище, структура поклад, площа	Обчислене $P_n \times 10^5 \text{Па}$ (кгс/см <sup>2</sup> )	Відносна похибка обчислення, %	Примітка
1. Старо-Самбірське	518,3	+5,6	
2. Бориславська складка	243,7	+2,4	
2-а. Бориславське, піднасув	318,8	-1,3	
3. Іваниківське	406,3	-6,1	
4. Орів-Улічнянське	412,7	+6,7	
5. Старуня, вода	211,0	-3,2	
6. Урож, вода	375,0	+13,6	
7. Струтинське	269,1	-1,7	
8. Північно-Долинське	332,7	+1,7	
9. Долинське (олігоцен)	367,1	+2,8	єдиний ВНК
9-а. Долинське (еоцен)	367,1	+2,8	
10. Космацьке	381,5	+0,13	
11. Росільнянське	357,5	-8,3	
12. Гвіздецьке (олігоцен-2)	380,3	-5,4	єдиний ВНК
12-а. Гвіздецьке (олігоцен-3)	380,3	-5,4	
12-б. Гвіздецьке (еоцен)	453,9	+8,3	
13. Пнівське	319,7	-3,4	
14. Битківське	288,4	4,1	

Середня арифметична похибка  $\pm 4,6\%$

Наводимо приклад використання формули (5.7) на інших площах

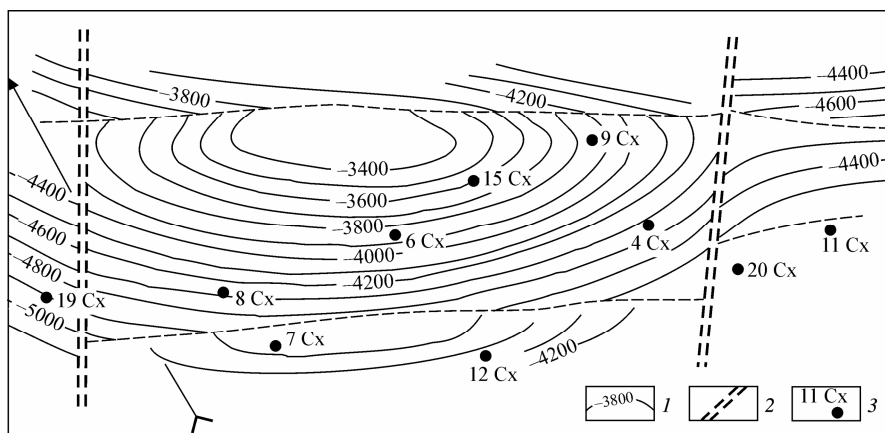
Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат до початку пошуковорозвідувального буріння.

1. Східницьке родовище нафти. Глибина нафтового пласта (олігоцен)  $H=4500$  м, амплітуда складки  $h=4400-3300=1100$  м (рис. 5.1),  $S=31,4$  км<sup>2</sup>. За формулою (5.7) початковий пластовий тиск:

$$P_n = 45 / 1,1486 + 2,92777 \times 10^{-5} (1100 / 31,4)^2 J = 53,1 \text{ МПа}$$

Замірний  $P_n$  на вказаній глибині при бурінні свердловини рівний 55,2 МПа. Відносна похибка обчислення, таким чином, склала – 3,8 %.

Слід звернути увагу на те, що при прогнозуванні  $P_n$  за формулою гідростатичного тиску в Східницькому нафтовому покладі при густині пластових вод  $\rho_v = 1,05$ , початковий пластовий тиск  $P_n = 47,3$  МПа. Похибка визначення  $P_n$  склала б 14,3 %. За формулою Л. Н. Бикова [27], похибка визначення  $P_n$  дорівнювала б 8,9 %.



**Рисунок 5.1 - Структурна карта покрівлі еоценових відкладів Східницької складки [48]**

1 — ізогіпси покрівлі еоценових відкладів, м; 2 — поперечні тектонічні порушення; 3 — свердловина та її номер

Похибка обчислення  $P_n$  за нашою формулою – 3,8 %, тобто точність визначення  $P_n$  зростає в декілька разів.

2. Природний резервуар Довбушанської складки має  $h = 400$  м,  $S = 30$  м<sup>2</sup> (див. рис. 5.2). Розрахований  $P_n$  в менілітових відкладах олігоцену на глибині 2000 м за формулою (5.7):

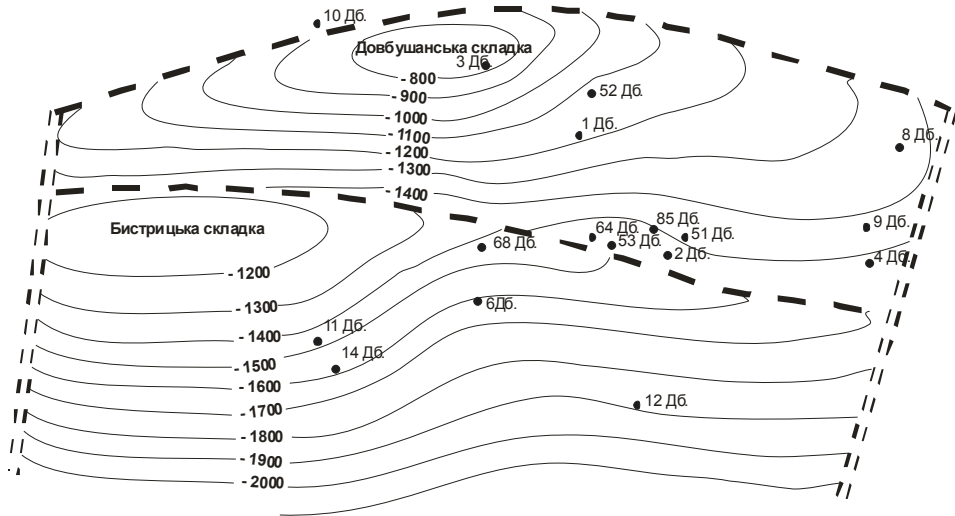
$$P_n = 20 / 1,1486 + 2,9277 \times 10^{-5} (400 / 30)^2 J = 23,1 \text{ МПа.}$$

Замірний  $P_n$  на глибині 2000 м  $P_n$  після відкриття нафтового покладу на Довбушівській площі 22, 5 МПа. Відносна похибка – 2,7 %.

3. Розглянемо природний резервуар Бистрицької складки (див. рис. 5.2) по покрівлі олігоцену, тут  $h=400$  м,  $S=25$  км<sup>2</sup>. На глибині  $H=2250$  м (ВНК) в покладі нафти за формулою (5.7) початковий пластовий тиск дорівнює:

$$P_n = 22,5 / [1,486 + 2,9277 \times 10^{-5} (400 / 25)^2] = 26 \text{ МПа}$$

Визначений при бурінні св.11-Дб  $P_n$  на вказаній глибині дорівнює 26 МПа. Похибки в обчисленні немає.



**Рисунок 5.2 - Структурна карта покрівлі олігоцену Довбушанської і Бистрицької складок [48]**

У таблиці 5.1 наведені результати обчислення  $P_n$  за формулою (5.7) в покладах вуглеводнів, які вказані в таблиці 4.2. Як видно з таблиці 5.1, середнє значення відносної похибки обчислень початкового пластового тиску складо всього  $\pm 4,6 \%$ .

### **5.2 Приклади обчислення $P_n$ у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину (платформного його схилу) і на прилеглий Велико-Мостівській площі Волино-Подільської плити**

Виходячи з рівняння (5.6) і співвідношення (4.3) формула для визначення початкового пластового тиску  $P_n$  у колекторах, що залягають під покрішками, для даної області має вигляд:

$$P_n = 0,01H(0,783 + 0,0567i) \pm 0,025, \quad (5.8)$$

де  $H$  – глибина, м; 0,783 та 0,0567 – постійні коефіцієнти;  $i$  - коефіцієнт інтенсивності складки;  $\pm 0,025$  – середня квадратична похибка за критерієм Стьюдента.

Розглянемо приклад використання формули (5.8) для виснаженого газового покладу площі Опари, дані з якої не були враховані при виведенні формули (5.8) при обробці статистичних даних на комп'ютері. Глибина залягання ГВК в цьому покладі в пласті 111 (нижній сармат)  $H = 774$  м



(св. 9-Оп); амплітуда складки  $h = 110$  м; площа структури  $S=27,7$  км<sup>2</sup>. За формулою (5.8) початковий пластовий тиск можна обчислити таким чином:

$$P_n = 7,74[0,783 + 0,0567(110 / 27,7)] = 7,8 \text{ МПа}$$

Замірний початковий пластовий тиск у газовому покладі на вказаній глибині родовища Опари згідно з фондовими даними колишнього тресту "Львівнафтогазорозвідка" був рівним 7,81 МПа. Відносна похибка визначення дорівнює – 0,13 %.

В Угерському родовищі в XIV і XV газоносних пластах (нижній сармат) з єдиним ГВК на глибині 750 м при  $h = 100$  м,  $S = 25,5$  км<sup>2</sup> початковий пластовий тиск за формулою (5.8) повинен бути:

$$P_n = 7,5[0,783 + 0,0567(100 / 25)] = 7,57 \text{ МПа.}$$

За наявними даними  $P_n$  тут було рівним 7,6 МПа. Похибки при обчисленні в даному випадку практично немає.

У таблиці 5.2 подано результати обчислень початкового пластового тиску в основних газоносних структурах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. За 16-ти обчисленнями  $P_n$ , середнє значення відносної похибки склало  $\pm 5,5$  %, що цілком допустимо.

Таблиця 5.2 - Обчислені пропонованою формулою початкові пластові тиски в основних нафтогазоводоносних структурах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і на прилеглий Велико-Мостівській площі (горизонт, параметр  $i$ , глибини, величини замірних  $P_n$  вказані в табл. 2.4)

Родовище, структура, поклад, площа	Обчислене $P_n \times 10^5$ Па (кгс/см <sup>2</sup> )	Відносна помилка обчислення, %
1. Залужанське	208,4	-7,1
Залужанське	437,7	-1,2
2. Коханівка	109	-1,8
3. Хідновичі	119,0	-4,8
4. Садковичі	137,6	+17,1
5. Мостиська (вода)	155,6	-2,8
6. Судова Вишня (вода)	154,4	-0,4
7. Рудки	99,4	-3,5
Рудки	129,1	-12,8
8. Кавське	83,5	+6,2
9. Мединичі	139,9	+2,8
10. Більче-Волиця	103,8	+1,5
11. Дашава, ділянка св. 90А	75,0	+5,6
12. Гринівське	101,3	+8,9
13. Обертинська (вода)	85,0	-5,5
14. Коршів-Іспас, ділянка св.57 (с.Жукотин)	16,9	-0,6
15. Косівське	6,5	+1,5
16. Велико-Мостівське	224,7	-9,4

Середнє значення відносної похибки  $\pm 5,5\%$ .

### 5.3 Приклади обчислень $P_n$ у Дніпровсько-Донецькій западині

Для ДДз також, як і для розглянутих вище зон Передкарпатського прогину, на основі аналогічних міркувань і висновків зроблених з співвідношень (4.4) і (5.6), складена формула, що дозволяє прогнозувати значення початкового пластового тиску на заданих глибинах у колекторах, що залягають під покришками, залежно від інтенсивності зім'ятості їх у складки:

$$P_n = 0,0102884H \cdot e^{0,0003i^2} \pm 0,021, \quad (5.9)$$

де 0,0102884 і 0,0003 – постійні коефіцієнти;  $e$  – основа натурального логарифма;  $i$  – коефіцієнт інтенсивності складки;  $\pm 0,021$  – середня квадратична похибка.

Розглянемо конкретні приклади застосування даної формули.

1. Лесяківське родовище нафти. Глибина пласта (нижня перм – верхній карбон)  $H=1850$  м; амплітуда складки  $h = 80$  м (рис. 5.3); площа складки (S) в межах ізогіпси (– 1720) складає  $39,5 \text{ км}^2$ ;  $i = 2,02$ . Керуючись формулою (5.9):

$$P_n = 0,0102884 \times 1850 \times 2,7^{0,0003 \cdot 2,02^2} = 19,06 \text{ МПа}$$

Заміряне  $P_n = 18,85$  МПа. Відносна похибка обчислення рівна  $+1,12\%$ .

2. Миролюбівське газоконденсатне родовище. Глибина пласта (верхній карбон)  $H = 2420$  м; амплітуда складки  $h = 60$  м (рис. 3.4), площа структури в межах ізогіпси (– 2310)  $S = 19,4 \text{ км}^2$ ,  $i = 3,09$ . Згідно запропонованої формули (5.9):

$$P_n = 0,0102884 \times 2420 \times 2,7^{0,0003 \cdot 3,09^2} = 24,97 \text{ МПа}$$

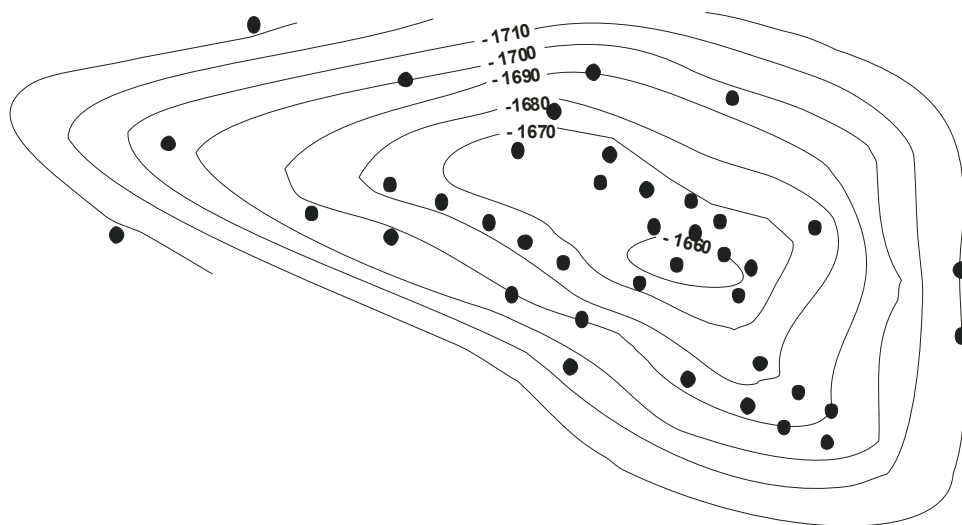
Заміряний  $P_n = 25,20$  МПа; відносна похибка обчислення –  $0,9\%$ .

Найвищу похибку ( $9,19\%$ ) отримано при розрахунку за формулою (5.9) на Сагайдакському родовищі нафти. Це пов'язано з тим, що тут відбулося розвантаження пластової енергії з покладів нижньокарбонівих відкладів по семи тектонічним розривам, що розтинають родовище до четвертинних відкладів. Підтвердженням цієї думки є збільшення густини нафти від  $803 \text{ кг/м}^3$  у нижніх горизонтах родовища до  $908 \text{ кг/м}^3$  у верхніх горизонтах, що, мабуть, зумовлено окислювальними процесами нафти і її дегазацією за рахунок зв'язку з денною поверхнею.

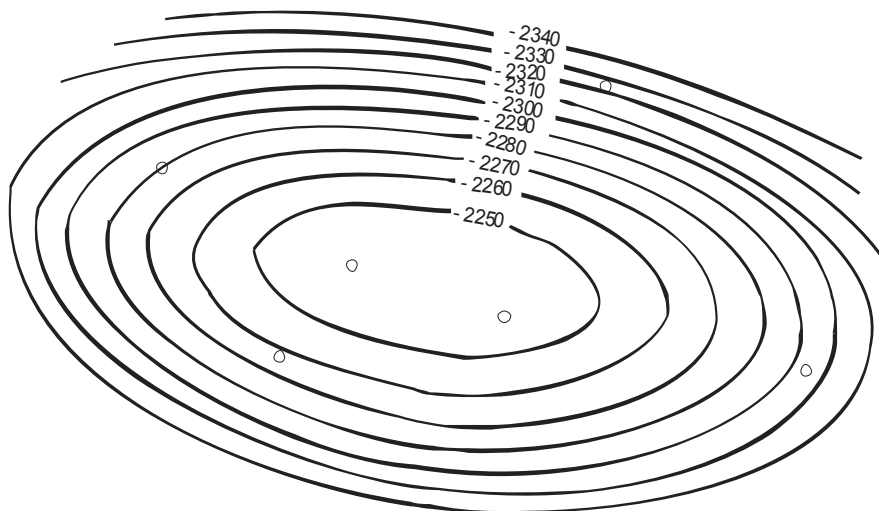
У таблиці 5.3 наведені результати обчислення величин  $P_n$  у покладах вуглеводнів, розглянутих в таблиці 4.4. Допустима їх збіжність із заміряними величинами свідчить про можливість застосування формули для вирішення практичних задач. Середнє значення відносної похибки склало  $\pm 2,3\%$ .

Нижче наводяться результати обчислення  $P_n$  у 30-ти покладах вуглеводнів ДДз за формулою (3.9), в яких відомі дані про заміряні початкові

пластові тиски. Похибки обчислень не великі, середня величина відносної похибки  $\pm 2,3\%$ .



**Рисунок 5.3 - Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту П-1 нижньої пермі Леляківського родовища нафти [60]**



**Рисунок 5.4 - Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту у верхньому карбоні Миролубівського газового родовища [60]**

Таблиця 5.3 - Обчислені пропонованою формулою початкові пластові тиски в нафтогазоводоносних структурах Дніпровсько-Донецької западини (горизонт, параметр  $i$ , глибини і величини заміряних  $P_n$  вказані в таблиці 4.6)

Родовище, структура, поклад, площа	Обчислене $P_n \times 10^5$ Па (кгс/см <sup>2</sup> )	Відносна похибка обчислення, %
1	2	3
1. Мільківське	320,03	+1,82
2. Богданівське	319,2	+3,97
3. Гніденцівське (н. перм)	179,9	+2,2
3-а. Гніденцівське (н. карбон)	337,2	+2,53
4. Великобубнівське	320,9	+0,92
5. Чижівське	395,5	-1,37
6. Новотроїцьке	351,8	-0,06
7. Чорнухінське	307,2	+3,7
8. Качанівське	324,3	-0,52
9. Більське	410,0	-0,73
10. Кібінцівське	168,8	+3,3
11. Малосорочинське	236,3	-1,54
12. Потічанське	177,5	+3,82
13. Решетняківське	340,0	+2,87
14. Машівське	428,0	-4,6
14-а. Машівське, у воді	254,0	-1,36
15. Опішнянське	444,7	-1,17
15-а. Опішнянське, у воді	451,3	-0,81
16. Солохівське	379,7	-0,08
16-а. Солохівське, у воді	403,5	-0,29
17. Пролетарське	190,9	+2,65
18. Михайлівське	82,5	+4,5
19. Західно-Соснівське	425,6	-3,8
20. Кегичівське	305,5	+0,44
21. Західно-Хрестищенське	443,1	+1,97
21-а. Західно-Хрестищенське, у воді	450,1	+1,07
22. Мелехівське	420,5	+2,96
23. Верхньоланнівське	394,7	-4,5
24. Західно-Медведівське	471,4	+2,1
25. Співаківське	54,7	+4,5
25-а. Співаківське	240,1	+0,32
26. Краснопопівське	240,1	+0,32
27. Борівське	156,5	+2,03
28. Шебелінське	251,7	-9,94
29. Миколаївське	278,2	+0,9
30. Вергунське	117,5	-1,59

Середня арифметична похибка  $\pm 2,3$  %.

## 5.4 Приклади обчислень $P_n$ у покладах вуглеводнів півдня України

Формула прогнозування початкового пластового тиску  $P_n$  в колекторах, що залягають під покривками, в Північному Криму і на Керченському півострові, виходячи із співвідношень (4.5) і (5.6) має такий вигляд:

$$P_n = 0,01H(0,982 + 1,68437 \times 10^{-6} i^3) \pm 0,056, \quad (5.10)$$

де  $H$  – глибина пласта, м; 0,982 і  $1,68437 \times 10^{-6}$  – постійні коефіцієнти;  $i=h/s$  – коефіцієнт інтенсивності складки;  $\pm 0,056$  – середня квадратична похибка за критерієм Стьюдента.

Наводимо приклад обчислення  $P_n$  на глибині 3228 м в покладі газу Фонтанівської площі Керченського півострова, яка на момент обчислення  $P_n$  знаходилася у розвідці і не була врахована при виведенні формул (4.5) і (5.10).

Фонтанівський газовий поклад олігоцену, приурочений до тектонічної структури, площею 12 км<sup>2</sup>. Амплітуда  $h = 900$  м по ізогіпсі ( $-3500$ ),  $i=75$ .

За формулою (5.10):

$$P_n = 32,28 / [0,982 + 1,68437 \times 10^{-6} \times 75^3] = 54,6 \text{ МПа}$$

Згідно з замірами манометром на глибині 3228 м початковий пластовий тиск у св. № 10 Фонтанівської площі дорівнює 52,8 МПа. Відносна похибка обчислення рівна +3,4 %.

Наводимо приклад обчислення  $P_n$  за формулою (5.10) в газовому покладі у верхньому альбі Ковильненської структури Північного Криму (Скіфська плита).

Площа Ковильненської структури в межах ізогіпсі ( $-4050$ ),  $S=10,3$  км<sup>2</sup>, амплітуда  $h=75$  м,  $i=7,28$ . ГВК на глибині  $H=3875$  м:

$$P_n = 38,75 / [0,982 + 1,68437 \times 10^{-6} \times (7,28)^3] = 38,1 \text{ МПа}$$

Замірний тут  $P_n=38,0$  МПа. Відносна похибка обчислення рівна +0,2 %.

В таблиці 5.4 наводяться результати обчислення  $P_n$  за формулою (3.8) в покладах вуглеводнів, в яких замірялися початкові пластові тиски. Середнє значення відносної похибки складає  $\pm 4,8$  %.

Таблиця 5.4 - Крим і Керченський півострів. Обчислені за формулою (5.10)

початковий пластовий тиск в нафто-газоносних структурах, які характеризуються коефіцієнтом аномальності пластового тиску вищим за 0,96 (горизонт, глибини, величина параметра  $i$ , заміряні значення  $P_n$  вказані в таблиці 4.8)

Родовище, структура, поклад, площа	Обчислене $P_n \times 10^5 \text{ Па}$ (кгс/см <sup>2</sup> )	Відносна похибка обчислення %
1	2	3
1. Карлавське	301,5	-8,6
2. Краснополянське	108,1	-1,7

Продовження таблиці 5.4		
1	2	3
3. Західно-Октябрьське	444,1	+8,3
4. Жовтневе	295,2	-0,9
5. Задорненське	60,7	+2,9
6. Джанкойське	53,6	-13,5
7. Стрілкове	43,3	+2,0
8. Білокамінне	34,6	+8,1
9. Мисове	44,5	-1,1
10. Мошкарівсько-Куйбишівське	259,5	-3,3
10-а. Мошкарівсько-Куйбишівське	393,4 Глибина 1699 м	-1,7
11. Глібівське	114,3 Глибина 2102 м	+4,9

Середнє значення відносної помилки  $\pm 4,8 \%$ .

### 5.5 Приклади результатів впровадження методики прогнозування початкових пластових тисків за кількісними параметрами структур у геолого-розвідувальних установах

Методика прогнозування величин пластових тисків на заданих глибинах до постановки глибокого пошуково-розвідувального буріння була впроваджена у виробництво геологорозвідувальними установами різних нафтогазоносних регіонів України (Західному, Східному і Південному). Як приклад, наводимо висновки геологічної служби «Чернігівнафтогазгеологія» на Перекопівській структурі ДДз, під час проведення пошуково-розвідувального буріння.

#### I. Вихідні кількісні параметри Перекопівської структури.

1. Амплітуда складки  $h = 70$  м.

2. Площа структури  $S = 100$  км<sup>2</sup>.

#### II. Задані глибини для прогнозування в свердловинах:

св. №1 –  $H_1 = 4667$  м;

св. №26 –  $H_1 = 4657$  м;

св. №9 –  $H_1 = 4727$  м;

св. №3 –  $H_1 = 4664$  м.

#### III. Результат підрахунків за формулою 5.9 $P_n$ для ДДз

$$P_n = 0,103844 * \gamma_v * H * e^{0,000219 * i^2}, \text{ при } i = h/S = 70/10 = 7; \quad i^2 = 49$$

$$\gamma_v = 1,05 \text{ г/см}^3.$$

$$P_n = 0,103844 * 2,7^{0,000219 * i^2}$$

Висновок. Одержана співпадимість вказує на можливість застосування методики для прогнозування початкових пластових тисків на нових площах до введення в буріння свердловин.

Обчислені $P_n$	Заміряні $P_n$	Похибка
$P_{n1}=514,36$ атм.	528 атм.	+2,65 %
$P_{n26}=513,25$ атм	527 атм.	+2,65 %
$P_{n9}=520,97$ атм	540 атм.	+3,5 %
$P_{n3}=514,03$ атм	-	-

У Внутрішній зоні Передкарпатського прогину методика прогнозування величин  $P_n$  була випробувана в Бориславському нафтопромисловому районі геологічною службою Бориславського УБР на багатьох структурах, де похибки обчислення початкового пластового тиску у середньому склали всього 3,1 %. У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину методика обчислення  $P_n$  за кількісними характеристиками структур впроваджувалася і опробовувалася Стрийським УБР ДК Укргазвидобування на площах Залужани (похибка – 9 %), Хідновичі (похибка – 8 %), Рудки (похибка + 0,5 %) і Угерсько (похибка + 1 %).

На Кримському півострові методика прогнозування початкового пластового тиску впроваджена при проведенні глибокого буріння на Західно-Октябрській структурі Євпаторійською нафтогазорозвідувальною експедицією глибокого буріння. У межах ізогіпси – 3500 м по покрівлі горизонту А-19 (нижня крейда) при амплітуді структури 800 м, площі – 14 км<sup>2</sup>, і відповідно до коефіцієнта інтенсивності  $i = 57$ , з врахуванням коефіцієнта густини води 1,04, обчислений початковий пластовий тиск склав 45,48 МПа. Заміряний пластовий тиск 44,4 МПа. Похибка обчислення рівна +2,37 %.

Всього одержано підтверджень про впровадження у виробництво методики обчислення початкових пластових тисків до початку буріння свердловин за кількісними параметрами структур у різних нафтогазоносних районах України і за її межами у кількості 18, на що одержані довідки або акти.

## **6 ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТЕЙ АНОМАЛЬНОСТІ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ ВІД НЕОТЕКТОНІЧНИХ СКЛАДКОУТВОРЮВАЛЬНИХ РУХІВ У НАФТОГАЗОНОСНИХ ОБЛАСТЯХ ЗА МЕЖАМИ УКРАЇНИ**

### **6.1 Дослідження пластових тисків у передгірських прогинах Румунських Східних і Південних Карпат**

Передгірський прогин Румунських Східних і Південних Карпат відділяється від Передкарпатського прогину Українських Карпат крупним поперечним Покутсько-Буковинським підняттям. Загальна протяжність передгірського прогину Румунських Східних Карпат, який переходить у передгірський прогин Південних Карпат, сягає 550 км. Нафтогазоносні області і райони цього регіону вказані на рис. 6.1 [57, 58, 59, 61].

У геологічному розрізі прогину беруть участь відклади палеозою, мезозою і кайнозою. Нафтогазоносні породи доггера, альб-сеноману, сенон-турону, олігоцену, гельвету, сармату, меотісу, понту, дакію і левантину. Родовища вуглеводнів приурочені до антиклінальних і брахіантиклінальних піднять. Структури в даному регіоні поділяються на три групи: 1) Нормальні антиклінальні і брахіантиклінальні складки; 2) Структури, ускладнені соляною тектонікою і грязьовим вулканізмом; 3) Брахіантиклінальні складки, ускладнені локальними насувами і іншими численними розривами, які виходять на денну поверхню [59].

Перша група структур розвинена у Передгірському прогині Південних Карпат (область Олтенія), який названий Гетською западиною. Тут локальні антикліналі в неогенових відкладах утворилися внаслідок прояву неотектонічних рухів. На це вказує наявність структурних форм і тектонічних розривів, що ускладнюють відклади аж до левантину. При складкоутворенні колектори гельвету і сармату, які поховані під меотичними, понтійськими, дакійськими і молодшими глинистими відкладами були тектонічно стиснуті і деформовані. Це і є, на наш погляд, основною причиною виникнення тут у багатьох покладах нафти і газу аномальних пластових тисків. Прикладом цього можуть служити нафтові поклади родовищ Циклені і Билдешти.

Родовище Циклені приурочене до брахіантиклінальної складки, яка за геологічною будовою подібна до складок Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Розмір її осей  $6,5 \times 2$  км, амплітуда до 80 м. Площа складки в межах ізогипси - 1200 м покрівлі 8-го пласта у сарматі (рис. 6.2) становить 9 км<sup>2</sup>. Промислово-нафтоносними є пісковики сармату і гельвету, що залягають під глинистими відкладами меотісу, понту, дакію та левантину, які неузгоджено залягають на них. На глибині 2500 м початковий пластовий тиск на водонафтовому контакті (ВНК) у родовищі дорівнював 35 МПа, що відповідає коефіцієнту аномальності  $K_a = 1,4$ . Якщо підрахувати величину початкового пластового тиску на вказаній глибині в родовищі Циклені з урахуванням коефіцієнту інтенсивності структури ( $i = 8,9$ ) за формулою (5.8) для Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, де локальні



антиклиналі схожі за будовою із структурами даного району, то при коефіцієнті густини води  $\gamma=1,07$ , отримаємо:

$$P_n = 25 \times 1,07(0,783 + 0,0567 \times 8,9) = 34,4 \text{ МПа.}$$

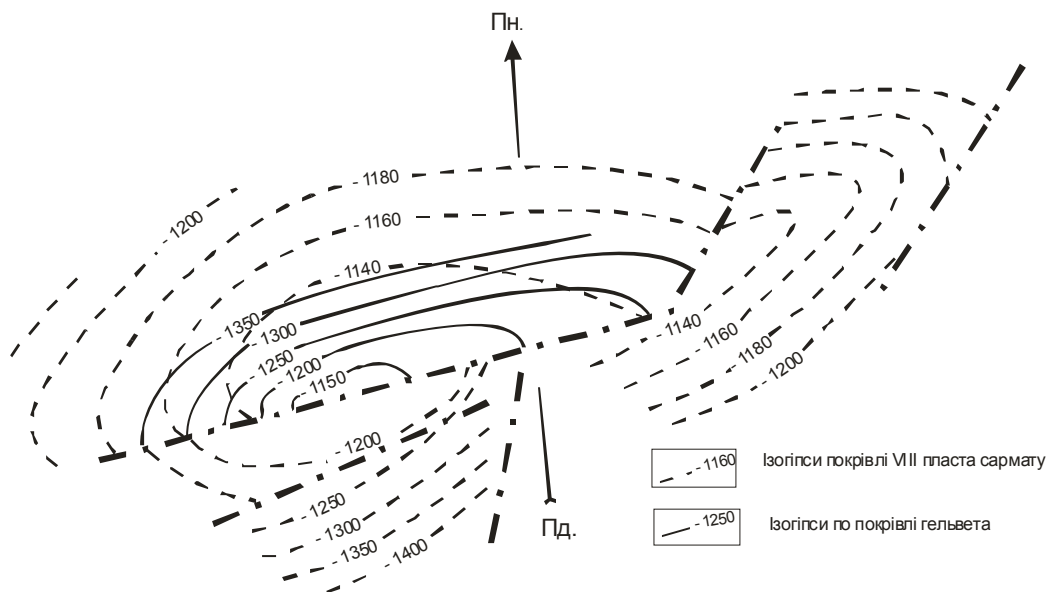
Відносна похибка обчислення - 1,7 %.

Незначна похибка при обчисленні дозволяє вважати, що в родовищі Циклені аномально високий пластовий тиск (АВПТ), в основному, виник внаслідок прояву тектонічних складкоутворювальних сил, тобто при вигинанні шарів порід у складку.

До другої групи структур у регіоні, що розглядається, відносяться складки, формування яких пов'язане із ростом соляних масивів. Вони локалізуються в Пітештинському і Плоештинському районах області Мунтенії (див. рис. 6.1). Тут є поклади вуглеводнів, які приурочені до кріптодіапірових брахіантиклиналей і до структур, які прорвані соляними штоками.

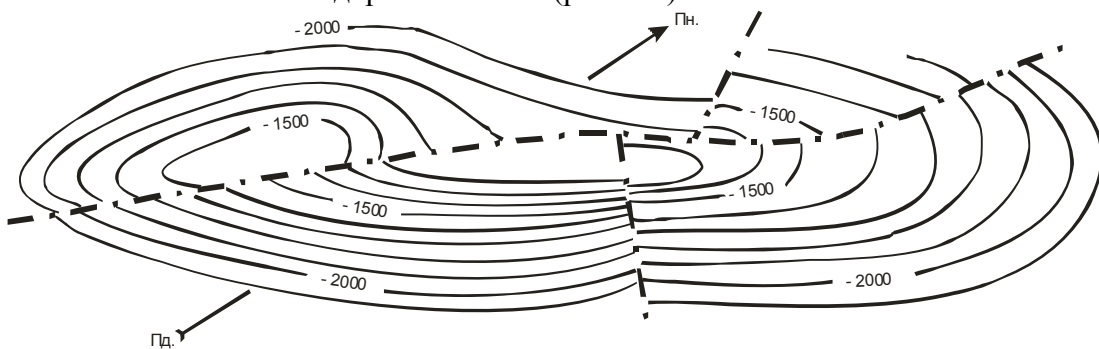


**Рисунок 6.1 – Нафтогазоносні області та райони передгірського пргіню Румунських Східних та Південних Карпат (з використанням матеріалів [57, 58, 59, 61])**



**Рисунок 6.2 - Структурна карта покрівлі VII пласта сармату родовища Циклоні [59]**

Найбільш відоме родовище нафти, що приурочене до кріптодіапірової структури, характеризується підвищеним пластовим тиском, знаходиться на площі Билдешти. Брахіантикліналь цього родовища розташована над склепінням соляного масиву і має розмір осей  $14 \times 3$  км. Амплітуда складки в межах ізогіпси - 2100 м дорівнює 850 м (рис. 6.3).



**Рисунок 6.3 - Структурна карта покрівлі сармату родовища Билдешти [59]**

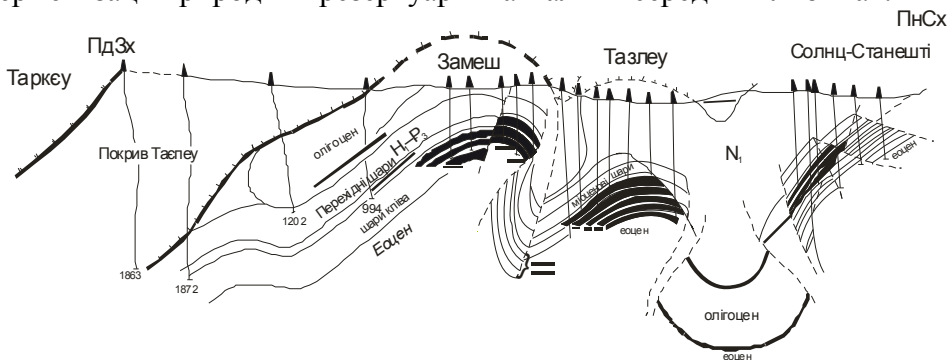
Площа підняття  $35,7 \text{ км}^2$ . Коефіцієнт інтенсивності  $i = 23,8$ . Нафтоносними є сарматські і меотичні відклади, перекриті потужною товщею глинистих порід понту, дакію і левантину. Поклади пластові склепінні. У сарматі на глибині 2000 м на початку експлуатації нафтового покладу на ВНК пластовий тиск становив 24,5 МПа, тобто характеризувався  $K_a=1,23$ . Коефіцієнт густини пластових вод  $\gamma = 1,04$ . Виникнення

підвищеного пластового тиску у цьому покладі ми пов'язуємо із виникненням тектонічної напруги у піскових колекторах при рості соляного масиву, над яким знаходяться природні резервуари у сарматі і меотисі. У цьому нас переконують результати розрахунку пластового тиску в надрах структури Билдешти на глибині 2000 м за формулою, яка виведена при обробці статистичних даних залежностей  $K_a$  від кількісних характеристик локальних структур Дніпровсько-Донецької западини (формула 5.9), де в центральній частині формування антикліналей також, як правило, пов'язано з соляною тектонікою. Розрахунок такий:

$$P_{II} = 1,04 \times 0,0102884 \times 2000 \times e^{0,0003 \times 23,8 \times 23,8} = 25,4 \text{ МПа.}$$

Відносна похибка обчислення +3,7.

Родовища вуглеводнів, приурочені до третього типу складок, ускладнених насувами, що виходять на денну поверхню, локалізуються в Майнештинському нафтопромисловому районі, де продуктивні породи належать до олігоцену. Поклади пластові склепінні тектонічно екрановані. Відклади сильно порушені тектонічними розривами. Глибини покладів невеликі - від 400 до 1100 м (рис. 6.4). Насунені тектонічні покриви Карпат у даному районі розмиті аналогічно, як і у районі Покутсько-Буковинських складок, що виходять на денну поверхню в Українській частині Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Тут немає АВПТ на розкритих свердловинами глибинах. Це пов'язано з виходом на денну поверхню порушеного розривами крейдово-палеогенової основи геосинклінального схилу передгірського прогину Румунських Карпат, що привело до розгерметизації природних резервуарів на малих і середніх глибинах.



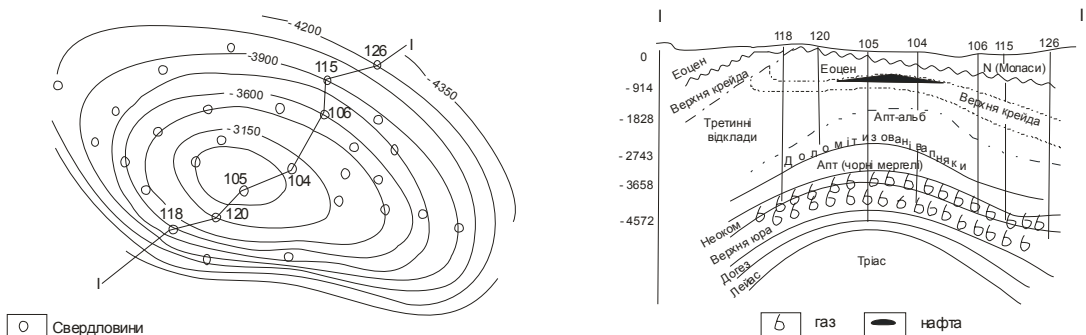
**Рисунок 6.4 - Геологічний профіль через родовища Земеш, Тазлеу, Солонц-Станешти**

## **6.2 Дослідження пластового тиску в неоком-юрському природному резервуарі нафтогазового родовища Лак Передпіренейського прогину (Франція)**

Найбільше нафтогазове родовище Лак, поклад газу якого в неоком-юрському природному резервуарі за вимірами початкового пластового тиску характеризується АВПТ, розташоване у Південній частині Передпіренейського прогину, що входить до складу Альпійської рухливої зони. Розріз

родовища складається породами тріасу, юри, крейди, палеогену і антропогену. Антиклінальна складка родовища по поверхні неокомських відкладів (рис. 6.5) має розмір осей 16×10 км; амплітуда в межах ізогіпси - 4200 м обчислюється в 1200 м; площа структури  $S = 125,6 \text{ км}^2$ ; коефіцієнт інтенсивності  $i = 9,6$ . З боку Піреней на структуру Лак насунена скиба Сент-Сюзан. У родовищі Лак продуктивні тріщинуваті вапняки і доломіти неоком - верхньої юри. Масивний газовий поклад у відкладах неоком-верхньої юри перекривається покришкою, складеною чорними мергелями (за рахунок вмісту в них великої кількості розсіяної органічної речовини), усередині яких бувають нафтонасичені піскові лінзи [24, 59]. У нижній частині газового покладу на ГВК початковий пластовий тиск (глибина виміру 4900 м) пласта обчислюється в 67,5 МПа (абсолютна відмітка -4500 м).

Домінуючим чинником, що вплинув на формування високого значення  $K_a$ , рівного 1,37, в газовому покладі Лак є тектонічна напруга, яка пов'язана із складкоутворенням, що відбувається і до теперішнього геологічного часу. Про це свідчить вигинання у складку поверхонь неузгоджень між тріасом і юрою, юрою і крейдою, нижньою і верхньою крейдою, крейдою і палеоценом та шарів молодших неогенових відкладів. Природний резервуар газового покладу Лак обмежений зі сходу і північного сходу зоною тектонічних порушень Ортез-Лагор. Це сприяє підвищенню в ньому пластового тиску, оскільки стискувані флюїди мають обмежений відтік з колекторів. Нами проведено обчислення величини пластового тиску в газовому покладі Лак за формулою (5.8), яка виведена для проміжного типу складок Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Використовуючи наявні дані про коефіцієнт густини пластової води  $\gamma = 1,06$  (це відношення густини води до густини прісної води),  $P_n = 49 \times 1,06(0,783 + 0,0567 \times 9,6) = 68,9 \text{ МПа}$ . Відносна похибка обчислення рівна всього лише +2,1 %, що може свідчити про реальність наших уявлень про генетичний зв'язок величини аномальності початкового пластового тиску із складкоутворювальними рухами в даному районі.

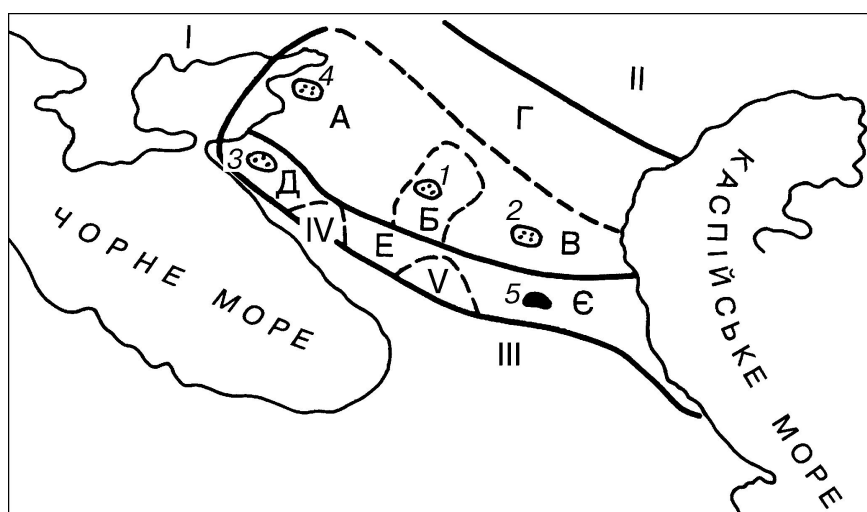


**Рисунок 6.5 - Родовище вуглеводнів Лак.**

а) структурна карта покрівлі неокому; б) геологічний профіль по лінії І-І.  
(за Ж. Фландріним, Ж. Шапелем [24])

### 6.3 Дослідження пластових тисків у нафтогазоносних областях Передкавказзя

Вздовж північної межі гірської споруди Великого Кавказу виділяються великі Західно-Кубанський і Терсько-Каспійський передгірські прогини, розділені між собою припіднятою зоною Адигейського і Мінераловодського виступів, які проявляються у платформній частині Передкавказзя у вигляді Північно-Ставропольського і Південно-Ставропольського валів (рис. 6.6). Вказана особливість дозволяє, на наш погляд, говорити про схожість загального структурного плану Передкавказзя і Передкарпаття, яке також розділяється регіональним Покутсько-Буковинським підняттям на дві частини в зоні наближення виходів на поверхню кристалічних порід Рахівського масиву в Карпатах і Українського кристалічного щита на південно-західній окраїні Східно-Європейської платформи.



**Рисунок 6.6 – Нафтогазогеологічне районування Передкавказької нафтогазоносної провінції [62, 63]**

*Тектонічні елементи:* I – Український кристалічний масив, II – Руська платформа, III – мегаантиклінорій Великого Кавказу.

*Нафтогазоносні області:* А – Азово-Кубанська, Б – Ставропольська, В – Терсько-Кумська, Г – Карпінська; Д – Західнокубанська; Е – Східнокубанська, Є – Терсько-Каспійська.

*Родовища газу:* 1 – Північноставропольське, 2 – Сухокумське, 3 – Анастасієвсько-Троїцьке, 4 – Старомінське, 5 – Старогрозненське нафтове родовище

У Передкавказзі в межах платформних структурних елементів частіше поширені поклади вуглеводнів з нормальним і аномально низьким пластовим тиском. Родовища вуглеводнів з АВПТ на даній території локалізуються, в більшості випадків, в Передкавказьких передгірських прогинах, причому, в зонах, де відклади інтенсивно зім'яті в складки. Це Азовська і Калужка антиклінальні зони в межах геосинклінального (південного) схилу Західно-

Кубанського прогину, Терсько-Сунженська зона дислокацій і, частково, район Передгірського Дагестану в Терсько-Каспійському прогині. Останніми роками зафіксовані АВПТ також у надрах південної частини Східно-Кубанського прогину.

### 6.3.1 Західне Передкавказзя

Початкові пластові тиски у найбільш відомих покладах нафти і газу Західного Передкавказзя наводяться в табл. 6.1.

У зв'язку з тим, що в Західному Передкавказзі поклади вуглеводнів у межах платформних геоструктурних елементів за аномальністю тисків відрізняються від покладів у передгірських прогинах цього регіону, доцільно розглянути їх окремо.

У межах платформної частини Західного Передкавказзя Єйсько-Березанської зони піднять, на платформному схилі Західно-Кубанського прогину і на Адигейському виступі промислово нафтогазоносними є відклади неогену, крейди, юри і тріасу [59, 61, 62, 63].

Таблиця 6.1 - Початковий пластовий тиск в основних покладах вуглеводнів Західного Передкавказзя

Родовище	Газ (г) газконденсат (гк), нафта (н)	Вік продуктивного горизонту	Глибина, м	Початковий пластовий тиск, МПа	К <sub>а</sub>	Примітка
1	2	3	4	5	6	7
<b>Платформна частина та Єйсько-Березанська зона</b>						
1. Північно-Кущівське	гк	альб	1340	14,05	1,04	ГВК
2. Кущівське	гк	альб, верхн. пачка	1420	14,98	1,05	ГВК
3. Єкатерининське	гк	альб	1720	17,75	1,03	ГВК
4. Старомінське	гк	альб, тріас	2380	26,64	0,95	ГВК
5. Ленінградське	гк	альб, пачка,5	2180	22,57	1,03	ГВК
6. Канівське	г	еоцен	1250	14,52	1,16	у покладі
7. --"--	гк	альб	1700	18,80	1,10	ГВК
8. Челбаське	гк	альб	2120	22,66	1,06	ГВК
9. Березанське	гк	альб, пачка,4	2630	28,24	1,07	ГВК
10. Митрофанівське	гк	нижн. крейда	3650	36,50	1,00	ГВК
11. Кавказьке	гк	--"--	3680	38,00	1,03	ГВК
12. Ловлінське	гк	нижн. юра	4044	41,00	4,01	ГВК

Продовження таблиці 6.1						
1	2	3	4	5	6	7
13. Темиргоївське	гк	юра	5270	60,50	1,15	ГВК
14. Соколовське	гк	нижн. сармат	3630	36,1	1,00	ГВК
15. Армавірське	гк	апт	2200	23,50	1,07	ГВК
16. Олександрівське	гк	світа гарячого ключа	1140	9,88	0,86	ГВК
17. Советське	гк	нижня юра	2355	23,60	1,00	у покладі
<b>Адигейський виступ</b>						
18. Майкопське	гк	альб, 1	2435	26,56	1,09	ГВК
19. Баракаєвське	гк	аален, 4	1480	11,53	0,77	ГВК
20. Безводненське	гк	нижн. крейда	1490	15,05	1,01	ГВК
21. Самурське	г	---"	1890	13,00	0,69	ГВК
22. Диш	гк	майкоп,1	2150	22,3	1,04	у покладі
<b>Південна частина Східно-Кубанського прогину, прилегла до Великого Кавказу</b>						
23. Кузнєцовське	гк	верх. юра – середня юра	4120	65,5	1,59	нижня частина покладу
24. ---"	гк	---"	4415	57,1	1,30	ГВК
25. Лабінське	гк	---"	4900	78,1	1,59	у покладі
26. ---"	гк	нижн. юра	5500	87,0	1,58	---"
27. Ювілейне	гк	верхн. юра-середня юра	4600	75,0	1,63	ГВК
28. ---"	гк	середня юра	4774	76,0	1,60	у покладі
29. Кошехабльське	гк	---"	4970	71,2	1,43	ГВК
<b>Західно-Кубанський передгірський прогин</b>						
30. Зибза-Глибокий яр	н	світа гарячого ключа, 12	2210	217	0,98	ВНК
31. Абіно-Українське	н	еоцен	2887,5	43,82	1,51	ВНК
32. Левкінське	гк	еоцен	4856	86,94	1,79	ВНК
33. Українське	н	міоцен	650	7,7	1,18	ВНК
34. ---"	н		800	10,1	1,26	ВНК
35. Калузьке	---"	майкоп, 1	1860	21,3	1,15	у покладі
36. ---"	---"	майкоп, 2а	2506	25,5	1,02	у покладі
37. ---"	кг	майкоп, 2б	2618	25,7	0,98	ВНК
38. Ново-митрівське	н	майкоп,1	2040	23,5	1,15	ВНК
39. Ново-митрівське	гк	світа горючого ключа	3480	34,9	1,00	у покладі
40. ---"	---"	нижн. крейда	4510	64,10	1,42	---"

Продовження таблиці 6.1						
1	2	3	4	5	6	7
41. Анастасіївсько-Троїцьке	н,гк	меотис, 4	1350	16,2	1,30	ГВК
42. Курчанське	н	конк-караган	1000	15,8	1,58	у покладі

Із табл. 6.1 видно, що в межах платформних геоструктурних елементів Західного Передкавказзя родовища вуглеводнів характеризуються, в основному, нормальними пластовими тисками. Є навіть аномально низькі пластові тиски. Відклади тут не відрізняються інтенсивною тектонічною дислокованістю. Багато покладів пов'язані з літологічним виклинюванням пластів і стратиграфічними неузгодженнями. Родовища вуглеводнів, які тут характеризуються слабо підвищеними пластовими тисками, розміщені на великих глибинах і приурочені до антиклінальних складок. Для обчислення  $P_n$ , до них можуть бути застосовані формули, які використовуються у складчастості перехідного типу, що були отримані для Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Так, для Майкопського газоконденсатного родовища, яке приурочене до антиклиналі з розмірами осей  $14 \times 4,2$  км і з амплітудою 200 м (в межах ізогіпси - 2650 м, нижня крейда), площею  $39 \text{ км}^2$ , на глибині 2435 м при середній густині пластових вод  $\gamma = 1040 \text{ кг/м}^3$  за виведеною нами формулою (5.8) початковий пластовий тиск буде рівним:

$$P_n = 24,35 \times 1,04(0,783 + 0,0567 \times 5,13) = 27,2 \text{ МПа.}$$

Замірний початковий пластовий тиск був рівним 26,56 МПа. Відносна похибка обчислення становить + 2,4 %.

Формування аномально низьких пластових тисків спостерігається в родовищах вуглеводнів платформної частини Західного Передкавказзя і на Адигейському виступі (наприклад, в Старомінському, Олександрівському, Баракаєвському та інших родовищах) можна пояснити тектонічною тріщинуватістю і локальними тектонічними порушеннями пластів гірських порід, що впливає на розвантаження пластової енергії із природних резервуарів унаслідок сполучення флюїдоносних горизонтів по тектонічним розривам, які нерідко досягають четвертинних відкладів.

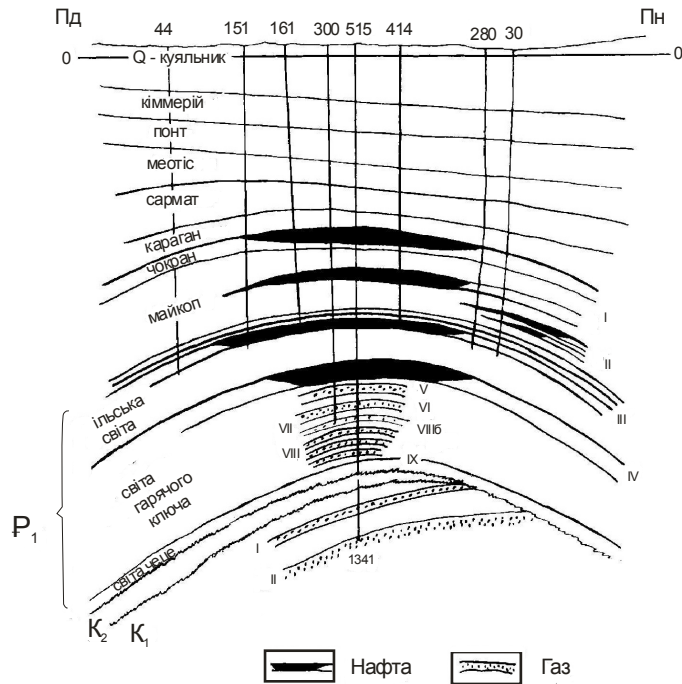
У південній частині Східно-Кубанського прогину безпосередньо біля гірської споруди Великого Кавказу на глибинах менших за 4000 м розкриті газоконденсатні поклади із аномально високими пластовими тисками в середньо- і верхньоюрських колекторах, що пояснюється підвищенням тут інтенсивності стискуючих тектонічних рухів з боку Великого Кавказу.

Промислово нафтогазоносні горизонти антиклінальних зон геосинклінального схилу Західно-Кубанського передгірського прогину знаходяться в неогенових, еоценових, палеоценових і крейдяних відкладах.

Пластові тиски в нафтогазових родовищах південних антиклінальних зон Західно-Кубанського прогину, як видно з табл. 4.1, змінюються від



нормальних значень (Зибза-Глибокий Яр, Калужьке та інші) до АВПТ (Абіно-Українське, Льовкінське, Ново-Дмитрівське, Анастасіївсько-Троїцьке та інші). Головною причиною виникнення АВПТ у колекторах, де воно зафіксоване, пов'язане з дією складкоутворювальних рухів. Це підтверджується тим фактом, що в Західно-Кубанському прогині, саме у південних зонах, суміжних з областю інтенсивної складчастості гірської споруди Великого Кавказу в природних резервуарах проявляються АВПТ. Прикладом може служити Ново-Дмитрівське родовище вуглеводнів (рис. 6.7).

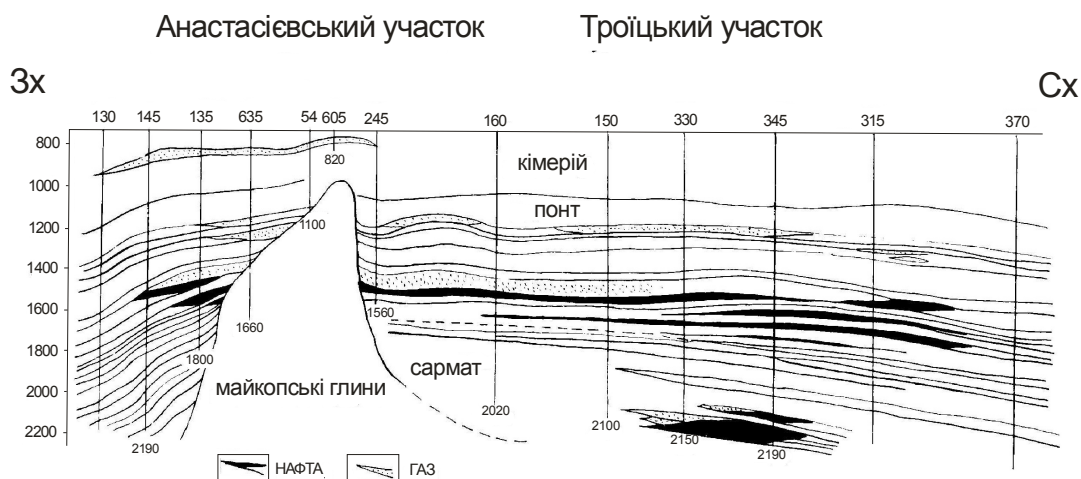


**Рисунок 6.7 - Геологічний профіль Ново-Дмитрівського родовища**  
(за М. С. Буритаром, [63])

Тут же активізується процес формування глинистих діапирів у відкладах меотису, наприклад, на Анастасіївсько-Троїцькому родовищі нафти (рис. 6.8), що є наслідком прояву тектонічних деформацій пластів осадових відкладів.

Розглянемо приклад розрахунку величини пластового тиску з урахуванням інтенсивності складкоутворювальних процесів на Ново-Дмитрівському газонафтовому родовищі (див. рис. 6.7). Довжина великої осі антиклиналі 8 км, - малої осі 2,5 км. Амплітуда до 600 м. Площа складки рівна 12 км<sup>2</sup>. Коефіцієнт інтенсивності 50. З приведеного розрізу родовища видно, що вигинання в складку відкладів і стискування крейдових колекторів сталося в міоцені, оскільки зігнуті поверхні неузгоджень між нижньою і верхньою крейдою, останньою і палеогеном, а також стиснуті пласти порід у

молодших утвореннях міоцену.



**Рисунок 6.8 - Геологічний профіль Анастасіївсько-Троїцького родовища (за М. С. Буритаром, [63])**

Підрахуємо величину АВПТ нижньокрейдовому природному резервуарі на глибині 4510 м, за формулою, яка виведена з урахуванням обробки даних по структурах Індольського прогину, схожого за геологічною будовою з південними зонами Західно-Кубанського прогину. При  $\gamma = 1,06$ :

$$P_{п}=45,1 \times 1,06 (0,0982+1,68437 \times 10^{-6} \times 50^3) = 57 \text{ МПа.}$$

Замірний  $P_{п}=64,1$  МПа. За формулою гідростатичного тиску  $P_{п}=45,1 \times 1,06=47,8$  МПа. Таким чином, у процесі формування АВПТ на частку тектонічного стиснення припадає  $57 \text{ МПа} - 47,8 \text{ МПа} = 9,2 \text{ МПа}$  або  $14,3 \%$ . На частку дії усіх інших чинників припадає доля ущільнення, що продовжується, катагенетичні процеси, не виключено, що і дія напору вод із області живлення і ін., що можуть вплинути на збільшення  $P_{п}$  до  $64,1$  МПа. З приведених розрахунків можна зробити висновок, що домінуючим чинником формування АВПТ у даному природному резервуарі, на яке припадає  $14,5 \%$  підвищення тиску, є складкоутворення.

### 6.3.2 Центральне та Східне Передкавказзя

У розрізах окремих структурних елементів осадового чохла Ставропольського валу (Центральне Передкавказзя), який знаходиться в межах Скіфської епіпалеозойської плити, промислові поклади вуглеводнів приурочені до крейдяних, еоценових і олігоценових відкладів. Тут поширені, як правило, газові поклади.

Величини початкового пластового тиску і коефіцієнти аномальності основних покладів газу Ставропольського валу приведені в табл. 6.2. Скупчення вуглеводнів Ставропольського валу характеризуються, в

основному, нормальним і аномально низьким пластовим тиском. Це пов'язано з тим, що швидкість виходу газів тут з природних резервуарів (особливо на малих глибинах) випереджає темпи надходження флюїдів у колектори в процесі їх латеральної або вертикальної міграції, а тектонічне ж стискування природних резервуарів на сучасному етапі геологічного часу в цій області, практично, повністю відсутнє.

Нормальний пластовий тиск спостерігається і в більшості родовищ газу Передгірського Дагестану. У природних резервуарах, що залягають на малих глибинах (Дагестанські вогні та інші) розвинулися аномально низькі пластові тиски, унаслідок з'єднаності газоносних колекторів безпосередньо з денною поверхнею по тектонічних розривах. Виникнення тут тектонічних розривів пов'язане із підняттям цієї території (особливо району Дагестанського клину) в кінці неогенового часу [64]. У окремих продуктивних структурах, що залягають на великих глибинах і відрізняються відносно кращою зануреністю в Передгірському Дагестані зберігаються слабо підвищені значення пластових тисків.

Великий інтерес відносно впливу тектонічних складкоутворювальних рухів на формування АВПТ в колекторах, перекритих покришками, викликає Терсько-Сунженська зона дислокацій в Терсько-Каспійському прогині (табл. 6.3; рис. 6.6 і 6.9). У межах цієї зони сформувалися Терський і Сунженський антиклинорії, що складаються з лінійно-втягнутих сильно стиснутих антикліналей. Час формування антиклінальних структур, ймовірно, постпліоценовий, про що свідчить той факт, що на геологічній карті зони Терський і Сунженський антиклинорії мають вид виходу двох смуг відкладів міоцену, що обрамляються утвореннями пліоцену. При зім'ятті відкладів у складки пласти порід виявилися сильно стиснутими. АВПТ, що виникли у флюїдоносних комплексах, отримали значний розвиток у цих антиклиноріях унаслідок дії тангенціально направлених тектонічних зусиль, які зумовили інтенсивне складкоутворення пластів осадових порід.

Таблиця 6.2 - Початкові пластові тиски в основних покладах вуглеводнів Ставропольського валу

Родовище	Газ (г) газокон- денсат (гк), нафта (н)	Вік продук- тивного горизонту	Глибина, м	Почат- ковий пласто- вий тиск, МПа	K <sub>a</sub>	Примітка
1	2	3	4	5	6	7
1. Північно-Ставропольсько-Пелагіадінське	г	Хадумський	800	6,62	0,82	ГВК
2. Казінське	гк	Хадумський	900	6,6	0,73	ГВК
3. Розшиватське	--“--	нижн. крейда	2940	29,3	1,00	ГВК

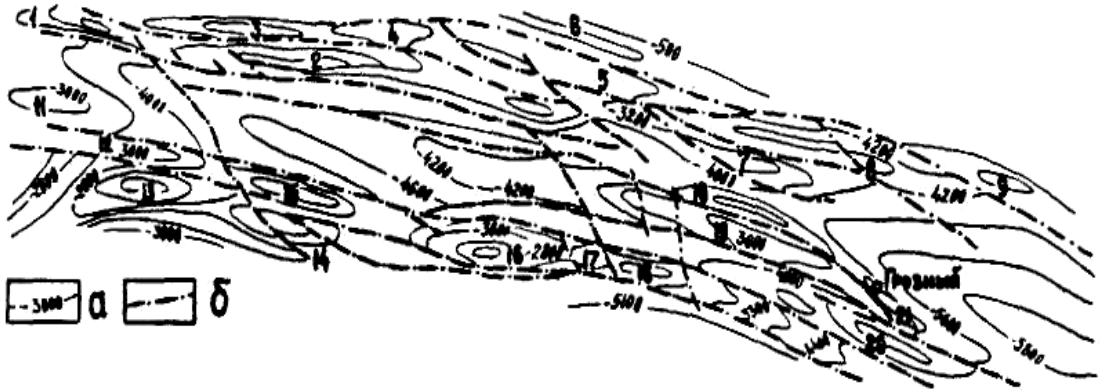
Продовження таблиці 6.2						
1	2	3	4	5	6	7
4. Тахта-Куяльницьке	--“--	Хадумський	750	6,7	0,89	ГВК
5. Петрівсько-Благодарненське	--“--	Верх. майкоп, 6	600	3,5	0,58	ГВК
6. Мирненське	гк	альб, 4	2760	26,43	0,96	ГВК
7. Веселовське	гк	нижн. крейда, 2	2725	28,0	1,03	ГВК
8. Кам'яно-Балковське	--“--	верх. крейда, 4	595	4,3	0,72	в покладі

Таблиця 6.3 - Початкові пластові тиски в основних покладах Східного Передкавказзя

Родовище	Газ (г) газконденсат (гк), нафта (н)	Вік продуктивного горизонту	Глибина, м	Початковий пластовий тиск, МПа	K <sub>a</sub>	Примітка
1	2	3	4	5	6	7
<b>Платформна частина області</b>						
1. Межеве	г	Альб	1000	10,1	1,01	ГВК
2. Олійниківське	г	--“--	990	10,8	1,1	ГВК
3. Тенгутинське	г	--“--	1140	10,9	0,96	ГВК
4. Цубукське	г	--“--	1010	10,14	1,01	ГВК
5. Ікибурульське	г	--“--	650	6,12	0,94	ГВК
6. Красно-Камишенське	н	нижн. апт	2320	25,0	1,08	ВНК
7. Східно-Камишенське	гк	--“--	2195	23,8	1,08	ГВК
8. Єрмолинське, південний купол	н	--“--	2300	24,1	1,05	ВНК
9. Руський хутір (центральний)	н	нижн. крейда	3250	34,05	1,05	ВНК
10. Сухокумське	н	середн. юра	3570	37,43	1,05	ВНК
11. Солончаківське (1 купол)	гк	середн. юра -3	3653	35,55	0,97	ГВК
12. Степове	гк	--“--	3602	38,54	1,07	ГВК
<b>Терсько-Каспійський прогин</b>						
13. Ельдарово	н	верхн. крейда	3650	57,2	1,67	ВНК
14. --“--	н	нижн. крейда	4000	60,0	1,5	в покладі

Продовження таблиці 6.3						
1	2	3	4	5	6	7
15. Малгобек-Вознесенське	н	верхн. крейда	2620	47,6	1,82	
16. Октябрьське	н	верхн. крейда	4380	69,0	1,58	ВНК
17. Старо-Грозненське	н	нижн. крейда	4000	65,2	1,63	склепіння
18. Мінеральне	н	верхн. крейда	4500	67,1	1,49	ВНК
19. Північно-Мінеральне	н	--“--	4800	81,0	1,69	ВНК
20. Карабулак-Ачалуки	н	--“--	1970	32,6	1,65	ВНК
21. --“--	н	нижн. крейда	1810	33,5	1,85	склепіння
22. --“--	н	нижн. крейда	2500	40,0	1,60	ВНК
23. Західний Гудермес	н	палеоген-верхн. крейда	2500	39,6	1,58	нижн. частина покладу
24. Ястребине	н	верхн. крейда	4270	67,7	1,59	ВНК
25. Хаян-Корт	н	--“--	3420	54,4	1,59	ВНК
26. --“--	н	нижн. крейда	3700	65,0	1,76	склепіння
27. Заманкул	н	палеоген-верхн. крейда	2060	33,0	1,60	ВНК
28. --“--	н	нижн. крейда, барем	2250	35,8	1,59	в покладі
29. --“--	н	нижн. крейда, валанжин	2950	44,8	1,52	--“--
30. Серноводське	н	верхн. крейда	2900	38,0	1,29	ВНК
31. Орлине	н	верхн. крейда	3000	48,0	1,6	ВНК
32. Ахлово	н	верхн. крейда	3070	44,4	1,45	ВНК
33. Західний Гудермес	н	--“--	4690	71,4	1,52	ВНК
34. Брагуни	н	--“--	3950	65,5	1,66	ВНК
35. Гарячеджерельне	н	нижн. крейда	4800	65,0	1,35	ВНК
<b>Передгірський Дагестан</b>						

Продовження таблиці 6.3						
1	2	3	4	5	6	7
36. Дагестанські вогні	г	альб	500	3,4	0,68	в покладі
37. Шахмал-Булак	кг	верхн. крейда	2580	25,0	0,97	ГВК
38. Ачи-Су	гк	--''--	3800	40,9	1,08	ГВК
39. Гаша	г	--''--	3000	280	0,93	ГВК



**Рисунок 6.9 - Тектонічна схема Терсько-Сунженської зони дислокацій**  
(за матеріалами об'єднання «Грознефть»)

*а - ізогіпси покривлі відкладів верхньої крейди; б - тектонічні порушення. 1-21 антиклінальні структури: 1- Ахловська; 2 - Малгобек-Гірська; 3 - Північно-Малгобекська; 4 - Ново-Гірська; 5 - Ельдарівська; 6 - Північно-Ельдарівська; 7 - Хаян-Кортівська;*

*8 - Яструбина; 9 - Брагунська; 10 - Північно-Грозненська; 11- Харбіжінська; 12 - Пседахська; 13 - Заманкул; 14 - Карабулак-Ачалуки; 15 - Північно-Ачалуцька; 16 - Серноводська; 17 - Самашкинська; 18 - Заканська; 19 - Старогрозненська; 20 - Октябрьська; 21 - Північно-Октябрьська.*

В апшеронських, акчагильських і меотичних породах, які тут виходять майже всюди на поверхню, фіксується нормальний пластовий тиск. Мінералізація вод тут дуже низька. У глинистих відкладах сармату, які виходять на денну поверхню тільки в ядрах структур, де розмиті пашеронські, акчагильські і меотичні породи, відбувається часткове розвантаження енергії пласта. У них бувають помірні прояви АВПТ з  $K_a$  від 1,15 до 1,20. Мінералізація вод пластів у сарматі підвищується до 1820 мг-екв/л [65]. У караганських і чокракських високопроникних піщаних відкладах, що мають зв'язок з областю живлення на південь від Терсько-Сунженської зони дислокацій, поширений нормальний пластовий тиск, у зв'язку з відсутністю в них закритих флюїдоносних горизонтів. Тут повсюдно спостерігаються слабомінералізовані і прісні води. Майкопські сильно дислоковані глинисті

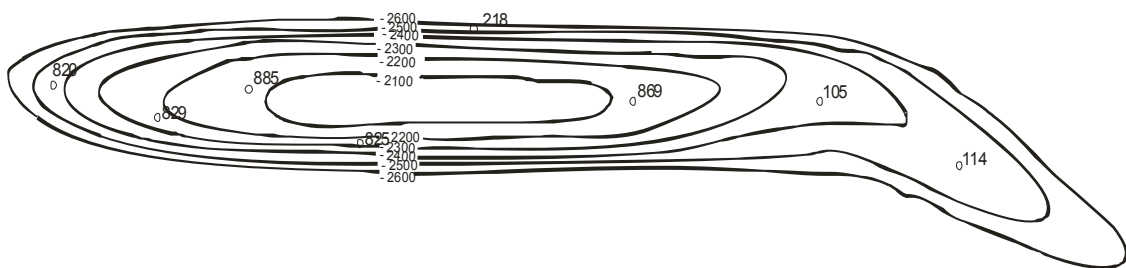
відклади, товщиною до 2000 м, містять в собі піщані колектори без вільного зв'язку з областю живлення і областю розвантаження. Це сприяє виникненню в майкопських відкладах підвищеної мінералізації пластових вод. Інтенсивне складкоутворення привело тут до формування сильно стиснутих лінійно-витагнутих антиклінальних структур і в природних резервуарах фіксуються кульмінаційні прояви АВПТ.

Верхньокрейдові карбонатні відклади в Терсько-Сунженській зоні дислокацій містять в собі ізольовані природні резервуари в складчастих структурах. За Т. М. Сударевим [65], в них бувають “замкнuto пружно-водонапірні режими”. Нафтові поклади приурочені до колекторів, які практично не мають гідродинамічного зв'язку з областю живлення. Мінералізація пластових вод тут 1200-1800 мг-екв/л [65].

На наш погляд, незаперечним є те, що у верхньокрейдових відкладах Терсько-Сунженської зони дислокацій саме тектонічні рухи привели до формування високих величин АВПТ. Наприклад, на площі Ельдарово на глибині 4000 м у нижній крейді в склепінні складки  $P_n=60$  МПа, тобто коефіцієнт аномальності  $K_a=1,5$ ; у розрізі Хаян-Кортовської структури в нижньокрейдових відкладах на глибині 3700 м (склепіння складки)  $P_n=65$  МПа,  $K_a=1,76$ ; у розрізі Гарячеджерельної складки в нижній крейді на глибині 4800 м (ВНК)  $P_n=65$  МПа,  $K_a=1,35$ ; у розрізі Заманкульської складки в породах нижньої крейди (барем) на глибині 2250 м  $P_n=35,8$  МПа,  $K_a=1,59$ ; у цій же складці у валанжині на глибині 2850 м  $P_n=44,8$  МПа,  $K_a=1,52$ ; у складці Карабулак-Ачалуки в нижньокрейдових відкладах на глибині 1810 м (склепіння)  $P_n=33,5$  МПа,  $K_a=1,85$ . Ця структура сильно стиснута, як в палеогенових, так і в крейдових і юрських відкладах.

У юрських утвореннях Терсько-Сунженської зони дислокацій під покришкою, складеною соленосними відкладами, АВПТ має місце майже у всіх складчастих структурах. Природні резервуари в юрських відкладах (як і у верхньо- і нижньокрейдових) є сильно стиснутими в тектонічному відношенні. Тому вони всі характеризуються високою аномальністю тиску пластів. Прикладом може служити газовий поклад на площі Датих. На глибині 4118-4241 м початковий пластовий тиск у цьому покладі  $P_n=60$  МПа,  $K_a=1,46-1,41$ .

В Терсько-Сунженській зоні дислокацій всі складки є лінійно-витагнутими з великими значеннями коефіцієнтів видовження (В). Наприклад, величина (В) Малгобек-Вознесенської складки (рис. 6.10) перевищує 16. Нами зіставлені значення  $K_a$  з величинами коефіцієнтів видовження антиклінальних складок (В) основних родовищ Терсько-Сунженської зони дислокацій (табл. 6.4). Виявилось, що є залежність  $K_a$  від (В). Відомо, що видовження антиклінальних складок, які є оцінним параметром лінійно-витагнутих структур, формуються в геосинклінальних зонах при виключно інтенсивній дії горизонтально спрямованих (стискаючих) тектонічних зусиль [66].



**Рисунок 6.10 - Структурна карта покрівлі відкладів верхньої крейди Малгобек-Вознесенського нафтового родовища (за матеріалами СевКавНППНафта)**

Таблиця 6.4 - Видовження (В) і  $K_a$  деяких родовищ вуглеводнів ЧІ АРСР у відкладах верхньої крейди (за О. О. Орловим, Д. Н. Корніловим [66])

№ п/п	Родовища	В	Поч. пластовий тиск $10^5 \text{Па (кгс/см}^2\text{)}$	Глибина, м	$K_a$
1	Ельдарово	7,6	572	3650	1,57
2	Малгобек-Вознесенське	18,3	476	2620	1,82
3	Октябрьське	12	672	4200	1,60
4	Старо-Грозненське	9,2	652	4000	1,63
5	Мінеральне	6,5	671	4500	1,40
6	Північно-Мінеральне	10,9	810	4800	1,69
7	Західний Гудермес	6,8	396	2580	1,58
8	Ястребине	9,3	677	4270	1,59

У таких зонах у закритих флюїдоносних горизонтах дія стискуючих тектонічних зусиль максимально впливає на виникнення АВПТ. Представлена на рис. 6.11 графічна залежність підтверджує цю думку, судячи про існування генетичного зв'язку  $K_a$  в колекторах із стискуючими тектонічними зусиллями.

При комп'ютерній обробці даних за програмою множинної кореляції ми виявили залежність  $K_a$  початкового пластового тиску в Терсько-Сунженській зоні дислокацій від коефіцієнтів видовжень (В) і інтенсивностей складок ( $i$ ) у верхньокрейдових відкладах. Початковими даними послужила інформація про кількісні характеристики структур і  $K_a$  у верхньокрейдових відкладах родовищ вуглеводнів Ельдарово, Малгобек-Вознесенське, Октябрьське, Старо-Грозненське, Мінеральне, Північно-Мінеральне, Західний Гудермес, Ястребине. Ця залежність така:

$$K_a = 1,386 + 0,0279 V - 0,0052 i \pm 0,07, \quad (6.1)$$

де 1,386; 0,0279 і 0,0052 – постійні коефіцієнти;  $\pm 0,07$  – середня квадратична похибка.



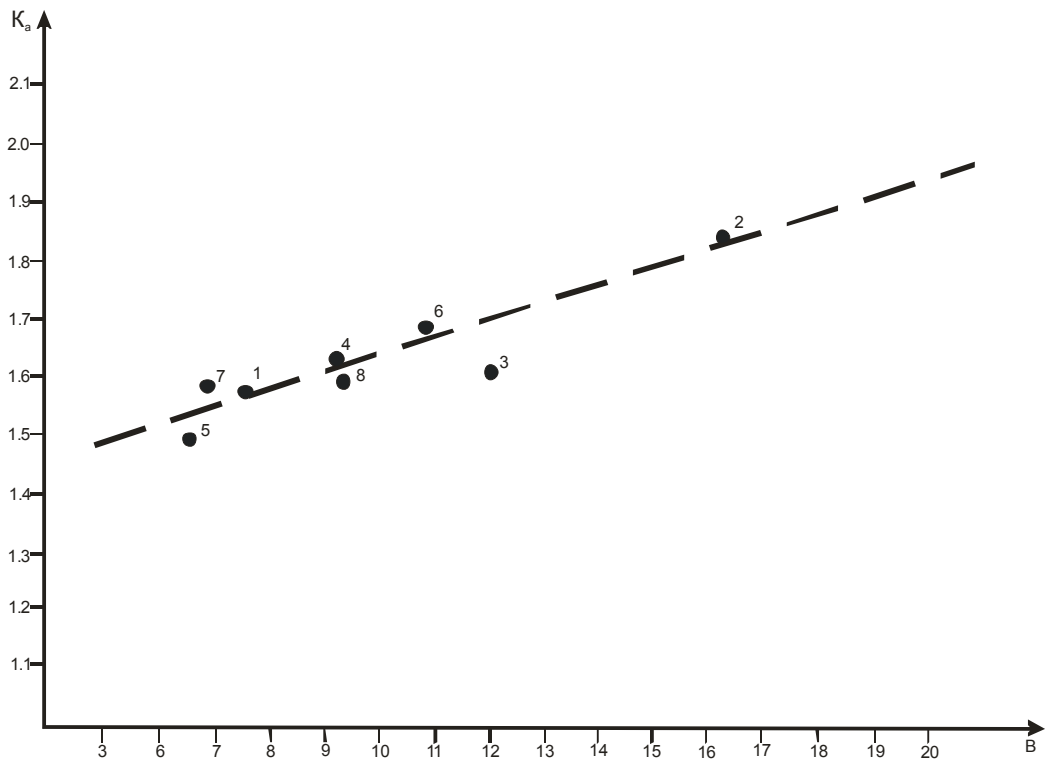
Таким чином, керуючись формулою гідростатичного тиску, а також співвідношеннями (5.4), (5.5) і (6.1) рівнянь для прогнозного обчислення початкового пластового тиску в структурах Терсько-Сунженської зони дислокацій у МПа на заданих глибинах (Н) можна представити у вигляді:

$$P_{\pi} = 10^{-6} \gamma_v g H (1,386 + 0,0279 B - 0,0052 i \pm 0,07) \quad (6.2)$$

де Н – глибина, м;  $\gamma_v$  – густина пластових вод, кг/м<sup>3</sup>. Коефіцієнти В та і враховуються без розмірності (у зв'язку з їх емпіричністю). Відповідність розмірностей лівої і правої частин формули витримується: Па = Па.

У спрощеному вигляді формула буде такою:

$$P_{\pi} = 0,01 H (1,386 + 0,0279 B - 0,0052 i \pm 0,07) \quad (6.3)$$



**Рисунок 6.11 - Залежність  $K_a = f(B)$  деяких родовищ нафти ЧП АРСР**  
(за О. О. Орловим, Д. Н. Корніловим [66])

Обчислення  $P_{\pi}$  за формулою (6.3) в майкопських і верхньокрейдових відкладах у розрізі Октябрьського родовища нафти показало, що коефіцієнти аномальності пластового тиску з глибиною у міру вирівнювання антиклінальної структури тут зменшуються. Так, у майкопських відкладах на глибині 3500 м  $P_{\pi} = 66,28$  МПа, а  $K_a = 1,89$ , у верхньокрейдовому природному резервуарі на глибині 4380 м  $P_{\pi} = 73,9$  МПа,  $K_a = 1,68$ . Визначене  $P_{\pi}$  за густиною промивальної рідини, яка застосовувалася при бурінні свердловин на Октябрьському родовищі в майкопських відкладах дорівнює 69 МПа. Відносна похибка обчислення відносно величини  $P_{\pi}$  по промивальній рідині,

як видно з поданих даних, незначна.

Нижче наводяться результати прогнозування величин початкового пластового тиску за кількісними характеристиками структур в тематичній партії колишнього ДВО "Грознафта" в покладах вуглеводнів Терсько-Сунженської зони дислокацій на п'яти родовищах (табл. 6.5), на що були надіслані довідки.

Таблиця 6.5 - Результати прогнозування величин початкового пластового тиску в покладах вуглеводнів Терсько-Сунженської зони дислокацій

№	Родовище	Вік горизонту	Глибина, м	Вимірний $R_{пл}$ , МПа	В	Амплітуда складки, $км^2$	Замкнута ізогіпса	Площа складки, $км^2$		Обчислене $R_{п}$ , МПа	Похибка, %
1	Брагуни, св. 35	K <sub>2</sub>	4766	72,9	12,79	1250	-5200	94	13,3	73,7	+1,1
2	Правобережне св. 120	--"--	5395	88,2	13,0	500	-4900	117,9	4,24	93,06	+5,5
3	Хаян-Корт, св. 4	--"--	3563	54,2	19,5	800	-3600	117	6,85	59,79	+10,3
4	Заманкул, св. 18	--"--	2172	34	4,62	400	-1600	54	7,4	33,0	-3,0
5	Східний Гудермес, св. 200	--"--	4764	64,9	6,3	540	-4700	52,4	10,3	71,0	+9,3

Середня похибка  $\pm 6,0$  %.

Згідно з висновком тематичної партії ДВО "Грознафта" формули (6.2) і (6.3) цілком можна застосовувати для прогнозування початкового пластового тиску до постановки пошуково-розвідувального буріння свердловин.

Величини відносних похибок при прогнозуванні значень початкового пластового тиску за формулою (6.3) виявилися значно меншими порівняно з похибками при обчисленні пластових тисків за формулою гідростатичного тиску. Причому, обчислені значення початкового пластового тиску за формулою (6.3), в основному, перевищують заміряні їх величини. Це пов'язано, на нашу думку, з тим, що певні величини  $R_{п}$  за формулою (6.3) відповідають дійсно початковому пластовому тиску, тобто на кінцевий момент формування покладів вуглеводнів, тому що при їх розкритті першою свердловиною енергія пласта зменшується і відбувається часткове зменшення величин  $R_{п}$  у покладах.

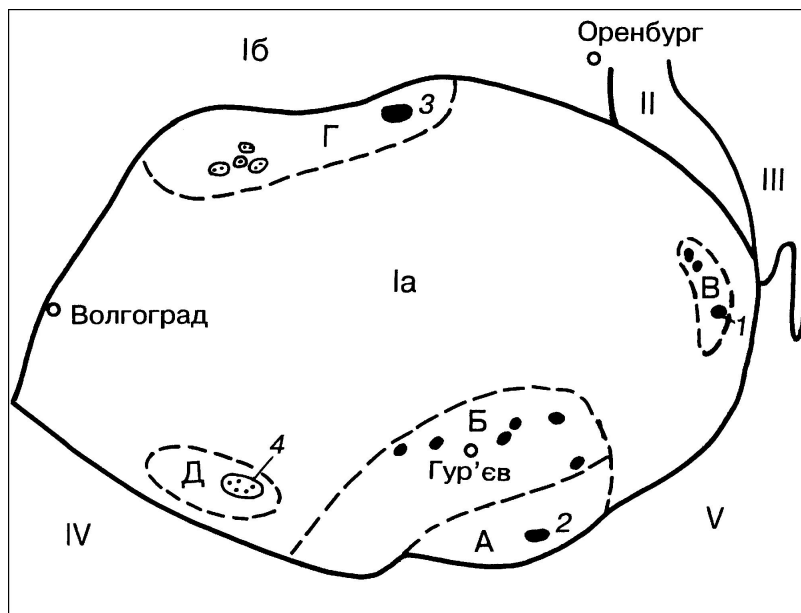
#### **6.4 Дослідження пластових тисків у відкладах Прикаспійської западини**

Прикаспійська западина є однією з найбільших синекліз світу. Товщина осадового чохла западини за геофізичними даними обчислюється понад 16 тис. метрів і складається з девонських, кам'яновугільних, нижньопермських, верхньопермських, тріасових, юрських, палеогенових, неогенових і четвертинних відкладів. Кунгурські утворення нижньої пермі представлені потужною товщею солі (до 3600 м). Цією товщею розріз осадових відкладів у Прикаспійській западині розділяється на підсольовий і надсольовий комплекси. У даний час в кунгурських відкладах встановлена також наявність міжсольового комплексу теригенних порід, який розглядається як самостійний об'єкт для пошуків промислових скупчень вуглеводнів.

На рисунку 6.12 подано тектонічну схему Прикаспійської западини, на якій вказані основні райони локалізації родовищ нафти і газу. Переважна більшість антиклінальних структур у надсольовому комплексі відкладів, до яких приурочені поклади вуглеводнів у даному регіоні, пов'язано із зростанням соляних масивів кунгура. Нафтогазоносними колекторами в надсольовому комплексі відкладів служать породи пермо-тріасу, середньої юри, апт-неокому і неогену. Найбільша кількість продуктивних горизонтів зосереджена в середній юрі. У східній і південно-східній частинах Прикаспійської западини відкриті переважно нафтові поклади, в північно-західній і західній її зонах - переважають газові родовища [59, 61, 67, 68, 69].

У таблиці 6.5 подано загальні відомості, що характеризують розподіл початкового пластового тиску в родовищах вуглеводнів Прикаспійської западини.

У Прикаспійській западині соляні масиви проривають надсольові відклади до різних стратиграфічних горизонтів. Найбільш високих гіпсометричних рівнів кунгурська сіль у процесі росту куполів досягає в межиріччі Волги і Уралу, де соляні масиви мають характер штоків, що проривають відклади до глибин 200-300 м (див. приклад родовища Кульсарі, рис. 6.13), інколи штоки солі виходять на поверхню. Процес росту соляних масивів тут слабо впливає на формування АВПТ, оскільки поверхні соляних масивів, які екранують поклади вуглеводнів, на дуже малих глибинах не володіють достатнім ступенем герметичності. Саме тому, в покладах вуглеводнів надсольового (надкунгурського) комплексу відкладів Прикаспійської западини, в основному, розвинений нормальний і аномально низький пластовий тиск (табл. 6.6).

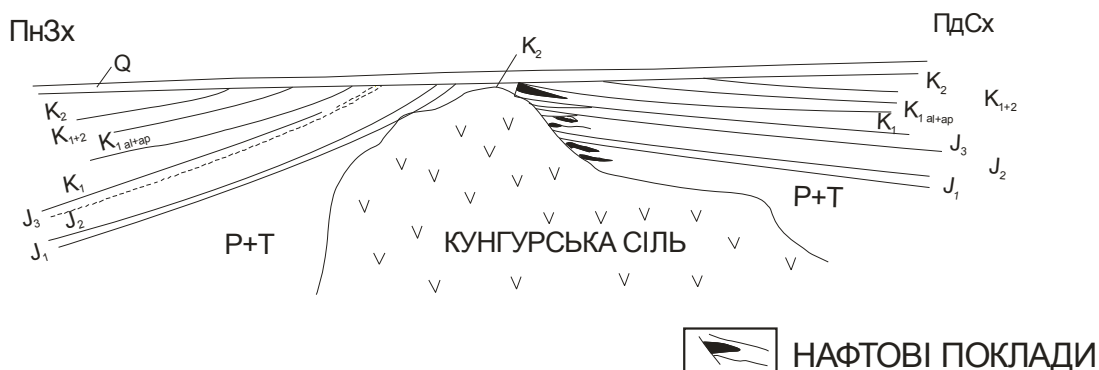


**Рисунок 6.12 – Схема нафтогазогеологічного районування Прикаспійської нафтогазоносної провінції [68, 69]**

*Тектонічні елементи:* Ia – Прикаспійська синекліза, Ib – припіднята частина Східноєвропейської платформи; II – Передуральський передгірський прогин; III – Уральська складчаста система; IV – гряда Карпінського; V – Устюртська синекліза.

*Нафтогазоносні області:* А – Південноембінська; Б – Ембінська; В – Кенкіяцька; Г – Північноембінська; Д – Астраханська.

*Родовища:* 1 – Кенкіяцьке; 2 – Тенгизьке; 3 – Карачаганацьке; 4 – Астраханське



**Рисунок 6.13 – Геологічний профіль родовища нафти Кульсари (за М. М. Чаригінін та ін. [68])**

Таблиця 6.6 - Початкові пластові тиски в типових покладах родовищ нафти і газу Прикаспійської западини

Родовище, площа, ділянка	Газ (г) газоконденсат (гк), нафта (н)	Вік продуктивного горизонту	Глибина, м	Початковий пластовий тиск, МПа	K <sub>a</sub>	Примітка
1	2	3	4	5	6	7
<u>Доссор</u>						
Основна площа	н	юра-1	120	1,44	1,2	ВНК
--"--	н	юра-2	195	1,72	0,88	--"--
--"--	н	юра-3	265	2,62	0,99	--"--
Північна ділянка	н	юра-9	278	2,78	1,0	--"--
--"--	н	юра-10	304	3,04	1,0	--"--
<u>Макат</u>						
Північне крило	н	неоком	120	0,7	0,58	--"--
--"--	н	юра-1	194	1,72	0,88	--"--
--"--	н	юра-3	369	3,45	0,93	--"--
--"--	н	юра-4	416	3,94	0,95	--"--
--"--	н	пермo-тріас	571	5,5	0,96	--"--
Південно-східне крило	н	юра	399	4,01	1,0	--"--
--"--	н	пермo-тріас	565	5,43	0,96	--"--
Південне крило	н	юра-4	94	1,06	1,12	--"--
<u>Байчунас</u>						
Східне крило	н	альб-2	168	1,09	0,64	ВНК
--"--	н	неоком	430	4,07	0,95	--"--
--"--	н	юра	590	5,57	0,94	--"--
Північно-західне крило	н	неоком	162	1,34	0,82	--"--
--"--	н	юра	230	1,48	0,64	--"--
<u>Південний Іскіне</u>						
Західне крило	н,г	апт	824	10,0	1,21	ВНК
Східне крило	н	--"--	205	2,48	1,20	--"--
<u>Північний Іскіне</u>						
Основна площа	н	пермo-тріас	862	8,9	1,03	ВНК
<u>Кульсари</u>						
Основна площа	н,г	пермo-тріас-14	1210	15,0	1,24	ВНК
--"--	н,г	пермo-тріас-15	1314	14,5	1,10	--"--
--"--	н,г	пермo-тріас-16	1335	14,5	1,09	--"--

Продовження таблиці 6.6						
1	2	3	4	5	6	7
Район св.410	н,г	юра	1310	14,24	1,09	--“--
<u>Косчагил</u>						
Косчагил	н,г	неокоп-2	280	3,5	1,25	--“--
Південно-західне крило	н,г	юра	575	2,5	0,43	--“--
<u>Сагіз</u>						
Сагіз	н,г	пермо-тріас	1050-1087	1,8-2,9	до 1,9	ВНК
<u>Каратон</u>						
Ділянка 1	н	альб	685	7,5	1,1	--“--
--“--	н	неоком	746	8,7	1,17	--“--
--“--	н	альб	650	7,5	1,15	--“--
--“--	н,г	--“--	802	7,85	0,98	--“--
--“--	н,г	неоком	837,5	8,6	1,03	--“--
<u>Мартиші</u>						
Південне крило	н	апт-неоком	715	7,92	1,11	ВНК
Північне крило	н,г	юра	930	10,46	1,12	--“--
<u>Прорва</u>						
Центральне і східне поле	н,г	келловей	2315	25,0	1,08	--“--
--“--	н,г	бат	2385	25,41	1,07	--“--
Західне поле	н,г	келловей	2340	25,9	1,11	--“--
<u>Талівка</u>	г	юра	950	10,0	1,05	--“--
<u>Старшинівка</u>	г	--“--	956	10,33	1,08	--“--
<u>Спортивне</u>	г	юра-тріас	1374	14,97	1,09	--“--
<u>Кенкіяк</u>	н,г	готерів	220	2,33	1,06	--“--
--“--	н,г	юра-2	335	3,97	1,19	--“--
--“--	н,г	юра-3	360	2,06	0,97	--“--
св.91	н	кунгур (нижня частина)	3000	55,0	1,8	У покладі
--“--	н	нижн. пермь	4000	80,0	2,0	--“--
Площа Біїжкал св. СГ-2	н	артінський ярус (нижн. пермь)	4800	--“--	1,7-1,6 (по бур. розчину)	У покладі
--“--	--“--	сер. карбон	5200	78,0	1,5	У покладі

Підвищений пластовий тиск у покладах надсольового (надкунгурського) комплексу відкладів в даному регіоні в окремих випадках має місце там, де відбувається розвантаження енергії пластів з нижчезалягаючих нафтогазоносних горизонтів у вищезалягаючі продуктивні

пласти по тектонічних розривах і, невиключено також, по поверхнях контактів соляних штоків. Наприклад, на площі Косчагил горизонт-2 (неоком) на глибині 280 м має  $K_a=1,25$ . Однак цей горизонт, ймовірно, гідродинамічно пов'язаний з пластом нафти в юрі на глибині 575 м. Унаслідок розвантаження флюїдів з юрського пласта у вищезалегаючі відклади в ньому виник АНПТ з  $K_a=0,43$  (глибина 575 м), а в пласті неокому  $K_a$  підвищилося до 1,25 (глибина 280 м). Аналогічне розвантаження енергії пласта з нижче залягаючих пермо-тріасових відкладів у крейдові відклади ймовірно відбувається на площі Сагиз і на інших площах.

Широке розповсюдження низького пластового тиску у надсольовому комплексі відкладів Прикаспійської западини є, таким чином, наслідком того, що темпи зім'яття і деформації колекторів зростаючими соляними масивами тут відстає на сучасному етапі геологічного часу від швидкості виходу з них флюїдів, унаслідок дуже малих глибин залягання колекторів і сильної роздробленості відкладів, що перекривають їх.

Абсолютно інше явище спостерігається в Прикаспійській западині на великих глибинах і особливо в міжсольових і підсольових природних резервуарах. Так, якщо узяти природний резервуар у крейдових відкладах родовища Прорва (західне поле), де  $K_a=1,08$ , то тут унаслідок захороненості колектора на глибині 2315 м, величина пластового тиску знаходиться вже в повній відповідності із залежністю  $K_a=f(i)$ . Це родовище (рис. 6.14) розташоване в південній частині Прикаспійської западини. Приурочене воно до витягнутої в широтному напрямі антиклиналі з розміром осей  $15 \times 5$  км і амплітудою 110 м. В основі структури на великих глибинах тут перебуває соляний масив. Площа антиклиналі у середині ізогіпси - 2025 м рівна  $59 \text{ км}^2$ . На глибині 2315 м за формулою (5.9), яка виведена для районів з розвитком соляної тектоніки ДДз з урахуванням усередненого коефіцієнта густини пластових вод 1,05 обчислений за формулою початковий пластовий тиск тут має бути таким:

$$P_n = 1,05 \times 0,010288 \times 2315 e^{0,0003 \times 1,82^2} = 25,03 \text{ МПа},$$

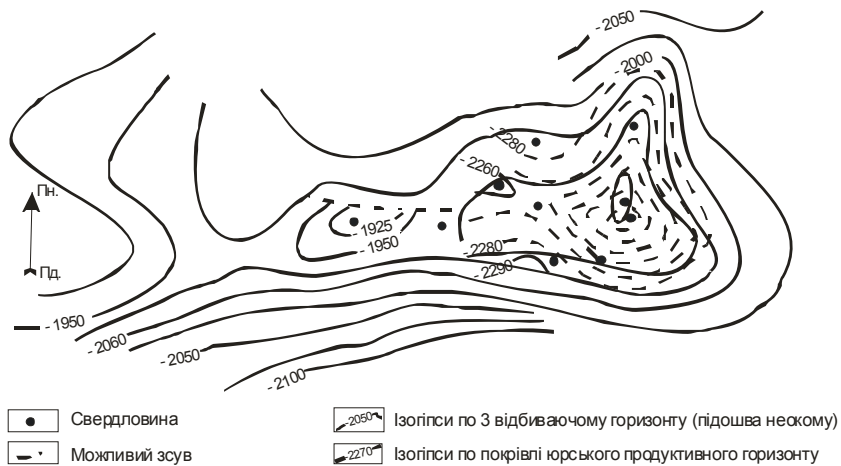
що практично дорівнює заміряному початковому пластовому тиску (25 МПа).

У палеозойських підсольових відкладах Прикаспійської западини на глибинах понад 3-4 тис. метрів АВПТ фіксуються майже всюди, особливо в зонах обрамлення по її параметру.

Так, на площі Кенкияк, за даними [67], св. 91 розкрила зону АВПТ із  $K_a=1,8$  (на глибині 3000 м) та з  $K_a=2,0$  (на глибині 3900 - 4000 м). На Бікжалаській площі св. "СГ-2" увійшла в зону АВПТ з  $K_a$  до 1,7 на глибині 4880 м (артинський ярус нижньої пермі). Нижче, з глибини 5170 м в розрізі середнього та нижнього карбону також відмічались АВПТ з  $K_a=1,5$ .

У підсольових відкладах даного регіону експлуатується ряд високодебітних продуктивних площ. Це родовища Карачаганак, Жанажол, Тажігалінське, Тенгіз та інші. Родовища пов'язані з крупними підняттями. Цікаво, що соляні куполи в Прикаспійській западині успадкували структурні форми підсольового ложа кристалічного фундаменту. Формування соляних

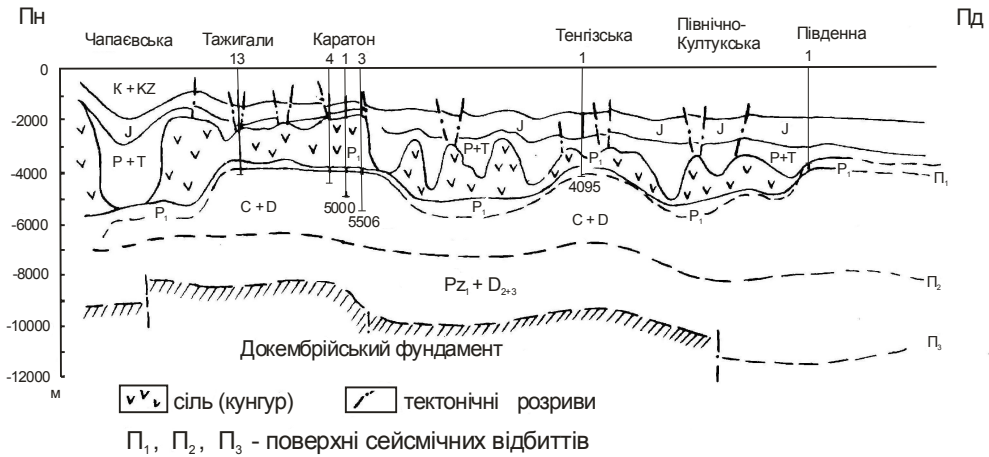
куполів в западині відбувалося під час прояву фаз тектогенезу в найближчих тектонічно рухливих областях. Найбільш інтенсивною фазою формування солянокупольних структур є верхньопліоценова. За даними [69, 70], результати геофізичних досліджень в Прикаспійській западині свідчать про чітке співпадіння піднять в докембрійському фундаменті і в палеозої з ділянками розвитку соляних куполів (рис. 6.15). На нашу думку фази тектогенезу в Прикаспійській западині проявилися у вигляді вертикальних тектонічних переміщень блоків докембрійського фундаменту, що сприяло стискуванню відкладів підсольового комплексу і виникненню в природних резервуарах АВПТ.



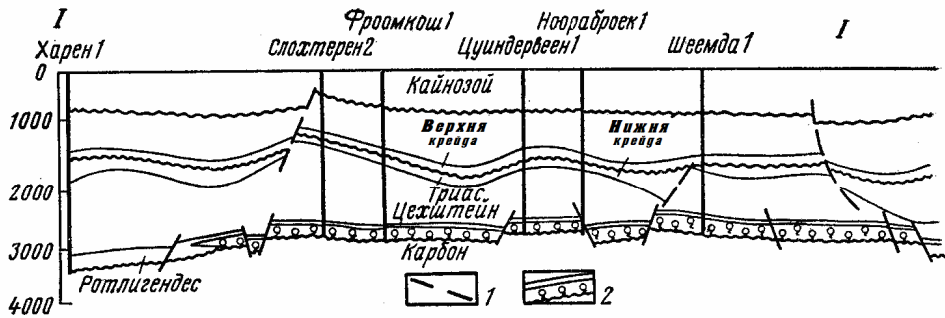
**Рисунок 6.14 - Структурна схема антиклінальної складки родовища Прорва [61]**  
*(за матеріалами тресту "Казахстаннафтогазгеофізика")*

Втискування блоків кристалічного фундаменту в осадовий чохол відіграв основну роль у формуванні АВПТ у природних резервуарах в підкунгурських відкладах, а в їх збереженні основна роль належить покришці, яка складена кунгурською сіллю. Виникли високі пластові тиски в покладах вуглеводнів при втискуванні блоків фундаменту, які складені консолідованими породами, відомі в багатьох нафтогазоносних областях. Прикладами можуть служити АВПТ з  $K_a=1,27$  на ГВК в газоносному горизонті Ротлігендес, похованому під соленою товщею Цехштейн тюрингського відділу пермі в родовищі Гронінген (загальна амплітуда тектонічного підйому 400 м, рис. 6.16, за [72]); АВПТ з  $K_a=1,5$  на ВНК в кембрійському природному резервуарі родовища нафти Хассі-Мессауд, похованому під аргілітами ордовіка і сіллю тріасу (амплітуда тектонічного підняття 300 м, рис. 6.17, [74, 48]).

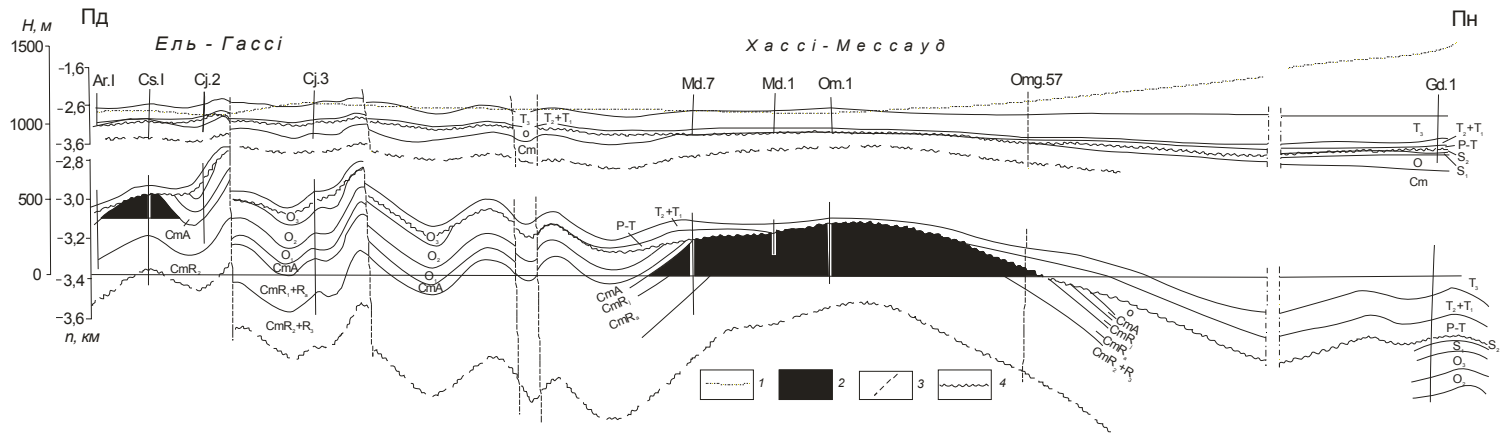




**Рисунок 6.15 - Геолого-географічний профіль через Каратон-Тенгізьську зону підняття**  
(за Л. Г. Кірюхіним, [70])



**Рисунок 6.16 - Геологічний профіль родовища газу Гронінген**  
(за Г. Х. Дікенштейном та ін., [72])  
1 - тектонічні розриви, 2 - газ



**Рисунок 6.17 – Схематичний геологічний профіль по лінії Ель-Гасі – Хасі-Месауд [74, 48]**  
 1 – потенціометричний рівень N для відкладів кембрій-ордовік; 2 - родовище нафти; 3 – розривні порушення; 4 – поверхня неузгодження

## 6.5 Дослідження пластових тисків у відкладах Західно-Туркменської западини

У межах Західно-Туркменської западини виділяються такі основні геоструктурні елементи: Прибалхашська зона піднять широтного простягання, що відділяється від Великого Балхана Келькорським прогином; Гограньдаг-Окаремська зона піднять меридіонального простягання, що межує на півночі з Кизилкумським прогином і на сході з Шахманським прогином, який відділяє Західно-Туркменську западину від гірського Копет-Дагу (рис. 6.18).

У будові даної западини беруть участь юрські, крейдові палеогенові і четвертинні відклади, загальною товщиною понад 15 км. На неогенові відклади відводиться не менше 5000 м. Промислова нафтогазоносність приурочена до відкладів пліоцену. Зосереджені відкриті родовища вуглеводнів у Прибалхашській і Гограньдаг-Окаремській зонах піднять. Родовища нафти і газу Західно-Туркменської западини характеризуються, як правило, АВПТ. Цікаво, що всі родовища вуглеводнів западини приурочені до антиклінальних структур, формування яких відбувалося в останні фази альпійського тектогенезу. Про це свідчить той факт, що зім'яті в складки відклади відмічаються аж до постпліоцену включно. З часу зім'яття флюїдоносних колекторів у складки і виникнення в них АВПТ пройшов порівняно малий період геологічного часу. Ймовірно, в западині продовжується зім'яття відкладів у складки і на даному етапі геологічного часу, що підтримує напружений стан у гірських породах і обумовлює АВПТ в пористих середовищах.

На рис. 6.19 ілюструється графічна залежність  $K_a$  від параметра  $i$  у основних покладах вуглеводнів Західно-Туркменської западини на ВНК (ГВК), а в табл. 6.6 наводяться величини початкових пластових тисків і кількісні характеристики структур, до яких вони приурочені. Формула графічної залежності, що дозволяє обчислювати аномальність тисків у Західно-Туркменській западині, виглядає так:

$$K_a = 0,046 i + 1,045 \pm 0,02, \quad (6.4)$$

де 0,046 и 1,045 – постійні коефіцієнти;  $\pm 0,02$  – середня квадратична похибка за критерієм Стьюдента.

Керуючись формулою гідростатичного тиску і співвідношеннями (4.1), (6.4) формулу для розрахунку початкових пластових тисків на заданих глибинах у природних резервуарах Західно-Туркменської западини можна записати в такому вигляді:

$$P_n = 10^{-6} g H \rho_v (0,046 i + 1,045 \pm 0,02) \quad (6.5)$$

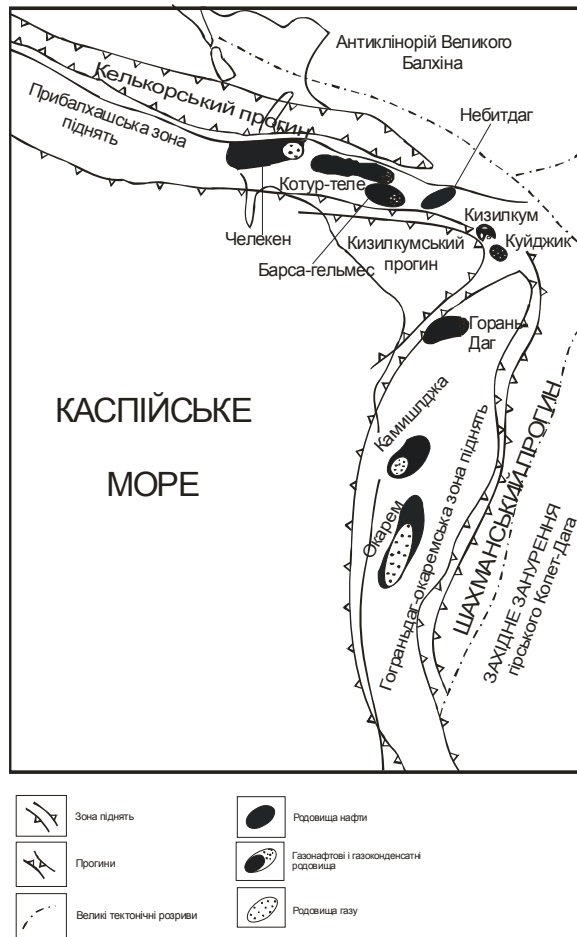
або в спрощеному виді:

$$P_n = 0,01 H \rho_v (0,046 i + 1,045 \pm 0,02) \quad (6.6)$$

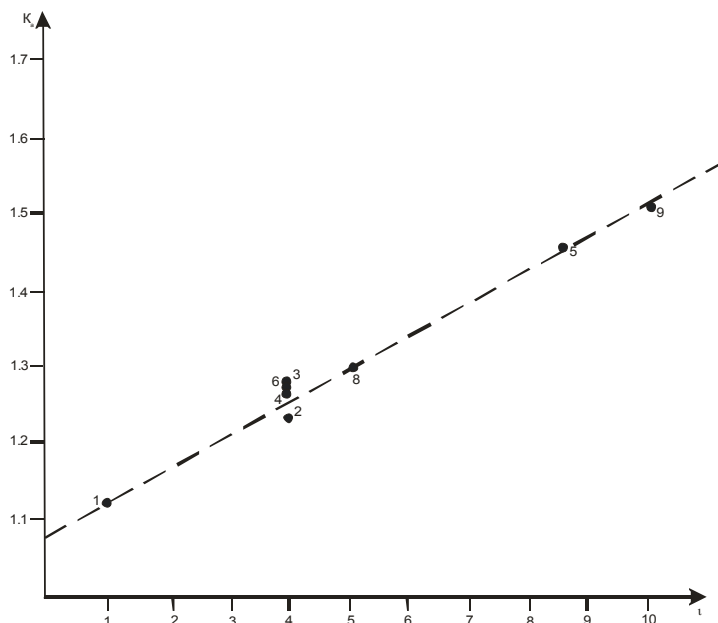
У таблиці 6.7 величини  $P_n$  обчислені при  $\gamma = 1000 \text{ кг/м}^3$  з тією метою, аби продемонструвати зв'язок значень початкових пластових тисків в даних покладах з дією тектонічного чинника, тобто умовно ми абстрагувалися від

чинника мінералогічного складу вод. Якщо ввести у формулу (6.5), середню величину коефіцієнта густини пластових вод, то середнє значення відносної похибки при визначенні  $P_n$  у даних покладах вуглеводнів практично не зміниться. Розрахунки показали, що в одних випадках відносна похибка трохи більша, в інших - менша. Середнє значення відносної похибки склало  $\pm 1,54\%$ .

За формулою (6.6) були зроблені також розрахунки початкових пластових тисків в покладах вуглеводнів Західно-Туркменської западини безпосередньо геологічними службами нафтогазовидобувного управління Камишлджанафта і Котурдебінського УБР Виробничого Об'єднання Туркменнафта, на що одержані певні документи. За отриманими параметрами висновками, обчислені величини  $P_n$  пластових тисків з використанням формули (6.5) відрізнялися від замірених початкових пластових тисків дуже мало, всього на 4-5 %, що дозволяє використовувати цю формулу для прогнозування АВІТ на нових площах до початку буріння глибоких свердловин.



**Рисунок 6.18 - Тектонічна схема Західно-Туркменської западини**  
(за матеріалами об'єднання Туркменнефть)



**Рисунок 6.19 - Графічна залежність  $K_a=f(i)$**   
(за О. О. Орловим, [46])

Таблиця 6.7 - Кількісні характеристики структур і початкові пластові тиски в характерних покладах вуглеводнів на ВНК (ГВК) Західно-Туркменської западини (за О. О. Орловим, [45])

Родовище	Горизонт, товща	Розмір осей	Площа, км <sup>2</sup>	Амплітуда, м	$i$	Глибина, м	Вимірний $P_n$ МПа	$K_a$	Обчислений $P_n$ МПа	Похибка, %
Ленінське (Котур-Тепе)	Апшерон	35*10	280	до300	1,07	1610	18	1,12	17,6	-2,2
Барса-Гельмес	--"--	15*5	60	до250	4,17	2575	30,5	1,19	31,84	+4,4
--"--	Акчагил	15*5	60	до250	4,17	2600	32,3	1,24	32,16	-0,43
--"--	Красноколір	15*5	60	до250	4,17	2800	34,3	1,25	34,30	+1,84
Окарем	--"--	10*4,5	36	300	8,33	2850	41,5	1,46	40,7	-1,92
Гограньдаг	--"--	20*10	160	до650	4,06	3314	41,2	1,24	40,82	-0,92
Куйджик	--"--	12*35	--"--	--"--	--"--	2595	34,5	1,33	--"--	--"--
Кизилкум	--"--	11*5	44	225	5,11	1847	23,7	1,28	23,64	-0,25
Камишлджа	--"--	10*5	40	400	10	2900	43,5	1,5	43,65	+0,34

## 6.6 Дослідження пластових тисків у газонафтоводоносних комплексах Алжирської частини Арабо-Африканської платформи

В Алжирській частині Арабо-Африканської докембрійської платформи (Алжирська Сахара) в газо-нафто-водоносних комплексах збільшується аномальність початкових пластових тисків у напрямку антиклінальних структур, до яких приурочені нафтові і газові поклади (особливо великі). Розподіл пластових тисків, виражених у величинах потенціометричних рівнів, в природних резервуарах кембро-ордовік-силурійського, девон-карбонного і пермо-тріасового комплексів у вказаному регіоні показано на рис. 6.20 [73, 74, 38].

У Алжирській Сахарі з розподілом пластових тисків збігається і гідрогеологічна зональність вказаних комплексів, яка характеризується наступними особливостями. Прісні і слабо мінералізовані гідрокарбонатно-натрієві і сульфатно-натрієві води бувають лише в межах кембро-ордовік-силура і девон-карбона на обмежених площах, що примикають безпосередньо до схилів масивів Хоггар і Регібат, тобто в місцях виходу порід колекторів на денну поверхню. До цих же ділянок приурочені і порівняно низькі потенціометричні рівні. Хімічний склад вод в осадових комплексах змінюється в північному напрямі. Гідрокарбонатно-натрієві і сульфатно-натрієві води поступово замінюються спочатку хлор-магнієвими, а потім хлор-кальцієвими із загальною мінералізацією до 100 г/л і більше. Збільшення коефіцієнта метаморфізації підземних вод від 1-2 до 14-15 на ділянках антиклінальних структур свідчить про поліпшення гідрогеологічної закритості вод. На цих же ділянках спостерігається і збільшення аномальності пластових тисків. Потенціометричні рівні досягають тут 600-700 м. На цій території відкрито декілька десятків середніх і крупних нафтогазових родовищ, що об'єднуються в провінцію Лізі.

Зона пониження потенціометричних рівнів (до 500 м) і, отже пониження пластових тисків, охоплює центральну частину даної території. Тут до цього часу не виявлені антиклиналі з приуроченими до них покладами нафти і газу. На півночі Алжирської Сахари значення потенціометричних рівнів різко зростають. Так, в кембро-ордовік-силурі потенціометричні рівні досягають 1200 м. Тут у докембрійському фундаменті регіону відомі великі підняття: вал меридіонального простягання Ель-Агреб-Хассі-Мессауд і склепіння Мзаб, які ускладнені структурами вищого порядку. До локальних структур приурочені поклади вуглеводнів, що характеризуються високою аномальністю пластових тисків з  $K_a$  рівним 1,5 і вище. Серед них унікальні за розмірами родовища вуглеводнів Хассі-Мессауд (нафта) і Хассі-Р-Мель (газоконденсат).

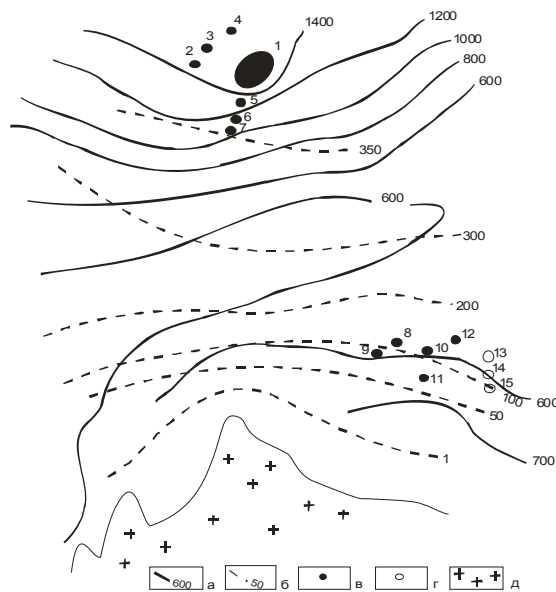
У пермо-тріасовому і кембро-ордовік-силурійському комплексах потенціометричні рівні ідентичні, що дає можливість передбачати їх

гідродинамічний зв'язок. Девон-карбовоних відкладів в цій частині Сахари майже немає.

Слід відмітити, що суто гідрогеологічні причини аномально високих потенціометричних рівнів, які є проявом АВІТ, у даному районі відсутні. Висока загальна мінералізація вод (до 340 г/л), їх хлор-кальцієвий склад і значний коефіцієнт метаморфізації (до 14-15) виключають вплив інфільтраційних процесів на положення потенціометричних рівнів [74].

У основну фазу міграції флюїдів у басейні Міа Алжирської Сахари рух флюїдів в кембро-ордовік-силурійському, девон-карбовоні і пермо-тріасовому комплексах відкладів відбувався, ймовірно, спочатку з найбільш занурених частин басейну з вищими значеннями геостатичних тисків (тобто з великих глибин) у напрямі ділянок, де геостатичні тиски були менші (тобто у відклади на менших глибинах), проте, унаслідок прояву тектонічних переміщень блоків у фундаменті регіону (мабуть успадкованих), відбувалося утворення великих валоподібних піднять (Ель-Агреб-Хассі-Мессауд, Мзаб і інших), що ускладнюються структурами вищого порядку, в яких під покришками відбувалося формування покладів вуглеводнів з аномальними пластовими тисками.

З вказаних даних видно, що в Алжирській Сахарі тиск у водоносних горизонтах підвищується у міру наближення до складчастих районів, де відбувалися процеси тектонічного характеру з розвитком антиклінальних піднять.



**Рисунок 6.20 - Гідрологічна схема Алжирської частини Сахарської плити [38]**

*a* - ізопотенціали, м; *b* - лінії рівної мінералізації вод, г/л; *v* - нафтові родовища  
*г* – газові родовища; *д*-виходи кристалічних порід Хоггарського масиву  
Родовища: 1 - Хассі-Мессауд, 2 - Беркауун, 3 - Гелляля, 4 - Уллуга, 5 - Ель-Гассі,  
6 - Зотті, 7 - Ель-Агреб, 8 - Тен-Фуйе, 9 - Узд-Зенані, 10 - Здейен, 11 - Узст-  
Іхалсатен, 12 - Ашев-Узст, 13 - Зарсайтін, 14 - Зджелек, 15 - Дом-Колленіас

### **6.7 Приклад обчислення пластового тиску в продуктивній зоні “Репетто” родовища нафти Вентура-Авеню (США) Тихоокеанського рухомого поясу**

Підвищені пластові тиски у флюїдоносних природних резервуарах у нафтогазоносних областях Тихоокеанського рухливого поясу - часте явище. Найбільш відомим у цьому відношенні районом є западина Вентура в Каліфорнії (США). Вказана западина заповнена потужною товщею мезозойських і кайнозойських відкладів. Відкриті нафтові і газові скупчення локалізуються в породах міоцену і пліоцену, загальна товщина яких місцями перевищує 6000м. Переважаюча частина покладів вуглеводнів пов'язана з локальними антиклінальними складками, утворення яких відбувалося в постпліоценовий час [75, 76, 24]. Типовим прикладом скупчень вуглеводнів у розглянутій западині, які характеризуються АВПТ з  $K_a=1,8-1,9$ , є нафтогазові поклади родовища Вентура-Авеню. Це родовище приурочене до гострокутної сильно стиснутої лінійно-витягнутої складки, що тягнеться, як і більшість інших в цьому районі, уздовж узбережжя Тихого океану [146]. Розріз родовища складений пісково-глинистими відкладами пліоцену. Виділяється до восьми продуктивних горизонтів. Розмір осей складки  $8,8 \times 2,4$  км. Амплітуда складки усередині ізогіпси - 5000 м досягає 2500 м (рис. 6.21). Площа складки  $17,6 \text{ км}^2$ . Коефіцієнт інтенсивності складки Вентура-Авеню досягає, таким чином, виключно великої величини:  $i=2500/17,6=142$ .

Якщо застосувати формулу (5.7) для повної складчастості з метою прогнозного обчислення величини початкового пластового тиску в нафтовому покладі родовища Вентура-Авеню на глибині 4500 м з урахуванням середнього значення коефіцієнта густини вод пластів  $\rho_v=1,06$ , то отримаємо:

$$P_{\text{п}}=45 \times 1,06(1,1486+2,9977 \times 10^{-5} \times 142^2)=83,6 \text{ МПа},$$

що відповідає тут дійсному початковому пластовому тиску з коефіцієнтом аномальності 1,8-1,9.

Приведений розрахунок дозволяє нам вважати, що головну роль у формуванні і підтримці АВПТ в родовищі Вентура-Авеню належить складкоутворювальному чиннику.



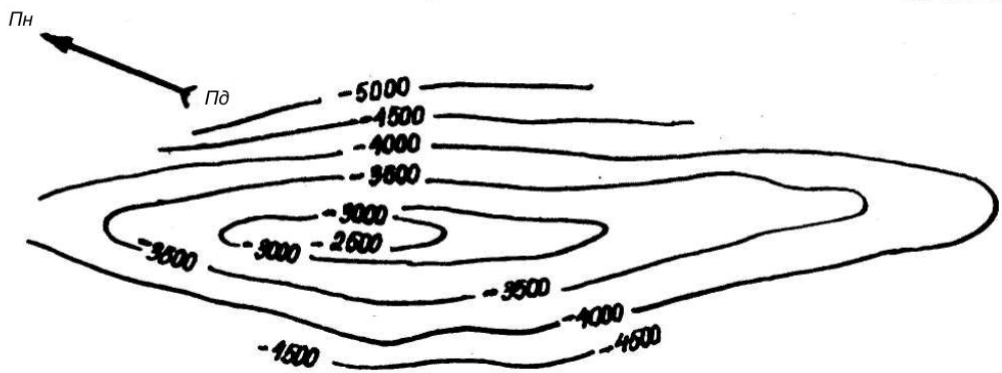


Рисунок 6.21 - Структурна карта покрівлі нижньої продуктивної зони свити пліоцену "Репетто" родовища Вентура-Авеню за [75]

## **7 ТЕОРЕТИЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВПЛИВУ ТЕКНОЧІНИХ СКЛАДНОУТВОРЮВАЛЬНИХ І ФЛЮЇДОМІГРАЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ НА ФОРМУВАННЯ АНОМАЛЬНО ВИСОКИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ (АВПТ) та АНОМАЛЬНО ВИСОКИХ ВНУТРІШНЬОПОРОВИХ ТИСКІВ (АВПoT)**

### **7.1 Виникнення руху флюїдів у пластах-колекторах при згинанні їх у складки**

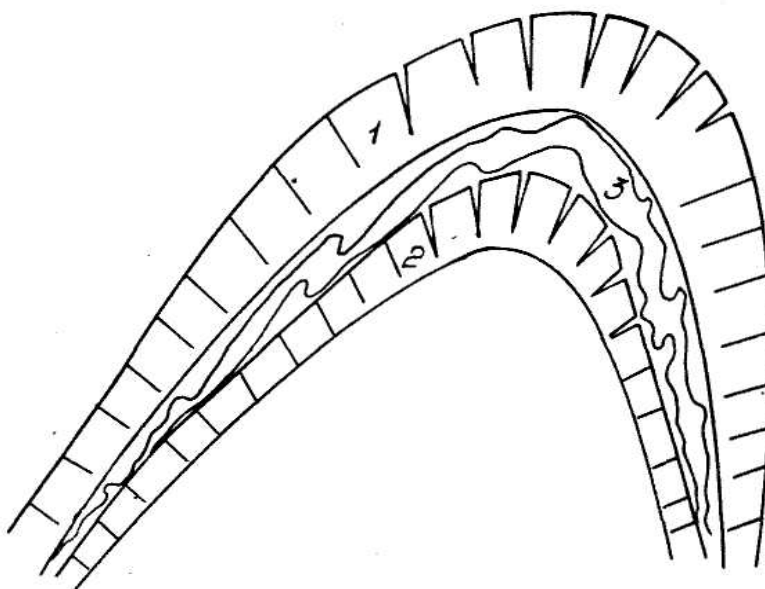
При згинанні пластів шаруватих товщ гірських порід у складку відбувається нагнітання, тобто витискання більш пластичних порід у склепінні частини антикліналей [77, 78, 79]. Утворюється дизгармонійна складчастість (рис. 7.1).

Це можливо лише у випадку, коли горизонтальні пласти деформуються під дією сили, яка на крилах складки значно більша, ніж у склепінних частинах складок (рис. 7.2). При такому розподілі величин деформуючих сил пластові рідини і газу, які насичують породи колектори, подібно до пластичних порід також рухаються у пористому середовищі у напрямі від крил складок до їх склепінь, тобто з ділянок більшого тиску до ділянок з меншим тиском. Переміщенню флюїдів у цьому напрямку сприяє той факт, що на крилах складок при складкоутворенні виникають тріщини сплюснення і підкидо-скиди, що мають екрануючий характер. У напрямку до склепіння складчастих структур розкритість тріщин і крупніших тектонічних розривів збільшується [78]. У замкових частинах складки, у місцях максимального їх згину, в покрівлі колекторів утворюються, в основному, розкриті тріщини (рис. 7.1, 7.3, 7.4). Погіршення колекторських властивостей на крилах складчастих структур відмічається повсюдно. Як приклад можна навести структури родовищ вуглеводнів Биткова, Долини, Борислава в Передкарпатському прогині, Шебелинки у ДДз і багато інших. Це пов'язано не лише з хімічними процесами, що відбуваються в зоні ВНК (окислення нафти, випадання кристалів кальциту і інших мінералів із пластових вод), але і, в першу чергу, з різним характером тріщин, що утворилися, при згинанні пластів порід у складки, оскільки відомо, що в структурах, які складені пластами, що насичені лише водою, в їх склепінних частинах колекторські властивості гірських порід також завжди кращі, ніж на крилах.

На рисунку 7.3 зображено тріщини, що виникли при згинанні пласта в складку. Їх добре можна спостерігати у відслоненнях складчастих областей (див. фото у підрозділі: Короткий нарис історії геологічного розвитку Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат). Найбільш важливу роль у процесі міграції флюїдів до склепінь складок відіграють тріщини з площинами, які є паралельні поверхні нашарування. Вони є своєрідними провідними шляхами для флюїдів з крил до склепінних частин складок (тріщини 3 на рис. 7.3).

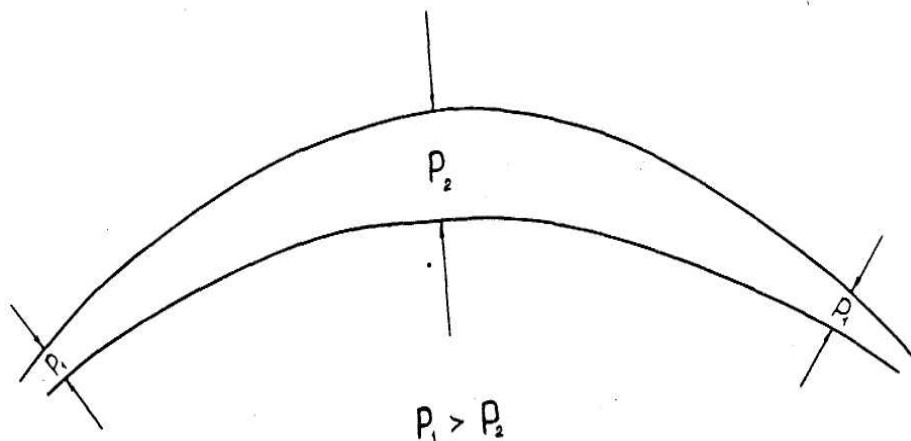
Флюїди, що рухаються до склепінь складок, розуцільнюють гірські

породи в присклепінних частинах антиклінальних структур і накопичуються там в колекторах нижче підшови порід-покришок під високим тиском. Наприклад, Р. М. Новосілецький наводить такі фактичні дані по районах Передкарпатського прогину: “Максимальне збільшення пластового тиску у кожній структурі завжди спостерігається в присклепінній частині складок, у зоні переходу від воротищенських або поляницьких відкладів до більш давніх порід менілітової серії. У середньому надлишковий тиск в присклепінних частинах складок складає від 1,35 до 1,57 атм. на 10 м глибини в нафтових покладах і до 2,07 атм – у водоносних горизонтах площі Старуня” [4, - с.6]. У іншій роботі цей самий дослідник відзначає: “Вивчення закономірностей розуцільнення колекторів у масивних покладах показує, що найменш розуцільненими є продуктивні горизонти в присклепінних частинах складок” [5, - с.12]. На закономірне зменшення коефіцієнтів аномальності пластових тисків у міру віддалення від склепін складок на розвідувальних площах, наприклад, передгірського Дагестану вказує К.А. Сабанаєв [81] та інші автори. У процесі виникнення внутрішньо резервуарної міграції флюїдів при складкоутворенні посилюється диференціація флюїдів за їх щільністю, оскільки легші фракції є більш рухливішими.



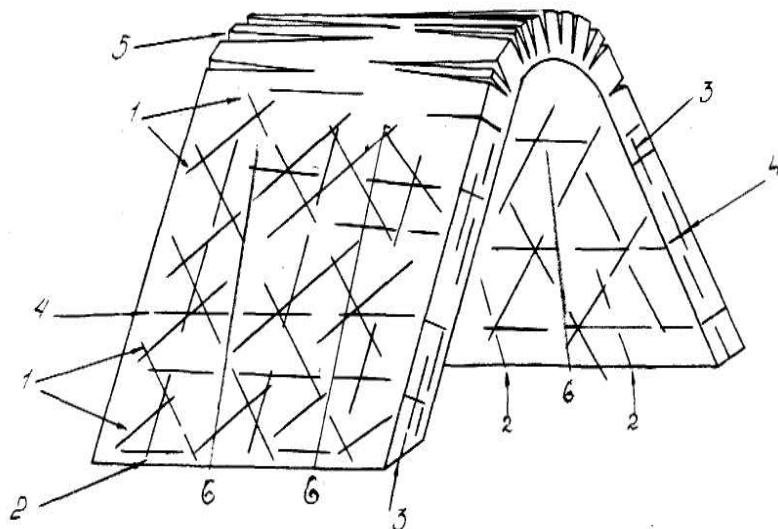
**Рисунок 7.1 – Подібна і дизгармонійна складчастість.**  
(за В. В. Білоусовим [78])

*1 і 2 – шари порід, які створюють подібну складчастість;  
3 – і породи, видавлені у склепіння складки і утворили дисгармонійну складчастість.*



**Рисунок 7.2 – Співвідношення між деформуючими силами при згинанні пласта в складку (за П. Н. Кропоткіним [79])**

$P_1$  – деформуюча сила стиснення на крилах складки, що утворюється;  
 $P_2$  – деформуюча сила в склепінній частині складки.



**Рисунок 7.3 – Тріщини в пласті, що виникають при згинанні його в складку [45, 80]**

1 і 2 – первинні тріщини сколювання, що виникли на початку дії зусиль стиснення;  
 3 і 4 – тріщини сколювання, що виникають у процесі згинання пласта в складку; 5 – розкриті тріщини відриву, що утворюються у склепінній частині складки; 6 – тріщини сколювання, що виникають при дії тектонічних сил у здовж великої осі складки, у наслідок чого виникає її ундуляція.

При виникненні високих значень тиску флюїдів у колекторах у склепінних частинах складок відбувається часткове їх видавлювання в породи покришки (рис. 7.4) і відбувається розущільнення останніх. Відомо, що над склепіннями нафтогазоносних структур збільшується механічна швидкість буріння. Це свідчить про формування розущільнених зон у вмещаючих породах над зігнутими у складки пластами порід-колекторів. Виняток становлять покришки, що складені сіллю, гіпсом і іншими галогенними утвореннями. У інших за літологічним складом покришках розущільнення порід над склепіннями пластів з АВПТ явище повсюдне. Формуються ореоли вторгнення з аномальними внутрішньопоровими тисками (АВПоТ).

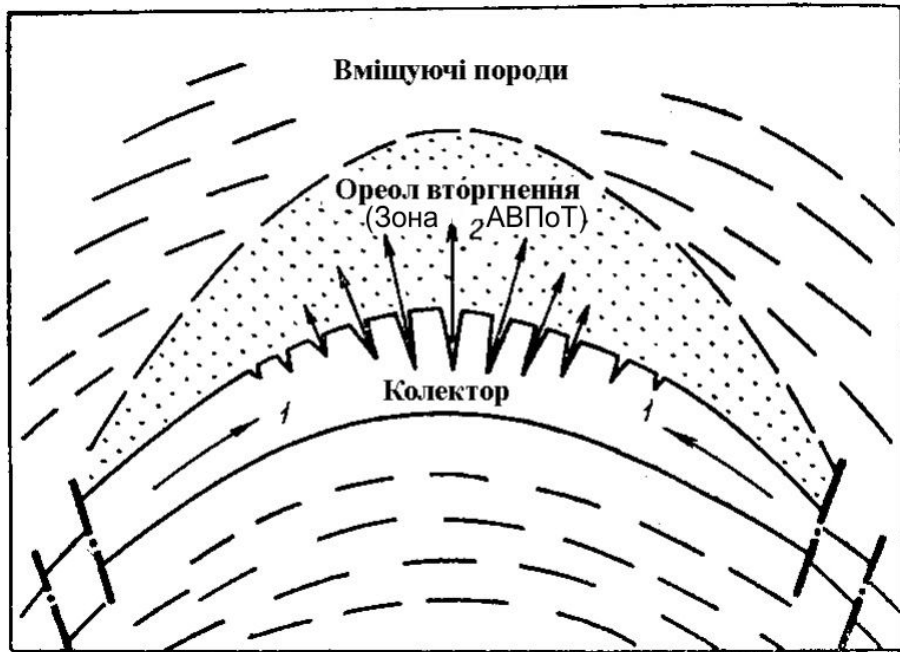
Ореоли вторгнення утворюються в умовах, коли АВПТ в колекторі, дорівнює  $P_{пл} + \Delta P^1$ , у момент інтенсивного руху флюїдів до склепіння складки, що формується, пластовий тиск стає більшим за внутрішньопоровий тиск (ВПоТ) у породах-покришках на величину  $\Delta P = \Delta P^1 - \Delta P^{11}$ , де  $\Delta P^1$  – надлишковий тиск у колекторі,  $\Delta P^{11}$  – можливий надлишковий внутрішньопоровий тиск у породах-покришках [45, 48].

Ми експериментально довели, що розущільнення гірських порід під дією флюїдів, що проникають в них під тиском, може існувати в природі [82].

Ці експерименти проводили таким чином. У циліндрі розміщували зразки керну піщаних аргілітів (рис. 7.5, таблиця 7.1) між зразками кернів середньозернистих пісковиків проникністю  $83,6 - 84 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, довжиною  $368 \cdot 10^{-3}$  і  $384 \cdot 10^{-3}$  м, та діаметром  $2,7 \cdot 10^{-3}$  м. Пісковики насичували пластовою водою (мінералізація води 0,1 кг/л – NaCl). Після гідрообтискування (40 МПа) при температурі 20 °С в середині системи тиск доводили до 37 МПа. Проведено п'ять експериментів тривалістю від 4 до 21 доби. У трьох випадках вже через чотири доби в аргілітах під дією тиску рідини, що витискалась із пісковиків формувались тріщини, і в системі розпочиналась вільна фільтрація. У двох випадках отримано результати, що свідчать про розущільнення аргілітів без ефекту гідророзриву (див. таблиця 7.1). В результаті таких дій в аргіліті відкрита пористість збільшилась від 0,40 до 1,60 %, а об'ємна маса зменшилась від 2590 до 2550 кг/м<sup>3</sup>. Експеримент тривав 14 діб. У процесі проведення аналогічного експерименту з аргілітами протягом 21 доби відкрита пористість збільшилась від 2,20 до 8,50 %, а об'ємна маса зменшилась від 2610 до 2440 кг/м<sup>3</sup>. Таким чином, експерименти підтвердили можливість розущільнення гірських порід під тиском рідин, що в них проникають.

Нами проводилися також на установці УВПК—1М аналогічні експерименти з мергелями. Цікаво, що під час випробувань протягом 30 діб мергелі практично не піддалися змін, незважаючи на те, що тиск у системі підвищувався до 85 МПа, при гідрообтискуванні зразка в 100 МПа. Це свідчить про те, що мергелі розущільненню піддаються дуже слабкі або практично не піддаються розущільненню на доступних глибинах для буріння, і тому вони можуть залишатись як породи покришки в осадовій товщі земної

кори [45, 82].



**Рисунок 7.4 – Механізм внутрішньорезервуарної міграції флюїдів у колекторі при згині його в складку під дією тангенціально спрямованих тектонічних зусиль (за О. О. Орловим [45])**

*1 – напрям руху флюїдів усередині колектора;  
2 – напрям витиснення флюїдів з колектора у вміщуючі породи.*

Формування розуцільненої зони припиняється, коли АВПоТ досягає значення АВПТ. Із викладеного вище виходить, що для припинення розуцільнення порід покришки повинно виконуватися рівняння:

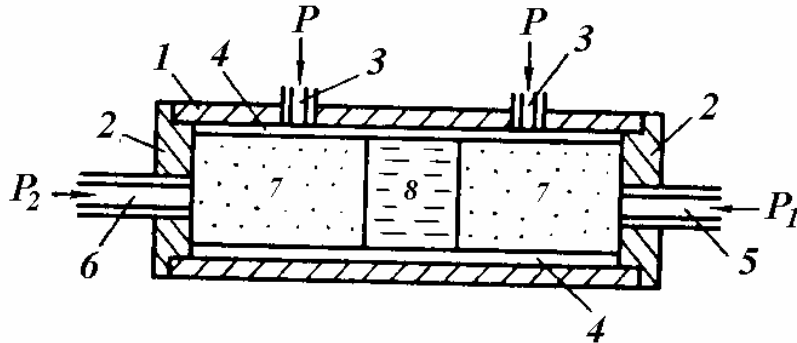
$$\text{АВПД} = P_{\text{пл}} + \Delta P^1 = \text{РВПоД} + \Delta P^{11} = \text{АВПоД}. \quad (7.1)$$

При витисканні флюїдів у покришку  $\Delta P$  можна розцінювати як величину перепаду тиску на контакті колектора і покришки. У цьому випадку  $\Delta P$  є тиском прориву  $P_{\text{про}} = Q \cdot \mu \cdot h_{\text{покр}} / F \cdot \bar{K}_{\text{пр}}$  в умовах коли флюїди об'ємом  $Q$  прориваються через покришку, товщиною  $h_{\text{покр}}$ , на площі  $F$  з проникністю  $\bar{K}_{\text{пр}}$ . Проте при великій товщині покришок флюїди втискаються в них лише на деяку відстань від покрівлі колектора, утворюючи ореол вторгнення. Тоді можна записати:

$$h_{\text{ореолу}} < h_{\text{покр}} \quad (7.2)$$

Прорив напірних флюїдів з колектора через покришку (товщиною  $h_{\text{покр}}$ ) не відбувається, оскільки порція флюїдів, що проникає в покришку, розширює пори порід покришки, і залишається в них. Створюється АВПоТ, який запобігає подальшому руху в покришку флюїдів з колектора. За межами

ореолу вторгнення внутрішньопоровий тиск у покривці та її щільність залишаються без зміни.



**Рисунок 7.5 - Принципова схема приладу при проведенні експериментів по розуцільненню гірських порід (за О. О. Орловим [45, 82])**

1 – дослідний циліндр приладу УПК-1М; 2 – фланці; 3 – входи для створення гідрообтиску порід ( $P=40$  МПа); 4 – резинова прокладка; 5 – вхід у дослідну систему для створення в ній тиску ( $P_1=36-37$  МПа); 6 – вихід із дослідної системи ( $P_2=0,1$  МПа); 7 – пісковики; 8 – аргіліти

Представимо процес формування розуцільненої зони таким чином.

Припустимо, що у склепінні антикліналі над колектором є розуцільнена зона, що формується на площі  $F$ , товщиною  $h_{\text{ореола}}$ , яка складається з окремих пластів однорідних глин товщиною  $h_1, h_2, h_3 \dots h_n$ , в яких  $\Delta P$  поступово зменшується. Це пов'язано з тим, що  $\Delta P$  і кількість рідини  $Q$ , що видавлюється з колектора, переходячи з пласта в пласт поступово зменшуються. Іншими словами, об'єм флюїдів прямує до нуля  $Q \rightarrow 0$  і витискується з колектора у напрямі пласта  $h_n$ , поверхня якого є верхньою межею зони розуцільнення. Тоді можна записати:

$$P_{\text{пл}} + Q\mu h_{\text{ореола}} / F \bar{K}_{\text{пр}} = P_{\text{впод}} + Q\mu h_1 / F \bar{K}_{\text{пр}}^1 + Q_2 \mu_2 / F \bar{K}_{\text{пр}}^{11} + Q_3 \mu h_3 / F \bar{K}_{\text{пр}}^{111} \dots + Q_n \mu h_n / F \bar{K}_{\text{пр}}^n \quad (7.3)$$

Із пласта  $h_n$  рідина вже не видавлюється, оскільки її ресурси будуть вичерпані. За межами пласта  $h_n$  розуцільнення покривки припиняється. Тоді можна написати:

$$P_{\text{пл}} + Q\mu h_{\text{ореола}} / F \bar{K}_{\text{пр}} = P_{\text{впод}} + \lim \left[ \mu / \left( F \sum_{K_{\text{пр}}^1}^{K_{\text{пр}}^n} K_{\text{пр}} / n \right) \right] * \int_Q^{Q=0} h_{\text{ореола}}(Q) dQ, \text{ при } n \rightarrow \infty \quad (7.4)$$

Для відновлення процесу розуцільнення порід в ореолі вторгнення потрібний новий інтенсивний прояв тектогенезу, який призвів би до

тектонічного стискування колектора і витиснення нових порцій рідини до склепіння складки з подальшим втискуванням її в покришку. Проте в цьому випадку для подальшого розуцільнення порід покришки напір рідини, що витискується з колектора має бути вище АВПоТ в розуцільненій зоні. Іншими словами, знову необхідна умова, коли АВПТ > АВПоТ. Такі умови виникають рідко, у зв'язку з тим, що в періоди між інтенсивними проявами фаз тектогенезу АВПТ у колекторі за величиною зменшується значно швидше, ніж АВПоТ у покришках. Це обумовлюється кращим гідродинамічним зв'язком колекторів з вмещаючими породами в порівнянні з породами-покришками. АВПоТ в покришці служить зберігаючим чинником нафтогазового покладу в колекторі.

Внаслідок вказаного, прояв додаткових імпульсів тектонічного стиснення колекторів, як правило, не призводить до проривання з них флюїдів і розвантаження енергії пласта, за винятком окремих випадків, коли утворюються великі диз'юнктиви і зони дроблення.

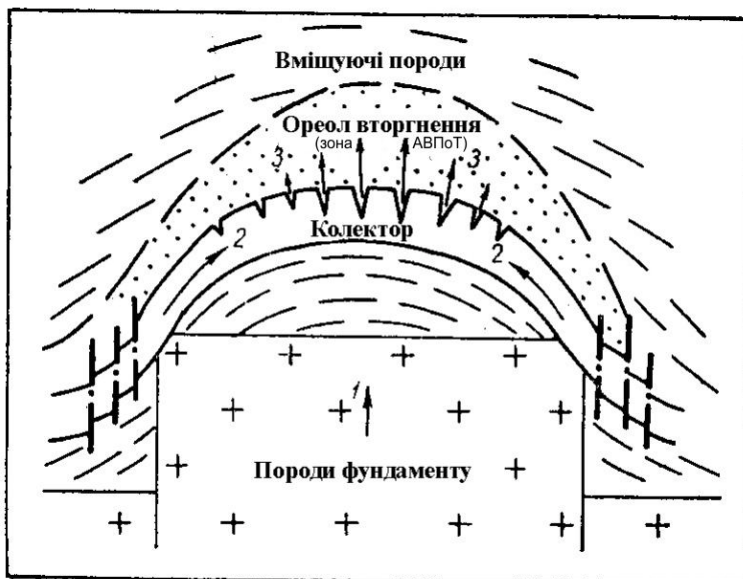
Слід зазначити, що за наявності покришок, складених сіллю великої товщини, або іншими пластичними породами без порожот, внутрішньопоровий тиск у покришках практично не проявляється. Але у цьому випадку покришка робить ще більший вплив на колектор у протидії АВПТ. В цьому випадку виникають мікро- і макротріщини в соленосних відкладах, а також великі розриви, які швидко “заліковуються” сіллю внаслідок її здатності текти. Покришка стає знову герметичною. Відомо, що “запливання” сіллю може відбуватися навіть у підземних гірських виробках при розробці твердих корисних копалин. Прориву флюїдів через покришку і розвантаження енергії пласта з природних резервуарів із покришкою з пластичного матеріалу не здійснюється. Залежність  $P_n = f(H, i)$  у цьому випадку витримується повністю тиск, що обумовлений тектонічною напругою, зазвичай не перевищує геостатичного тиску (виняток становлять стресові прояви тектонічних рухів, наприклад, під час землетрусів).

Викладена схема формування розуцільнених зон на ділянках склепінь складок, дозволяє дати відповідь, чому у більшості випадків АВПТ з ореолами вторгнення бувають в областях, де є складки і чому аномальність пластових тисків завжди збільшується у напрямі до склепінь складок.

Слід підкреслити, що в платформних областях, де антиклінальні підняття утворюються при прояві тектонічних переміщень блоків консолідованих порід, що втискаються в осадовий чохол, або в районах, в яких складчасті структури виникають внаслідок зростання соляних масивів, у колекторах має місце аналогічний механізм внутрішньорезервуарної міграції флюїдів, оскільки розподіл деформуючих сил та тріщин, що утворюються, при їх розкритті у складках, такі ж, як і у складчастих районах геосинклінальних областях. У склепінних частинах антиклиналей, що формуються, у колекторах виникають розкриті тріщини, в які спрямовуються високонапірні флюїди. У периферійних частинах підняття розкритість тріщин значно менша. Тут частіше спостерігаються флексури та підкидо-скиди з



екрануючими властивостями (рис. 7.6, 7.7). З периферійних частин складок відбувається відтік флюїдів до склепінь антиклиналей, які формуються, що призводить до збільшення значень  $K_a$  у флюїдоносних горизонтах від крил до склепінь.

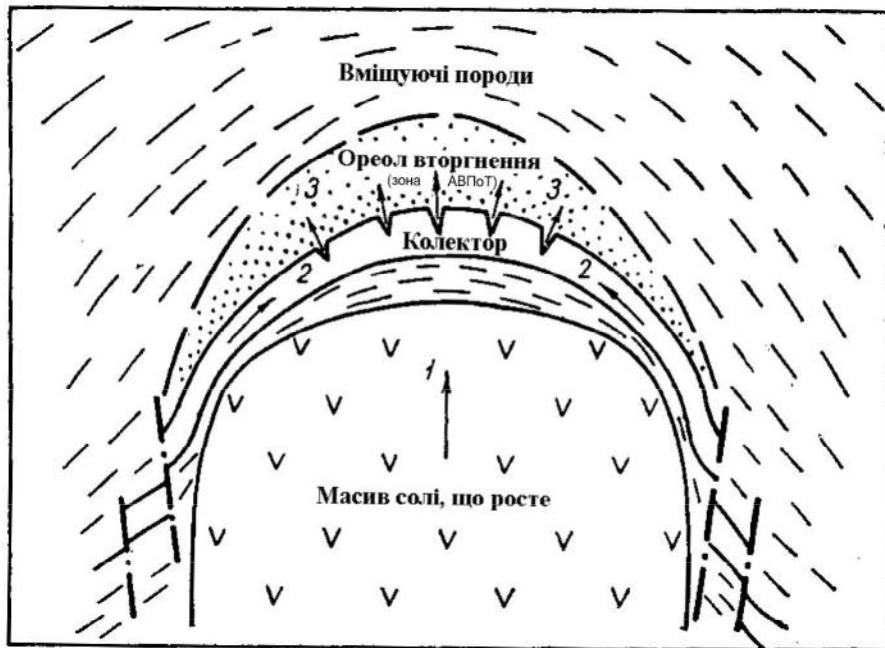


**Рисунок 7.6 – Механізм внутрішньо резервуарної міграції флюїдів у колекторі при згині його в складку в результаті дії блока консолідованого фундаменту, що піднімається [45, 48]**

*1 – напрям руху блока; 2 – напрям руху флюїдів у колекторі;  
3 – напрям витиснення флюїдів з колектора у вміщуючі породи.*

Наведемо дані про взаємозв'язок аномальності тисків у колекторах з інтенсивністю тектонічних переміщень блоків у фундаменті ДДз. За даними Н. Г. Волкова і І. Л. Соколовського [84] підвищення інтенсивності тектонічних переміщень у фундаменті ДДз простягається у південно-східному напрямі. Результати їх досліджень новітніх рухів у ДДз свідчать про те, що їх амплітуди в середньому складають 125 мм у північно-західній частині западини (Брагінсько-Чернігівський виступ), 132,7 мм у центральній і до 170,3 мм у південно-східній частині зчленування ДДз з Донбасом. У тому ж південно-східному напрямі в ДДз також збільшуються коефіцієнти аномальності пластових тисків у нафтових і газових родовищах. Відомо, що переважна більшість покладів вуглеводнів з АВПТ у Дніпровсько-Донецькій западині локалізуються в центральній і у південно-східній її частинах, де осадові утворення найінтенсивніше ускладнені соляними масивами, зростання яких відбувається, мабуть, і до теперішнього часу. Тут відомі наступні родовища, що підвищеними аномальними пластовими тисками: Кегичівське, Опішнянське, Машівське, Верхньоланнівське, Меліхівське,

Західно-Хрестищенське, Єфремівське, Західно-Медведівське та інші. Коефіцієнти аномальності тисків у покладах, як правило, підвищуються у напрямку до склепінь структур. Товщина розущільнених зон також значно збільшується над склепіннями піднять, до яких приурочені поклади вуглеводнів. Інколи завдяки міграції газу із покладів спостерігаються його скупчення в тріщинуватих карбонатних породах, що перекривають теригенні колектори, а інколи навіть у тріщинуватих хомогенних утвореннях.



**Рисунок 7.7 – Механізм внутрішньо резервуарної міграції флюїдів у колекторі при вигинанні його в складку під дією зростаючого масиву солі [45, 48]**

- 1 – напрям зростання соляного масиву; 2 – напрям міграції флюїдів у колекторі;  
3 – направлення вичавлювання флюїдів з колектора у вмещаючі породи.*

## 8 ПРИКЛАДНЕ ЗНАЧЕННЯ ВСТАНОВЛЕНОЇ ЗАКОНОМІРНОСТІ ЗАЛЕЖНОСТІ ВЕЛИЧИН ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ ВІД ТЕКТОНО- ГІДРОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ В ОСАДОВІЙ ОБОЛОНЦІ ЗЕМНОЇ КОРИ

### 8.1 Тектоно-гідродинамічні чинники використання інформації про АВПТ при пошуках нафтогазових родовищ

Використання інформації про аномально високі (або надгідростатичні) пластові тиски як пошукового критерію покладів нафти і газу є недостатньо обгрунтованою методологічною проблемою і викликає надзвичайно різне відношення до її вирішення дослідників. Результати багаторічних досліджень АВПТ у багатьох нафтогазоносних басейнах світу (див. розділ 4 - 6) дають змогу стверджувати, що природа аномально високих пластових тисків (АВПТ) досить багатогранна, і тому не можна говорити про абсолютно універсальні методики чи рекомендації, які були б ефективні для будь-якого району. На наш погляд, використання інформації про АВПТ при пошуках скупчень вуглеводнів (ВВ) необхідно розділяти на два основних напрямки: 1) використання інформації про АВПТ, як прямого показника перспектив нафтогазоносності в тих областях, де встановлено генетичний зв'язок процесів формування скупчень ВВ і формування АВПТ; 2) використання інформації про АВПТ, як непрямого показника сприятливих умов для утворення нафти і газу, формування і збереження покладів ВВ. Тут, у свою чергу, слід розрізняти:

а) використання даних про АВПТ, як показника закритості природних резервуарів;

б) використання інформації про збільшення коефіцієнтів аномальності пластових тисків ( $K_a$ ) в окремих горизонтах у напрямку до склепінь структур, кульмінаційних ділянок структурних носів, інших піднять в окремо взятих літолого-стратиграфічних горизонтах, які і є найбільш сприятливими для акумуляції скупчень ВВ.

Розглянемо перший із вказаних напрямків на прикладі конкретних районів. До числа областей, де можна в загальному випадку вважати АВПТ позитивним показником нафтогазоносності, відносять перш за все області проявлення тектонічних складкоутворювальних рухів на сучасному етапі геологічної історії Землі. В таких областях виникають ускладнення в процесі формування складчастості, деформація і стиснення природних резервуарів, а також утворюються тектонічні розриви, по яких можливі перетоки флюїдів з нижчезалягаючих у вищезалягаючі відклади. Вказані процеси викликають переформування і формування нових покладів ВВ, що характеризуються, як правило, наявністю АВПТ. Нами проводилася обробка фактичних даних на ПЕОМ для встановлення залежності коефіцієнтів аномальності пластових тисків від коефіцієнтів інтенсивності складкоутворення ( $i$ ) для цілого ряду

нафтогазопромислових районів у передгірських прогинах Альпійської складчастої системи і в авлакогенах. Як показано в розділах 4 – 5, результати досліджень свідчать, що в більшості випадків у закритих природних резервуарах складчастих областей величини коефіцієнтів аномальності пластових тисків тим більші, чим вище значення коефіцієнтів інтенсивності складчастості. Для прикладу наводимо ще раз дані по геосинклінальному схилу Передкарпатського прогину, тобто Внутрішньої зони цього прогину. Тут розвинута повна складчастість, яка характеризується високою інтенсивністю складкоутворення. Більшість утворення родовищ скупчень ВВ у вказаній зоні характеризуються АВПТ. Це родовища Старо-Самбірське, Бориславське, Іванківське, Оров-Уличнянське, Струтинське, Північно-Долинське, Космацьке, Росільнянське, Гвіздецьке, Пнівське та інші. Отримана на ПЕОМ формула залежності коефіцієнтів аномальності ( $K_a$ ) від параметра  $i$  має такий вигляд:  $K_a = 1,1486 - 2,92773 \cdot 10^{-5} i^2$ ; кореляційне відношення складає 0,9. Використовуючи дану формулу, пластові тиски на заданих глибинах можна розрахувати з рівняння  $P = 0,01 H \gamma (1,1486 + 2,9277 \cdot 10^{-5} i^2)$  в МПа. Де  $H$  – задана глибина; 1,1486 та  $2,92773 \cdot 10^{-5}$  – постійні коефіцієнти; 0,01 введено для розрахунку  $P$  в системі «СІ»;  $\gamma$  – густина пластової води.

Відносна похибка визначення пластових тисків із запропонованої формули знаходиться в допустимих межах (від 0,5 до 10 %). Середнє значення відносної похибки розрахунків при перевірці формули на прикладі 18 покладів ВВ склало  $\pm 4,6$  %. Методика прогнозування величин пластових тисків за кількісними характеристиками структур до початку глибокого буріння пошуково-розвідувальних свердловин з прикладами її впровадження у різних нафтогазоносних областях детально наведена в підрозділах 5 і 6.

Виявлена залежність коефіцієнтів аномальних пластових тисків від інтенсивності складчастості дає можливість зробити висновки про те, що у складчастих областях, де розвинута повна і проміжна складчастість АВПТ, є, в основному, наслідком інтенсивного стиснення природних резервуарів при складкоутворенні. У цей самий час високі пластові тиски в природних резервуарах таких областей виникали, на нашу думку, одночасно з формуванням і переформуванням покладів ВВ у процесі росту складок. При проведенні якісного аналізу розподілу складчастості і скупчень ВВ в складчастій зоні Карпат, наприклад, І. В. Висоцький прийшов до висновку, що тут процес формування нафтогазоносних покладів слід пов'язувати з пізньопліоценовим часом, коли почалось формування структурних форм, до яких приурочені родовища вуглеводнів [57, с. 300]. Цей висновок І. В. Висоцького знаходить підтвердження у виявлених нами кількісних зв'язках коефіцієнтів аномальності пластових тисків з коефіцієнтами інтенсивності складок, тобто дає підстави говорити про одночасність і генетичний зв'язок росту структур, утворення покладів ВВ і формування АВПТ в природних резервуарах, що приурочені до структур у складчастих областях. Таким чином, наприклад у геосинклінальній зоні Передкарпатського прогину і у Скибовій зоні Карпат,

інформація про АВПТ в загальному випадку може розглядатися, як прямий позитивний показник при пошуках покладів нафти і газу. Аналогічні кількісні зв'язки між аномальністю пластових тисків і інтенсивністю продуктивних складчастих структур простежуються також, наприклад, в Терсько-Сунженській зоні Передкавказького прогину, у передгірських прогинах Румунських Карпат, Західно-Туркменській западині та в інших тектонічно активних районах світу (див. розділ 6).

Розглянемо коротко 2-й напрямок – використання інформації про АВПТ, як непрямого показника для оцінки перспектив нафтогазоносності. При цьому слід зупинитися на використанні даних про АВПТ, як ознаки закритості природних резервуарів. АВПТ можна, напевно, розглядати як негативну ознаку при оцінці умов збереження покладів ВВ тільки в тих районах, де відсутні покришки або де зім'яті в складки колектори, внаслідок ерозії їх склепінь, виходять на поверхню. Негативну роль АВПТ може зіграти і за наявності тектонічних розривів, що досягають денної поверхні. В таких умовах можуть відбуватися руйнації покладів ВВ, але за наявності таких умов АВПТ у колекторі, в принципі, перестає існувати як *і безпосередньо поклад вуглеводнів промислового значення*. У районах, що характеризуються заляганням порід-колекторів на великих глибинах під покришками, у блоках, ізольованих тектонічними розривами, АВПТ слід розглядати, все ж таки як позитивну ознаку при пошуках покладів нафти і газу, тому що збереження високих значень АВПТ може в даному випадку свідчити про закритість і герметичність природного резервуару і про умову поганого водообміну в ньому. Як приклад розглянемо площу Лопушна в Покутсько-Буковинських Карпатах, де під насувом осадових відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину є соленосні моласи Самбірської підзони, то розкриті автохтонні утворення верхньої крейди і юри. Із свердловини № 3 з глибини нижче 4197 м було отримано вільний фонтан нафти з дебітом до 500 т/добу. Нафта є легкою з густиною 0,856 г/см<sup>3</sup>. Розкритий нафтовий поклад на площі Лопушна має АВПТ, в той час як в цих відкладах, не перекритих насувом Карпат в північно-західній частині Зовнішньої зони Передкарпатського прогину локалізуються газові поклади з аномально низькими пластовими тисками. Можна припускати, що у формуванні і особливо зберіганні АВПТ в Лопушнянському нафтовому покладі відіграє роль захороненість природного резервуару під насувом порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, а можливо і *підтоки* флюїдів, у тому числі і вуглеводневих, з нижче залягаючих відкладів (чому приділяється увага у підрозділі 8.1.1) саме тому в покладі сформувалося АВПТ. Відкриття Лопушнянського нафтового родовища означає новий напрямок пошуків нафти і газу в західних областях України. За даними польових геофізичних досліджень, платформові автохтонні відклади під Карпатами простягаються також і на захід від Лопушни і виходять далеко за межі тектонічного покрову

Покутсько-Буковинських складок. Під насувом Карпат можуть опинитися нафтогазоносні автохтонні відклади в платформовій фації не тільки мезозою, але і палеозою.

Як інший приклад, що вказує на те, що АВПТ є ознакою закритості природного резервуару, можна навести дані про розподіл пластових тисків у Дніпрово-Донецькій западині (ДДЗ), де в південно-східній частині тільки на Єфремівському родовищі пластовий тиск у хомогенній товщі нижньої пермі перебуває у відповідності з нижче- і вищезалягаючими продуктивними горизонтами в теригенних відкладах нижньої пермі і верхнього карбону. На площах Західно-Медведській, Меліховській, Кегічевській пластовий тиск у скупченнях газу в кавернозних і тріщинуватих вапняках і алевролітах, ізольованих в хомогенній покривці, значно вище пластових тисків у продуктивних горизонтах, які залягають нижче по розрізу. Більш високі значення пластових тисків у продуктивних колекторах, ізольованих у хомогенній товщі нами пояснюється, по-перше, їх закритістю і, по-друге, їх тектонічним стисненням внаслідок формування соляних куполів.

Особливий підхід до оцінювання АВПТ як показника закритості природних резервуарів необхідно робити в районах з розвитком грязевого вулканізму. Наприклад, у відкладах Індольського прогину Керченського півострова в аналогічних за будовою районах із збільшенням глибини різко зростає аномальність пластових тисків, незважаючи на явну, в деяких випадках, розгерметизованість природних резервуарів, про що свідчать факти витиснення з них флюїдів, які прихопивши уламковий матеріал, утворюють грязеву брекчію. Високі значення АВПТ в даному випадку ми пов'язуємо з інтенсивним підтоком флюїдів з нижчезалягаючих бітумінозних утворень, а також, не виключено, з більш високою швидкістю стиснення занурених природних резервуарів у процесі неотектонічних рухів порівняно із темпом виходу з них флюїдів.

Великий інтерес при пошуках ВВ на великих глибинах у ДДЗ (нижче утворень солей девону) являють собою водоносні горизонти, що перебувають в екстримальних термобаричних умовах. Експерименти свідчать про те, що в умовах АВПТ і високих температур розчинність газу у воді значно збільшується. Так, за даними американських дослідників Л. Прайса і Дж. Форготстона седиментаційні води в умовах температур 200 °С і вище значно збільшують свою властивість розчинювати в собі метан. Вказана температура існує у відкладах на достатньо великих глибинах, де діє значний геостатичний тиск вищезалягаючих порід. За Л. Прайсом і Дж. Форготстоном [41, 42] у відкладах при пластових тисках, які існують на глибині 6 тис. м в 160 л води розчиняється 2,6 м<sup>3</sup> метану, у той час як у вказаній кількості води під тиском, що існують на глибинах 9 тис. м, розчиняються 28 м<sup>3</sup> газу, тобто у 10 раз більше. За даними Газової Асоціації Америки запаси газу, що

розчинені у воді в занурених відкладах на глибинах 6 - 9 тис. м тільки в межах штатів Техас і Луїзіана, становлять 85 трлн. м<sup>3</sup>.

У зв'язку з вищенаведеним, водоносні горизонти, що характеризуються АВПТ і високими значиннями температур на глибинах більше 7 тис. м в ДДЗ, Внутрішній зоні і Передкарпатського прогину та в інших регіонах, у процесі розвитку техніки надглибинного буріння свердловин у широкому масштабі, повинні стати об'єктами детального дослідження з метою видобутку газу шляхом видобування напірних вод і сепарування газу із води на поверхню.

### **8.1.1 Можливість прогнозування глибоко занурених покладів вуглеводнів за даними АВПТ**

У платформових областях флюїдоносні природні резервуари, як правило, характеризуються нормальними або навіть аномально низькими пластовими тисками. Прикладами можуть служити газові поклади в межах Скіфської плити Ставропольського і Каракумського підняття, платформового схилу Передкарпатського прогину. У платформних областях у осадових товщах розвинута полого складчатість платформового і перехідного типу, яка характерна для районів, де не проходили інтенсивні складкоутворювальні неотектонічні процеси [48, 83].

Однак інколи, незважаючи на стабільні умови, в деяких випадках у таких зонах бувають завищені і аномально високі пластові тиски.

Яскравим прикладом вказаного може слугувати Лопушнянське родовище нафти і газу у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, яка являє собою його платформний схил [83].

Більшість родовищ вуглеводнів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину належать до пологих, слабо стиснених антикліналей, які характеризуються дуже низькими значеннями коефіцієнтів інтенсивності структур і, як правило, низькими величинами  $K_a$  це показано у таблиці 4.4. Вік відкладів, до яких приурочені відкриті на даний час поклади вуглеводнів, від неогенових до юрських включно.

Але, в крейдяно-юрському природному резервуарі Лопушнянського нафтогазового родовища зафіксовані АВПТ з коефіцієнтом аномальності  $K_a$ , рівним 1,8.

Процес формування АВПТ у нафтогазоносних природних резервуарах є багатофакторний. Основні фактори, що впливають на підвищення величин пластових тисків у природних резервуарах відображається рівнянням (1.2) див. розділ «Вступ». Але, як правило, при формуванні АВПТ, завжди є фактор, який відіграє домінуючу роль. Наведено рівняння, у якому показані фактори формування АВПТ:

$$P_{\text{НГПТ}} = P_{\text{н.гидр.}} + (\Delta P_{\text{обл.ж}} + \Delta P_{\text{ущ.}} + \Delta P_{\text{дх,у}} + \Delta P_{\text{Т}} + \Delta P_{\text{кат.}} + \Delta P_{\text{підт.}}),$$

де  $P_{н.г\text{др}}$  – нормальний гідростатичний тиск;  $\Delta P_{обл.ж}$  – додатковий тиск завдяки гіпсометричному перевищенню області живлення над природним резервуаром;  $\Delta P_{ущ.}$  – додатковий пластовий тиск, що виникає в процесі їх ущільнення;  $\Delta P_{\delta x,y}$  – додатковий пластовий тиск, що виникає в колекторах при інтенсивному складкоутворюванні;  $\Delta P_T$  – додатковий тиск, який виникає завдяки аномальним пластовим температурам у відкладах, що призводить до збільшення об'ємів газів, які є у відкладах;  $\Delta P_{кат}$  – додатковий пластовий тиск, який може виникнути в нафтогазовій суміші на стадії пізнього катагенезу, якщо у відкладах ще є органічна речовина, яка повністю не переробилась у попередні етапи фази катагенезу,  $\Delta P_{підт.}$  – додатковий пластовий тиск в природному резервуарі, який виник і підтримується завдяки підтокам флюїдів із нижчезалягаючих джерел по тектонічних розривах.

Розглянемо можливості дії кожного з перелічених факторів формування АВПТ нафтового родовища Лопушня.

Підвищення пластового тиску в Лопушнянському природному резервуарі не можна пов'язувати з  $\Delta P_{обл.ж}$  ні з боку Карпат, ні з боку Українського кристалічного щита. Цей природний резервуар міститься у відкладах платформового схилу Передкарпатського прогину, де він є ізольованим з південного заходу та північного сходу тектонічними порушеннями (рис. 8.1).

Фактор  $\Delta P_{ущ.}$  також у даний час не впливає на формування та підтримання АВПТ у природному резервуарі Лопушнянського родовища, бо ущільнення верхньокрейдових і юрських відкладів вже відбулися. Якщо на стадії діагенезу ущільнення порід впливало на підвищення пластового тиску, то після, впродовж тривалого часу, тиск у природному резервуарі зрівноважився.

Важко уявити, що в природному резервуарі Лопушнянської площі АВПТ виник завдяки складкоутворенню у відкладах платформного схилу Передкарпатського прогину. Лопушнянська складка є дуже пологою, площа її дорівнює  $72 \text{ км}^2$ , амплітуда 400 м. Таким чином, коефіцієнт інтенсивності Лопушнянської структури дорівнює всього 5.5.

Фактор  $\Delta P_T$  також не є причиною виникнення АВПТ у платформовому резервуарі. В таблиці 8.1 наводиться інформація про заміряні пластові температури в межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Температурні аномалії тут відсутні. До того ж з таблиці 9.1 видно, що температура відкладів на аномальність пластових тисків у природних резервуарах у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину не впливає. Так, на глибині 2058 м в піщаному газоносному горизонті (неоген) при  $t = 64 \text{ }^\circ\text{C}$  коефіцієнт аномальності пластового тиску ( $K_a$ ) дорівнює 1,17, у той час як нижче на глибині 2075,5 м в піщаному газоносному прошарку при майже тій самій температурі ( $65 \text{ }^\circ\text{C}$ ),  $K_a$  дорівнює 1,08. В газоносному піщаному горизонті (неоген) Більче-Волицького родовища на глибині 1116 м при  $t = 42,7 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $K_a$  початкового пластового тиску дорівнює 0,95, у той час як в розрізі



Мединичського родовища в газоносному піщаному горизонті неогену при  $t = 59\text{ }^{\circ}\text{C}$  коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску був за величиною 0,98, тобто практично, як і при  $t = 42,7\text{ }^{\circ}\text{C}$  в розрізі Більче-Волицького родовища.

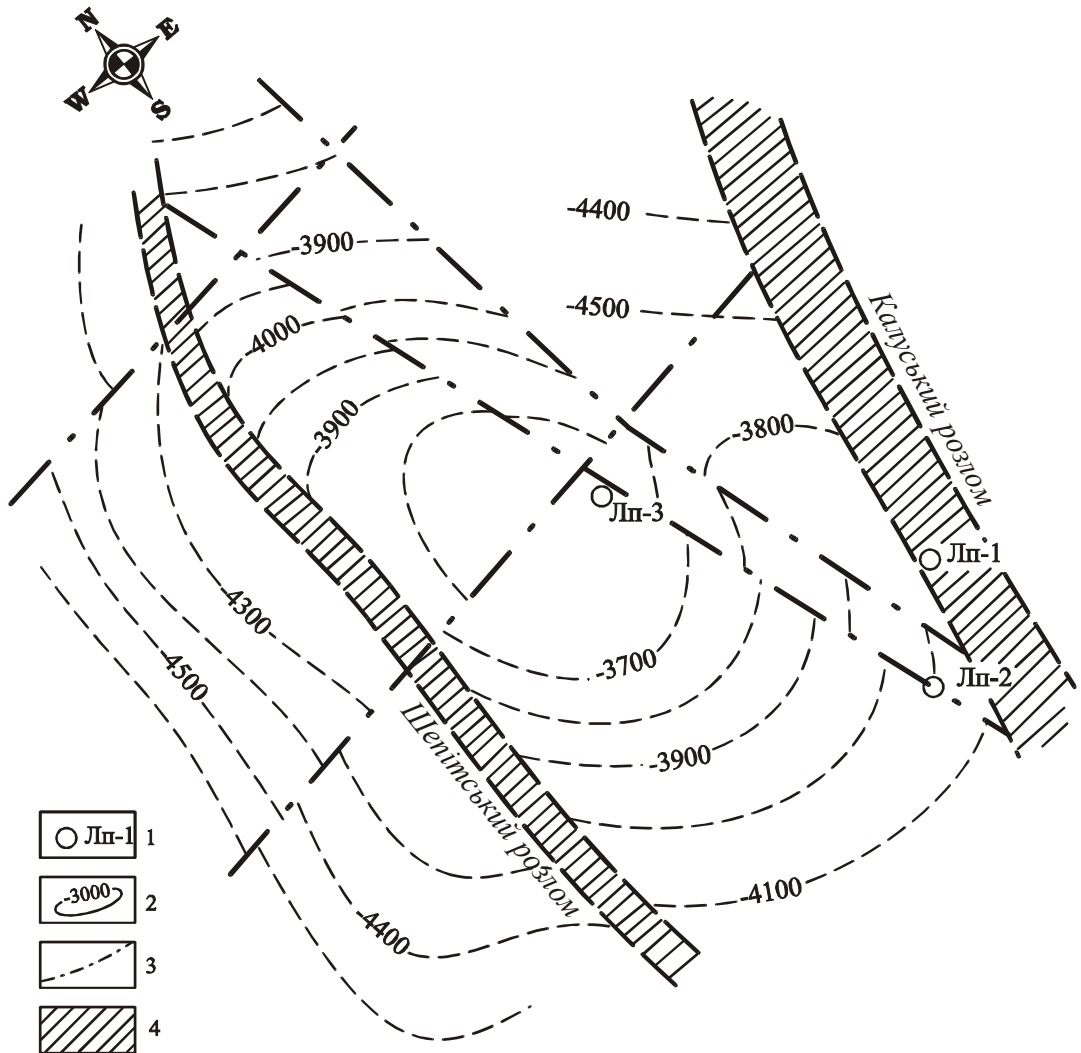
Катагенетичні процеси, які б могли сформувати АВПТ у крейдяно-юрських природних резервуарах Зовнішньої зони, не можна уявити. Згідно з результатами досліджень, проведених науковцями Французького інституту нафти разом з фахівцями ІФНТУНГ в Карпатах у 1990 році з застосуванням пересувної геохімічної станції «Рок-Аваль», яка дає змогу оперативно визначити вміст сорбованих вуглеводнів у гірських породах та залишкового органічного вуглецю встановлено, що відклади крейди і юри платформового схилу Передкарпатського прогину не відносяться до високозбагачених органічною речовиною товщ, вміст якої тут, наприклад, в юрських породах менше 1 % за об'ємом досліджуваних взірців.

Щодо фактора  $\Delta P_{\text{підт}}$ , то цей фактор, може впливати на формування АВПТ в окремих природних резервуарах у Зовнішній зоні Перекарпатського прогину.

Так, природний резервуар Лопушнянського родовища розсічений двома тектонічними розривними порушеннями карпатського простягання, які іменуються Шепітським та Калуським розломами (рис. 8.1). Крім цього, Лопушнянська структура ускладнена ще поперечними та повздожніми тектонічними порушеннями скидового характеру. З цими тектонічними розривами, а особливо Шепітським та Калуським розломами, можна пов'язувати підток вуглеводнів з нижчезалягаючого джерела, що є причиною формування та постійного підтримування АВПТ у Лопушнянському нафтогазовому родовищі. На наявність джерела вуглеводневих газів вказують також результати геохімічних досліджень, які на Лопушнянській площі геологами та науковцями проводились ІФНТУНГ в 1990-1994 роках. У Лопушнянській площі були виявлені чіткі газогеохімічні аномалії, які приурочені до зон тектонічного дроблення, що пов'язані з Калуським та Шепітським розломами. Ми не пов'язуємо виявлені газогеохімічні аномалії тільки з наявністю Лопушнянського нафтогазового покладу в крейдово-юрських відкладах, тому що контури газогеохімічних аномалій не співпадають з контурами покладу і, як правило, зсунуті в напрямку тектонічних порушень. На наш погляд газогеохімічні аномалії на Лопушнянській площі генеруються не тільки вже відкритим нафтовим покладом, а і потужним джерелом вуглеводнів на глибині. Цим джерелом може бути скупчення вуглеводнів значних розмірів. Глибинний тиск цього накопичення орієнтовно може бути визначений за формулою:

$$P = g \cdot \rho \cdot H, \text{ [Па]}$$

де  $H$  – глибина;  $g$  – прискорення вільного падіння,  $m/c^2$ ;  $\rho$  – середнє значення густини пластових вод водоносних горизонтів, які розміщені в товщі гірських порід від денної поверхні до глибини  $H$ ,  $kg/m^3$ .



**Рисунок 8.1 – Структурна карта відбиваючого горизонту у відкладах мезозою [83]**

*1 – глибокі пошукові свердловини; 2 – ізогіпси покрівлі відбиваючого горизонту;  
3 – повздожні та поперечні скиди; 4 – зони розломів*

Якщо рахувати, що визначене в природному резервуарі Лопушнського родовища АВПТ є наслідком трансформації тиску із області вуглеводневого накопичення на глибині, з яким Лопушнянський нафтогазовий поклад

пов'язаний тектонічними розривами та утворює з ним єдину гідродинамічну систему, то встановлений початковий тиск у нафтовому покладі у крейдяно-юрських відкладах 77 МПа відноситься до глибинного вуглеводневого накопичення.

Таким чином, глибину прогнозного вуглеводневого накопичення на Лопушнянській площі можна визначити за формулою  $H = P/\rho g$ .

Розрахунки показують, що на Лопушнянській площі середнє значення  $\rho$  можна вважати рівним  $1280 \text{ кг/м}^3$ , тоді  $H = 77 \cdot 10^6 / 9,81 \cdot 1280 = 6132 \text{ м}$ .

Визначена глибина 6132 м відповідає відкладам палеозою та породам більш древнього віку.

Таблиця 8.1 - Заміряні температури в деяких родовищах вуглеводнів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (за Орловим О. О., 1983 р.)

Родовище, площа	Глибина, м	Температура, °С	Геотермічна ступінь	Коефіцієнт аномальності
Залужани	2075,5	65	37	1,08
Пинянське	2058	64	37,4	1,17
Садковичі	1345	37	47,9	0,87
Кавське	845	33	35,3	0,90
Мединичі	1393	59	27,8	0,98
Більче-Волиця	1116	42,7	33	0,95
Угорське	1091	39	36,3	0,93
Косовське	792	26	46,4	-
Ковалівсько-Черешенське	2025	66	35,5	0,91
Великі Мости	2394	60	46,9	1,04
Середнє значення геотермічної ступені в границях досліджуваних глибин 38,4 м на 1 °С				

### 8.1.2 Методика корегування напрямку вводу в буріння пошуковорозвідувальних свердловин за даними $K_a$

За збільшенням значень величин коефіцієнтів аномальності  $K_a$  пластових тисків у колекторах можна корегувати напрямок пошуковорозвідувального буріння з метою як найшвидшого уточнення місця розташування склепінь структур, де є найбільш сприятливі умови накопичення нафтогазових покладів. Аналіз величин  $K_a$  початкових пластових тисків у природних резервуарах у нафтогазоносних областях світу показав, що величини  $K_a$  закономірно зростають у напрямку від крил до склепінних ділянок складок [84].

На рисунку 8.2 наведено приклад встановленої закономірності збільшення величини  $K_a$  від крил і перекліналей у напрямку склепіння на

високоамплітудній (крутій) Гвіздецькій структурі у Передкарпатському прогині.

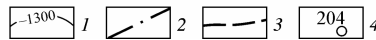
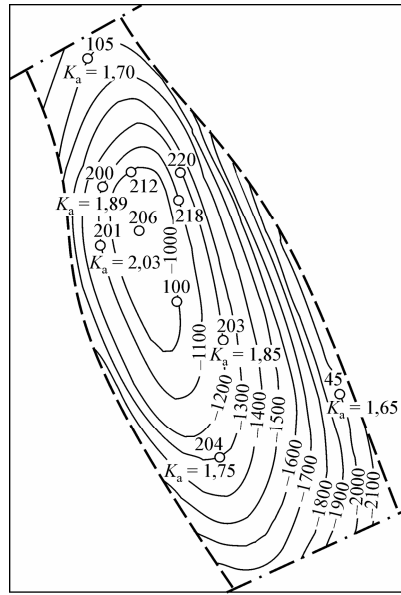
Так, у нафтовому покладі верхнього олігоцену цього родовища  $K_a$  має наступний розподіл відповідно початкових пластових тисків. У св. №45 по ізогіпсі мінус 2000 м  $K_a = 1,65$  (східне крило складки); по ізогіпсі мінус 1300 м в св. №204  $K_a = 1,75$  (південно-східна перикліналь); по ізогіпсі мінус 1200 м (майже склепінна частина складки) в св. №203  $K_a = 1,85$ ; в склепінній структурі в свердловинах № 218 і № 212 коефіцієнти аномальності сягають максимальних значень 2,03. На західному крилі структури гіпсометрично нижче у св. № 200 на ізогіпсі мінус 1100 м  $K_a$  зменшується до 1,89. Далі на відмітці, що відповідає ізогіпсі мінус 1800 м (північна перикліналь)  $K_a$  зменшується до 1,70 (св. № 105). Таким чином, можна чітко простежувати на прикладі Гвіздецького родовища, закономірність збільшення  $K_a$  від крил і перекліналей у напрямку склепіння.

Наведемо приклад розподілу величини  $K_a$  на малоамплітудній (дуже пологій) Тульській структурі Східно-Кубанського прогину в нижньокрейдяних відкладах (рис. 8.3). Тут у вказаному стратиграфічному комплексі зафіксовані різні величини зміни коефіцієнту аномальності.

У св. № 29, яка розташована в східній частині структури у водоносних нижньокрейдяних відкладах на глибині 1510,5 м  $K_a=1,01$ . У західному напрямку від цієї ділянки, гіпсометрично вище у св. № 46, в присклепінній частині структури, де знаходиться скупчення нафти на глибині 1378,5 м  $K_a$  збільшується до 1,07. У св. № 3Т, яка розташована в північній частині площі, у водоносних нижньокрейдяних відкладах на глибині 1623 м  $K_a=1,01$ . У південному напрямку, тобто до склепіння структури,  $K_a$  закономірно збільшується, спочатку до 1,03 (св. № 1Т, глибина 1975 м), далі до 1,04 (св. № 2Т, глибина 1514,5 м). У склепінній структурі (західна ділянка склепіння) величина  $K_a$  закономірно збільшується і досягає 1,09 (св. № 30, глибина 1300 м). Тут локалізується газоконденсатний поклад. На східній ділянці склепіння структури, що відділяється від західної ділянки сідловиною,  $K_a = 1,08$ . Тут вже є нафтовий поклад (в св. № 46  $K_a = 1,07$ ). В південному напрямку від склепіння структури у водоносних нижньокрейдяних відкладах  $K_a$  на ізогіпсі мінус 1160 м понижується до 1,05 (св. № 36, глибина 1465,5 м).

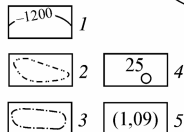
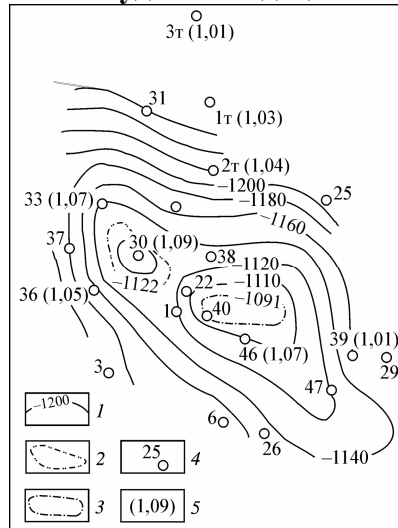
Незважаючи на те, що Тульська структура є дуже пологою на відміну від Гвіздецької в її межах також чітко проявляється закономірність збільшення  $K_a$  від крил і перпендикулярних у напрямку до локальних склепінь.

Вказана закономірність, крім наведених прикладів вивчалась у продуктивних горизонтах на багатьох структурах Передкарпатського прогину, Дніпровсько-Донецької западини, Скіфської плити північного Криму (табл. 8.2) і в інших регіонах за межами України. Повсюди відмічалось



1 – ізогіпси покрівлі горизонту, м; 2 – тектонічні порушення;  
3 – лінії локальних насувів складок; 4 – свердловини.

**Рисунок 8.2 – Розподіл величин коефіцієнтів аномальності пластових тисків у продуктивному горизонті верхнього олігоцену високоамплітудної Гвіздецької складки**



1 – ізогіпси покрівлі верхньокрейдяних відкладів, м; 2 – контур газоконденсатного покладу;

3 – контур нафтового покладу; 4 – свердловини; 5 – значення  $K_a$ .

**Рисунок 8.3 – Розподіл величин коефіцієнтів аномальності пластових тисків в продуктивному горизонті верхньокрейдяних відкладів Тульської структури**

закономірне збільшення величини  $K_a$  від крил і перекліналей у напрямку до склепінь антиклінальних структур. Це вказує на те, що цю закономірність можна застосовувати при бурінні пошуковорозвідувальних свердловин, забезпечуючи зменшення їх кількості, часу і витрат для визначення склепінь антиклінальних структур де є сприятливі умови для формування покладів вуглеводнів (патент України [84]). Методика корегування напрямку вводу в буріння пошуково-розвідувальних свердловин за даними  $K_a$  впровадження у виробництво Стрийським ВБР, що підтверджено довідкою про впровадження та ефективність використання.

Таблиця 8.2 - Розподіл величин  $K_a$  в нафтогазоводоносних структурах України, що свідчить про підвищення коефіцієнтів аномальності початкових пластових тисків у склепіннях антикліналей

Структура, горизонт	Положення свердловини на структурі	№ св.	$K_a$	Газ, нафта, вода	Глибина, м	$P_{г\text{ідр}}$	$P_n$ , МПа	Надлишковий тиск, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<u>Внутрішня зона Передкарпатського прогину</u>								
1. Космацька, олігоцен-3	Склепіння	10-к	1,30	Газ, кульмінаційна частина	2800	29,4	36,2	6,8
--"--	Крило південно-західне	5-к	1,23	ВГК	3100	32,6	38,1	5,5
--"--	Перекліналь південно-східна	5-рак	1,22	Вода	3150	33,1	38,4	5,3
--"--	--"--	2-рак	1,15	Вода	3500	36,8	40,3	3,5
2. Росільнянська, еоцен	Склепіння	13-р	1,37	Газ	2722	28,6	37,2	8,6
--"--		13-р	1,30	ВГК	3002	31,5	39,0	7,5
--"--	Перекліналь південно-східна	2-як	1,25	Вода	3200	33,6	40,0	6,4
3. Гвіздецька, олігоцен-еоцен (рис.4.4)	Склепіння	200	2,4	Нафта	1485,5	15,6	36,0	20,4
--"--	--"--	200	2,03	ВНК	1985,5	20,9	40,2	19,3
--"--	Перекліналь північно-західна	105	1,86	Вода	2185	22,9	40,6	17,7
--"--	Крило південно-східне	45	1,65	Вода	2685	28,2	44,3	16,1

Продовження таблицьки 8.2								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4. Іваніківська, олігоцен	Склепіння	7	1,6	Газова шапка, кульмінацій на частина (над ВНК висота нафтового покладу 400 м і газовий поклад 150 м)	2475	26,0	40,0	14,0
--"--	Крило південно-західне	5-у	1,43	ВНК	3025	31,8	43,3	11,5
--"--	Перекліналь північно-східна	8-из	1,42	вода	3050	32,0	43,3	11,0
<u>Зовнішня зона Передкарпатського прогину</u>								
1. Хідновичська геміантикліналь НД-1	Північно-західне крило	20	0,30	газ	840-737	2,48	8,23	--"--
--"--	Присклепінна частина	29	0,41	--"--	1105-1000	4,49	10,7	--"--
--"--	Східно-південна перекліналь	102	0,09	--"--	937-800	0,81	9,11	--"--
--"--	Східно-південна перекліналь	105	0,08	--"--	934-918	0,75	9,11	--"--
--"--	Західне крило	116	0,28	--"--	940-777	2,6	9,21	--"--
--"--	Центр склепіння	144	0,60	--"--	1450-1171	8,64	14,2	--"--
2. Садковичі НД-3	Північно-східне крило	63	0,45	--"--	1260-1102	5,58	12,3	--"--
--"--	Склепіння	72	0,66	--"--	1300-1082	12,7	8,39	--"--
--"--	Східно-південна перекліналь	73	0,42	--"--	1295-1073	12,6	5,4	--"--
3. Залужанська геміантикліналь НД-9	Східне крило	23	0,49	--"--	2558-2330	10,9	22,5	--"--
--"--	Південне крило	45	0,55	--"--	2580-2346	12,3	22,0	--"--

Продовження таблицьки 8.2								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
--"--	Східне крило	47	0,59	--"--	2580-2335	13,1	22,0	--"--
--"--	Східне крило	52	0,53	--"--	2377-2358	12,3	22,8	--"--
--"--	Присклепінна частина	56	0,66	--"--	2513-2275	14,4	21,7	--"--
4. Любешівська НД-9	Південно-східна перекліналь	5	0,81	--"--	770-760	7,54	6,16	--"--
--"--	Присклепінна частина	11	0,89	Газ	774-754	6,58	7,32	--"--
--"--	Склепіння	12	0,98	--"--	779-773	7,49	7,64	--"--
--"--	Присклепінна частина	13	0,91	--"--	773-754	6,69	7,35	--"--
<u>Дніпровсько-Донецька западина</u>								
1. Монастирищенська, нижній карбон	Присклепінна частина	4	1,1	Нафта	3300	33,7	35,5	1,8
--"--	--"--	4	1,1	ВНК	3355	34,5	36,0	1,3
--"--	Крило північно-східне	2	1,07	Вода	3445	36,0	36,9	0,9
--"--	Крило південно-західне	8	1,07	Вода	3450	36,2	36,9	0,7
--"--	Перекліналь північно-західна	5	1,06	Вода	3500	36,8	37,1	0,3
2. Леяківська, нижня пермь-верх. карбон	Присклепінна частина	1-р	1,02	Нафта	1800	18,0	18,36	0,36
--"--	--"--	1-р	1,02	ВНК	1850	18,6	18,9	0,30
--"--	Крило східне	15;24	1,01	Вода	1940	19,6	19,6	0,1
3. Кегичевська нижня пермь	Склепіння	11	1,7	Газ, кульмінаційна частина	2332	24,0	27,3	3,3
--"--	--"--	11	1,06	ВГК	2882	29,9	30,4	0,5
--"--	Крило, західне	12	1,04	Вода	2950	30,4	30,7	0,3
4. Шебелинська, нижня пермь – верхній карбон		149;200	1,5	Газ (кульмінаційна частина)	1430	14,7	21,56	6,86
--"--	Склепіння	200	1,14	ВГК	2430	25,0	27,95	3,0
--"--	Крило, північно-східне	350	1,10	Вода	2650	27,3	29,15	1,85



Продовження таблицьки 8.2								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
5. Західно-Крестищенська, середній карбон	Склепіння	103	1,21	Газ, кульмінаційна частина структури	3400	35,0	41,4	6,4
--"--	Склепіння	103	1,13	ВГК	4000	41,2	45,2	4,0
--"--	Крило південне	8	1,10	Вода	4100	42,2	45,1	2,9
--"--	Крило північне	11	1,10	Вода	4090	42,1	44,9	2,8
6. Західно-Медве-дівська, нижня пермь, верх. кар-бон	Склепіння	5	1,22	--"--	3550	369,5	43,3	6,8
--"--	Склепіння	5	1,15	ВГК	4000	41,2	46,2	5,0
--"--	Крило західне	4	1,1	Вода	4250	43,8	46,6	2,8
<u>Північний Крим</u>								
1. Західно-Октябрьська, нижня крейда	Склепіння	52	1,30	Газ, кульмінаційна частина	2780	28,0	36,3	8,3
--"--	Склепіння	52	1,19	ВГК	3380	34,1	40,1	6,0
--"--	Крило північне	37	1,14	Вода	3540	35,6	40,3	4,7
2. Октябрьська, нижня крейда	Склепіння	4	1,10	Нафта, у перерахунку на ВНК	2709	27,4	29,8	2,4
--"--	Присклепінна частина	1	1,10	--"--	2709	27,4	29,8	2,4
--"--	Присклепінна частина	7	1,02	Вода	2920	29,5	29,8	0,3
--"--	Присклепінна частина	8	1,02	Вода	3010	30,4	30,7	0,3

### 8.1.3 Методика визначення коефіцієнта збільшення тріщинної проникності порід у склепіннях складок

Встановлено, що чим більша величина параметра  $i$  (див. розділи 4-5), тим сильніше пласт колектора вигнутий у складку. Дослідження також показали, що інтенсивність збільшення тріщиної проникності підвищується в напрямку склепінної частини складки. Причому, коефіцієнт збільшення тріщиної проникності в напрямку її склепіння прямопропорційний величині параметра  $i$  (рис. 8.4). Знаючи величину коефіцієнта інтенсивності складки  $i$ , можна графічно або математично визначити коефіцієнт збільшення

тріщинуватості проникності пласта, яка виникає при вигинанні його в складку [85]. Коефіцієнт збільшення тріщинної проникності ( $K_{зб.тр.}$ ) – це відношення тріщинної проникності в склепінні складки (яка виникла завдяки лише складкоутворювальному процесу –  $K_{скл.}$ ) до звичайної тріщинної проникності ( $K_T$ ), яка не враховує окремо складкоутворення, а існує в пласті в результаті дії всіх причин її виникнення. Це тріщини всихання в давніх відкладах, тріщини гідратації і дегідратації, а також тріщини, які виникли в породах при зміні їх гіпсометричного положення в земній корі внаслідок виникнення вертикально направлених тектонічних дій.

$$K_{зб.тр.} = K_{скл.} / K_T.$$

Звичайну тріщинну проникність визначають за формулою Е. М. Смехова, яка детально розглянута в [86]:

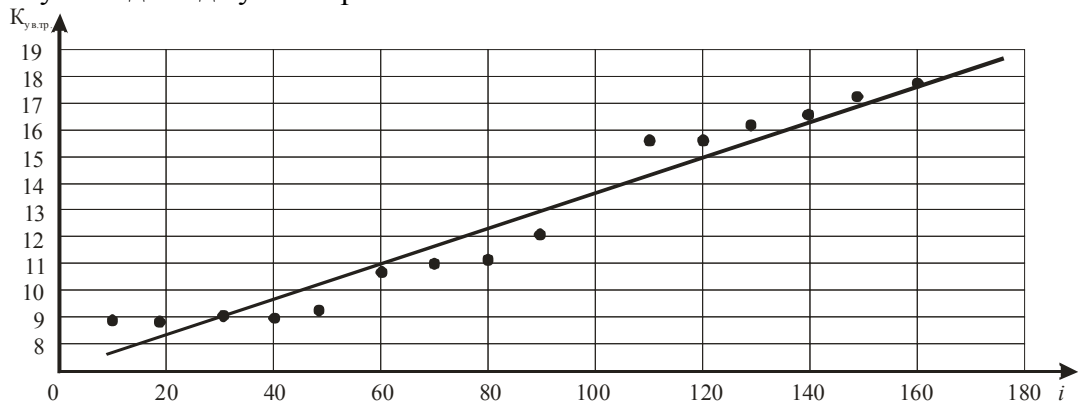
$$K_T = 8,45 \cdot 10^6 \cdot b^3 \cdot m_T,$$

де  $K_T$  - тріщинна проникність,  $m^2$ ;  $b$  – ширина тріщини,  $10^{-2}$  м;  $m_T$  – тріщинна пористість ( в долях від одиниці). Тріщинна пористість  $m_T = (b \cdot l) / S$ , де  $l$  – сумарна довжина тріщин у взірці породи ( з керну, або з відслонення) на досліджуваній поверхні  $S$ , в  $10^{-4.1}$   $m^2$ .

Як вже було доведено в розділах 4-5, параметр  $i = h/s$ , де  $h$  – амплітуда складки (в м) і  $s$  - її площа в  $км^2$ , якщо розглядати коефіцієнт інтенсивності складки  $i$ , як емпіричний коефіцієнт, або  $10^{-6}$   $км^2$  (при вимірюванні  $s$  в абсолютних одиницях).

Результати дослідження залежності  $K_{зб.тр.} = f(i)$  у Внутрішній і Зовнішній зонах Передкарпатського прогину і в інших нафтогазоносних областях України показали, що ця залежність у складчастих областях існує всюди і дозволяє визначити коефіцієнт  $K_{зб.тр.}$  залежно від величини  $i$ . Шляхом комп'ютерної обробки статистичних даних одержана формула для визначення  $K_{зб.тр.}$ :  $K_{зб.тр.} = 0,0598i + 9,1795$ . Коефіцієнт кореляції складає 0,9.

Методика захищена патентом [85] і використовується аспірантами в Івано-Франківському національному технічному університеті при проведенні науково-досліджуваних робіт.



**Рисунок 8.4 – Залежність коефіцієнта збільшення тріщинної проникності від коефіцієнта інтенсивності складки ( $i$ ). за О. О. Орловим, О. М. Трубенком, 2002 [85]**

## 8.2 Методика визначення тектонічних напруг у породах за даними пластових тисків для прогнозування землетрусів і викидів газу та вугілля в шахтах

Згідно з загальноприйнятою точкою зору землетруси – це стресове розвантаження тектонічних напруг у земній корі, які накопичуються в ній еволюційно в результаті дії тектонічних зусиль.

На сьогодні немає методів прогнозування точного часу початку землетрусів. Існуючі методи прогнозу землетрусів, як правило базуються на проведенні геофізичних польових досліджень із застосуванням спеціальних конструкторських технічних засобів. Існують також природні передвісники, що вказують на наближення землетрусів: поведінка тварин, птахів, акваріумних рибок тощо.

Серед методів прогнозування землетрусів особливе місце займає метод за даними сейсмічних досліджень, оскільки проходження в гірських породах сейсмічних хвиль залежить від нарощування тектонічних напруг у гірських породах. Спостереження за швидкостями сейсмічних хвиль, наприклад на геодинамічних полігонах, обраних для спостережень в Середній Азії, показали, що перед початком сильного землетрусу швидкість пружних хвиль стають аномальними. Причому в напружених породах заміряють співвідношення розповсюдження швидкостей поперечних ( $V_s$ ) і повздовжніх ( $V_p$ ) хвиль у порівнянні з співвідношенням  $V_p/V_s$  в ненапружених породах [86].

Однак сейсмічний метод потребує постійного, протягом десятків років моніторингу, проведення спеціальних досліджень, шляхом провокування сейсмічних хвиль у земній корі штучними вибухами з послідовною їх реєстрацією пересувними і стаціонарними сейсмічними станціями. До даного часу вказані дослідження робляться "сезонно" або коли інші вісники починають свідчити про наближення сейсмонебезпеки. Причому охопити сейсмічними дослідженнями великі території з певною густиною штучних вибухів потребує великих витрат. Крім того, в район ділянок, що найбільш сейсмонебезпечні, потрапляють дуже часто населені пункти, що обумовлює значні труднощі у проведенні штучних вибухів. Також дуже суттєвим є те, що проведення штучних вибухів у сейсмоактивних районах може спровокувати передчасний початок землетрусу.

Слід також відмітити, що сейсмічні дослідження дозволяють судити про тектонічні напруги в масивах гірських порід за зміною розмірностей швидкостей розповсюдження сейсмічних хвиль ( $m/c$ ), тобто в побічних розмірностях, в той час як тектонічні напруги мають розмірності в паскалях ( $Па$ ).

Методика прогнозування землетрусів, що була запропонована ще у 1980 р. [45, 47] базується на реєстрації підвищення величин пластових тисків в окремих ізольованих природніх резервуарах у часі, що є реакцією на

зростання тектонічних напруг у гірських породах, які їх складають. Пізніше ця методика була запатентована в [87, 88, 89] і відображена в науковому відкритті в галузі наук про Землю [46].

Відомо, що у глибоких свердловинах завжди в період землетрусів спостерігається підвищення рівня рідини, що обумовлено збільшенням пластового тиску в природному резервуарі. У нафтових родовищах після землетрусів спостерігається також деяке підвищення дебітів свердловин. Це фіксується в покладах вуглеводнів безпосередньо замірами пластовими манометрами і дебітомірами.

Так при проведенні спостережень на Старунському нафтовому родовищі Внутрішньої зони Передкарпатського прогину навколо старих, ліквідованих свердловин ми спостерігали активізацію водонафтогазових грифонів на поверхні після Карпатського землетрусу 4 березня 1977 р., що було пов'язано з підвищенням пластового тиску в Старунському природному резервуарі.

Крім Старунської площі, після землетрусу ми спостерігали новий газоводопрояр на Колинківській площі. Ця площа у географічному відношенні розташована у північно-східній частині с. Колинівці Хотинського району Чернівецької області в зоні зчленування Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і Волино-Подільської плити Східно-Європейської платформи. Газоводопрояр являє собою вихід на поверхню глинистої рідини з виділенням газу у вигляді бульбашок. Був проведений аналіз води та газу, які виносилися на поверхню (див. табл. 8.3).

Таблиця 8.3 - Результати аналізу води, ґрунту та газу

Проба	Компоненти	Кількість вуглеводневих газів		
		$n \cdot 10^{-4} \%$ , об	$n \cdot 10^{-4}$ , $\text{см}^3/\text{кг}$	$n \cdot 10^{-4}$ , $\text{см}^3/\text{л}$
Ґрунт	$\text{CH}_4$	22,00	118,00	
	$\text{C}_2\text{H}_6$	0,08	0,46	
	$\text{C}_2\text{H}_4$	0,63	3,41	
	$\text{C}_3\text{H}_8$	0,12	0,64	
Вода	$\text{CH}_4$	43600,00		32700,00
	$\text{C}_2\text{H}_6$	21,90		16,40
	$\text{C}_3\text{H}_8$	3,20		2,40
	$\text{C}_3\text{H}_6$	1,80		1,40
	$i\text{C}_4\text{H}_{10}$	0,39		0,29
	$n\text{C}_4\text{H}_{10}$	0,42		0,32
Газ	$\text{CH}_4$	86,00		
	$\text{C}_2\text{H}_6$	0,20		

Наведені результати аналізу газу, свідчать про те, що газ вуглеводневий і в його складі переважає метан. У воді є також значна кількість етану, пропану, бутану та ізо-бутану.

За словами місцевих жителів (учнів та вчителів географії школи с. Калинівці) вказаний газоводопрояр активізувався в період інших землетрусів у Румунії.

Слід сказати, що в осадовій товщі земної кори, крім напруг вертикального напрямку, які обумовлюються геостатичним тиском вище залягаючи гірських порід ( $P_{geoc}$ ), повсюди існують тектонічні напруги горизонтального напрямку ( $\sigma_{x,y}$ ), що обумовлюються тектонічним тиском. Вертикально направлені напруги вираховують за формулою:

$$P_{geoc} = \rho \cdot g \cdot H,$$

де  $H$  - глибина залягання природного резервуару,  $m$ ;  $\rho$  – середнє значення густини гірських порід,  $kg/m^3$ ;  $g$  – прискорення вільного падіння ( $9,81 m/c^2$ ). Тектонічні напруги, як правило, вимірюються інструментальними приладами. Але інструментальні заміри  $\sigma_{x,y}$  пов'язані з великими труднощами, так як дуже складно визначити коефіцієнт Юнга і Пуассона, що пов'язані з немонолітністю гірських порід за літологією та зміною їх елементів залягання.

Однак, визначення  $\sigma_{x,y}$  можливе за даними величин пластових тисків в ізольованих флюїдоносних колекторах типу лінз, або в колекторах, що екрануються тектонічними порушеннями шляхом рішення зворотної задачі [45, 47]. Це пов'язано з тим, що підвищення пластового тиску в ізольованому колекторі перебуває в прямій залежності від діючої тектонічної напруги на колектор.

Суть методики визначення  $\Delta\sigma_{x,y}$  в ізольованому колекторі, а також його збільшення в часі, тобто постійного обчислювання  $\Delta\sigma_{x,y}$ , полягає в такому: якщо флюїдоносний колектор є ізольований (тобто є природним резервуаром, обмеженим з усіх сторін непроникними породами), то головним фактором, що впливає на прирощення пластового тиску  $\Delta P$  є збільшення тектонічної напруги  $\Delta\sigma_{x,y}$ . У таких пластах завжди існує надгідростатичний пластовий тиск – НГПТ (або як прийнято його називати в нафтопромисловій галузі – аномально високим пластовим тиском – АВПТ). Виникнення АВПТ пов'язано з появою надлишкового пластового тиску  $\Delta P$  у природному резервуарі.

$\Delta P = P_{пл} - P_{гидр}$ , де  $P_{пл}$  – пластовий тиск,  $MПа$ ;  $P_{гидр}$  – нормальний гідростатичний тиск у колекторі,  $MПа$ .

В ізольованих колекторах  $\Delta P$  залежить від  $\Delta\sigma_{x,y}$ , тобто  $\Delta P$  в даній точці земної кори відрізняється від  $\Delta\sigma_{x,y}$ , що його обумовлює на величину коефіцієнта пружності породи В. Н. Щелкачова ( $\beta$ ) [90]. Таким чином  $\Delta P = \Delta\sigma_{x,y} \cdot \beta$ . Математичний вираз за В. Н. Щелкачовим такий:

$$\beta = m \cdot \beta_p + \beta_{ск},$$

де  $m$  – коефіцієнт пористості;  $\beta_p$  – коефіцієнт стиснення рідини;  $\beta_{ск}$  – коефіцієнт стиснення зерен скелету колектора.

Таким чином, можна вважати, що  $\Delta P = P_{nl} - P_{зідр}$  є функцією від  $\Delta \sigma_{x,y}$  помножена на коефіцієнт пружності пласта. Тоді наш вираз набуде вигляду  $\Delta P = f(\Delta \sigma_{x,y}) \cdot \beta$ . Звідси  $f(\Delta \sigma_{x,y}) = \Delta P / \beta$ ; з цього виходить, що  $[f(\Delta \sigma_{x,y})] = Pa / Pa^{-1}$ ; таким чином розмірності лівої і правої сторін формули узгоджуються. Тоді  $\Delta P / \beta = (\Delta \sigma_{x,y})^2$ , а  $\Delta \sigma_{x,y} = \sqrt{\Delta P / \beta}$ .

Кінцеву формулу для обчислення  $\Delta \sigma_{x,y}$  можна написати таким чином:

$$\Delta \sigma_{x,y} = \mu \cdot \sqrt{\Delta P},$$

де  $\mu = 1/\sqrt{\beta}$  – перерахунковий коефіцієнт, що відображає напругоємнісну характеристику пласта протягом деякого періоду проведення досліджень.

Результати численних обчислень  $\Delta \sigma_{x,y}$  в надрах площ різних областей в Україні [47, 48] і за її межами [45, 48] свідчать про те, що визначені величини  $\Delta \sigma_{x,y}$  за наведеною вище формулою відповідають значенням тектонічних напруг за їх порядком, котрі вимірювалися інструментально у різних районах колишнього СРСР М. К. Буліним [91], Г. А. Марковим [92], (див. таблиці 8.4 і 8.5), а також в інших країнах Н. Хастом і Т. Нільсоном [93].

Для прикладу, виначимо  $\Delta \sigma_{x,y}$  в природному резервуарі менілітових відкладів олігоцену нафтового родовища Гвізд у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину на глибині 1985 м. Цей резервуар екранується повздовжніми тектонічними порушеннями насувного типу і поперечними скидо-підкидами. Роль покришки відіграє слабопроникна поляницька світа міоцену.

Таблиця 8.4 - Значення напруги в гірських породах на копальнях і в шахтах СРСР за вимірами методом повного розвантаження (за Н. К. Буліним [91])

Назва регіону і об'єкту вимірів напруги	Глибина, м	Середня величина напруги, кгс/см <sup>2</sup>		$\frac{\sigma_{x,y}}{\sigma_z}$
		вертикальні	горизонтальні	
1	2	3	4	5
Естонія				
Кохтла-Ярве, шахта № 2	25	40	20	0,5
Гдовське родовище сланців				
Шахта № 1	180	35	18	0,5
Шахта № 3	85	30	25	0,83
Кольський півострів				
Копальні Русвумчорр (Апатіти)	135		250	
Копальня Каммікві (Печенга)	80	100	Не заміряли	
Львівсько-Волинський вугільний басейн				
Волинське родовище, шахта "Нововолинська-6"	335	75	Не заміряли	
Міжріченське родовище, шахта "Великомостовська-6"	520	120	Не заміряли	

Продовження таблиці 8.4				
1	2	3	4	5
Криворізький рудний для заліза басейн, копальня ім. Дзержинського, шахта “Комунар”	300	60	35	0,6
Донецький вугільний басейн				
Кадіївка, шахта ім. Ілліча	540	250	Не заміряли	
Кадіївка, шахта ім. Ілліча	710	280	200	0,7
Орджонікідзе, шахта “Червоний Профінтерн”	645	610	500	0,82
Мокиївка, шахта “Щегловка-глибока”	915	485	573	1,2
Мокиївка, шахта 17-17-бис	880	230	Не заміряли	
Новомосковське, родовище гіпсу	110	65	40	0,6
Солекамське родовище	225	50	45	0,9
Кизельовське вугільне родовище, шахта ім. Уріцкого	550	50	40	0,8
Високогористе рудне для заліза родовище, Північноуральська бокситова копальня	260	70	55	0,8
--“--	280	75	65	0,85
--“--	380	110	95	0,8
Джезказганське родовище міді				
Шахта № 44	100		50	2,1
Шахта № 31-32	240		200	2,2
Шахта № 31-32	220	80	Не заміряли	
Хайдарканське родовище	80	40	Не заміряли	
Коунрадське родовище				
Копальня Східний Коунрад	220	150	150	1,0
--“--	290	100	100	1,0
Саяно-Шушенська ГЕС	150	100	60	0,6
Коваль вугільний басейн, шахта “Томь-Усинська 1-2”	80	30	25	0,83
Гірська Шорія, копальня Таштагол	385	60	95	1,60
--“--	410	190	300	1,6
Норільськ, Талнах	215	100	50	0,5
Дарасунське золоторудне родовище	435	--“--	200	
Біліше, Тасєєвська срібна для золота копальня	300	70	45	0,64

Таблиця 8.5 - Значення напруги, виміряної в зонах прояву гірських ударів і характерного руйнування порід з лущенням (за Г. А. Марковим [92])

Умови проведення досвіду	Межі міцності зразків порід на одноосне стискування кгс/см <sup>2</sup>	Найбільше стискуєче навантаження в місцях руйнувань, кгс/см <sup>2</sup>
1	2	3
Середні дані випробування 15 моделей з мармуру з виробленням у вигляді кругового вирізу	896	968
15 моделей з пісковика	1577	1678
Вантаження вугільного пласта стиску-вальною установкою в натурних умовах на контурі вироблення (при руйнуванні відмічена стрілянина)	116	90
Вимір напруги в пласті вугілля методом розвантаження (фіксувалися поштовхи і хлопки)	200-300	200
Напруга, виміряні методом розвантаження в кварцевому целіку, який у подальшому руйнувався з гірським ударом (склали 60 % від міцності на одноосне стиснення)	750	Не заміряли
Гранична напруга в целіках, які виміряні методом розвантаження, склали 1100 кгс/см <sup>2</sup> . У останніх випадках виміру методом розвантаження виконати не удалось, оскільки kern виявився розшарованим на окремі плитки	2300 ± 30 %	1100
Напруги виміряні методом розвантаження поблизу контура виробок на ділянках плитчастого руйнування керн опукло-вігнутої форми при бурінні свердловин по сіпитових породах	1100-1600	800-1000

Заміряний у природному резервуарі Гвізд початковий пластовий тиск ( $P_{пл}$ ) дорівнював 40,2 МПа. При середньому значенні густини пластової води  $\rho_{в}=1050$  кг/м<sup>3</sup>,  $P_{гидр} = 20,85$  МПа. Таким чином  $\Delta P=40,2 - 20,86=19,35$  МПа. Середнє значення коефіцієнта стиснення породи, що складена в основному середньо-окатаними зернами з глинистим цементом  $\beta_{ск}=7,5 \cdot 10^{-5}$  Па<sup>-1</sup>; коефіцієнт стиснення пластової рідини  $\beta_p=4,5 \cdot 10^{-10}$  Па<sup>-1</sup>; коефіцієнт пористості  $m=0,20$ . Підставимо значення параметрів у формулу визначення



$\Delta\sigma_{x,y}$ :  $\Delta\sigma_{x,y} = \sqrt{(19,35 \cdot 10^{-5} / 8,4 \cdot 10^{-10})} = 156,6$  МПа. Це є та величина збільшення тектонічної напруги  $\Delta\sigma_{x,y}$ , що обумовило величину  $\Delta P$  в природному резервуарі, що розглядається. Таким чином, за даними  $\Delta P$  можна визначити

$\Delta\sigma_{x,y}$ . За даними зростання в природному резервуарі  $\Delta P$  можна шляхом вирішення зворотної задачі обчислювати у кількісних виразах безпосередньо збільшення величини тектонічної напруги  $\Delta\sigma_{x,y}$  в часі.

У нафтовому родовищі Вигода-Витвиця в природному резервуарі на глибині 3920 м надлишковий пластовий тиск  $\Delta P$  дорівнює всього 0,24 МПа. За нашою методикою підраховано, що вказане  $\Delta P$  обумовлене величиною  $\Delta\sigma_{x,y}$ , що дорівнює всього 17,03 МПа.

Аналіз геологічної будови Гвіздецького і Вигода-Витвицького родовищ свідчить про наступне: Гвіздецький природний резервуар приурочений до складки, яка значно стиснута (її коефіцієнт інтенсивності дорівнює 160), Вигода-Витвицький природний резервуар належить до складки, яка стиснута набагато менше (її коефіцієнт інтенсивності становить всього 33,7). Вказане пояснює чому в Гвіздецькому природному резервуарі величина  $\Delta P$  і  $\Delta\sigma_{x,y}$  значно вищі у порівнянні з величинами цих параметрів у природному резервуарі Вигода-Витвиці.

**Щодо висновків про співвідношення пластових тисків і тектонічних напруг в породах кам'яновугільних басейнів**, то автори даної монографії дотримуються думки, що раптові викиди газу і кам'яного матеріалу при розробленні вугільних пластів також у значній ступені генетично пов'язані з аномальністю пластових тисків. У роботі [45, 94] нами наводиться розрахунок (проведений разом з Й. І. Білінченко), надлишкового пластового тиску і тектонічної напруги на глибині 900 м у гірських породах в шахті ім. Сочинського, яка є небезпечна за раптовими викидами кам'яного матеріалу і газу. Тут у пористих породах пластовий тиск  $P_{пл} = 15,83$  МПа; гідростатичний тиск, при середньому значенні густини води  $1050$  кг/м<sup>3</sup>, дорівнює 9,15 МПа; коефіцієнт стиснення пластової рідини  $\beta_a = 2,6 \cdot 10^{-10}$  Па<sup>-1</sup>; стисненість газу, що перебуває в розчиненому стані у воді  $\beta_z = 630 \cdot 10^{-10}$  Па<sup>-1</sup>;  $\beta_{ск} = 2,2 \cdot 10^{-10}$  Па<sup>-1</sup>; коефіцієнт пористості  $m = 0,10$ ;  $\Delta P = 15,83 - 9,15 = 6,38$  МПа; тектонічна напруга дорівнює:

$$\Delta\sigma_{x,y} = \sqrt{\frac{6,38 \cdot 10^6}{[0,1(2,8 + 630) + 2,2] \cdot 10^{-10}}} = 32,3 \text{ МПа.}$$

Вказана величина тектонічної напруги є достатньою, щоб в процесі прискореної розробки вугільних пластів викликати виклидонебезпечність в лавах шахт. Тому швидкість розробки вугілля в шахтах, є небезпечним чинником, який обумовлює викиди газу, вугілля і взагалі кам'яного матеріалу, повина завжди бути обмеженою [94].

Повертаючись до методу прогнозу наближення землетрусів, передбачимо таку схему проведення досліджень (див. рис. 8.5):

1. Вибір у сейсмічнонебезпечному районі ізольованого природного резервуару (1) на глибині серед непроникних порід (2) – лінзи, або пласта екранованого тектонічними порушеннями (3) і розкриття його свердловиною (4);

2. Обсадка свердловини обсадною колоною (5) до глибини нижче покрівлі природного резервуару з послідовним цементуванням обсадної колони (6);

3. Спуск у свердловину реєструючого пластового манометра (7) на трьохжильному кабелі (8) на глибину, що відповідає його перебуванню в природному резервуарі;

4. Ізоляція природного резервуару від внутрішнього простору обсадної колони встановленням цементного стакану (9);

5. Реєстрація пластового тиску  $P_{nl}$  і визначення  $\Delta P$  на кінець кожного місяця, або доби, а також визначення величин тектонічної напруги в часі. Проявлення наростання величин  $\Delta \sigma_{x,y}$  буде свідчити про наближення сейсмонезбезпечності.

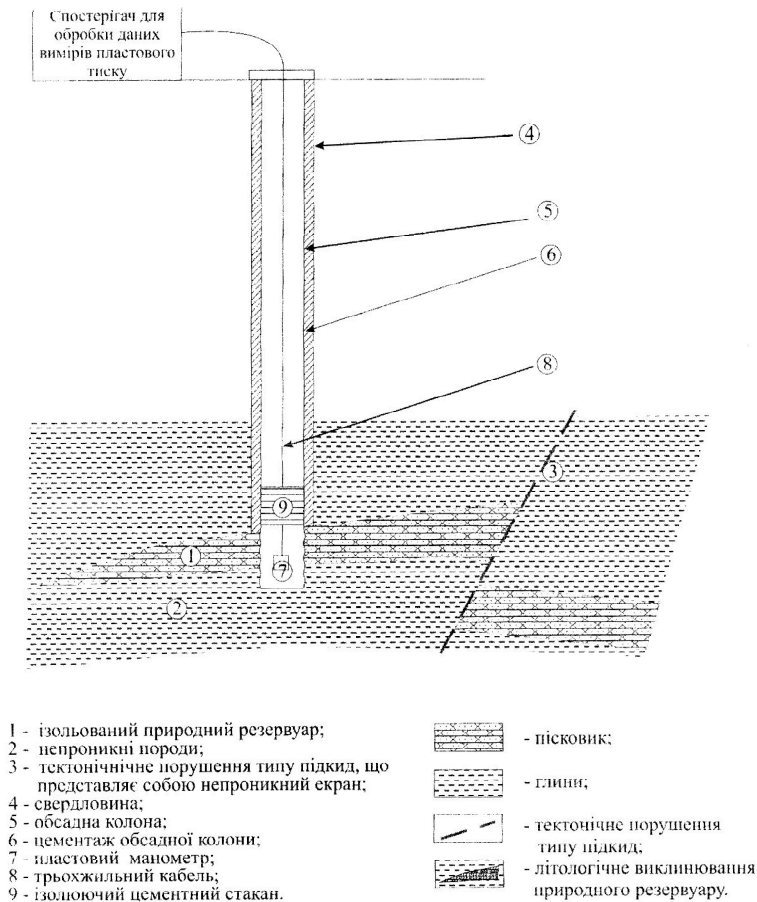
Якщо розташувати декілька свердловин (можливо використовувати ліквідовані свердловини у минулому) для досліджень у сейсмонезбезпечному районі, то можна виявляти найбільш небезпечні ділянки безпосередньо по території району. Описана методика запатентована в Україні [104]. Вона може забезпечувати в сейсмонезбезпечному районі постійне спостереження спонтанного наростання тектонічних напруг у гірських породах у часі. Окрім цього, такий підхід виключає проведення круглорічних штучних вибухів, що необхідно робити при застосуванні сейсмічних методів, які можуть спровокувати початок землетрусу.

Запропонований новий метод прогнозу сейсмічної небезпеки одержить особливу актуальність у наш час. Це пов'язане сьогодні із застосуванням в світі видобутку газу з нетрадиційних колекторів шляхом буріння горизонтальних свердловин з наступними потужними гідророзривами порід.

Наприклад при застосуванні вказаної технології видобутку газу з чорносланцевих порід силуру у майбутньому на Волино-Подільській плиті, де відбувається зчленування її з Карпатським орогеном по тектонічному розлому в земній корі, що трасується за даними польових геофізичних досліджень по лінії Рава-Руська, Ширець, Миколаєв, Коломия, необхідно при видобутку газу з горизонтальних свердловин і застосовування потужних гідророзривів порід повсюди здійснювати контроль за станом напруженості гірських порід, так як геологічна смуга зчленування краю Східно-Європейської платформи і Карпат є рухомою зоною земної кори.

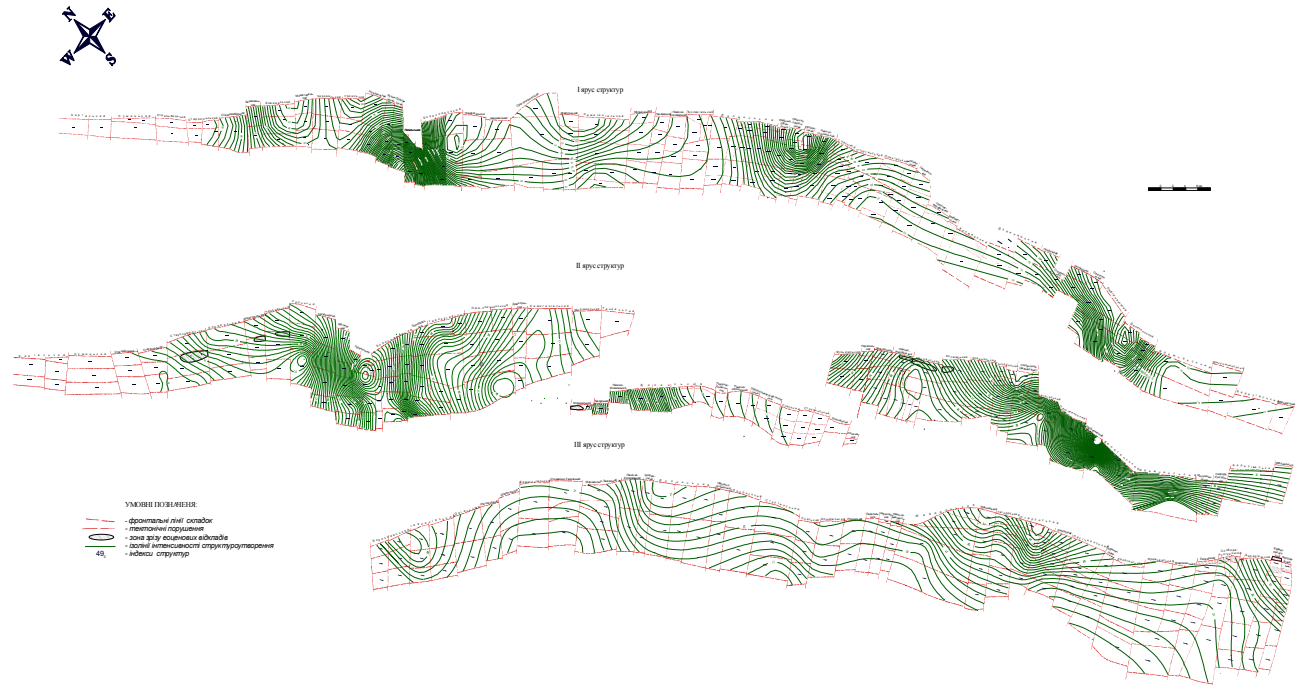
Методику визначення  $\Delta \sigma_{x,y}$  застосовують також у науково-дослідних роботах у пошуково-розвідувальному процесі на нафту і газ. Вона дозволяє

будувати карто-схеми розподілу і зміни  $\Delta\sigma_{x,y}$  по досліджувальній території і по вертикалі. У розрізах областей з насувною будовою можливо складати



**Рисунок 8.5 – Принципова схема проведення робіт для прогнозування наближення землетру за [47, 89]**

картосхеми розподілу величин  $\Delta\sigma_{x,y}$  по кожному тектонічному поверсі (рис. 8.6). Картосхеми розподілення тектонічних напруг полегшують вирішення задач, які пов'язані з виявленням напрямлення дії тектонічних сил, міграції флюїдів в осадовій товщі і дає можливість прогнозувати перспективи нафтогазоносності, а також вирішувати інші проблеми практичного характеру. Методика визначення величин тектонічних напружень захищена патентним документом [88] і використовується в ІФНТУНГ при проведенні науково-дослідних робіт. Наприклад на рисунку 8.6 наведено картосхеми розподілу тектонічних напруг у насунутих один на одній тектонічних поверхах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.



**Рисунок 8.6 – Бориславсько-Покутська підзона. Карта розподілення тектонічних напруг (схема І. Р. Михайлів, 2002 р.)**

### 8.2.1 Метод визначення тектонічної деформативності гірських порід у приштокових зонах (на прикладі досліджень у ДДз)

Регіони з розвитком соляної тектоніки як правило є нафтогазоносними. Прикладами можуть служити Дніпровсько-донецька западина (ДДз), яка в Україні є головною нафтогазовидобувною областю; Західно-Туркменська западина, де розташовані родовища вуглеводнів Туркменістану і Казахстану; Рейнський грабен, який охоплює нафтогазовидобувні райони країн Західної Європи та інші.

Поклади нафти і газу в реіонах з соляною тектонікою приурочені до приштокових зон, де вони обмежують штоки солі і більш крупні соляні масиви, що проривають осадові відклади при їх рості. Локалізуються поклади вуглеводнів у приштокових зонах на ділянках і в смугах, де шари і прошарки осадових відкладів характеризуються підвищеними значеннями ємнісних і фільтраційних властивостей гірських порід, що у значній мірі залежать від їх тектонічної деформованості, оскільки в процесі деформації гірських порід підвищується їх тріщинуватість, яка впливає на зростання, а часто, і появу в породах ємнісно-фільтраційних властивостей.

Тому дуже важливим є встановлення в процесі пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ місцерозташування ділянок і смуг з підвищеною реформованістю гірських порід.

Вказане завдання частково намагаються вирішити вже на початковій стадії пошуково-розвідувального процесу на нафту і газ, а саме – під час проведення польової сейсмічної розвідки, яку можна, при визначенні ділянок з підвищеною деформаністю, наближено розглядати, як аналог методу, що пропонується, оскільки за допомогою сейсморозвідки, крім прогнозу структурних форм залягання шарів осадових порід, можливих стратиграфічних неузгоджень і тектонічних розривів, за хаосом відбиваючих площин можна орієнтовно судити про можливе місцерозташування ділянок підвищеної тектонічної реформованості гірських порід. Але оцінку реформованості гірських порід у кількісних величинах, хоча б відносних, за даними сейсморозвідки прогнозувати не можливо.

В областях з розвитком геосинклінальної складчастості, що сформувалася в результаті дії тектонічних складко утворювальних сил, типу складчастості Передкарпатського прогину, де немає соляних штоків і масивів, ділянки осадових порід з підвищеною тектонічною реформованістю, яка виражається у наявності в породах підвищеної тріщинуватості, можна визначити способом встановлення величин коефіцієнтів інтенсивності складок ( $i$ ).

У приштокових зонах у регіонах з розвитком соляної тектоніки визначення місцеположення тектонічно деформованих ділянок і смуг з підвищеною тріщинуватістю порід пропонується методом [95], згідно з якими вказані ділянки і смуги визначаються за допомогою коефіцієнтів збільшення

діаметру пробурених свердловин ( $K_{inc,d}$ ) в певних, обраних для дослідження, світах і горизонтах та об'ємів свердловин у цих світах або горизонтах ( $K_{inc,v}$ ). Коефіцієнт збільшення діаметра свердловини ( $K_{inc,d}$ ) - це відношення фактичного максимального діаметру свердловини ( $d_{inc,d}$ ) в певній світі або, горизонті до номінальної величини діаметру свердловини в цій самій світі, або в цьому ж горизонті. Позначення "inc" від англійського слова "increase" (збільшувати). Таким чином,  $K_{inc,d}=d_{inc,d}/d$ .

Відповідно

$$K_{inc,v}=V_{inc}/V,$$

де  $V_{inc}$  – фактичний об'єм свердловини в обраній для досліджень світі, або горизонті;  $V$  – номінальний об'єм свердловини у цьому ж горизонті.

Фактичні діаметри і об'єми каверни в свердловинах, замірюють звичайним каверноміром.

Експериментальною площею для розроблення і впровадження методики було обране напружене поле широко відомого Меліхівського газоконденсатного родовища (рис. 8.7), яке розташоване в центральній частині ДДз і прилягає з заходу до Парасковійського соляного штоку. Газоконденсатні поклади у Меліхівському родовищі зосереджені у нижньопермських і верхньокам'яновугільних відкладах. Дослідження проводиться в товщі славянської світи нижньої пермі, яка складається красносельською, надбрянцівською і підбрянцівською пачками порід, що представляють собою консолідовані вапняки та доломіти з прошарками гіпсів, іноді солі, рідко строкатокольорових глин.

Дослідження В. С. Локтева [96] показали, що збільшення  $K_{inc,d}$  і  $K_{inc,v}$  в свердловинах чітко збільшується за їх кількісними величинами по мірі наближення до Парасковійського штоку, що можна бачити на фігурі 2. Так, значення  $K_{inc,d}$  збільшуються від 1,014 у св. № 86 на відстані від соляного штоку 2500 м до 4,851 в св. № 82 на відстані 300 м від Парасковійського штоку.  $K_{inc,v}$  змінюється від 1,057 у св. № 86 на відстані від соляного штоку 2500 м до 75,743 в св. № 82 на відстані 300 м від Парасковійського штоку. Між свердловинами №№ 86 і 82 коефіцієнти  $K_{inc,d}$  і  $K_{inc,v}$  коливаються у вище переліченому інтервалі.

Слід відмітити, що при бурінні свердловин як промивну рідину використовували мінералізований глинистий розчин спеціального призначення, який забезпечує запобігання розмиву шарів і прошарків солей славянської світи. Тому збільшення  $K_{inc,d}$  і  $K_{inc,v}$  у свердловинах славянської світи пов'язано тільки зі збільшенням тріщинуватості гірських порід, внаслідок збільшення їх тектонічної деформованості збоку Парасковійського соляного штоку, що призводило до осипів і обвалів порід у свердловинах в інтервалах цієї світи.

У середненні рівняння для підрахунку  $K_{inc,d}$  і  $K_{inc,v}$  залежно від відстані від Парасковійського штоку мають такий вигляд:  $K_{inc,d}=25L^{-0,4}$ .  $K_{inc,v}=50000L^{-1,4}$ , де  $L$  – відстань від штоку, м; 25, - 0,4, 50000, -1,4 – постійні коефіцієнти.

Коефіцієнт кореляції, тобто рівень достовірності визначення  $K_{inc.d}$  і  $K_{inc.v}$  встановлено за допомогою ПЕОМ, має відповідно значення 0,6 і 0,7, тобто для  $K_{inc.v}$  він є вищим.

Порівняння розрахункових  $K_{inc.d}$  і  $K_{inc.v}$  за наведеними вище рівняннями з результатами визначення їх за даними кавернометрії в практиці також показало, що рівняння для коефіцієнту збільшення об'єму, тобто кавернозності ( $K_{inc.v}$ ), є точніше. Збільшення  $K_{inc.v}$  зростає біля штоку швидше і більш чітко характеризує підвищення деформованості гірських порід по міру наближення до штоку (рис. 8.8). Тому у винаході [96] використано саме  $K_{inc.v}$ .

Наведемо конкретні приклади розрахунку  $K_{inc.v}$ .

При  $L = 750$  м за допомогою рівняння  $K_{inc.v} = 50000L^{-1,4} = 4,72$ , визначений кавернометрією  $K_{inc.v}$  на тій самій відстані від штоку в св. № 62 дорівнює 5,16. Відносна похибка  $\sigma = (5,16-4,72)/4,72 = 0,085$ .

При  $L = 900$  м розрахований  $K_{inc.v} = 50000L^{-1,4} = 1,97$ ; визначений кавернометрією  $K_{inc.v}$  на тій самій відстані від штоку в св. № 744 дорівнює 4,03. Відносна похибка  $\sigma = (4,03-1,97)/1,97 = 0,092$ .

При  $L = 1400$  м розрахований  $K_{inc.v} = 50000L^{-1,4} = 3,66$ ; визначений кавернометрією  $K_{inc.v}$  на тій самій відстані від штоку в св. № 78 дорівнює 2,02. Відносна похибка  $\sigma = (2,02-1,97)/1,97 = 0,024$ .

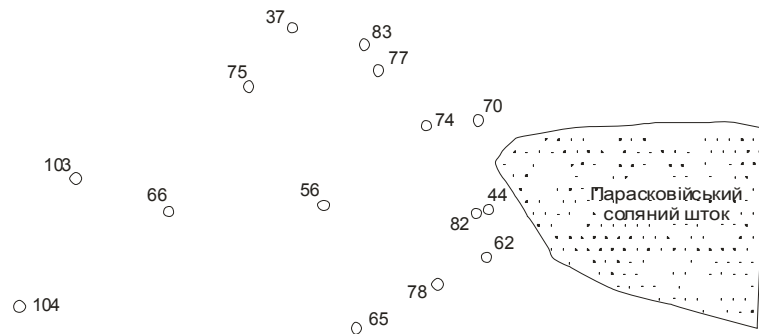
Цікаво, що на відстані від соляного штоку більше 2000 м розраховані значення  $K_{inc.v}$  сягають 1,7, що свідчить про дуже слабкий вплив соляного штоку на реформованість гірських порід на цих відстанях від нього. У західному напрямку від Парасковійського соляного штоку в Меліхівському газоконденсатному родовищі зменшуються і дебіти вуглеводнів в експлуатаційних свердловинах. Так, у свердловині № 74 на відстані 900 м від штоку дебіт газоконденсату склав 1067,8 тис. м<sup>3</sup>/добу, в свердловині № 86 на відстані 2660 м від штоку початковий дебіт газоконденсату дорівнює 70 тис. м<sup>3</sup>/добу, що можна пояснити зменшенням в цій частині при штоковій зоні тектонічної реформованості колекторів і в наслідок цього тріщинуватості та їх фільтраційних властивостей.

Спосіб, що пропонується, полягає в такому. За результатами проведення експериментальних робіт можна зробити висновки: акавернометрія в усіх свердловинах є обов'язковою операцією для визначення зміни кавернозності по глибині стовбура свердловини з метою підрахунку необхідності кількості цементного розчину при цементуванні обсадних колон. Це вирішення технічної задачі. Ми пропонуємо, крім вирішення технічної задачі, пов'язаної з цементуванням обсадних колон, використовувати дані кавернометрії також для вирішення важливої геологічної задачі, а саме - визначення ділянок і смуг з підвищеною тектонічною деформованістю гірських порід у приштокових зонах.

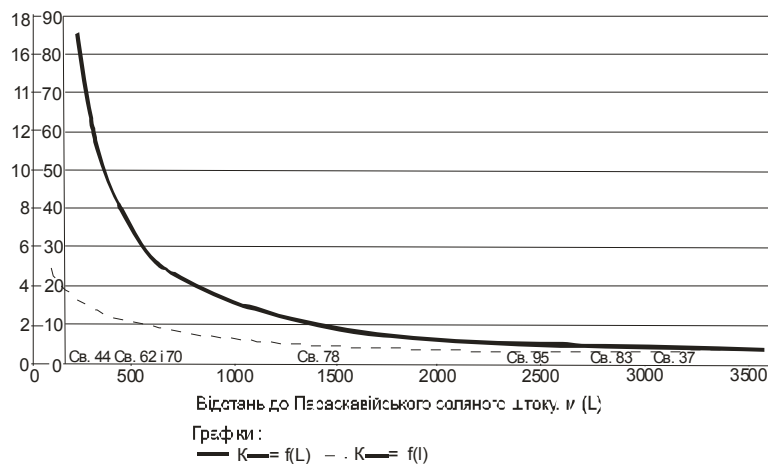
Дані про місцезонашування ділянок і смуг з підвищеною деформованістю гірських порід, де колекторські властивості порід значно

підвищуються завдяки збільшенню, а часто, виникнення в породах тріщинуватості, мають велике значення для пошуків, розвідки, і розробки родовищ вуглеводнів, оскільки саме на ділянках з підвищеними і фільтраційними властивостями формуються поклади нафти і газу. Крім цього, на таких ділянках завжди спостерігаються високі дебіти нафти і газу.

Дані про тектонічну деформованість гірських порід необхідно використовувати при виборі конструкції свердловин, особливо похило спрямованих, а також при виробництві будь-яких гірських виробіток у гірничій справі та при вирішенні практичних задач в інженерній геології при наземних промислових і побутових побудовах.



**Рисунок 8.7 – Схема розташування свердловин у приштоковій зоні Параскавійського соляного штоку на Меліхівському газоконденсатному родовищі**



**Рисунок 8.8 – Графіки залежності величин коефіцієнтів збільшення діаметру і коефіцієнта збільшення об'єму в свердловинах у славянській світі у деформовано-напруженому гірському масиві порід навколо Параскавійського соляного штоку**

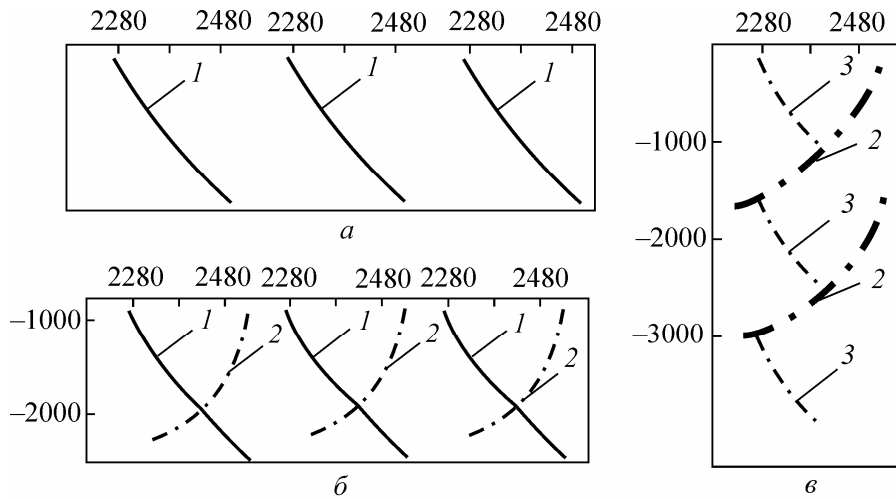


### **8.2.2 Метод визначення насувних тектонічних порушень за густиною гірських порід в областях дії горизонтальнонапрямованих тектонічних зусиль**

Метод визначення тектонічних порушень насувного характеру заключається у неперервному визначенні щільності гірських порід у процесі буріння в шлам, який виноситься на поверхню. Це дешевше і простіше порівняно з мікрофауністичним аналізом. Крім цього, в гірських породах не завжди можна виділити керівну мікрофауну, за допомогою якої встановлюється відносний вік гірських порід [97].

Відомо, що щільність гірських порід з глибиною збільшується (рис. 8.9 а). Наприклад, щільність теригенних порід (глини і аргіліти) у Карпатському нафтогазоносному регіоні змінюється від поверхні до глибини 9-10 тис. м в межах 2280—2800 кг/м<sup>3</sup>. У даний час майже для всіх областей, де сформувалися осадові породи, побудовані теоретичні криві зміни їх щільності з глибиною. Якщо при бурінні свердловини на певній глибині щільність порід різко зменшується (до величини, що характеризує породи на поверхні), це може означати, що свердловина вийшла з насувного масиву порід і увійшла в гірські породи піднасуву.

Теоретичне обґрунтування цього таке. До формування насувів у тій чи іншій області осадовий матеріал, що відкладався під дією геостатичного тиску, поступово ущільнювався, перетворюючись у гірські породи (глинистий матеріал перетворювався в аргіліти, алевритистий - в алевроліти, піски - у пісковики тощо). Щільність гірських порід тієї або іншої області на всіх ділянках закономірно збільшується з глибиною. При прояві тектогенезу в результаті дії тектонічних сил горизонтального напрямку в осадових відкладах виникають тектонічні порушення (рис. 8.9 б) і насування блоків гірських порід один на другий. Нагромадження блоків гірських порід зумовлює повторювання щільності гірських порід за її величиною. Таким чином, розріз пробуреної свердловини в геологічних умовах, де відбувалось насування блоків гірських порід один на одний (у Карпатському регіоні їх називають *скибами*), характеризується повторюваністю значень щільності гірських порід в окремих інтервалах. Це можна виявити за результатами дослідження щільності порід в уламках шламу. Наприклад, у розрізах пробурених свердловин Космач-28, Сливки-27 і Луги-1 (рис. 8.10) можна чітко виділити за даними перерв у щільності гірських порід, поверхні насувів на відповідних глибинах, що визначені за даними дослідження шламу.

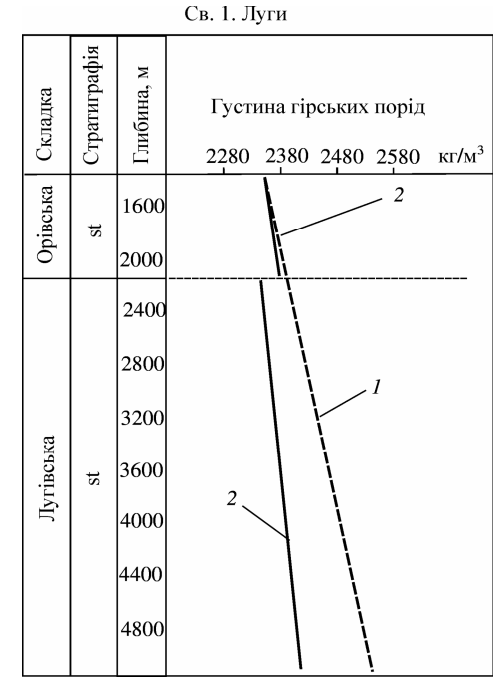
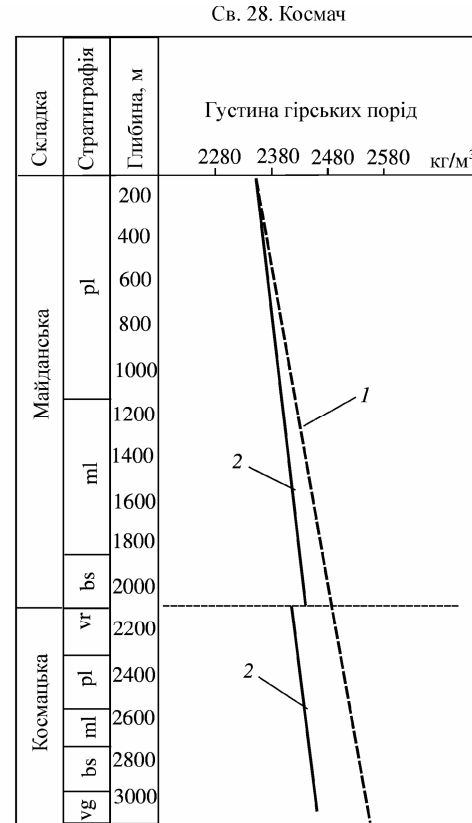
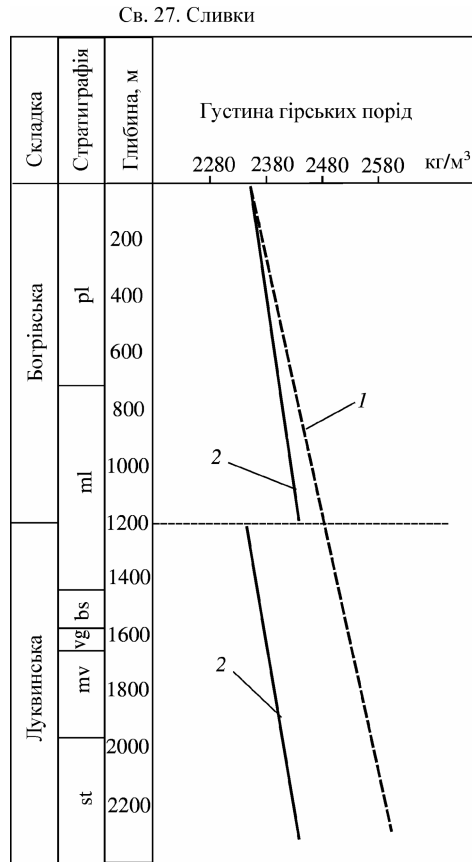


**Рисунок 8.9 – Модель утворення насунутих один на одний блоків гірських порід, в яких щільності гірських порід повторюються**

*1 – теоретичні криві зміни щільності гірських порід;*

*2 – тектонічні порушення;*

*3 – фактичні криві зміни щільності гірських порід після утворення насувів*



**Рисунок 8.10 – Приклади визначення насувних тектонічних порушень за даними густини гірських порід у свердловинах Карпатського регіону**

Згаданий метод дає змогу визначати насувний характер тектонічних розривів, відрізняючи їх від розривів інших типів дислокацій, а також від поверхонь неузгоджень в осадовій товщі земної кори. Одержані результати потрібні для складання кореляційних схем, геологічних профілів та інших геологічних графічних побудов, як окремих пошуково-розвідувальних площ, так і в цілому областей та регіонів.

Метод можна застосовувати під час буріння свердловин без будь-яких додаткових витрат коштів на проведення відбору керна боковими ґрунтоносами, визначення походження повторень відносного віку гірських порід шляхом проведення додаткових мікрофауністичним аналізів. Розглянутий метод запатентований в Україні [97] і застосовується у виробництві.

### **8.3 Використання аномально низьких пластових тисків (АНПТ) для вирішення екологічних проблем**

Проблеми екологічної безпеки нашої планети постійно загострюються. Величезної шкоди планеті нанесло великооб'ємне поховання в морях і океанах різних токсичних відходів. Людство постійно шукає шляхи подолання протиріч між неминучістю технічного прогресу і пов'язаним із ним погіршенням екологічного стану на Землі. На сучасному етапі існування численних виробництв з незамкнутими технологічними циклами у навколишнє середовище викидується дуже багато екологічно шкідливих твердих або рідких відходів.

На даний час у світі розпочали застосовувати підземне поховання екологічно шкідливих рідких речовин. Оптимальним середовищем захоронення рідинних відходів промисловості і побічних речовин життєдіяльності людей є соляні товщі на великих глибинах і кристалічні породи фундаментів платформ. Стратегія глибинного поховання рідких промислових відходів відповідає вимогам безпеки і, особливо, соціально-психологічним чинникам. Водночас, проблема використання літосфери як середовища для поховання токсичних і енергетично містких відходів значно розширює коло проблем, пов'язаних з геологічним обґрунтуванням цих заходів у кожному конкретному випадку.

Сучасне наукове обґрунтування підземного захоронення відходів промисловості вимагає аналізу цілого ряду геологічних, гідроенергетичних і геодинамічних параметрів. Особливу роль відіграють геологогідрогеологічні умови поховання, оскільки, з одного боку, саме з водою, як з рухливою складовою літосфери, пов'язані найбільш реальні небезпеки забруднення геологічного середовища токсичними продуктами техногенезу, але з іншого боку, вода сама є об'єктом, за допомогою якого можливо робити захоронення брудних відходів на великих глибинах земної кори. Багаторічні дослідження засвідчили, що найбільш оптимальним варіантом з гідрогеологічних позицій

є поховання рідинних промислових відходів у глибинні частини осадового чохла в умовах наявності депресійних флюїдоносних горизонтів [97].

Питання екологічної безпеки на території України, як і в цілому світі, також постійно загострюється, оскільки в Україні на даний час більшість промислових підприємств, у тому числі і в нафтогазопромисловій галузі, ще не обладнані сучасними системами, які можуть забезпечувати нормальний екологічний стан навколишнього середовища.

Ми протягом багатьох років вивчали величини пластових тисків у нафтогазоносних регіонах України і за її межами. Встановлено, що в гідродинамічних системах в усіх трьох нафтогазоносних регіонах України – західному, східному та південному – повсюдно в розкритих відкладах, серед нормальних гідростатичних (і навіть аномально високих) пластових тисків трапляються пласти, для яких характерними є аномально низькі пластові тиски (АНПТ), які надійно ізольовані товщами непроникних порід від нижче- і вищезалягаючих шарів порід з нормальними та аномально високими пластовими тисками (відповідно НПТ та АВПТ). За інших умов спостерігалось б вирівнювання пластових тисків. У попередніх розділах вказувалося, що за коефіцієнт аномальності ( $K_a$ ) пластового тиску ми прийняли відношення значень заміряного початкового пластового тиску до величини умовного гідростатичного тиску, оскільки на початку досліджень нових площ, як правило, ще немає точних даних про мінералізацію пластових вод у їх розрізі.

До АВПТ відносяться тиски при  $K_a > 1,20$ , НПТ – при  $K_a = 1,20-0,95$ , АНПТ мають  $K_a < 0,95$ . Вони, як правило, відзначаються поглинаннями промивної рідини при бурінні свердловин. Іноді поглинання настільки значні, що існуючі методи їх ліквідації шляхом закачування цементуючих розчинів є абсолютно неефективними, що приводить до необхідності перебурювання свердловин.

Пласти з АНПТ, що зосереджені в товщах осадових відкладів між непроникними породами з нормальними або аномально високими та аномально високими внутрішньопоровими тисками, ми називаємо п'єзомінімумами. Їх прогнозують геологічним методом за формулою  $K_a=f(i)$ , що розглядається в розділах 4-5, а також методом геофізичних досліджень свердловин, описаним у [98].

У таб. 8.6 наведено результати безпосередніх замірів початкових пластових тисків та визначено величини  $K_a$  у природних резервуарах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. У цій зоні в неоген-палеогенових і крейдяних відкладах в основному поширені занижені та аномально низькі початкові пластові тиски з коефіцієнтами аномальності від 0,81 до 0,95 і лише в природних резервуарах Пинянського (глибина 2058 м), Дашавського (640 м) і Залужанського (2075,5 м) газових родовищ заміряні початкові пластові тиски є підвищеними ( $K_a$  дорівнює відповідно 1,17; 1,15; 1,08).

У Внутрішній зоні Передкарпатського прогину в насунутих один на одній тектонічних поверхах (складблоках) розвинуті головним чином підвищені і аномально високі пластові тиски у зв'язку із значним стисненням нафтогазоводоносних природних резервуарів, про що свідчать величини коефіцієнтів інтенсивності антиклінальних структур. Але і тут в окремих блоках складчастих структур бувають АНПТ. Наприклад, на глибині 1870 м у блоці Г-Д Спаського родовища початковий пластовий тиск характеризується коефіцієнтом аномальності, що рівний 0,9, що пов'язане з дуже малою товщиною покривки для нафтового покладу у вказаному блоці родовища [48].

Більшість покладів вуглеводнів у родовищах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину у даний час значною мірою виснажені і деякі з них використовують як підземні газові сховища. Однак ліквідація газових свердловин на значній кількості родовищ в окремих обводнених пластах є недоцільною. Природні резервуари з АНПТ та з виснаженими покладами газу на території Львівської, Івано-Франківської і частково Чернівецької областей можна використовувати для закачування в них рідинних шкідливих відходів різного походження (від промислових підприємств, токсичних залишків від життєдіяльності в минулому військових баз, а також побутових відходів, які часто скидають у поверхневу гідросітку).

На сьогодні захоронення шкідливих побутових і промислових рідинних відходів у п'езомініумах земної кори застосовуються у Росії, Франції, Китаї та інших країнах не тільки за допомогою свердловин, які виконали геологічні і видобувні задачі, а також шляхом буріння спеціалізованих свердловин у районах, де прогнозується наявність пластів з АНПТ [99, 100, 101, 102].

Баричні характеристики родовищ газу у Закарпатського прогину ілюструє табл. 8.7. З таблиці видно, що тут також розкриті природні резервуари в основному характеризуються величинами пластових тисків, які є нижчі за гідростатичні. Підвищені початкові пластові тиски зафіксовано тільки в Русько-Комарівському родовищі на глибині 1019 м ( $K_a = 1,15$ ) та 1663 м ( $K_a = 1,20$ ); в Станіславському газовому родовищі (глибина 300 м,  $K_a=1,21$ ) і в Королівському газовому родовищі, де було зафіксовані слабке підвищення початкового пластового тиску що склало  $K_a = 1,07$ .

Можна з певністю вважати, що в курортній оздоровчій Закарпатській області України є дуже великий потенціал для захоронення шкідливих промислових і побутових відходів у надрах не тільки від геолого-розвідувальних установ, що бурять пошуково-розвідувальні свердловини на нафту і газ, а й інших підприємств для зберігання там нормальних екологічних умов.

Таблиця 8.6 - Баричні характеристики родовищ газу і нафти Прикарпаття

Родовище	Вік	Глибина, м	Початкові пластові тиски,МПа	Коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску
Коханівське / нафта	Юра	1275	11,75	0,87
Паняньське / газ	Нижній	2058	24,10	1,17
Хідновицьке / нафта	сармат	1170	12,52	1,07
Залужанське	Сармат	2075,5	22,45	1,08
/газоконденсат	Нижній	1345	11,67	0,87
Садковицьке / газ	сармат	640	7,36	1,15
Дашавське / газ	Те саме	1056	10,05	0,95
Рудківське / газ	"	851	7,86	0,90
Кавське / газ	"	1030	9,87	0,95
Більче-Волицьке / газ	"	1092	10,00	0,91
Летнянське /	Верхня	1091	10,20	0,92
газоконденсат	крейда	11,55	9,26	0,87
Угерське / газ	Нижній	660	7,15	1,08
Гринівське / газ	сармат	76	0,66	0,86
Кадобнянське / газ	Верхній	2025	18,40	0,91
Косівське / газ	тортон	826	6,74	0,81
Ковалівське-	Те саме			
Черешенське / газ	Тортон			
Краснопутненське / газ	Нижній			
	сармат			
	Верхній			
	тортон			
	Тортон			

Цікаво навести дані про наявність в осадовій товщі земної кори пластів з АНПТ (п'єзомінімумів) на півдні України, де здійснюється постійне забруднення техногенними відходами води Азовського моря та узбережжя Чорного моря не тільки підприємствами нафтогазовидобувної промисловості на суходолі, у шельфових зонах, а також підприємствами інших галузей. Особливо це стосується Азовського моря, де на узбережжі м. Маріуполь знаходиться всесвітньо відомий, державного значення для України, металургійний комбінат «Азовсталь».

На півдні України на Скіфській плиті та в Індольському прогині пробурено багато свердловин у процесі пошуків й розвідки нафтових і газових родовищ та для їх експлуатації. Тут майже повсюдно зафіксовано занижені і аномально низькі початкові пластові тиски. Так, на Скіфській плиті (Крим) аномально низькі і занижені початкові пластові тиски зафіксовано в палеоген-неогенових розрізах у газових родовищах: Чорноморському ( $H = 2144$  м,  $K_a = 0,50$ ); Оленівському ( $H = 575$  м,  $K_a = 0,77$ );

Міжводненському ( $H = 225$  м,  $K_a = 0,84$ ); Борзовському ( $H = 667,5$  м,  $K_a=0,76$ ); Задорненському ( $H = 613$  м,  $K_a = 0,96$ ); Краснополянському ( $H = 1096$  м,  $K_a = 0,99$ ); Глібівському ( $H = 1090$  м,  $K_a = 0,99$ ); Кіровському ( $H = 987$  м,  $K_a = 0,94$ ).

Таблиця 8.7 - Заміряні початкові пластові тиски і їх коефіцієнти аномальності в газових родовищах вуглеводнів Закарпатського прогину

Родовище/флюїд	Вік	Глибина, м	Початкові пластові тиски, МПа	Коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску
Русько-Комарівське / газ	Сармат	1019	11,70	1,15
	Те саме	1197	11,30	0,90
	"	1370	11,90	0,86
	"	1479	12,20	0,82
	"	Палеоген	1663	19,90
Русько-Комарівське / газ	Нижній сармат	300	3,63	1,21
	710	7,61	1,07	
Станівське / газ	Нижній	1205	11,00	0,90
Королівське / газ	неоген	1340	14,70	1,09
Солотвинське / газ	Те саме	1410	13,50	0,95
	"	600	5,70	0,90
	"	700	6,10	0,87
Мартівська площа / CO <sub>2</sub>	"	900	8,90	0,98
	"			
	"			

В Індольському прогині аномально низький ППТ зафіксовано в нафтових родовищах: Малобабчинському ( $H = 250$  м,  $K_a = 0,75$ ); Березівському ( $H = 1047$  м за межами водонафтового контакту,  $K_a = 0,80$ ); Мисовому ( $H = 500$  м,  $K_a = 0,75$ ). Горизонти в розрізі вуглеводневих родовищ півдня України, що характеризуються заниженими і аномально низькими пластовими тисками, слід вважати потенційними об'єктами п'єзомінімумів для захоронення різних токсичних техногенних і побутових відходів.

У даний час при бурінні на нафту і газ глибоких та надглибоких свердловин у Дніпровсько-Донецькій западині необхідно ставити задачу виявлення депресійних шарів (п'єзомінімумів) у відкладах під великими товщами пермської та девонської солі для визначення можливих зон для захоронення токсичних рідинних речовин, у тому числі й радіоактивних відходів замість будівництва наземних сховищ, що вже розглядається прогресивними екологами [101].



## **9 ВРАХУВАННЯ БАРИЧНИХ І ТЕМПЕРАТУРНИХ УМОВ У ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНОМУ ПРОЦЕСІ ВУГЛЕВОДНЕВИХ НАКОПИЧЕНЬ У БІТУМІНОЗНИХ ТОВЩАХ ПОРІД**

### **9.1 Актуальність проблеми**

Видобувні запаси та навіть ресурси традиційних вуглеводневих енергоносіїв, які головним чином забезпечують промисловість у світі, в земній корі закінчуються і, за сучасного розвитку світової промисловості, ймовірно, вичерпаються протягом декількох десятків років. Такі види енергії як гідротермальна і петротермальна енергія Землі, сонячна енергія, вітрова і, навіть, енергія, яка одержується при спалюванні вугілля - в сучасному енергетичному балансі промислово розвинутих країн складають, на жаль, всього 20 % і вони сьогодні не зможуть замінити вуглеводневі енергоносії, тобто нафту і газ. До того ж спалювання вугілля призводить до значного забруднення атмосфери і порушення екологічних умов життєдіяльності на Землі. Крім того, запаси вугілля не є безмежними. Згідно з розрахунками, їх вистачить ще орієнтовно на 200 років. Сучасні види атомної енергії, що базуються на поділі ядер урану або плутонію відповідають 7 % в енергетичному балансі світу. Крім того, цей вид енергії дуже небезпечний у зв'язку з радіоактивністю, яка з часом може призвести до глобального забруднення навколишнього природного середовища. У випадку виникнення аварійних ситуацій існує загроза раптового радіоактивного забруднення достатньо великих територій і, навіть, всієї поверхні земної кулі, тобто призвести до радіоактивного апокаліпсису у глобальному масштабі. Таке вже майже відбулось під час аварій атомних електростанцій у Чорнобилі і на Японських островах. У даний час, у зв'язку з пришвидшенням проявів сильних землетрусів (магнітудою до 9 балів за шкалою Ріхтера, як це було у Японії, на узбережжі Індії, Таїланду, Шрі-Ланки, на острові Суматра), земна вісь, навколо якої Земля збалансована за масою, за даними Американського Національного Агентства з Космонавтики і Аеронавтики США (NASA), змістилась на 15 см в бік 139<sup>0</sup> східної довготи (в проекції на поверхню Землі), земна доба скоротилась на 1,6 мікросекунди. Зміщення земної осі, у свою чергу, ймовірно, впливає на інтенсифікацію інших проявів катаклізмів в земній корі, наприклад, на пробудження вулканів (Ісландія, Чилі). Порушення стабільності у поступовому розвитку земної кулі значно збільшує небезпеку роботи атомних електростанцій у процесі виробництва електроенергії, з якої виробляють механічну, теплову та інші види енергії, необхідні для промисловості та життєдіяльності людей.

Астрофізики вважають, що більшість фізико-геологічних процесів на Землі, що призводять до катаклізмів, пов'язані зі змінами сонячної активності, яка проявляється циклічно через кожні 11, 22, 87, 210, 2300 і 6000 років. Але науково підтвердженими циклами, що базуються на практичних

спостереженнях, є одинадцятирічні та двадцятидвохрічні максимуми активності Сонця. Максимум активності Сонця, відповідно до 11-річного циклу, був зареєстрований у 2000 і 2002 роках. За даними астрофізиків, наприкінці 2012 і початку 2013 року очікується сильна активізація сонячної активності, що призведе до так званого «сонячного шторму», який обумовить посилення магнітних бурь на Землі. Магнітні бурі можуть спровокувати потужні землетруси на нашій планеті. За даними Азербайджанського НДІ з прогнозування і вивчення землетрусів, період з 2011 по 2015 рік є найбільш небезпечний стосовно вулканічної і сейсмічної активності Землі [103, 104].

Враховуючи велику небезпеку роботи атомних електростанцій у Німеччині вже прийняли закон, згідно якого атомні електростанції на території даної країни повинні бути ліквідовані до 2022 року. У проведеному плебісциті в Італії абсолютна більшість громадян висловились аналогічно проти подальшого використання ядерної енергії для одержання електроенергії. В інших країнах світу також висловлюється занепокоєння щодо проблеми подальшого використання атомних електростанцій.

У 2000 році фірма Devon Energy в США розпочала масштабний видобуток так званого сланцевого газу (СГ) на площі Барнетт Шейл із горизонтальних свердловин, пробурених у товщі бітумінозних сланців, шляхом викривлення вертикальних свердловин на певних глибинах до горизонтального положення. У результаті поступового удосконалення вказаної технології видобутку СГ і поширення її на інших площах (Вудфорд, Марцеллус, Монтней та ін.) видобуток сланцевого газу в США в 2010 році наблизився до 51 млрд м<sup>3</sup>. Однак, міністерство інформатики США визнало, що цифри про видобуток СГ в країні завищувались, у зв'язку з чим ці дані будуть корегуватись в бік зменшення [105]. Але, в той же час було підтверджено, що видобувні запаси СГ з чорносланцевих бітумінозних товщ у США оцінюються в 24 трлн. м<sup>3</sup> [106].

Сланцевим газом, а точніше газом з бітумінозних порід, зацікавились майже всі країни світу. Але експерти підраховали, що одержаний безпосередньо зі сланців газ в США коштує дуже дорого (до 283 дол. США), а при його продажі – купівля буде ще дорожчою. Для порівняння можна навести такі дані: видобуток 1000 м<sup>3</sup> газу Газпрому (Росія) коштує 19 дол. США [104]. Ціна 1 м<sup>3</sup> газу в США з традиційних родовищ ще менша, так як ці родовища знаходяться у здавна населених і впорядкованих районах.

Видобуток газу з бітумінозних порід в США горизонтальними свердловинами за американською технологією вже подекуди призвів до забруднення не тільки надр і навколишнього природного середовища, а й завдав непоправної шкоди екосистемам національних парків, оскільки здійснення гідророзривів на хімічно-оброблених рідинах призводить до значної токсифікації пластових, ґрунтових і артезіанських питних вод. Тому, в США вже у 2005 році, ухвалою Конгресу, використання дизельного палива та інших продуктів, особливо, відходів при крекінгу нафти для виготовлення

гідророзривних рідин, у товщах бітумінозних сланців – було заборонено в законодавчому порядку [107].

Штучні резервуари (зони дроблення), що утворюються вздовж горизонтальних свердловин шляхом проведення гідророзривів пластів не довготривалі, що також є негативним фактором для навколишнього природного середовища, оскільки на поверхні в цих районах можуть утворюватися просідання гірських порід. Крім наведеного, нам ще не відомо, як буде реагувати земна кора на викачування газоподібних продуктів ковровим методом з її осадової оболонки на великих територіях. Видобування СГ потребує майже в 100 разів більше видобувних свердловин у порівнянні з розробленням газових покладів з традиційних порід-колекторів. Цим питанням ще не займалися навіть американські дослідники, незважаючи на те, що вони є піонерами в сфері видобування сланцевого газу.

Однак, незважаючи на високу ціну і негативні екологічні показники видобутку СГ, який на сьогодні, практично, видобувають у промислових масштабах тільки в США і частково в Канаді, людство вимушене буде його видобувати, оскільки виробництво енергії на атомних електростанціях більш небезпечне і може призвести людство до часу, коли пророцтва древніх племенів та окремих пророків справдяться. Збільшення видобутку СГ у даний час є необхідністю. Це вплине на обмеження виробництва електроенергії на атомних електростанціях, а головне - дасть можливість виграти час для відкриття нових технологій для виробництва енергії з хімічних елементів, ядерна енергія яких у радіоактивному відношенні є безпечною [108]. Сучасна технологія використання ядерної енергії є згубною (смертельною) для людства, в зв'язку з радіоактивним забрудненням навколишнього природного середовища, чого не можна сьогодні сказати про видобуток сланцевого газу. Тому актуальність проблеми пошуково-розвідувальних робіт і наступного видобування вуглеводневих енергоносіїв з бітумінозних осадових товщ у всіх розвинутих країнах світу, у тому числі і в Україні, не викликає сумніву.

На сьогодні в розвинутих країнах світу планується одержувати термоядерну енергію з гелій-3 ( ${}^3\text{He}$ ) – одного із ізотопів гелію. Гелій-3 ( ${}^3\text{He}$ ) є продуктом термоядерних реакцій, що відбувається на Сонці. Він викидається цією зіркою у Всесвіт в дуже великій кількості, але на Землі його мало. Частинки  ${}^3\text{He}$  майже не потрапляють на нашу планету, у зв'язку з тим, що магнітне поле Землі запобігає потраплянню гелію-3 ( ${}^3\text{He}$ ) до своєї поверхні. Проте, велика кількість гелію-3 ( ${}^3\text{He}$ ) міститься на поверхні Місяця, в породі, яка одержала назву «реголіт». За даними астрофізиків це обумовлюється тим, що на Місяці відсутні атмосфера та дипольне магнітне поле. У місячному реголіті вміст  ${}^3\text{He}$  може сягати 10 млн т. За даними академіка РАН, члена бюро по космосу РАН Е. М. Галімова місячний  ${}^3\text{He}$  – це подарунок, який людство отримало від природи. За його розрахунками для забезпечення людства енергією  ${}^3\text{He}$  на рік буде достатньо трьох польотів космічних кораблів на Місяць з вантажопідйомністю 10 т. На Землі передбачається

одержувати безпечну (відносно радіоактивності) енергію із  $^3\text{He}$  в реакторах синтезу. До даного часу енергія атомних електростанцій одержується, як відомо, в реакторах ділення (урану та полонію) [108, 109, 110].

Проблема використання  $^3\text{He}$ , як не радіоактивного і в цьому плані, практично безпечного джерела енергії, у даний час вивчається в США, Росії, Китаї, Індії та Франції.

## 9.2 Загальні відомості про бітумінозні породи і сланцевий газ

Вперше газ із бітумінозних сланців був одержаний у 1821 році в штаті Нью-Йорк Вільямом Хартом. Але на це в той час не звернули уваги, оскільки приплив газу був незначний і про відкриття Вільяма Харта забули.

Проблемі видобутку газу з бітумінозних порід, в тому числі із сланців слід надати певне визначення.

Бітумінозні породи – це породи (в основному теригенні: глини, аргіліти, сланцюваті аргіліти і алевроліти, пісковики тощо), у яких зосереджена дисперсно розсіяна органічна речовина, або вже продукти перетворення органічної речовини у бітум, який часто називають керогеном. Безпосередньо бітумінозні сланці – це ті самі осадові породи, які піддалися баричному і температурному впливу в надрах осадової оболонки Землі, а саме: геостатичному тиску вищезалягаючої товщі порід і температурній дії теплових потоків Землі.

Як правило, вихідним матеріалом для утворення сланцюватих порід і сланців, є пелітові та алевритисті осади, які перетворюються з часом у результаті ущільнення у аргіліти і алевроліти, а потім при метаморфічних процесах, тобто, під дією температури і тиску в осадовій оболонці земної кори – у сланцюваті породи, та сланці. За наявності в них органічної речовини, вони набувають кольорів – від темного до чорного, що залежить від відсоткового вмісту та типу в них органічної речовини або вже бітумів, які ще називають керогеном.

Головною складовою частиною бітумів є вуглець у хімічному сполученні з воднем. Початок утворення і концентрація вуглецю в осадовій оболонці земної кори відноситься до часу початку її утворення в процесі седиментаційних етапів. Тобто, початок утворення вуглецю в земній корі датується понад 2 млрд років, що відповідає архейському часу [111, 112, 113].

Протягом останніх 30-35 років гірські породи, що утримують в собі дисперсно розсіяні бітуми, привертають до себе все більше і більше уваги, як потенційні джерела вуглеводневих енергоносіїв. У даний час, дисперсно розсіяні бітуми встановлені майже в усіх осадових відкладах - від докембрійських до сучасних. Містяться вони у різних літологічних субстанціях – від намулів, глин і аргілітів до метаморфізованих сланцюватих утворень, а іноді і у класичних метаморфічних породах, бувають також і в інтрузивних літологічних різноманітностях. Загальна величина розсіяних

бітумів у земній корі дуже велика (з літературних джерел  $6 \times 10^{15}$  тонн) [14]. Більша їх частина зосереджена в осадових породах, а саме: в глинах, аргілітах та в глинистих сланцях.

Бітуми (лат. bitumen – смола) відносяться до горючих корисних копалин, які називаються каустобіолітами (гр. causto – горючий, bios – життя, litos – гірська порода). Вони поділяються на два основних ряди: сапропелевий або нафтобітум (горючі гази, нафти, мальта, озокерит) і гумусовий ряд або вугільний (торф, буре і кам'яне вугілля, антрацит). Вміст вуглецю в бітумах 50-90 %, водню 2,5-14 %. Співвідношення вуглецю до водню коливається у межах 5,5 - 48. Найбільший вміст вуглецю в антрацитах (до 90 %, а іноді 97 %). У бітумах, крім вказаних рядів, ще виділяють ліптобіоліти або ряд мінералів групи бурштину (янтарю), який, в основному, використовується як матеріал ювелірної промисловості.

Вихідний органічний матеріал і його умови накопичення в процесі седиментації для утворення різних типів бітумів між собою відрізняються. Внаслідок цього формування родовищ вуглеводневої сировини та кам'яного вугілля повинен залежати від накопичення бітумів певних рядів. Але в осадовій оболонці земної кори існують території і седиментаційні басейни, в межах яких є нафтогазові поклади в традиційних породах-колекторах, а також і товщі бітумінозних гірських порід, що залягають вище і нижче цих покладів або одержали широкий розвиток поруч, тобто вони присутні по всьому розрізу і по території басейнів. Крім цього, існують також невеликі нафтогазоносні території, де наявність бітумів мала, а іноді повністю відсутня [114, 115]. Тому, при проведенні нафтогазогеологічного районування в осадовій оболонці земної кори, слід виділяти нафтогазоносні і бітумонафтогазоносні території, в межах яких, крім нафтогазових родовищ у традиційних породах-колекторах, широко розповсюджені товщі бітумінозних порід.

Слід також звернути увагу на те, що не завжди певний ряд бітумного матеріалу дає початок формуванню характерної для нього горючої корисної копалини. На певних етапах горюча корисна копалина, формування якої чітко відповідає класичним схемам її утворення з первинного органічного матеріалу, під термобаричним впливом, генерує іншу горючу корисну копалину, яка за класифікацією належить до бітумів іншого ряду. Наприклад, встановлено, що вугілля формується з гумусового матеріалу, але в результаті дії метаморфічних процесів з вугілля виділяються значні об'єми горючих газів (зокрема метану та інших), які відносяться (за класичною схемою бітумних рядів) до сапропелів. Басейни кам'яного вугілля завжди значно загазовані, а в їх межах та навколо них, як правило, існують газові родовища. Виділяються горючі гази під дією температури також при гнитті торфу.

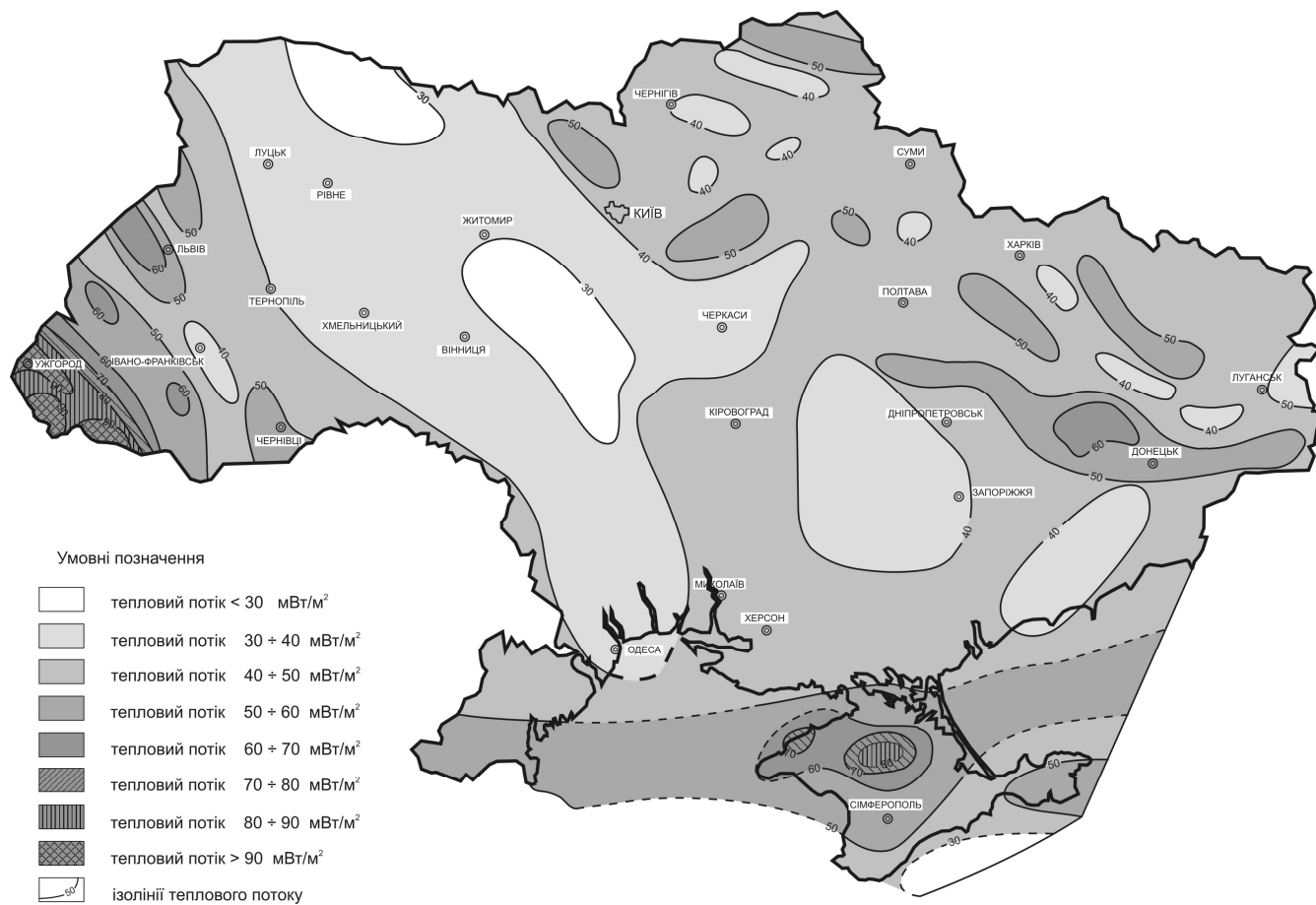
Суттєвим фактором, що зумовлює температурні умови, за яких відбувається перетворення органічного матеріалу (як сапропелевого, так і гумусового рядів) у вуглеводневі субстанції, що можуть вважатися

енергоносіями, є інтенсивність теплового потоку Земної кулі. На рисунку 9.1, наведена карта інтенсивності теплового потоку в надрах України за В. В. Гордієнко [116], а в таблиці 9.1 наводяться дані про вимірювання в свердловинах температур у природних резервуарах бітумонафтогазоносних регіонів України. Цікаво, що майже всі нафтогазоносні площі, де відкриті нафтові і газові родовища в Україні співпадають, або тяжіють до ділянок з підвищеними значеннями інтенсивності теплового потоку з надр.

З наведеного видно, що для вирішення проблеми одержання вуглеводневих енергоносіїв з порід, які не є традиційними колекторами для нафти і газу, а саме з бітумінозних глин, аргілітів, сланцюватих глинисто-алевролітових товщ і типових сланців, що практично непроникні і відносяться до порід-покришок в розрізах традиційних нафтогазових родовищ, повинні бути проведені ретельні геологічні дослідження з метою бітумонафтогазогеологічного районування для виділення перспективних областей, районів і конкретних площ, та встановлення наявності в їх розрізах бітумів певних рядів у кількісних виразах.

Цікаво що нафтогазоносні райони в Україні повсюдно знаходяться в межах ділянок з підвищеною інтенсивністю теплових потоків або до них тяжіють.

Найбільш підвищені температурні умови за вимірами температур в осадових відкладах існують на заході України в Закарпатському прогині, а також на півдні України на Скіфській плиті та в Індольському прогині, де середні значення геотермічної ступені знижуються відповідно до 17,5 м/1 °С (Русько-Комарівське газове родовище) і до 15,3 м/1 °С (Глибівське газове родовище). Геотермічні градієнти в цих родовищах відповідно збільшуються до 4,76 °С і 4,17 °С на 100 м. В порівнянні з середнім значенням геотермічних градієнтів по світу (3,3 °С/100 м) у вказаних регіонах України температурні умови можуть рахуватися аномальними. Дані про середньорічні температури повітря ( $t$ ), товщини шару з постійною температурою ( $h_{\text{пост}}$ ), які необхідні для обчислення геотермічних ступенів для всіх бітумонафтогазоносних регіонів України наводяться в таблиці 9.1.



**Рисунок 9.1 – Карта інтенсивності теплового потоку території України (за В. В. Гордієнком [116])**

Таблиця 9.1 - Температури і геотермічні ступені у природних резервуарах в нафтогазоносних областях України (за О. О. Орловим (1980, 1982, 2009pp.))

Родовище, площа	Глибина Н, м	Заміряна температура в пласті, °С на глибині Н	Геотермічний ступінь на глибинах, Н	Коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску, $K_a$
1	2	3	4	5
п. 1.1 Закарпатський прогин				
Русько-Комарівське (газове)	1019	68,0	17,5	1,15
-//-	1663	94,0	19,8	1,20
Станівське (газове)	300	37,0	17,5	1,21
Королівське (газове)	710	48,0	18,7	1,07
Солотвинське (газове)	1340	49,0	34,3	1,09
-//-	1530	55,0	33,9	1,11
Дібровське (газове)	1492	91	18,4	1,14
Мартівське (вуг. газ CO <sub>2</sub> )	600	38	21,2	1,00
-//-	900	50	22,5	1,00
Грушевська площа	1000	52	23,7	1,00
-//-	3170	124	27,8	1,04
Буштинська площа	450	33	19,4	1,38
-//-	1530	102	16,6	1,14
Тереблянська площа	500	28,7	26,7	1,2
-//-	1000	59,3	20,3	1,2
Середнє значення геотермічної ступені у межах досліджуваних глибин становить для Закарпатського прогину 22,5 м на 1 °С при $h_{\text{пост.}} = 3 \text{ м}$ і $t = 10^\circ\text{C}$				
п. 1.2 Внутрішня зона Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат				
Старо-Самбірське	3460	89	43,2	1,34
Бориславське	2350	64	42,7	1,37
Орив-Уличнянське	3767	93	43,8	1,15
Стинявське	3785	102	40,7	1,08
Північно-Долинське	3255	80	43,1	1,04
Долинське	2303	66	40,4	1,27
-//-	3204	76	47,8	1,18
Космацьке	2950	86	38,3	1,23
Росільнянське	3002	75	45,4	1,3
Гвіздецьке	1457	38,85	48,7	1,9
-//-	1690	41,85	51,4	1,8
-//-	1919	46,85	51	1,7
-//-	1985,5	47,5	51,5	2,02



Продовження таблиці 9.1				
1	2	3	4	5
Пнівське	2390	57	49,7	-
Битківське	2475	48	63,3	1,12
площа Луги, св. № 1	3000	78	43,4	-
-//-	4000	100	43,9	-
-//-	5000	120	45,0	1,72
-//-	6000	140	45,7	1,61
площа Шевченково, св.№1	4000	102	42,0	1,48
-//-	5000	121	43,8	1,50
-//-	6000	140	45,8	1,55
-//-	7000	140	26,5	1,55
Середнє значення геотермічного ступеня у межах досліджуваних глибин становить для Внутрішньої зони прогину і Скибової зони Карпат 42,2 м на 1 °С при $h_{\text{пост.}} = 3 \text{ м}$ і $t = 9 \text{ °С}$				
п. 1.3 Зовнішня зона Передкарпатського прогину				
Залужанська	2075,5	65	37	1,08
Пинявське	2058	64	37,4	1,17
Садковицьке	1345	37	47,9	0,87
Кавське	851	33	35,3	0,9
Мединицьке	1393	59	27,8	0,98
Більче-Волицьке	1116	42,7	33	0,95
Угерське	1091	39	36,3	0,93
Косівське	792	26	46,4	0,90
Ковалівсько-Черешенське	2025	66	35,5	0,91
Середнє значення геотермічного ступеня у межах досліджуваних глибин становить для Зовнішньої зони 38,3 м на 1 °С при $h_{\text{пост.}} = 3 \text{ м}$ і $t = 9 \text{ °С}$				
п. 1.4 Львівський палеозойський прогин Волино-Подільської плити				
Великомостівське	2330	60	45,6	1,04
-//-	2394	61	46,9	1,04
Локачівське	815	23	40,3	1,04
-//-	860	27	45,1	1,10
-//-	910	29	45,4	1,05
Середнє значення геотермічного ступеня у межах досліджуваних глибин становить для Львівського палеозойського прогину Волино-Подільської плити 44,6 м на 1 °С при $h_{\text{пост.}} = 3 \text{ м}$ і $t = 9 \text{ °С}$				
п. 1.5 Дніпровсько-Донецька западина				
Монастирищенське	3355	97	37,6	1,10
Прилуцьке	1602	63	29,1	1,16
Мільковське	3000	89	36,9	1,03
Лесяківське	1850	48	46,1	1,02
Богданівське	2495	85	31,9	1,09

Продовження таблиці 9.1				
1	2	3	4	5
Гнідинцівське	1730	45	46,6	1,02
Великобубнівське	3105	95	35,6	1,02
Чижівське	3750	105	38,6	1,07
Глинсько-Розбишівське	3748	101	40,2	1,13
Новотроїцьке	3400	87	42,9	1,04
Чорнухинське	2957	84	38,8	1,00
Рибальське	3384	91	40,7	1,17
Малосорочинське	2257	79	31,7	1,06
Потічанське	1720	59	33,6	1,03
Лиманське	1700	54	36,8	1,00
Зачепилівське	1350	36	48,0	1,10
Машівське	4060	108	40,5	1,11
Опішнянське	3695	101	39,6	1,22
Солохівське	3120	88	38,9	1,20
Новогригорівське	2000	70	32,1	1,00
Перецепінське	2640	75	39,3	1,02
Східно-Новоселівське	1922	53	42,6	1,01
Миколаївське	2693	94	32,7	1,02
Західно-Соснівське	3676	78	52,4	1,07
Шебелинське	2430	64	43,3	1,15
Миролюбівське	2420	73	37,1	1,04
Голубівське	984	31	42,6	1,05
Левенцівське	750	30	33,9	1,02
Західно-Хрестищенське	3400	76	49,9	1,18
Мелехівське	3100	72	45,5	1,19
Верхньоланнівське	3400	74	51,4	1,18
Західномедведицьке	3190	75	47,5	1,26
Кременівське	2215	64	39,4	1,10
Волохівське	3060	83	40,7	1,02
Краснопопівське	2311	92	27,4	-
Борівське	1510	55	35,0	1,02
Вергунське	1165	35	43,0	1,05
Вільхівське	1669	57	33,9	1,05
Середнє значення геотермічної ступені у межах досліджуваних глибин становить для ДДз 39,5 м на 1 °С при $h_{\text{пост.}} = 4 \text{ м}$ і $t = 8 \text{ °С}$				
п. 1.6 Скіфська плита (Крим) і Індольський прогин (Керченський півострів)				
Чорноморське (Скіф. плита)	2144	108	21,9	0,51
Карлавське (-//-)	3342	131	27,6	0,99
Краснополянське (-//-)	1096	61	21,6	1,00

Продовження таблиці 9.1				
1	2	3	4	5
Західно-Октябрське(- //-)	3380	107	34,9	1,19
Октябрське (-//-)	2709	95	31,9	1,10
Міжводненська пл. (- //-)	225	25	15,3	0,84
Кіровське (-//-)	987	67	17,4	0,94
Глібівське (-//-)	918	60,25	15,3	1,19
-//- (-//-)	1090	63,5	20,5	1,00
Джанкойське (-//-)	545,5	36	21,2	1,14
Стрілкове (-//-)	475	28	26,8	0,99
Мошкарівське (Індол. прогин)	1767	80	23,7	1,52
Куйбишевське (-//-)	2133	95	25,2	1,88
Малобабченське (-//-)	272	20,8	25,4	-
Середнє значення геотермічної ступені у межах досліджуваних глибин становить для Північного Криму і Керченського півострова 23,5 м на 1°С при $h_{\text{пост.}} = 2 \text{ м}$ і $t = 10,4^\circ\text{C}$				
п. 1.7 Передобрудзький прогин				
Східно-Саратське	2630	-	-	1,0
Жовтоярське	3100	78	45,5	1,1

### 9.3 Видобування сланцевого газу в США та Канаді

Довший час в США і Канаді вивчалася проблема видобування нафти з бітумінозних порід у кар'єрах, а також підняття бітумінозних чорних сланців на поверхню шахтним способом (після видобутку їх в штреках) для подальшої обробки на поверхні. Було також запропоновано проводити обробку бітумних сланців на глибині в штреках, що проходять у горизонтальному напрямку від шахт.

Великомасштабний видобуток бітумних сланців та екстрагування з них бітумів з подальшою їх розгонкою для одержання енергоносіїв потребує дуже великих витрат. Так, вартість комплексу з видобування і переробки 22 тис. м<sup>3</sup> на добу бітуму складає 6 млрд доларів США. Витрати на отримання 1 т продукції сягає 30 тис. доларів США. Це на багато більше, порівняно з традиційним видобуванням вуглеводнів, навіть у складних умовах Північного моря. Але, щодо видобування сланців з бітумінозних пісковиків безпосередньо на поверхні, то в Канаді з 80-х років минулого століття і до наших днів інтенсивно проводиться промислова розробка нафти з бітумінозних пісковиків у районі Атабаска, штат Альберта.

Значні кошти, що пов'язані з видобуванням вуглеводнів шляхом обробки бітумінозних сланців та інших порід, що вміщують в себе бітуми, безпосередньо в шахтах, а також кошти, що необхідні для будівництва

збагачувальних комплексів на поверхні, обумовили появи ідеї та вплинули на інтенсифікацію внутрішньопластового видобутку вуглеводнів (особливо нафти, а потім і газу). Складності проявлялись у тому, що нафта і газ в аргілітах і сланцях та в інших непроникних породах, які прийнято називати породами-покришками, практично не володіють ефективною пористістю, а тріщинуватість в них розвинута дуже слабо. Для видобування рідких і газоподібних вуглеводнів з таких порід необхідно утворювати в них проникні зони і до того ж здійснювати певні заходи для тривалого збереження проникності цих зон. На глибинах сланці, як і інші гірські породи, перебувають під тиском вищезалягаючої товщі осадових утворень, тобто під дією геостатичного тиску, і є щільною непроникною породою.

Канадські і американські спеціалісти досліджували різні методи утворення проникних зон у пласті з горизонтальних свердловин, наприклад, розрив пласта емульсіями або повітрям [119, 120, 121]. У даний час в США розпочали інтенсивно практикувати буріння горизонтальних стовбурів на глибинах залягання бітумінозних сланців з вертикально пробурених свердловин. У горизонтальних свердловинах проводять гідророзрив у середині пласта сланців і в утворені тріщини під тиском закачують рідини з піском, щоб тріщини зберігалися впродовж певного часу. Таким чином, утворюється штучний резервуар на глибині у щільному пласті. Піскоструйний гідророзрив виявився найбільш ефективним на сьогодні для утворення штучних резервуарів у сланцях. Нижче і вище від цього резервуару є непроникні сланці, які відіграють роль покришок. Деталі утворення подібних штучних резервуарів є, безумовно, конфіденційною інформацією американців.

Однак, можна передбачити, що при проведенні гідророзриву до розчину додають хімічні добавки, розраховують також співвідношення тисків закачування рідини з геостатичним тиском вищезалягаючої товщі порід, враховують необхідний час для накопичення газу в штучних резервуарах горизонтальних стовбурів свердловин після кожного гідророзриву тощо. В принципі, чим вища буде штучно створена тріщинуватість у сланцях, тим ефективніше буде працювати утворений резервуар у разі надходження в нього газу з бітумінозних сланців або інших порід.

Слід вважати, що крім вказаного, не виключено, що для видобутку вуглеводнів з бітумінозних сланців передбачаються ще і додаткові теплові методи впливу на сланці для активізації в них техногенних пірометаморфічних процесів, за допомогою яких бітумний матеріал розкладається з виділенням вуглеводневого газу. Як відомо, головною фізичною властивістю газу є розширення в об'ємі. Газ, як мобільна речовина, при утворенні проникних зон, вздовж горизонтально розташованих свердловин, пересувається в ці зони тому, що в них формується депресія тиску при раптовому (стресовому) утворенні тріщин, а у перший момент до

вакууму. У результаті газ та інші вуглеводневі сполуки в цих зонах накопичуються і можуть бути видобутими (рис. 9.2).

Враховуючи те, що у США розпочали інтенсивно видобувати газ із бітумінозних сланців, видобування цього газу згідно з даними інституту державної політики ім. Бейкера, США у 2009 році досяг майже 14 % від загального річного видобутку газу (620 млрд м<sup>3</sup>). Вивчення досвіду видобування сланцевого газу для України має велике значення в плані вирішення стратегічних питань як у народному господарстві, так і на зовнішньому енергетичному ринку. Вище вже вказувалося, що американці визнали факт завищення обсягів видобутку СГ в США у 2009 році і будуть корегувати ці дані в бік зменшення обсягу вилученого газу з надр [105, 106]. Але величина загальних запасів СГ у бітумонафтогазоносних регіонах США, а це 24 трлн м<sup>3</sup>, безумовно, надає значну вагомість проблемі видобування сланцевого газу у всьому світі. По суті справи, це нова сторінка в історії видобування вуглеводневих енергоносіїв у масштабних обсягах для промисловості і побутових потреб людства. Відкриття сланцевого газу має також велике теоретичне значення, наприклад, для завершального рішення проблеми походження нафти і газу в промислових масштабах в осадовій оболонці земної кори.

Піонером у пошуках, розвідці і, головне, видобуванні СГ для промисловості і побуту людей є США. У менших розмірах СГ видобувають у Канаді, паралельно з видобуванням вуглеводневих енергоносіїв (нафти і газу), з бітумінозних порід, що відслонюються на поверхні (в основному в районі Атабаски, штат Альберта).



**Рисунок 9.2** Блок-діаграма видобування сланцевого газу з бітумінозних порід (за <http://energyfuture.ru/mestorozhdenie-slancevogo-gaza-plej-play-vudford-woodford-ssha/w3>).

Зі змінами і поясненнями Орлова О. О. та Боднарчука В. С.

На території США, в минулому, у різні геологічні періоди, існували дуже сприятливі палеогеографічні і геотектонічні умови для утворення значних теригенних бітумінозних товщ на різних глибинах у межах майже всіх американських штатів. У принципі в США вже видобувають СГ або будуть видобувати у майбутньому в 42 із 52 штатів. На рисунку 9.3 наводяться розповсюдження територій, де розкриті товщі бітумінозних сланців.

Але, беручи до уваги екологію, в справі видобування СГ виникло багато негативів, які вже наводилися вище. Проте, в США, у даний час активно займаються розробленнями певних технологій, щоб зменшити негативний вплив видобутку сланцевого газу на навколишнє природне середовище на поверхні і в надрах.

Головними родовищами СГ, які дозволили в США значно збільшити видобуток газу є: Марцеллус, Барнетт, Хайнесвіль, Хорн Рівер, Монтней [106].

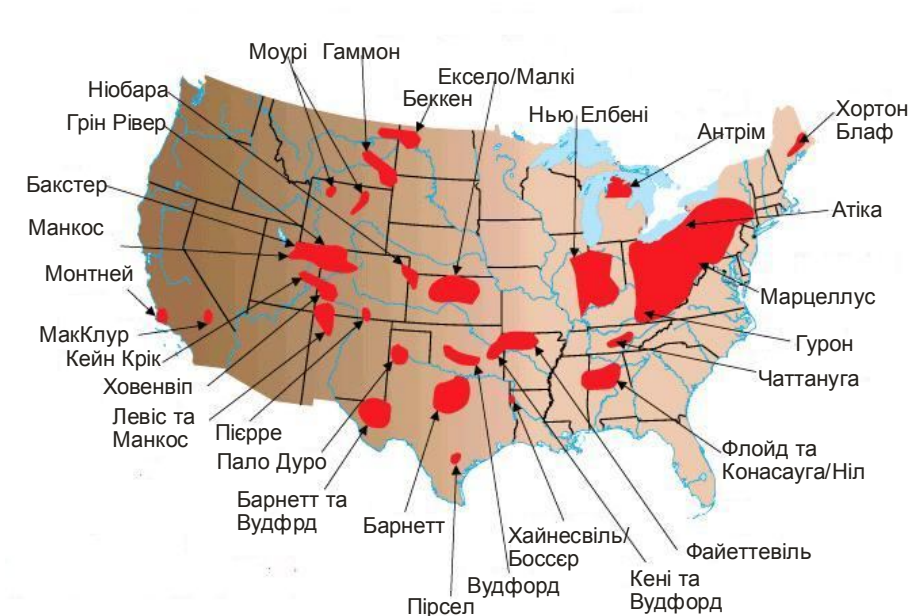
**Родовище СГ Марцеллус.** Площа родовища Марцеллус, разом з родовищами Гурон і Атіка (північна частина якого розташована вже в Канаді), займає гігантську територію, де розповсюджені чорні газonosні сланці в середньому і верхньому девоні (рис. 9.3, 9.4, 9.5).

Найбільшу площу займає середньо-девонська товща газonosних чорних сланців (17 500 км<sup>2</sup>). Товщина пласта від 20 м на заході території, де пласти чорних сланців, не доходячи до поверхні, виклинюються і до 100 м на сході, де цей пласт занурюється на великі глибини. На заході чорно-сланцеві породи іноді відслонюються в руслах річок.

Вміст органічної речовини в чорних сланцях до 5 %. Дебіт газу на родовищі Марцеллус складає 6 млн м<sup>3</sup>/добу. У рік з родовища видобувають понад 2 млрд м<sup>3</sup> газу. Газ видобувають з глибини 1500-2400 м.

На родовищі Марцеллус пробурено близько 400 свердловин, з яких горизонтальні стовбури відходять від вертикальних на відстань близько 1000 м, а у деяких випадках до 1250 м.

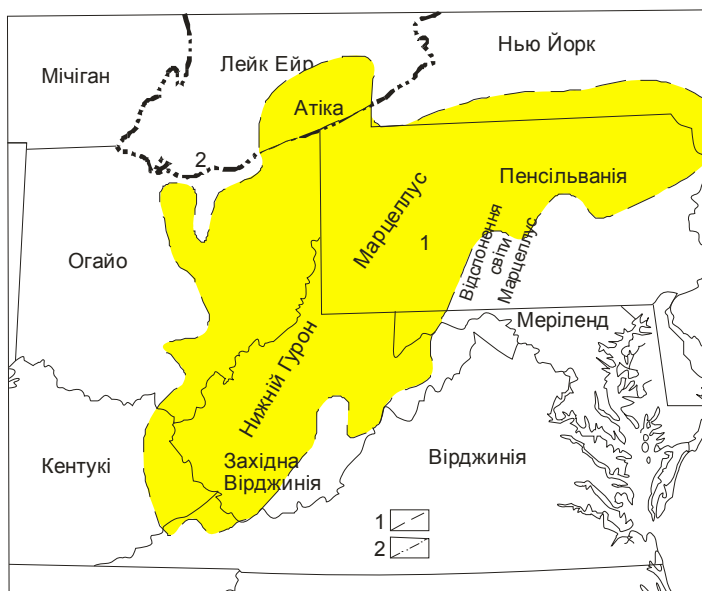
Родовище Марцеллус вважається найбільшим у США, його запаси та ресурси газу у даний час оцінюють у 600 млрд м<sup>3</sup>; але родовище перебуває в пошуково-розвідувальній стадії.



**Рисунок 9.3 - Схема розповсюдження газonosних чорно сланцевих порід у седиментаційних басейнах на території США**

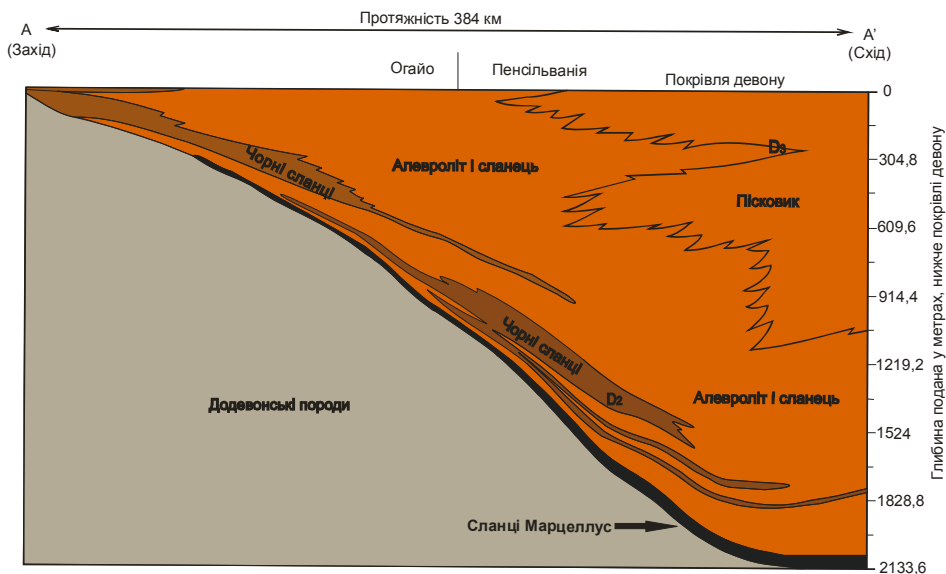
(<http://energyfuture.ru/wordpress/wp-content/uploads/2010/02/shale-gas-basins-in-usa.jpg>).

Переклад з англ. Боднарчука В. С.



**Рисунок 9.4 - Схема розповсюдження родовищ сланцевого газу Нижній Гурон, Марцеллус (США) і Атіка (Канада)**

За О. Е. Лукіним [107], з перекладом з англ. Боднарчука В. С.  
 1 – межа промислової газоносності родовищ Марцеллус і Гурон,  
 2 – державний кордон з Канадою



**Рисунок 9.5 - Геологічний розріз площі, де залягають сланці Марцеллус у межах штатів Огайо та Пенсільванія**

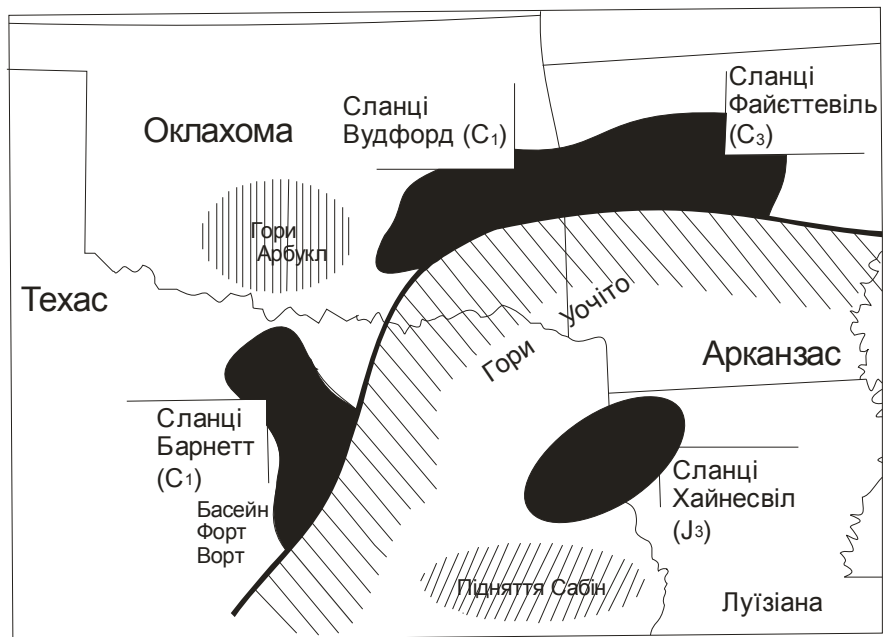
<http://energyfuture.ru/mestorozhdenie-slancevogo-gaza-plej-play-marcellus-marcellus-ssha/marcellus-shale-depth-lg>

(переклад з англ. Боднарчука В. С.)



**Родовище СГ Барнетт.** Родовище СГ Барнетт, штат Техас, розташоване у північно-західній частині Північно-Американської платформи. Початок бурових робіт на СГ відноситься до 2002 року. Родовище включає в себе дві зони розповсюдження бітумінозних сланців чорного кольору, загальна площа яких займає 500 км<sup>2</sup> (рис. 9.6). На родовищі Барнетт експлуатується понад 1800 свердловин, з яких у 2002 році отримали 136 млн м<sup>3</sup> СГ на добу.

Газоносні сланці нижньо-карбонівого віку складені тут шаруватими, у значній мірі метаморфізованими породами, іноді вапняковистими, темного (до чорних) і коричневого кольору. Вміст органічної речовини в них сапропелево-гумусового типу коливається в межах від 1 до 5 %. Запаси газу в бітумінозних сланцях родовища Барнетт оцінюються в  $7,1 \cdot 10^{10}$  м<sup>3</sup> (ймовірно завдяки пустотам, що обумовлюються тонко- і мікрочаруватістю цих порід). Плановане видобування газу на родовищі Барнетт 50 млрд м<sup>3</sup>/рік.



**Рисунок 9.6 - Схема розташування на території Північно-Американської платформи родовищ СГ Барнетт, Файеттевілл, Вудфорд, Хайнесвіл у бітумінозних товщах від карбону до юри**  
 За О. Е. Лукіним [107], переклад з англ. і уточнення Боднарчука В. С.

**Родовище сланцевого газу Хайнесвіл.** Дане родовище розташоване в штаті Техас і в північно-західній частині штату Луїзіана. Бітумінозні чорні сланці світи Хайнесвіл-Букнер відносяться до верхньої юри. Товщина світи від 70 до 100 м. Глибина залягання від 600 до 4500 м.

Пошуково-розвідувальні роботи на площі Хайнесвіл розпочались у 2006 році. У період з 2006 до 2007 років тут пробурили близько 100 видобувних свердловин з відхиленням від вертикальних стовбурів на відстань від 700 до 1250 м, горизонтальних свердловин. Газоносні пласти чорносланцевих порід світи Хайнесвіл-Букнер характеризуються підвищеними і аномально-високими пластовими тисками та підвищеними температурами. Газ характеризується підвищеним вмістом гелію. Дебіти газу в цілому по родовищу складають 14 млн м<sup>3</sup>/добу. Видобування газу в рік з родовища складає до 5 млрд м<sup>3</sup>.

**Родовище сланцевого газу Хорн-Рівер (Канада)** розташоване в штаті «Британська Колумбія». Бітумінозні товщі чорних сланців середнього девону залягають у межах депресійних ділянок між нафтогазоносними ерозійними останцями середнього девону, з яких здавна видобувається нафта в Канаді. Газоносні сланці, товщиною 100-150 м, в межах депресійних ділянок, залягають на глибинах від 2500 до 3000 м. Видобування газу з родовища складає 2,8 млн м<sup>3</sup>/добу. За рік з родовища Хорн-Рівер видобувають до 1 млрд м<sup>3</sup> газу.

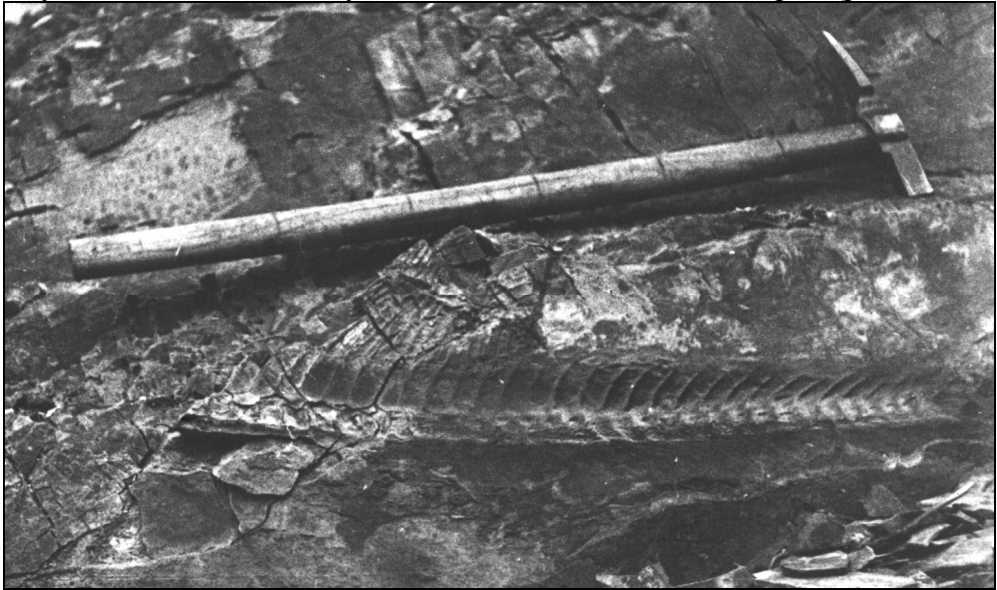
**Родовище сланцевого газу Монтней (Канада)** розташоване також в штаті «Британська Колумбія» Канади. Газоносні товщі чорних сланців відносяться до нижнього триасу. Вміст органічної речовини в сланцях до 6 %. Глибина залягання коливається від 1700 до 400 м. Цікаво, що початкові дебіти газу з сланців були дуже високі (до 450 тис. м<sup>3</sup> і більше на добу). В цілому по родовищу дебіт газу складає до 11 млн м<sup>3</sup>/добу. У даний час планують звести видобування СГ з родовища Монтней до 4 млрд м<sup>3</sup> в рік.

#### **9.4 Перспективи видобутку сланцевого газу в Україні**

В Україні всі три нафтогазоносні регіони (Західний, Східний і Південний) володіють відкладами бітумних товщ, тому більш правильно їх називати бітумонафтогазоносними, на відміну від нафтогазоносних областей, які трапляються рідко, тобто ті, де поклади нафти і газу наявні в традиційних колекторах, а бітумінозних товщ дуже мало, або їх зовсім немає.

Найбільш збагаченими бітумами відкладами вважаються сланці і сланцюваті аргіліти та алевроліти менілітової світи олігоцену Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та Скибової зони Карпат Західноукраїнського бітумонафтогазоносного регіону. Ці породи від коричневого до чорного кольору виходять на денну поверхню та залягають на різних глибинах у різних насунутих один на одного тектонічних поверхнях Внутрішньої зони та в розрізах різних скиб (лусок) Скибової зони Карпат. На рисунку 9.7 подано фото менілітових сланців із відслонення в руслі річки Рибниця в Косівському районі Івано-Франківської області. Тут чорні сланці і аргіліти містять органічну речовину (ОР) сапропелевого ряду до 72 % (за об'ємом у 4-х взірцях, що досліджувалися).

У чорнослацевій товщі менілітової світи зустрічаються шари і прошарки темного кольору алевроліти, сірі кварцові пісковики та світло-сірі смугасті вапняки. У сланцюватих чорних аргілітах повсюди можна бачити велику кількість відбитків лусок, кісток та інших залишків риби (рис. 9.7 і 9.8).



**Рисунок 9.7 - Чорні сланці менілітової світи з відслонення в руслі р. Рибниця (с. Соколівка). Вміст органічного матеріалу в породах у відслоненні до 72 % від об'єму 4-ох досліджуваних зразків порід, за [122]**



а)



б)

**Рисунок 9.8 - Чорні сланцюваті аргіліти менілітової світи; (а) – взірець з відслонення (Покутсько-Буковинські Карпати), (б) – керн зі свердловини Покутська опорна – 1, інт. 2005 – 2112 м**

**На поверхнях напластування взірців відбитки лусок, кісток та хвостів древніх риби, за [26]**

Середнє значення органічної речовини в менілітових сланцях, згідно з результатами їх досліджень у відслоненнях на різних площах і в керні зі свердловин, не менше 30 %, а мінеральної речовини близько 70 % від маси породи. У мінеральній речовині сланців міститься 0,4-0,75 % піритового заліза. Вміст сірки в піриті іноді сягає 1,7 %, але частіше коливається від 0,1 до 0,5 %. Менілітові сланці характеризуються кларковим вмістом ванадію (30-200 г/т), кобальту 20-60 г/т, миш'яку 8-20 г/т. Також наявні такі елементи кларкового вмісту: лантан, молібден, срібло та інші. У незначному (нижче кларковому) вмісті: марганець, берилій, скандій, титан, мідь, цинк, галій, стронцій, ітрій, цирконій, олово та інші елементи. Розповсюдження бітумних сланців менілітової світи у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину та в Скибовій зоні Карпат має регіональний характер. Їх загальні запаси майже безмежні [123, 124].

Перші дані про чорносланцеві породи, як про сировину для одержання вуглеводневих енергоносіїв в Західних областях України були викладені ще в дорадянський період у 1941 році в фундаментальній роботі під редакцією професора Н. А. Биховера, яка була присвячена геології і корисним копалинам цих областей. У цій роботі подано інформацію про дослідження бітумінозної товщі менілітової світи [125].

Н. А. Биховер вказує, що найбільш серйозні спеціальні дослідження бітумінозних порід у цілому ряді районів Західної України проводили, навіть ще у 1928 році А. Ружинський та Я. Зелінський, за дорученням Польського екологічного інституту. Було відібрано і досліджено 6 взірців чорносланцевих порід олігоцену з району Східниці; 4 – з району Синовудсько-Вижнього; 2 – з Долини; 1 – з району Сколе; 1 – з площі Струтиня-Вижнього; 2 – з Доброгостова; 8 – з Биткова; 18 – з русел річок Луча і Прут та з інших ділянок Східних Карпат. У лабораторії відібрані зразки порід було роздроблено та висушено, після чого 17 з них було досліджено з метою виявлення в них горючої твердої речовини і мобільних газів (див. таблицю 9.2).

Таблиця 9.2

№ п/п	Район	№ проби	Місце відбору проби	Гігроскоп. води, %	Золи, %	Горючі та леткі речовини, %
1	2	3	4	5	6	7
1	Битків	1	-	1,77	89,12	9,11
2	Такий самий	6	-	4,62	81,13	14,25
3	Східниця	1, 9	Правий берег р. Східниця, біля шосе Східниця-Борислав	2,63	74,28	23,09
4	Такий самий	2, 8	Ліва притока р. Східниця, промисел «Зося» біля св. «Зося VIII»	2,38	82,87	13,85
5	Побук	7, 11	Права притока р. Опора, 300 м вище від церкви	1,30	78,52	20,18
6	Сколе	14	Обрив правого берега р. Опора навпроти міста, нижня частина сланців	1,65	77,04	21,31
7	Синобудсько-Вижне	4	Правий берег р. Опора, північна частина	1,72	78,74	19,54
8	Такий самий	12	Там само	1,23	79,40	19,37
9	Такий самий	6, 10	Правий берег р. Опора, північне крило складки Побука	1,32	79,27	19,41
10	Струтень-Вижне	15	Лівий берег Чечви, верхні сланці	1,90	81,74	16,36
11	Прут	1	-	3,93	82,52	13,55
12	Такий самий	10	-	3,43	88,32	8,25
13	Такий самий	5	-	3,77	82,91	13,32
14	Луча	5	-	3,14	84,12	12,74
15	Доброго-тов	19	Правий берег Колодниці, 3,5 км на південь	2,52	85,64	11,84
16	Долина	16	Полованки, 150 м на північ від будинку № 67	1,71	88,60	9,69
17	Гошів	77	Лівий берег Лушанки	1,64	87,00	11,36

Як можна побачити в таблиці 9.2, гігроскопічна вода утримується в породах від 1,23 до 4,62 %, залежно від кількості в породі колоїдальної частини глини, а також від вмісту кристалізаційної води окремих мінералів, наприклад гіпсу, у складі горючої твердої і легкої речовини враховано смолу,

світільний газ (тобто сланцевий газ) і його комплектуючі компоненти. Встановлено, що у взірцях досліджуваних порід вміст горючої речовини (в тому числі і газів) в середньому дорівнює 23,09 %. У деяких випадках горючої речовини значно більше. Тому, до найбільш перспективних для одержання вуглеводневої сировини з сланців олігоцену було віднесено сланці з вмістом горючої речовини більше 20%, а золи - близько 80 %.

У роботі [125] Н. А. Биховером наводяться також дані про розроблений ще в 1939 році в Інституті горючих копалин АН СРСР, М. К. Дьяковою та Т. Г. Степанцевим метод термічного розчинення гдовських горючих сланців силуру і волзьких сланців юри, з яких вихід бітумної речовини коливався в межах 79,4-96,7 %.

Вказана інформація свідчить про те, що дослідження бітумінозних порід в Україні та в інших державах Європи розпочались ще на початку ХХ століття. На жаль, у зв'язку з подіями Другої Світової війни ці дослідження в Європейських країнах припинились на довгий час.

Після закінчення Другої світової війни, в радянський період часу, до питання одержання вуглеводневих енергоносіїв із бітумних сланців менілітової світи безпосередньо на поверхні, в Україні зверталися неодноразово, посилаючись, в основному, на результати видобування нафтопродуктів з бітумінозних пісковиків Атабаски (Канада), де бітуми із піщаних порід екстрагуються гарячим водним розчином лугу з подальшим коксуванням.

Однак, конкретних кроків у плані використання бітумінозних менілітових сланців для одержання з них вуглеводневих енергоносіїв в Україні не робилося.

До даного часу найбільш вагомими дослідженнями менілітових сланців в Україні слід вважати тематичні дослідження різного напрямку 1953-1956 років, що проводив видатний український академік В. Б. Порфірьєв разом з І. В. Грінбергом, М. Р. Ладиженським, Є. Ф. Лінецьким та іншими. В роботі [123] В. Б. Порфірьєв вказує, що досить цінною часткою продуктів сухої перегонки менілітових сланців є сланцевий горючий газ, який утворюється в об'ємі 30 л на 1 кг сухого сланцю. Далі у згаданій роботі вказано, що за попередніми розрахунками близько 50 % енергетичних витрат, що пов'язані з процесом сухої перегонки сланців, при проведенні робіт компенсувалися отриманим при проведенні досліджень газом. Щодо рідинних вуглеводнів, то в наведеній роботі вказано, що при переробці кожної тисячі тонн сланців може бути отримано за мінімальними витратами: бензину – 10 т, керосину – 15 т.

У 1990-1991 роках за угодою між Івано-Франківським інститутом нафти і газу (ІФІНГ) і Французьким інститутом нафти (IFP) в Карпатському регіоні проводились науково-дослідні роботи, метою яких було виявлення нафтопродукуючих порід, тобто бітумінозних товщ із застосуванням унікальної на той час французької експериментальної пересувної геохімічної станції ROCK-AVALE [126]. Результати досліджень дозволили зробити

висновки, що до нафтопродуруючих порід в геосинклінальній частині Карпатського регіону (Внутрішня зона Передкарпатського прогину та Скибова зона Карпат) можуть бути віднесені товщі менілітової світи олігоцену, де вміст органічної речовини (ОР) в середньому дорівнює 30 %, чорні аргіліти і сланці спаської та, можливо, шипотської світ нижньої крейди (ОР до 7 % від об'єму кожного досліджуваного зразка породи), а в платформній частині регіону (Зовнішня зона Передкарпатського прогину і прилеглі площі західної окраїни Волино-Подільської плити) газонафтопродуруючими гірськими породами можуть бути відклади силуру (ОР 1 % від об'єму досліджуваного зразка породи). У літологічному відношенні бітумінозні породи, вказаних стратиграфічних підрозділів представлені сланцюватими темними і чорними аргілітами та сланцями.

Щодо юрських і неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і Волино-Подільської плити, то в юрських породах вміст органічного вуглецю був оцінений в 1-1,5 %, а іноді і більше відсотків (від об'єму 5 досліджуваних зразків породи). В неогенових відкладах (сармат) Зовнішньої зони Передкарпатського прогину глинисті породи збагачені залишками рослин. Крім цього, в неогенових глинах є пласти бурого вугілля, які навіть розроблялися в п'ятдесятих роках минулого століття. У деяких зразках неогенових глин і аргілітів вміст ОР гумусового ряду досягає 8 % [54, 127, 128].

Виходячи з наведених даних, об'єктами для проведення наукових досліджень і, як наслідок цього, геологорозвідувальних робіт на сланцевий газ та його видобування горизонтальними свердловинами на заході України, крім дуже збагачених на органічну речовину відкладів менілітової світи, в геосинклінальній частині Карпатського регіону (Передкарпатський прогин та Скибова зона Карпат), можуть вважатися: у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину – неогенові відклади; на Волино-Подільській плиті – темного кольору аргіліти силуру; у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину і в Скибовій зоні Карпат, додатково до порід менілітової світи, чорносланцеві відклади спаської і, можливо, шипотської світ нижньої крейди.

#### **9.4.1 Перспективи видобутку сланцевого газу у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину і в Скибовій зоні Карпат**

До першочергових експериментальних ділянок, стосовно видобутку газу та інших вуглеводневих енергоносіїв (можливо нафти або газоконденсату) із бітумінозних товщ, шляхом буріння горизонтальних свердловин, у Західноукраїнському бітумонафтогазоносному регіоні слід віднести відклади менілітової світи Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат на пологих південно-західних крилах антиклінальних складок в насунутих один на одній тектонічних поверхах. Але, для того щоб було якомога менше пошкодження, екологічній

обстановці, строго в межах старих вже забруднених промислових площ, де ще не проводилося їх культивация [128]. На таких площах можна бурити з одного вертикального стовбура, горизонтальні свердловини з кожного тектонічного насуву, що буде економічно вигідно. Поверхні насувних дислокацій мають ізолюючі властивості і проникнення гідророзривних розгинів на поверхню буде знижуватися.

Розглянемо, як приклади, два родовища нафти, де на південно-західних крилах антикліналей у складчастих зонах Карпат можна провести експериментальні роботи з видобування сланцевого газу з порід менілітової світи.

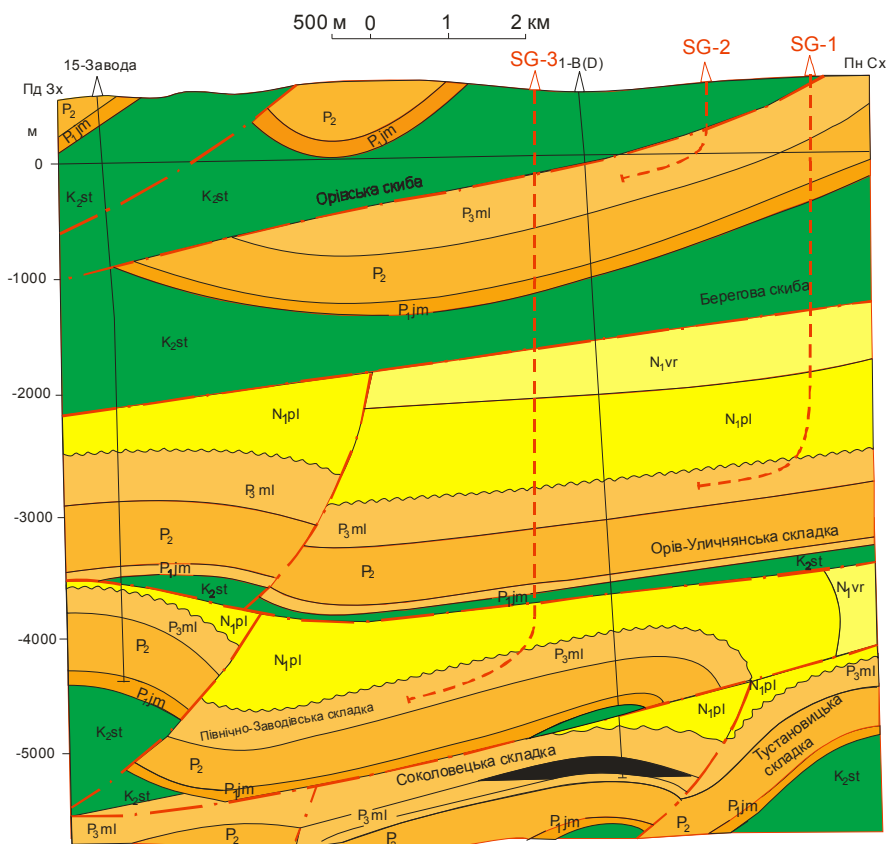
**Соколовецька площа.** У розрізі даної площі менілітова світа на південно-східному крилі складки (рис. 9.9) залягає в трьох тектонічних поверхах (інт. 0-500 м, інт. 2800-3250 м і інт. 4400-5250 м). Кути падіння порід даної світи в першому поверсі пологі, але тут породи менілітової світи на віддалі 500 м від ділянки, де можна було б закласти експериментальну свердловину, виходять на поверхню. У другому поверсі залягання порід майже горизонтальне, в третьому вони – під кутом близько 10°. Доцільно спочатку провести експеримент у межах другого тектонічного поверху, де глибини середні, а кути падіння порід менілітової світи пологі. На даній площі рекомендовано пробурити свердловину SG-1 до глибини 3000 м і далі викривити її до горизонтального положення і бурити далі, на відстань 1000 м, у південно-західному напрямку, з послідуєчим утворенням піскоструйних гідророзривів через кожні 50 м.

Залежно від одержаних результатів не виключено, що буде доцільно розглянути питання про проведення аналогічних експериментальних робіт у першому і третьому тектонічних поверхах на малих і великих глибинах свердловинами SG-2 і SG-3.

**Блажівська площа.** Тут менілітова світа на південно-західному крилі складки (рис. 9.10) залягає на глибинах порядку 1700-2500 м та 2000-3150 м. Кути падіння порід менілітової світи в розрізі даної площі 30-40°, крутіші, ніж у розрізі Соколовецької площі, проте, даний аспект не повинен бути перешкодою для проведення експериментальних робіт, так як, наприклад, в США, на головному родовищі сланцевого газу із площі Марцеллус, кути падіння також до 40° (рис. 9.5). Але це не заважає американцям видобувати там СГ у дуже великих обсягах (понад 2 млрд в рік). Тому на Блажівській площі пропонується пробурити свердловину SG-1, з її викривленням, починаючи з глибини 2350 м. Свердловину SG-2 на Блажівській площі рекомендовано розмістити на відстані 450 м на південний захід від свердловини 3-ВМ(V). Горизонтальне буріння свердловини пропонується проводити на відстань до 1000 м від вертикального стовбура з послідуєчими гідророзривами пластів через кожні 50 м. При успішному результаті експерименту доцільно розглянути питання про застосування буріння горизонтальних свердловин з проведенням гідророзривів у породах

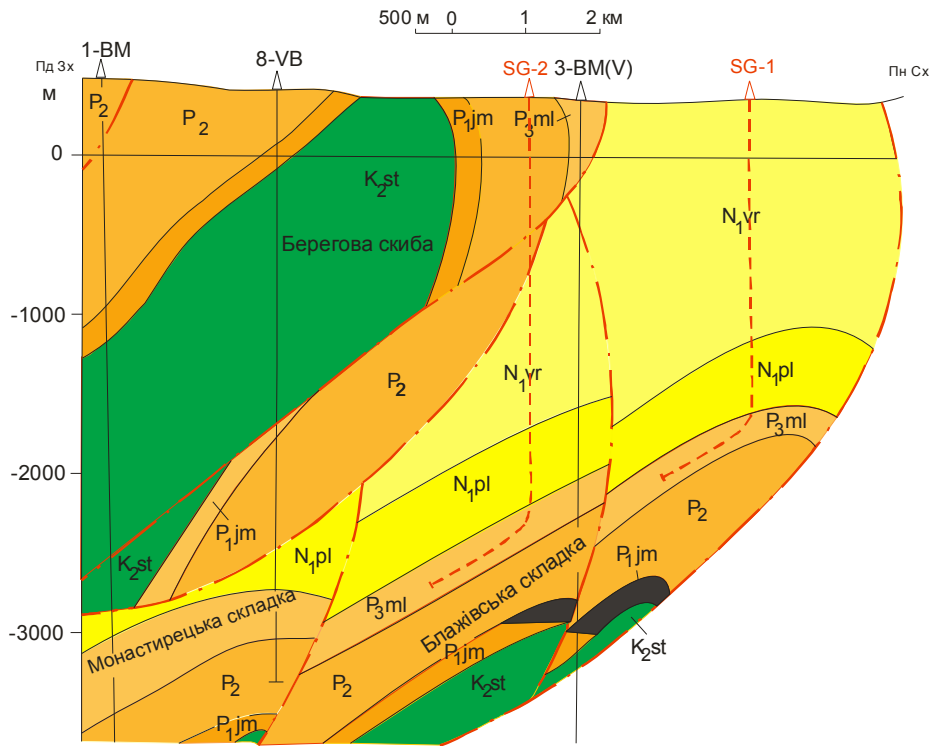


менлітової світи і на інших площах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат.



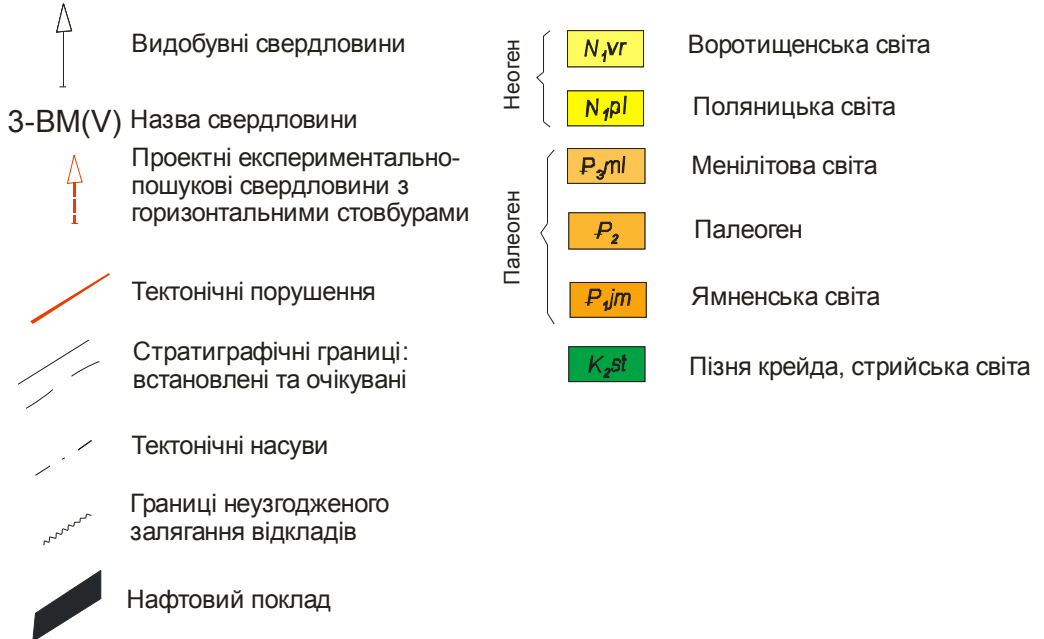
**Рисунок 9.9 - Геологічний профіль Соколовецького нафтового родовища.**  
За Музикою Б. К. (1987)

Можна вважати, що на сьогодні для вирішення проблеми одержання вуглеводневих енергоносіїв із порід, які не є традиційними колекторами для нафти і газу, тобто з бітумінозних аргілітів, сланців та ін., які є практично непроникними і, за класичними схемами нафтогазової геології, належить до порід-покришок у різних традиційних нафтогазових родовищ, потрібно провести ретельні геологічні дослідження з метою бітумонафтогазо-геологічного районування для виділення перспективних областей, районів і конкретних площ, а також встановлення наявності в їх розрізах певних бітумів для можливого одержання з них вуглеводневої сировини. Це необхідно для планування заходів із проведенням пошуково-розвідувальних і видобувних робіт та визначення їх економічної доцільності.



**Рисунок 9.10 - Геологічний профіль Блажівського нафтового родовища за Хитайленком Б. І. (1994)**

Умовні позначення до рисунків 2.13 та 2.14:



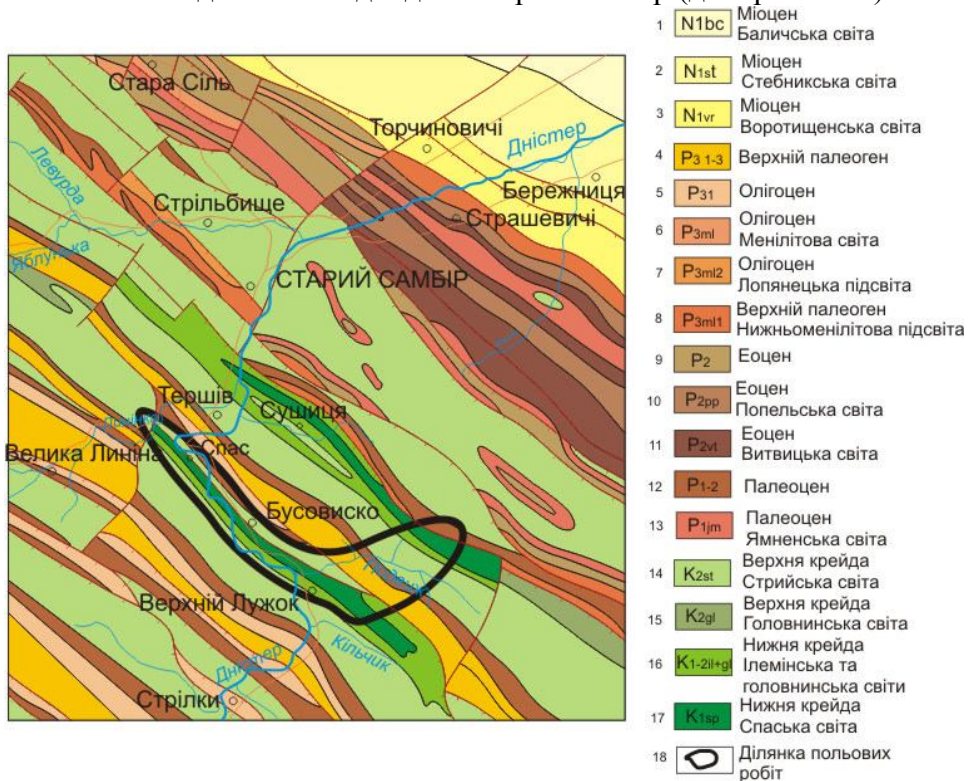
В Україні бітумінозні товщі порід виявлено в усіх трьох її нафтогазопромислових областях. Проте в окремих тектонічних зонах кожної області і переважають різні за фізичними властивостями бітуми. Так, у Західному бітумонафтогазоносному басейні, в геосинклінальній його частині (Внутрішня зона Передкарпатського прогину і Скибова зона Карпат), переважають нафтові родовища. У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину (платформний схил прогину) усі відкриті родовища є газовими, за винятком двох, де, крім газових покладів, встановлені нафтові (Лопушнянське і Коханівське). У межах Волино-Подільської плити у Львівському палеозойському прогині відкрито одне газове родовище – Локачівське та непромисловий газовий поклад на площі Великі Мости. У Закарпатській западині відкрито шість газових родовищ. Нафтових родовищ тут у даний час не відкрито. На наш погляд, така різноманітність родовищ вуглеводнів спричинена, головним чином, різноманітністю бітуму, що відкладався в процесі седиментогенезу в різній геологічній час.

В Україні найбільш збагаченими бітумами товщами є бітумні сланці менілітової світи. За результатами досліджень на різних площах, середній вміст органічної речовини в менілітових сланцях, у тому числі і в керні, становить 30 %, а мінеральної речовини – близько 70 % від маси породи. Розповсюдження бітумних сланців менілітової світи у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину та в Скибовій зоні Карпат має регіональний характер. До питання одержання вуглеводневих енергоносіїв із бітумних сланців менілітової світи безпосередньо на поверхні в Західному бітумонафтогазоносному регіоні України зверталися неодноразово, посиляючись на результати видобування нафтопродуктів із бітумінозних пісковиків Атабаски (Канада), де бітуми із піщаних порід екстрагуються гарячим водним розчином лугу з подальшим коксуванням.

**Спаська світа.** Порівняно новим і, в той же час, дуже перспективним об'єктом відносно видобування сланцевого газу в Карпатах є товща бітумінозних порід спаської світи нижньої крейди. Відклади нижньої крейди в Карпатах розкриті бурінням у Скибовій зоні Карпат свердловиною Луги-1 (ілемківська світа Скибової зони, інтервал 5040-5489 м) і Опорною свердловиною Шевченково-1 (спаська світа нижньої крейди Борівської скиби, інтервал 5280-6240 м, а також нерозчленована товща спаської і стрийської світ Берегової скиби, інтервал 6570-7520 м). Крім цього, породи нижньої крейди відслонюються на багатьох ділянках карпатських річок і, навіть, потічків там, де пласти залягають під крутими кутами, а іноді навіть вертикально. Вміст органічної речовини в чорних сланцюватих аргілітах, сланцях та темного кольору алевролітах, за даними досліджень порід пересувною геохімічною станцією в 1990 році, за контрактом ІФНТУНГ та Французького інституту нафти, складає від 1 до 7 % від об'єму досліджуваних взірців.

У зв'язку із загостренням дискусії з проблеми можливості пошуків, розвідки та видобування сланцевого газу в Карпатському регіоні, були

проведені польові дослідження порід спаської світи у відслоненнях русла річки Дністер та його притоків, на площі сіл Тершів, Бусовисько та Верхній Лужок в 15 км на південний захід від м. Старий Самбір (див. рис. 9.11).



**Рисунок 9.11 - Фрагмент з геологічної карти площі досліджень**

У геологічному відношенні, дана площа розташована в межах Берегової скиби Карпат (у крайній північно-східній смузі насуву вказаної скиби на Бориславо-Покутську підзону Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Про це свідчить часте залягання порід – під кутами 80-90° і дуже сильна їх перем'ятість. Цікаво, що відслонені вздовж р. Дністер вертикально залягаючі консолідовані породи спаської світи (як образно кажуть геологи, «стоячих на голові»), можуть бути використані стежки для геологічних маршрутів. Однак, на окремих ділянках можна спостерігати виположування пластів порід, де вони залягають під малими кутами падіння, а у деяких випадках майже горизонтально. Відклади спаської світи, в принципі, являють собою шарувату товщу, яка складається з чорних сланцюватих аргілітів та сланців, темного кольору алевролітів, сірих і темно-сірих пісковиків, зустрічаються подекуди шари світло-сірих смугастих («полосатих») вапняків. Трапляються чорні аргіліти, метаморфічне перетворення яких дозволяє називати їх сланцями, та темні алевроліти, слабо-вапняковисті, а також шари і прошарки цих порід, які не реагують з HCl. Всюди у свіжому зламі чорносланцевих аргілітів і темних алевролітів яскраво відчувається сильний запах бітуму. Крім того, чорні аргіліти жирні на дотик. Пісковики, які

залагають у товщі спаської світи – сірі, в основному, кварцові, хоча за допомогою лупи можна побачити присутність глауконіту, від дрібно- до середньозернистих, слабо- і середньовапняковистих. Їх товщина іноді перевищує 60 см. Вапняки сірі, дуже часто смугасті, сильно метаморфізовані, товщиною до 60 см.

Породи спаської світи дуже тріщинуваті. У відслоненні цих порід, можна спостерігати всі шість типів тріщин, характерних для складчастих областей, що проілюстрована на моделі пласта.

Наведений, навіть, коротко геологічний матеріал по спаській світі нижньої крейди, дозволяє зробити висновок, що в світі є типові піщані сильно тріщинуваті колектори, які являють собою перспективні об'єкти для пошуків, розвідки та видобування вуглеводневої сировини, як в традиційних породах-колекторах, так і сланцевого газу з бітумінозних аргілітів методами буріння горизонтальних свердловин з послідовними гідророзривами пласта.

До речі, у 1977 році, подібні до спаської світи відклади, були розкриті пошуково-розвідувальними свердловинами в межах Західносибірської платформи у верхньо-юрських осадах, з яких були одержані промислові дебіти нафти (100 і більше тонн на добу). Вказані відклади юри складаються, як і спаська світа, з чергування сланцеподібних аргілітів і алевролітів, які раніше розглядалися як породи-покришки. Але вони виявились значно нафтогазоконденсатонасиченими і були описані в літературі як новий тип порід-колекторів. Назвали цей тип породи-колектора «баженітом» (рис. 9.12-а) [130]. Баженіти мало чим відрізняються від темно- і чорносланцевих порід спаської світи, що були розкриті свердловиною Шевченково-1 в інтервалі 5280-5286 м (рис.9.12-б). Походження вуглеводневих покладів у баженітах більшістю дослідників пов'язується з сланцюватістю та мікрокліважними тріщинами в породах, у які вуглеводневі флюїди відтискувалися безпосередньо з чорних аргілітів і сланців [129, 130].



а



б

**Рисунок 9.12 - Керн баженіту (верхня юра)**

- (а) - Салимська площа (Західний Сибір), св. 52-Р, інтервал 2907-2913 м;  
(б) - Керн чорносланцевих порід спаської світи з інтервалу 5280-5286 м (Орівська скиба) з Опорної свердловини Шевченково-1

#### **9.4.2 Перспективи видобування газу горизонтальними свердловинами в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину**

Слід згадати, що в тортон-сарматських відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, у південно-західній її частині, відомі поклади бурого вугілля загальним простяганням майже 130 км при ширині 15-20 км. Крім цього, в тортон-сарматських відкладах всюди бувають скам'янілі рослинні залишки [54, 127]. У 1970 році при проведенні досліджень фахівцями ІФІНГ у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину було підраховано, що тортон-сарматські відклади мають таку величину, що можуть забезпечити формування метану з запасами 12 трлн м<sup>3</sup>. Це більше, ніж встановлені запаси газу на той час у відкритих газових родовищах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину в традиційних піщаних породах-колекторах [130]. Був зроблений висновок, що решта запасів газу сконцентрована в тортон-сарматських сланцюватих глинах та аргілітах, які в 1970 році ще не розглядалися як можливі нетрадиційні резервуари для газу [131].

Зовнішня зона Передкарпатського прогину розташована на території з підвищеною інтенсивністю теплового потоку в осадовій оболонці земної кори в пунктах Львова і Чернівців (див. рис. 9.1), що є позитивним для розкладання органічної речовини з виділенням газу. При проведенні науково-дослідних робіт в ІФНТУНГ з теми ГМ-20 у 2002-2004 роках, стосовно виявлення причин пропуску продуктивних горизонтів газу в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, були зроблені висновки, що в цій зоні промислові горизонти газу можуть бути одержані не тільки з традиційних піщаних порід-колекторів, а в певних умовах, і з глинистих порід.

Справа в тому, що в піщано-глинистих товщах піщанистість глин довгий час розглядалась як відношення суми всіх піщаних пластів до загальної її товщі. Піщані пласти і їх перспективність на газ у розрізах піщано-глинистих товщ добре діагностується методами ГДС, за результатами чого в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину було відкрито багато газоносних горизонтів, саме у монолітних шарах пісковиків. Але між піщаними пластами в глинистих відкладах існує також велика кількість інтервалів, які являють собою тонкошаруваті пачки з розсіяною в них псамітовою фракцією у різних відсоткових відношеннях. Такі піскуваті глинисті пачки методами ГДС виділяються з великими труднощами. За петрофізичними параметрами вони майже не відрізняються від вмщуючих глинистих порід, а відбір керну на них дуже часто не потрапляє. У результаті цього в Передкарпатті було пропущено багато промислових газоносних горизонтів у таких пачках. Головним критерієм перспектив газоносності тонкошаруватих піщано-глинистих пачок є наявність у них диференціації псамітової фракції, яку ми назвали

пісковитістю, на відміну від піщанистості, коли вивчаються тільки монолітні піщані шари. Було встановлено, що найкраще можна здійснювати визначення критерію диференціації піщанистої фракції в піщано-глинистій пачці, шляхом ретельного дослідження шламу, оскільки він постійно виноситься на поверхню при бурінні свердловин і його можна досліджувати по всьому розрізу на відміну від керну. При розмиві піщано-глинистих порід у процесі буріння, і якщо уламки шламу не виносяться на поверхню, слід застосовувати досліджування на пісковитість проби промивної рідини, що виходить зі свердловини [128].

Формування газових покладів в окремих прошарках піщано-глинистих пачок здійснюється по схемі: наведеної моделі на рис. 9.13 [128, 132] там, де пісковитість вища в пластах і прошарках вони набувають властивості природних резервуарів, оскільки ці пласти і прошарки опиняються серед шарів глин, які практично не володіють проникністю. У прошарках з підвищеною пісковитістю витискуються флюїди із зміщуючи глинистих порід. Далі проходить гравітаційне розділення флюїдів у прошарках з відносно високою пісковитістю і при сприятливих структурних умовах або наявності лінз, виклинювання пластів тощо, в таких шарах і прошарках формуються газonosні горизонти, в яких, як правило, наявні підшвенні води. Такі газonosні тонкошаруваті пачки, в яких, крім вуглеводневого накопичення, є води, отримали в літературі образну назву «листочкового пирога». Саме тому, при експлуатації газonosних горизонтів у піщано-глинистій товщі Передкарпаття завжди спочатку із свердловини надходить чистий газ, а потім газ із водою. У зв'язку з вищенаведеним, до процесу пошуків і розвідки покладів вуглеводнів в піщано-глинистих товщах потрібний особливий підхід. Він полягає у виявленні не тільки піщанистості, а також, обов'язково, ступеня дисперсно-розсіяних псамітів в окремих прошарках тонкошаруватих пачках глинистих товщ, тобто пісковитості. Шляхом вивчення тонкошаруватих пачок у піщано-глинистій товщі неогену Передкарпаття, на даний час у розрізах старих промислових площ було виділено понад 150 перспективних на газ об'єктів [131].

При плануванні пошуків, розвідки і видобування газу з неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину шляхом буріння горизонтальних свердловин слід враховувати не тільки критерій піщанистості, але й пісковитості порід. На рис. 9.13 подано теоретичну модель формування газonosних горизонтів, що характеризуються підвищеною пісковитістю.

1	пісковитість 2,5%	50М	1	пісковитість 8%	50М
2	пісковитість 2%		2	пісковитість 9%	
3	пісковитість 2,5%		3	пісковитість 8%	
4	пісковитість 6%		4	пісковитість 9%	
5	пісковитість 3%		5	пісковитість 10%	
6	пісковитість 1%				
7	пісковитість 6%				
8	пісковитість 3%				

Середнє значення  
пісковитості 3,2 %

а)

Середнє значення  
пісковитості 8,9 %

б)

**Рисунок 9.13 - Теоретична модель впливу піскуватості в тонкошаруватих пачках піщано-глинистих товщ на можливість знаходження в них умов для вуглеводневого накопичення**  
(а) – середнє значення пісковитості 3,2 %, завдяки її диференціації, прошарки 4 і 7 можуть бути природними резервуарами; (б) – середнє значення пісковитості 8,9 %

На багатьох площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину вище наведена теоретична модель газо накопичень в окремих шарах і прошарках піщано-глинистих товщ неогену знайшла підтвердження і були відкриті нові поклади газу на старих промислових площах, навіть при бурінні вертикальних свердловин. Прикладом можуть служити одержані промислові припливи газу на площах Хідновичі (горизонти ВД-14 і НД-8), Макунів (горизонт ВД-14), Дашава-Кадобно (горизонт НД-3) та інші [132].

На нашу думку, при застосуванні буріння горизонтальних свердловин з неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину можуть бути одержані набагато більші припливи газу у порівнянні з бурінням вертикальних свердловин.

Розглянемо як приклад розріз старої газопромислової Опарської площі, яка приурочена до Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Площа Опари, яка будучи в минулому газовим родовищем, у даний момент є підземним сховищем газу (ПСГ). У якості експерименту пропонується пробурити за американською технологією дві свердловини 1-СГ та 2-СГ (рис. 9.14), по піщано-глинистій товщі сармату, яка збагачена гумусовою ОР, глибиною близько 350 м. До того ж не виключено, що за довгий час експлуатації Опарського газового родовища і подальшого використання як ПСГ, піщано-глинисті товщі були додатково насичені техногенним газом, в результаті його витоків у вмшуючі породи. У разі успішності експерименту (отримання промислових припливів газу), можна буде розглянути проведення



аналогічних робіт у неогенових товщах інших площ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

#### **9.4.2.1 Метод визначення перспективних на газ інтервалів у розрізах свердловин за даними коефіцієнтів набухання глин**

При визначенні газоносних інтервалів у глинистих і піщано-глинистих товщах типу неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину буде запатентовано і впроваджено у виробництво геологами ІФНТУНГ і УкрДГРІ «Спосіб визначення нафтогазоносних шарів у розрізах свердловин за даними коефіцієнтів глин».

У тонкошаруватих піщано-глинистих товщах виділення продуктивних пластів пов'язане з дуже великими труднощами. Але в нафтогазоносних регіонах України і за її межами в глинистих товщах зосереджені досить великі вуглеводневі ресурси. Труднощі визначення продуктивних горизонтів у глинистих товщах пов'язані з тим, що глини, як правило, не є колекторами для вуглеводнів. Окремі шари і прошарки в глинах стають колекторами, якщо у їх складі підвищується вміст піщаної фракції, але цей вміст є дуже малий.

Існуючі геофізичні способи визначення колекторів і продуктивних інтервалів у розрізах свердловин, що розкрили тонкошаруваті глинисті товщі, переважно не дають однозначних відповідей, оскільки невелике збільшення піщаної фракції на каротажних діаграмах геофізичних досліджень свердловин (ГДС) не відображує різницю між колекторами і вмісними породами. Під час буріння пошукових і розвідувальних свердловин відбір керн за глибиною становить лише 6-8 % проектної глибини свердловин, і шари та прошарки, які є продуктивними колекторами, дуже часто залишаються пропущеними. Здійснити порівняльний аналіз між каротажними діаграмами ГДС і складом керн немає можливості. Визначення продуктивних інтервалів ускладнюється ще тим, що на малих і середніх глибинах пластові води дуже часто слабомінералізовані й навіть прісні. Вони характеризуються великим електричним опором, що не дає змоги відрізнити за даними електрометрії водоносні шари і прошарки від пластів, насичених вуглеводнями. Радіоактивні методи ГДС (гамма-каротаж - ГК, нейтронний гамма-каротаж - НГК), кавернометрія, газовий каротаж та інші не завжди однозначно виділяють продуктивні інтервали навіть у разі їх комплексної інтерпретації.

Метод визначення перспективних на нафту і газ інтервалів за даними коефіцієнтів набухання глин у шламі ґрунтується на встановленні зміни коефіцієнта набухання глинистого матеріалу в уламках породи, які виносить глинистий розчин із свердловини під час буріння; шлам обов'язково відбирають через кожні 3 м проходки. Слід зазначити, що без винесення шламу на поверхню промивною рідиною не може здійснюватися буріння свердловин. Тому відбір шламу не потребує додаткових витрат коштів. Як відомо, за даними дослідження шламу при бурінні геологічна служба поступово буде літологічний та стратиграфічний розрізи свердловини.

Крім побудови розрізів свердловин за шламом метод передбачає визначення коефіцієнта набухання ( $K_{\text{наб}}$ ) глинистого матеріалу в уламках шламу за рівнянням:

$$K_{\text{наб}} = (V_n - V_c) / V_c,$$

де  $V_n$  - об'єм набухлої породи,  $\text{м}^3$ ;  $V_c$  - об'єм сухої породи,  $\text{м}^3$ .

Коефіцієнт  $K_{\text{наб}}$  визначають у лабораторних умовах, а також безпосередньо на свердловині за допомогою електричних сушильних шаф. Спочатку пробу шламу кладуть у посудину з водою, яка має мінералізацію пластової води району, для насичення, доки маса проби не змінюватиметься, потім пробу висушують у сушильній шафі до сталої маси.

Відомо, що з проникненням води в пори будь-якої породи фазова проникність її для вуглеводневих сполук зменшується і за певної кількості води, що проникла в породу, для вуглеводнів дорівнює нулю. Навпаки, зі зменшенням фазової проникності для води фазова проникність для вуглеводнів (нафти або газу) збільшується і за певного її значення фазова проникність для води дорівнюватиме нулю. У цьому випадку в колекторі можуть існувати і рухатися лише вуглеводневі сполуки. При дослідженні тонкошаруватої піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину встановлено, що згаданий ефект чітко проявляється і у глинистих породах. З огляду на те, що глини у разі проникнення у них води схильні до набухання, можна визначити шари і прошарки, що насичені не водою, а вуглеводневими сполуками. Для цього досліджують змінення коефіцієнта набухання в розрізах свердловин, що бурять у піщано-глинистих товщах нафтогазоносних регіонів.

Метод передбачає побудову графіка зміни  $K_{\text{наб}}$  у процесі буріння свердловини. Зменшення величини  $K_{\text{наб}}$  у глинистій товщі вказує на перспективність того або іншого інтервалу в розрізі свердловини (рис. 9.14, табл. 9.3). Особливо це має значення для виявлення нафтогазоносних шарів та прошарків на малих і середніх глибинах, тому що за наявності в породі прісної або слабомінералізованої води в зонах аерації глинисті відклади на електрокаротажних діаграмах ГДС не відрізняються від нафтогазоносних шарів і прошарків внаслідок високих електричних опорів цих вод. Іноді зазначене спостерігається і на великих глибинах, де слабомінералізовані води можуть бути конденсаційного походження. Дослідження показали, що відрізнити в таких випадках газonosний або нафтоносний шар від водоносного можна за коефіцієнтом набухання, величина якого чітко зменшується в інтервалах, де піщано-глинисті породи насичені вуглеводневими сполуками.

Виявлення перспективних на нафту і газ об'єктів у розрізі піщано-глинистих товщ значно полегшується проведенням досліджень псамітовості глинистих уламків шламу в процесі буріння.

Для визначення інтервалів колекторів у розрізах піщано-глинистих товщ за даними зміни в них вмісту псамітової фракції передбачається побудова графіка дисперсної розсіяності пластів по розрізу свердловини. Для

цього пробу шламу зважують і виділяють із неї псамітову фракцію (діаметр зерен менший за 0,1 мм).

Практика показала, що відібрану пробу глинистих порід слід помістити спочатку в розчин пероксиду водню (НОН), який значно розрихлює частинки глинистих порід і сприяє відділенню псамітової від пелітової і алевролітової фракцій. Потім пробу промивають дистильованою водою, обробляють 5%-відсотковим розчином соляної кислоти (НСІ) протягом 5 год для розчинення карбонатів (якщо вони є у відібраній пробі). Далі суміш частинок різного діаметра промивають 96%-відсотковим розчином технічного спирту, що сприяє швидкому її просушуванню. Оброблену пробу просіюють через сито з отворами діаметром 0,1 мм. Псамітову фракцію, що залишається у спирті, після просіювання зважують. Її вміст  $V_{в.пс}$  у відібраній пробі визначають за формулою:

$$V_{в.пс} = (V_{пр}/V_{пс}) 100 \%,$$

де  $V_{пр}$  - маса відібраної проби шламу, г;  $V_{пс}$  - маса псамітів, г.

У міру буріння свердловини передбачається побудова кривої зміни концентрації псамітів у глинистих породах у розрізі. Корегування глибини відбору шламу через запізнення його винесення на поверхню визначається так, як розглянуто вище.

Отже, у піщано-глинистій товщі можна визначити в розрізі свердловин інтервали з підвищеним вмістом псамітової фракції. Породи цих інтервалів є колекторами, якщо знаходяться між шарами і прошарками глин з меншою псамітовістю, і їх можна розглядати перспективними у нафтогазоносному відношенні.

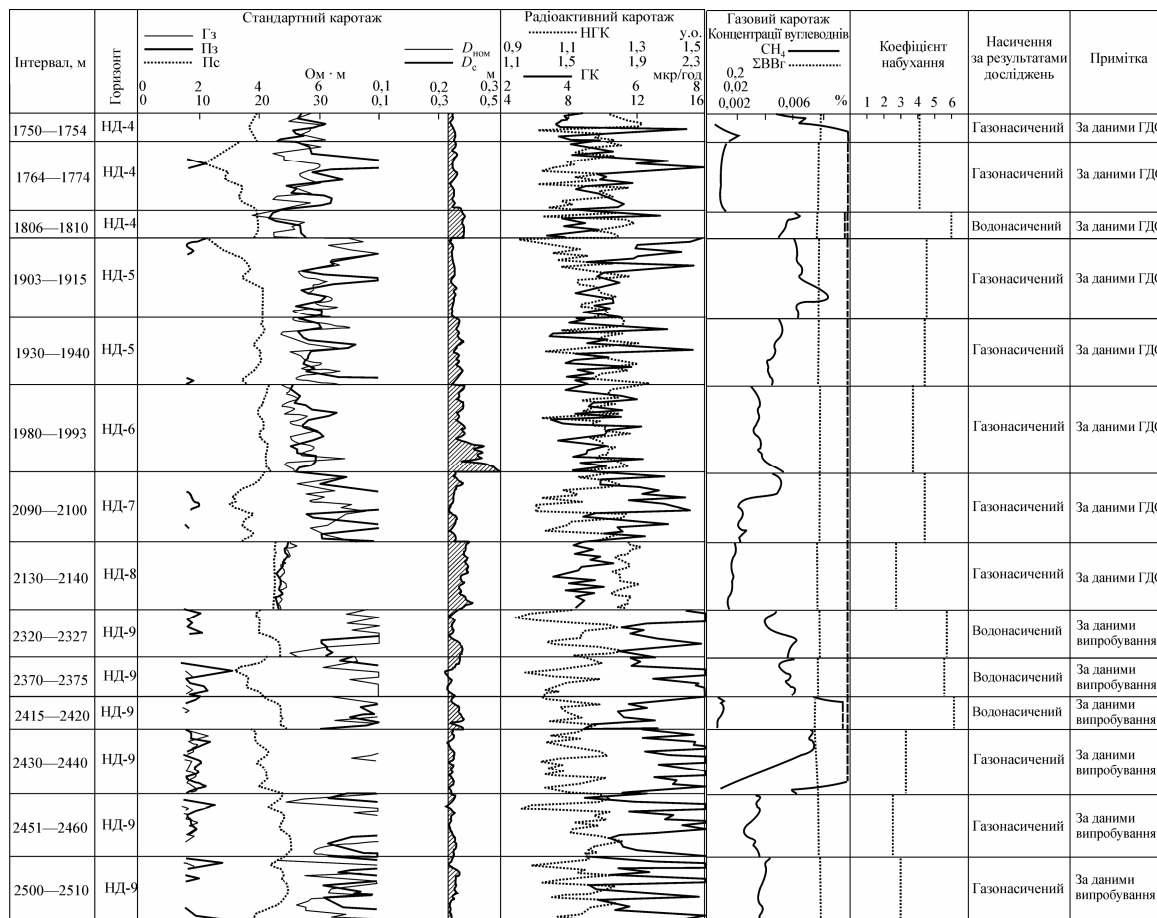
Так, за даними досліджень зміни псамітовості піщано-глинистих порід у розрізах св. Макунівська-12, Хідновицька-139 Зовнішньої зони Передкарпатського прогину були виділені інтервали, де піщано-глинисті породи характеризуються відносно підвищеною псамітовістю (до 28 %) щодо вмісних порід (10 %).

При випробуванні горизонту ВД-14 із інтервалів 868-872 і 880-886 м у св. Макунівська-12 і горизонту НД-8 із інтервалів 1289-1302 і 1330-1337 м у св. Хідновицька-139 були одержані промислові припливи газу, що засвідчило розкриття нових газоносних об'єктів промислового значення, які у минулому були пропущені під час пошуково-розвідувальних робіт.

Слід акцентувати увагу на тому, що досі у піщано-глинистих товщах (як на Передкарпатті, так і в інших нафтогазоносних регіонах) пошуки та розвідку покладів нафти і газу здійснюють переважно у монолітних пластах пісковиків. Інтервали глинистих порід з підвищеною псамітовістю, що розміщені між цими пісковиками, залишаються поза увагою, що недопустимо в умовах дефіциту власних вуглеводневих ресурсів в Україні.

Таблиця 9.3 - Результати визначення коефіцієнту набухання глин у свердловині № 55-Залужани [133]

Ін-тервал, м	Гори-зонт	Об'єм сухої проби, мм <sup>3</sup>		Об'єм набухлої проби, мм <sup>3</sup>		K <sub>наб</sub>	Насичення	Примітка
		загаль-ний	глини (V <sub>с</sub> )	загаль-ний	глини (V <sub>н</sub> )			
1750-1754	НД-4	650,1	434,	2412,5	2196,7	4,1	Газонаси-чений	За даними ГДС
1764-1774	НД-4	780,1	396,3	2408,8	2025,0	4,1	Газонаси-чений	За даними ГДС
1806-1810	НД-4	624,1	289,6	2355,0	2020,5	6,0	Водона-сичений	За даними ГДС
1903-1915	НД-5	728,1	390,1	2741,9	2174,2	4,6	Газонаси-чений	За даними ГДС
1930-1940	НД-5	1118,1	308,6	2512,0	1702,5	4,5	Газонаси-чений	За даними ГДС
1980-1993	НД-6	780,1	457,9	2512,0	2189,8	3,8	Газонаси-чений	За даними ГДС
2090-2100	НД-7	858,1	446,2	2826,0	2414,1	4,4	Газонаси-чений	За даними ГДС
2130-2140	НД-8	936,1	618,8	2695,8	2378,4	2,8	Газонаси-чений	За даними ГДС
2320-2327	НД-9	920,1	441,7	3488,6	3010,2	5,8	Водона-сичений	За даними випробуван.
2370-2375	НД-9	920,1	204,3	2061,5	1345,6	5,6	Водона-сичений	За даними випробуван.
2415-2420	НД-9	845,1	365,1	3015,2	2574,2	6,1	Водона-сичений	За даними випробуван.
2430-2440	НД-9	815,0	526,5	2577,4	2288,9	3,3	Газонаси-чений	За даними випробуван.
2451-2460	НД-9	815,0	643,8	2512,0	2340,9	2,6	Газонаси-чений	За даними випробуван.
2500-2510	НД-9	788,7	465,3	2198,0	1874,6	3,0	Газонаси-чений	За даними випробуван.



**Рисунок 9.14 – Порівняння величин коефіцієнтів набухання глин з даними інтерпретації і результати випробування продуктивних горизонтів у свердловині № 55-Залужани (за О. О. Орловим, А. В. Локтевим, І. Б. Губичем) [133]**

#### **9.4.3 Перспективи видобутку сланцевого газу у Львівсько-Палеозойському прогині Волино-Подільської плити**

У межах Львівсько-Палеозойського прогину Волино-Подільської плити перспективи відкриття покладів сланцевого газу можливо також пов'язувати з неогеновими відкладами і крім цього з товщею карбону Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну.

У межах платформної частини у Західному бітумонафтогазоносому регіоні в районах міст Чернівці, Львів та в межах Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну спостерігаються ділянки з підвищеною інтенсивністю теплового потоку в осадовій оболонці земної кори. Це є позитивним критерієм для розкладання органічної речовини в осадових товщах з виділенням газу.

При розгляді перспектив видобутку сланцевого газу на Волино-Подільській плиті слід детально розглянути осадові товщі Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну. До того ж не тільки безпосередньо вугільні пласти, а і піщані слабопроникні шари та прошарки, у яких газ може бути пов'язаним з його оклюзією завдяки його виходу з вугілля в результаті проявів метаморфізму і розчинення у інших щільних породах.

У Львівсько-Волинському басейні у зв'язку з тим, що вугільні пласти мають полого (на відміну від Донбасу), майже, горизонтальне залягання доцільно випробувати метод видобутку газу з горизонтально пробурених свердловин.

Слід акцентувати увагу на те, що формування вугільних пластів завжди пов'язане з умовами накопичення так званих «болотних» фацій, збагачених гумусовою ОР, які періодично змінюються умовами накопичення озерних, лагунних і, навіть, морських фацій з органічною речовиною сапропелевого ряду. Тому, можна вважати, що осадові породи, які вміщують пласти вугілля, горючі сланці і, навіть, просто бітумінозні породи являють собою інтерес у плані видобування газу горизонтальними свердловинами. На наш погляд, у Львівсько-Палеозойському прогині в карбонатних відкладах можна передбачити існування збагачених органічною речовиною сланцевих порід не тільки по розрізу, але й по його території, особливо на периферійних ділянках басейну. У кам'яновугільних басейнах світу вже здавна встановлена тенденція поступового просторового чергування вугленосних пластів з теригенноосаловими і сланцевими відкладами. Львівський басейн не є винятком.

Щодо нижньопалеозойських сланцевих товщ в межах Волино-Подільської плити, то у даний час тут дуже важко виділяти газоперспективні товщі. Наявність сланцевих порід в силурі і кембрії із незначним вмістом органічної речовини в межах 1 % (до того ж за даними одиничних визначень) не може слугувати суттєвим критерієм перспективності газоносності цих порід. У розрізі нижньопалеозойських відкладів на цій території змін фацій від континентально-болотних до озерних, лагунних і до морських (у просторі

і часі) поки ще не встановлено. Ката генетичні процеси ще не досліджувались і, нарешті, не можна ігнорувати те, що при бурінні горизонтальних свердловин у Люблінському басейні Польщі (північне продовження Львівсько-Палеозойського прогину), позитивних результатів не дано. З усних повідомлень відомо, що тут після гідророзривів у пробурених свердловинах було щось схоже на газопрояви. На наш погляд, вказані газопрояви можуть бути причиною виходу газів з робочої гідророзривної рідини, яка була виготовлена на вуглеводневій основі.

#### **9.4.4 Перспективи видобутку сланцевого газу в Закарпатській западині**

Аналіз та узагальнення геолого-геофізичної інформації досліджень території Закарпатської западини, показали, що в її межах збагаченими на гумусову та сапропелеву органіку є відклади верхнього тортону, сармату, паннону та левантину. У вказаних відкладах відомі навіть поклади бурого вугілля, які у вигляді смуги південно-східного простягання простежуються від міста Ужгорода до с. Вишків. Загальне простягання вказаної смуги сягає 120 км. У межах вугленосної світи в Закарпатській западині виділяють 8 родовищ бурого вугілля (Ужгородське, Ільницьке, Березинське, Рокосовське, Беганське, Великораковецьке, Кривське, Горбське, Новоселицьке), які у минулому відігравали певну економічну роль у промисловості Закарпатської області. Пласти вугілля залягають горизонтально або під дуже малим кутом падіння, що є сприятливим критерієм для розвідки і видобування в них газу шляхом буріння горизонтальних свердловин.

##### **9.4.4.1 Шляхи пошуків сланцевого газу в межах південного регіону України**

*На півдні України* наявність глин і сланцюватих порід, що виходять на поверхню відомі у відслоненнях середньо-юрських порід Кримського орошену [54]. На Скіфській плиті (Степовий Крим) глинисті сланці середньо-юрського віку встановлені на північ від села Новоселівка свердловиною № 1.

Необхідно приділити значну увагу на півдні України стосовно видобутку сланцевого газу горизонтальними свердловинами, майкопським відкладам верхнього олігоцену і нижнього міоцену, які представлені, в основному, глинами, а іноді сланцюватими глинами з пластами з прошарками алевролітових та піщаних порід, які значно збагачені ОР гумусового і сапропелевого рядів [54].

На півдні України інтенсивність теплового потоку Землі є підвищеною (див рис. 9.1), що сприяло інтенсифікації розкладання розсіяної органічної речовини в сланцюватих глинистих породах.

В останні роки на Півдні України проводять геохімічні дослідження, метою яких є виявлення газопроявів на денній поверхні, а також в донних відкладах Чорного моря [134].

На півдні України газопрояви проявляються в грязьових вулканах на Керченському півострові. Виявлення газопроявів різноманітного типу вказують на наявність інтенсивної міграції вуглеводневих газів, з існуючих на певних глибинах не тільки нафтогазових родовищ, а й імовірно тут занурених потужних осадових товщ, збагачених органічною речовиною, у яких катагенетичні процеси перетворення керогену в нафтогазові продукти досягли кінцевої стадії, тому проведення геолого-геохімічних досліджень на півдні України є дуже актуальним питанням. Інтенсивність теплових потоків у Криму підвищена. Особливо це фіксується на ділянці Керченського півострова, де є проявлення грязьового вулканізму (до 50 і більше мВт/м<sup>2</sup>) і в районі м. Джанкой, де інтенсивність теплового потоку сягає 80 мВт/м<sup>2</sup> (див. рис. 9.1).

Згідно з прямими вимірами температур в свердловинах (табл. 9.1) середнє значення геотермічної ступені у межах досліджених на даний час глибинах становить для Північного Криму і Керченського півострова 23,5 м/1 °С при середній величині цього параметра 33 м/1 °С, тобто геотермічний градієнт у Криму 4 °С на 100 м перевищує цей показник по світу на цілу одиницю.

#### **9.4.5 Перспективи видобутку сланцевого газу в ДДз**

*На сході України* (ДДз) перспективи видобутку сланцевого газу базуючись на результатах проведених фундаментальних досліджень в останні 5-7 років (Е. А. Ставицький, П. С. Голуб [49]), із наявністю у ДДз бітумінозних сланцевих порід у товщах девону і карбону

Глинисто-алевролітові сланцюваті породи регіону, на відміну від горючих сланців та вугілля, містять набагато меншу кількість рослинного детриту, а саме, від нуля до 3-5 %. Дуже рідко, в окремих прошарках, кількість детриту збільшується до 7-10 %, це вже відповідає основним умовам генерації сланцевого газу з ОР.

У різному ступені вапнисті, листуваті, тріщинуваті, із дзеркалами ковзання сланцеві породи у ДДз мають темно-сірий колір іноді темний і до чорного. Їхній склад досить складний: окрім гідрослюд, у породі наявні домішки кварцу, польових шпатів, вуглистого детриту; ці породи в різній мірі карбонатні (кальцит, сидерит). Також наявні аутигенні мінерали: акцесорні, рудні, бітумоїди. З цієї причини фізичні властивості сланцевих порід змінюються в досить широких межах.

Аналіз процесу буріння свердловин у межах Східного нафтогазозного регіону України засвідчує численні газопрояви в різній породах розрізу: хомогенних відкладах девону, сланцевих візейських товщах, полі мінеральних товщах вищезалігаючих алевропісковиків. Активна



міграція вуглеводневих газів через товщу оадових порід зумовлена перевагою в їхньому складі найлегших вуглеводнів. Вивчення фазового складу показує, що метан становить у середньому 75-95 %, на частку інших гомологів припадають частки відсотків. З неуглеводневих газів постійно наявні  $H_2$ ,  $He_2$ ,  $N_2$ ,  $CO_2$ .

На сьогодні визначені тільки основні критерії для виділення сланцевих порід у розрізі із дослідженням їхнього газонасичення за геофізичними, геологічними, геохімічними даними. Оскільки питання сланцевого газу перебуває на стадії вивчення, критерії виділення перспективних на газ товщ постійно уточнюються.

Основою для виділення газонасичених товщ сланцевих порід є комплексна обробка матеріалів буріння, всебічне вивчення зразків кернів у лабораторних умовах, даних сейсмічних досліджень та промислово-геофізичних досліджень свердловин.

Обґрунтування пошуків і розвідки сланцевого газу в межах Східного нафтогазоносного регіону з погляду літології, петрографії та стратиграфії базуються на таких критеріях:

1. Показники пористості коливаються від 1-3 %, залежно від фракційного й мінерального складу порід, в окремих випадках до 20-30 % унаслідок тріщинуватості.
2. Вміст органічної речовини в сланцях становить у середньому 3-5 %, збільшуючись в окремих прошарках до 15-20-%.
3. Ступінь зрілості органічної речовини ( $R_o = 0,68-1,12$  %) відповідає етапам катагенезу, з якими пов'язані основні фази нафто- і газоутворення.
4. Мікроскопічний аналіз сланцевих порід показує постійну наявність у породі бітумоїдів у вигляді систем прожилок, плівок, мікростилолітів, бітумних крапель та співкристалізації ВР з карбонатом, опалом (бурувата пігментація).
5. Наявність метану та його гомологів у зразках кернів (за методикою, розробленою в «Полтава РГП»).

Перспективні на газ сланцеві товщі за результатами ГДС виділяють за такими характеристиками:

- підвищеними опорами газонасичених сланців порівняно з однотипними в інших свердловинах на кривих уявного опору (УО), бокового (БК), мікробокового (МБК), диференціацією кривих самочинно виникаючої поляризації (СП) загалом для сланців;
- високими показниками на кривих гамма-каротажу (ГК) та гамма-гамма каротажу, низькими показниками на діаграмах НГК;
- високими значеннями з акустичного каротажу, збільшенням показів на діаграмах індукційного каротажу (ІК).

Обробку каротажних матеріалів проводять за допомогою спеціальних програм.

Просторове поширення перспективних газоносних сланцевих товщ визначається геолого-геофізичними дослідженнями й ступенем катагенетичних змін осадових порід, згідно з картами відбиваючої здатності вітриніту, побудованими на зрізах 2000, 3000, 4000, 5000 м.

Відбиваюча здатність вітриніту вуглефікованих рослинних детритів, що містяться в осадових породах у вигляді включень, лінз та прошарків, є одним з кількісних показників катагенетичних змін порід. За даними відбиваючої здатності вітриніту ( $R_o$ ) оцінюється термальна зрілість, ступінь катагенетичних змін вмісних порід, їхні фізичні властивості.

Великий фактичний матеріал з визначення відбиваючої здатності вітриніту (до 980 визначень) дав можливість фахівцям «Полтава РГП» детально проаналізувати зміни катагенетичних перетворень осадових порід у ДДз на різних глибинах і на основі побудованих карт зрізів визначити ступінь катагенетичних змін осадових порід у регіональному плані.

У кам'яновугільних відкладах западини поширені вугільні включення з відбиваючою здатністю вітриніту від 0,37 до 2,45 %, що за шкалою метаморфізму (Б. М. Вассоевич) відповідають стадіям катагенезу від протокатагенезу (ПК) до апокатагенезу (АК<sub>1</sub>).

Наявність сланцевого газу в аргіліто-алевролітових відкладах свідчать результати аналізу умов буріння свердловин, які зокрема відзначалися газопроявами й підвищеними показниками газовмісту в буровому розчині в процесі буріння, зафіксованими газокаротажними станціями.

За даними газового каротажу виникла можливість визначити певні інтервали відбору керну з підвищеною наявністю газу сорбованого породою або у хімічному зв'язку з її складовими.

Під час проведення мікроскопічними дослідженнями у сланцях майже всюди відзначені бітумні прожилки, залишки бітумоїдів, показників пористості, подібних алевролітам і дрібнозернистим пісковикам, що вказує на можливість виявлення породи-колектора з низькими й задовільними фільтраційно-ємнісними властивостями.

За методикою, розробленою у ДП "Полтава РГП", у лабораторних умовах досліджено 116 зразків з 19 свердловин. Зразки поміщали у вакуумний дегазатор з наступною їхнього дезінтеграцією (імітація гідрозриву, створення додаткових тріщин та руйнування). З дегазатора відбирали пробу газоповітряної суміші для аналізу на хроматографі "Кристал-5000". У результаті цих досліджень було встановлено наявність вуглеводневих газів у газоповітряній суміші до 1 %, отриманій у процесі дегазації зразків кернів.

На основі вивчення геолого-геофізичних матеріалів з урахуванням відповідності пошуковим критеріям виділено п'ять основних зон, перспективних на сланцевий газ:

I – Кибинцівсько-Близнюківська, II – Валюхівсько-Ведмежанська, III – Петрівсько-Берестянська, IV – Макіївсько-Кружилівська, V – Складчастого Донбасу.

## **I – Кибинцівсько-Близняківська – південна прибортова зона ДДз**

У даній зоні встановлено, що зміни інтенсивності катагенезу в південно-прибортовій зоні ДДз носять мозаїчний характер. Порівняно високі показники відбиваючої здатності вітриніту, зафіксовані на глибинах 2000-3000 м  $R_o = 0,62-1,05$  %, характерні для деяких свердловин Західномихайлівського, Новомиколаївського, Новогригорівського, Новоселівського, Левенцівського підняття та Лозівської площі.

У глибоких басейнах, якими є ДДз, де відбувалося накопичення мулового матеріалу й органічної речовини, відзначаються перетворення органічної речовини й породи під дією тиску й температури на великих глибинах від 3500 м (Перещепинська, Багатойська, Новогригорівська площі) до 4500 м (Мажарівська, Єкатеринівська, Шандрівська, Горобцівська, Новодиканська, Кільцівська площі) до стадій від МК<sub>1</sub> – верхня зона газоутворення до МК<sub>4</sub> – основна зона газоутворення.

Перспективні для пошуків сланцевого газу Єкатеринівський, Шандрівський та Мажарівський об'єкти на яких встановлено ознаки газонасиченості сланцеподібних аргілітів, які мають шарувато-циклічну будову. При зіставленні розрізів Мажарівської, Єкатеринівської та Шандрівської свердловин вивчені матеріали дають можливість висловити думку про загальне газонасичення подібних товщ. Загальна перспективна товщина становить 990 м.

Для постановки робіт на сланцевий газ рекомендується відновлення свердловини № 35, пробуреної на Єкатеринівському родовищі, але за умови її поглиблення, оскільки вона при глибині 2263 м розкрила лише верхню частину серпухівських відкладів. У розміщеній на відстані 2 км від вказаної свердловини на північ свердловини № 623 Єкатеринівська в розрізі нижньосерпухівських і верхньовізейських відкладів (інтервал 2620-3610 м) виділяється товща, яка є перспективною для отримання припливу газу зі сланцевих порід.

Газокаротажними дослідженнями, які проводили в цій свердловині, в інтервалі 3280-4774 м встановлено, що на кривій  $\Gamma_{\text{сум}}^x$  відзначається підвищений вміст метану як у пробах газоповітряної суміші, так і в пробах розчину (60-80 % відн.). У керні помітні ознаки нафтогазонасиченості. У шліфах: інт. 3041-3051 м – аргіліти зі слідами рослинного детриту, гідрослюдисті, зі згустками сидериту, шаруваті, слабоалевритисті.

Фаціальні умови осадо накопичення товщі, що розглядається – мілководноморські в порівняно спокійних геодинамічних умовах.

Отже, алевро-глиниста товща сланцюватих аргілітів на Єкатеринівській, Шандрівській, Мажарівській площах є перспективною для пошуків сланцевого газу.

На користь перспективності пошуків сланцевих газів на цій території свідчать результати буріння свердловини № 493 Мажарівської, яка розкрила подібний розріз на 1000 м глибше. У процесі буріння свердловини відзначалися газопрояви, зменшення густини глинистого розчину.

Подібна сланцева товща розкрита свердловиною № 3 Шандрівська в інтервалі 2190-3610 м. у свердловині спостерігалися газопрояви при бурінні сланцевої товщі в інтервалі 2428-2583 м.

Для оцінки перспективності Єкатеринівсько-Шандрівського об'єкта виконано оцінку ресурсів газу з використанням таких параметрів:

- площа перспективної території в межах умовної лінії, проведеної між Багатойським, Іллічівським та Левенцівським родовищами, що становить 185,6 км<sup>2</sup>;
- середній показник пористості сланцевих глинистих порід за даними лабораторних досліджень кернового матеріалу суміжних свердловин становить у середньому 3 %.

Величина потенційних геологічних ресурсів сланцевого газу в межах виділеної території прогноуються в межах виділеної території прогноуються в об'ємі 21,5 млрд м<sup>3</sup>. Оцінка ресурсної бази представленого об'єкта є прогноною. За результатами буріння першої свердловини й отриманою інформацією будуть уточнюватися підрахункові параметри газонасиченої товщі для проведення наступної промислової оцінки як геологічних, так і видобувних запасів вуглеводнів.

У межах Кибинцівсько-Близнюківської зони, крім вищезгаданих перспективних ділянок для пошуків сланцевого газу, розміщені площі й родовища, у межах яких виділені перспективні сланцеві газонасичені товщі, зокрема Горобцівсько-Відрадненська, Новодиканська, Кільцівська, Зарічна, Руденківсько-Новомиколаївська група структур, Мачуська та інші.

### **II – Валюхівсько-Ведмежанська – північна прибортова зона ДДз**

У процесі вивчення Валюхівсько-Ведмежанської зони за даними ГДС й умовами буріння свердловин (розгазування бурового розчину) виділяється низка ділянок з перспективними для пошуків сланцевого газу серпухівсько-візейськими відкладами: Валюхівська (інтервал 4248-5572 м), Краснозаярська (інтервал 3689-4040 м), Загорянсько-Пірківська (інтервал 4180-4580 м), Сахалінська (інтервал 4630-4790 м) та інші. За даними лабораторних досліджень у свердловині № 9 Максальська (інтервал 3830-3840 м) пористість сланцевих порід становить 1,7-6 %, вміст вуглеводневих газів – 1,82 %. У межах Валюхівсько-Ведмежанської зони осадові породи кам'яновугільного комплексу досягли стадії катагенезу МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub>, що відповідає закінченню головної фази нафтоутворення й початку головної фази газоутворення, до яких приурочене утворення газоконденсатних і газових покладів.

### **III – Петрівсько-Берестянська – зона зчленування центральної осьової частини ДДз зі Складчастим Донбасом (перехідна зона)**

Перспективні сланцеві товщі Петрівсько-Берестянської зони виділені в межах Дробишівського родовища у свердловині № 637. У відкладах башкирського ярусу середнього карбону інтервал розрізу 4320-4600 м характеризується підвищеними газопоказами й розгазуванням бурового

розчину в процесі буріння. За результатами аналізу відбиваючої здатності вітриніту ці відклади досягли стадії катагенетичного перетворення МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub>.

#### **IV – Макіївсько-Кружилівська зона – північні окраїни Донбасу**

Значні зміни осадових порід спостерігаються в напрямку північних окраїн Донбасу, де майже на всій території відбиваюча здатність вітриніту становить  $R_o = 0,9-1,12$  %, що відповідає стадії катагенезу МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub>. За даними промислової геофізики газонасичені сланцеві товщі виділені в розрізах свердловин, пробурених на Львівській, Височанській, Макіївській, Ольгівській та інших площах. У процесі буріння свердловин спостерігалися підвищені газопокази й газопрояви (Макіївська площа).

#### **V – зона Складчастого Донбасу**

Перспективи цієї зони варто пов'язувати з нижньо-пермсько-верхньокам'яновугільними й середньокам'яновугільними відкладами, де на доступних глибинах поряд з традиційними колекторами (піщаними пластами) присутні потужні товщі алевро-глинистих (сланцевих) порід. При бурінні вуглерозвідувальних і структурно-пошукових свердловин з цих відкладів спостерігалися значні газовиділення.

Основними перспективними стратиграфічними формаціями у виділених зонах за даними вивчення літофасіального типу порід положення в нафтогазозносному розрізі, наявністю прямих ознак газонасичення в кернах і підвищеними показниками вмісту газу в газоповітряній суміші, наявністю газопровів у процесі буріння, величиною вмісту органічних речовин є:

- візейсько-турнейська в межах Валюхівсько-Ведмежанської зони;
- нижньосерпухівсько-верхньовізейська (верхня глинисто-карбонатна частина) в межах всіх виділених зон;
- серпухівсько-верхньовізейська в межах Кибинцівсько-Близнюківської зони;
- середньокам'яновугільна та серпухівська в межах Петрівсько-Берестянської та Макіївсько-Кружилівської зон;
- нижньопермсько-верхньокам'яновугільна й середньокам'яновугільна в межах Складчастого Донбасу.

Питання пошуків, розвідки, отримання припливів газу зі сланцевих порід перебувають на стадії вивчення й розроблень методик підготовки об'єктів. При вивченні проблеми наявності сланцевого газу, оскільки подібні роботи є новими як для регіону, так і для держави, крім залучення фінансів, передових технологій та обладнання, необхідний ґрунтовний науковий підхід із залученням висококваліфікованих фахівців наукових і виробничих геологічних підприємств, що беруть активну участь у вирішенні геологічних завдань на території України.

## 9.5 Перспективи видобутку газових енергоносіїв з горючих сланців у Болтишській западині Дніпровського буровугільного басейну

Дніпровський басейн бурого вугілля та горючих сланців розташований на правобережжі України в межах областей: Житомирської, Вінницької, Київської, Черкаської, Кіровоградської, Запорізької та Дніпропетровської. На відміну від порід, що прийнято називати бітумінозними сланцями, які мають вміст органічної речовини (ОР) в окремих відсотках (близько 0,5 – 9 %) до горючих сланців відносять породи, які мають вміст ОР, тобто керогену, від 10 до 80 %. Якщо вміст ОР наближається або перевищує 80 %, то горючі сланці являють собою вугілля (від бурого до кам'яного, в залежності від ступеню дії метаморфізму, який діяв у даній геологічній зоні). За образним визначенням В. В. Семеновича [135] горючі сланці – це породи, які загоряються від сірника і при горінні виділяють специфічний запах палаючої гуми (мабуть завдяки горінню мінеральних домішок, таких як: карбонату кальцію, магнію, заліза, кременистих та глинистих компонентів, а також з'єднань германію, берилію, селену та інших рідкісних елементів). За температури 500 °С горючі сланці виділяють схожу на нафту смолу, воду та горючі гази. У традиційних покладах нафти і газу вуглеводневі сполуки стосовно до колекторів мають епігенетичне походження, в той час як в горючих сланцях вони є сингенетичними з вміщуючими їх породами тому, що вихідна ОР горючих сланців накопичується у прадавніх водоймах одночасно в процесі седиментогенезу тої чи іншої осадової породи. Вихідна ОР горючих сланців характеризується наявністю гомогенної, часто пластівцевовидної маси з скупченнями майже повністю збережених залишків мікроводоростей, а також рослинного та тваринного походження, перетворених у вугілля. Таким чином, ОР горючих сланців, як правило, являє собою гумусово-сапропелеву суміш. Утворюються горючі сланці в озерних та приморських мілководних лагунах.

Яскравим прикладом родовищ горючих сланців у Дніпровському буровугільному басейні є Болтишське (Кіровоградська та Черкаська області), яке приурочене до западини у північно-східній частині Українського кристалічного масиву тієї ж назви. Походження Болтишської западини довгий час було предметом дискусії. Після проведення геофізичних робіт у 1930-1932 роках вважалось, що це грабен, який у північно-східному напрямку з'єднується з Дніпровсько-Донецькою западиною (ДДЗ). Але пізніше було визначено, що Болтишська западина є замкненою, яка характеризується негативною гравітаційною аномалією. Була висловлена думка, що ця западина вулканічного походження. Але у 1969 році, в результаті геолого-геофізичних досліджень під керівництвом В. А. Голубєва, було встановлено, що ця западина є імпактним кратером, глибиною до 600 м і діаметром до 25 км, який виник у результаті падіння метеориту на рубежі пізньої крейди та початку палеоцену, у його межах було встановлено негативне гравітаційне

поле [136, 137]. Майже одночасно з падінням Болтишського метеориту (згідно зі списком імпактних структур Землі 88 млн р. назад) на Землю потрапили метеорити Чуксулуб (півострів Юкатан - Мексика), Сільверпіт (Північне море) і Шива (Індійський океан). Вважається, що з падінням вказаних метеоритів пов'язана зміна клімату на Землі і початок вимирання видів, у т. ч. динозаврів.

Швидкість, з якою Болтишський метеорит врізався в поверхню Землі може сягати 70 км/с. При цьому виділяється енергія зіставлень з енергією ядерного вибуху великої потужності. Ударна хвиля створює колосальний тиск (більше 5 млн атмосфер). Під дією таких тисків гірські породи (мішені) і безпосередньо метеорит спочатку сильно втискуються, що приводить до вибухового росту температури (до 15000 °С), в результаті чого гірські породи розплавляються. У центрі кратера гірські породи навіть можуть частково випарюватися. Після застигання і затвердіння на дні кратера утворюється шар імпаکتиту (імпакт – удар, англ.). Крім вказаного, тверді гірські породи при імпактних ударах можуть себе поводити як пружна речовина. У них виникають складні хвильові динамічні процеси, внаслідок чого в центрі кратера виникають центральні «горки», (підняття) завдяки існуванню пружних сил у масивах гірських порід [138, 139].

Болтишський кратер був заповнений розплавом матеріалу метеориту та вміщуваних порід. На першому етапі в Болтишській западині атмосферні осади випаровувались під дією температур від остигаючого розплаву. Високі температури впливали на перетворення порід стінок кратера і уламкового матеріалу, що зносився у його межі. Тільки після зменшення температури до 100 °С і нижче в западині почало формуватись прісноводне озеро, що привело до початку звичайних седиментаційних процесів і накопичення в осадах ОР. Доказом вказаного може служити факт відсутності ОР у нижніх товщах порід западини [138,140].

Наступний етап геологічного розвитку Болтишської западини пов'язаний з накопиченням осадів в умовах прісноводного басейну з нормальною температурою, де формувались відклади крейди і палеогену (товщиною до 400 м), еоцену (до 100 м) та неогену і антропогену (до 100 м), див. рисунок 9.15.

У розрізі осадової товщі Болтишського родовища виділяються продуктивні горизонти з пластами і прошарками горючих сланців (вміст ОР у середньому 25 %), які чергуються з пластами темних глин, аргілітів, алевролітів, іноді піщаних порід і мергелів. Найбільш цікавими, стосовно товщин пластів горючих сланців і їх витриманості є IV та II горизонти. Наприклад, в IV горизонті, що включає основну частину запасів горючих сланців (82 %), виділяється 5 пластів, товщиною більше 2 м. Нижче на 40-50 м від IV горизонту відмічається ще 2 пласта, подібної товщини другого горизонту. Пласти порід залягають практично горизонтально.

У даний час на базі запасів горючих сланців Болтишської западини працює ДРЕС фірми Нарва (Естонія). Починаючи з 2008 року велику

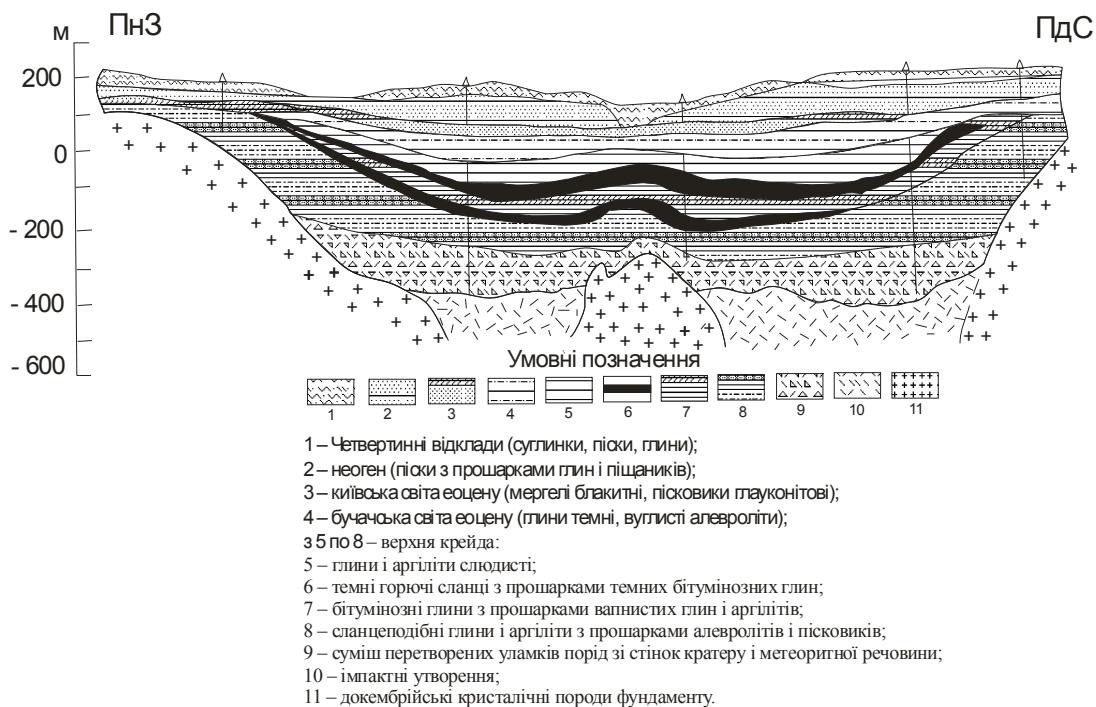
цікавість до болтишських горючих сланців проявляють естонський холдинг Vigu Keemia Grupp AS, київське ТОВ «НПП «Мілітекс», американські компанії Exxon Mobil, Marathon і канадська фірма - Talisman Energy. Однак всі вказані компанії передбачають кар'єрну розробку болтишських горючих сланців, транспортування їх, наприклад, в Естонію, де з них вже виробляють мазут для котелень, використовують у хімічній промисловості, а також як паливо для ДРЕС. Планується побудова комплексних заводів, з метою виробництва з них хімічних сполук (в тому числі і сланцевої смоли та газу) на поверхні безпосередньо в межах або поблизу Болтишського родовища.

На нашу думку, це не є прогресивним використанням горючих сланцевих порід, так як вже існує методика видобування сланцевого газу горизонтальними свердловинами, наприклад, в США і Канаді, що є більш прибутковим способом використання порід збагачених на ОР і до того ж з меншою шкодою для екології. Мається на увазі, що при їх поверхневій переробці небезпека потрапляння виробничих токсичних відходів у річки - Болтишку і Оситняжку, Тясмінку а потім у р. Дніпро.

Геологічні дослідження болтишських горючих сланців, що проводились починаючи з 1965 року, були в основному спрямовані на встановлення параметрів, з метою їх використання як твердого палива і як сировини для хімічної промисловості. З позиції підземного видобування горючого газу горизонтальними свердловинами, досліджень з болтишських горючих сланців ще не проводили, а саме: ще не виділяли конкретні пласти з позитивними палеогеотермічними характеристиками, які можуть свідчити про наявність у минулому в породах катагенетичних фаз, при яких ОР в значній мірі перетворилися в горючий газ. У цьому плані цікавими вміщуючі породи, оскільки невиключено, що в результаті процесу оклюзії з них також можуть бути одержані притоки газу при проведенні гідроразривів пласта в горизонтальних свердловинах.

Задачею сьогоднішнього дня є проведення палеогеотермічних досліджень за методом вивчення вітриніту, мінтиніту та гумініту для з'ясування на якій стадії катагенезу перебувають ОР в розрізі Болтишського родовища і експериментального буріння горизонтальних свердловин з метою видобутку сланцевого газу. При одержанні позитивних результатів буде можливо переходити до розвідки і видобування сланцевого газу на території всього Дніпровського буровугільного басейну і, невиключено, у Львівсько-Волинському басейні, де вугільні пласти і вміщуючі породи також залягають майже горизонтально.





**Рисунок 9.15 – Геологічний розріз Болтишського родовища горючих сланців**

## 9.6 Геологічні особливості видобування газу в кам'яновугільних басейнах

Здавна відомо, що в кам'яновугільних басейнах зосереджені великі об'єми горючого газу. Вугільний газ на 80-98 % складається з чистого метану. Присутні також сірководень, оксид вуглецю та ін.

Світові запаси метану у вугільних пластах дуже великі. Підраховано, що запаси газу у вугільних басейнах перевищують його запаси, які зосереджені у традиційних родовищах. За офіційною інформацією [141] в межах вугільних басейнів, що розташовані на територіях Китаю, Росії, США, Австралії, України, Польщі, ЮАР, Індії, Німеччини дорівнюють 260 трлн м<sup>3</sup>. Україна входить до п'ятірки країн, багатих запасами вугільного газу, але у даний момент в Україні видобуток та утилізація метану з вугільного газу знаходиться на рівні побічної діяльності деяких шахт, хоча перші кроки в цьому напрямку в Донбасі робились ще в 30-х роках минулого століття [142].

Україна володіє двома кам'яновугільними басейнами: Донецьким (Донбас), де зосереджено 92 % вугільних запасів України та Львівсько-Волинським – 8 % запасів вугілля.

### 9.6.1 Донецький кам'яновугільний басейн

Осадова товща Донбасу складена відкладами девону, карбону, пермі, триаса, юри, крейди, палеоген-неогену і антропогену. Головну цікавість для

енергетично-паливної галузі представляють відклади карбону, в яких виділяють всі три відділи цієї системи. Загальна товщина карбонових відкладів у центральній частині Донбасу в межах окремих западин (котловин) сягає 18 км, зменшуючись до 5 км на ділянках піднять.

Протягом всієї геологічної історії осадонакопичення карбонових відкладів у Донбасі циклічно змінювався тектонічний режим і палеогеографічні умови осадонакопичення, що приводило до постійної зміни глибини моря і навіть переривів у накопиченні морських відкладів. Як результат цього в Донбасі сформувалась багатопластова товща порід, що складена шарами і прошарками теригенних порід (аргілітів, алевролітів, пісковиків і вапняків), а у континентальних умовах відклалися осади у болотно-озерних фаціях та первинна гумусова, а іноді і сапропелева органічна речовина для формування пластів вугілля.

У тектонічному відношенні Донбас являє собою великих розмірів синклінорій, що простягається в напрямку з північного заходу на південний схід між Воронежським масивом і Українським кристалічним щитом. Він сформувався у результаті дії герцинського тектоногенезу і ускладнювався під дією тектонічних рухів у земній корі в мезозойській і кайнозойській час. У структурному плані в межах синклінорію основним тектонічним елементом є Головна антикліналь. До неї з півночі примикає Головна синкліналь, яка поділяється поперечним підняттям на дві приопущені частини: Боково-Хрустальну синкліналь, яка поступово переходить у Бахмутську котловину і Должанно-Садкінську синкліналь. З півдня Головна антикліналь межує з Кальміус-Горецькою, Чистяковською і Шахтінсько-Несвітаєвською синкліналями. Кожна з вказаних структур ускладнюється структурами більш високого порядку.

Промисловий видобуток вугілля в Донецькому кам'яновугільному басейні розпочався в кінці XIX століття, хоча наявність «чорного каміння», що можна спалювати, людям, які жили на цій території, було відомо вже в XVII столітті. Донбас, територія якого дорівнює 60 тис км<sup>2</sup>, простяганням у 650 км з північного заходу на південний схід і шириною до 200 км, є головною паливно-енергетичною базою України. У кам'яновугільній товщі карбоного віку налічується до 310 пластів вугілля робочої та неробочої товщини, серед яких 95 пластів відносяться до нижнього карбону, 200 пластів – до середнього і 15 – до верхнього карбону. Товщина робочих (промислових) пластів вугілля в Донбасі коливається в основному від 0,5 до 1,8 м. Але зустрічаються також вугільні пласти, товщина яких сягає 2-2,5 м.

Вугілля Донбасу утворилося в основному з гумусового матеріалу. Вугілля, походження якого пов'язано з гумусо-сапропелевою органічною речовиною, трапляються тільки зрідка у вигляді лінз та дрібних прошарків. Встановлена закономірність зменшення вмісту газів у пластах вугілля Донбасу з північного заходу на південний схід [143].

Максимальною дислокованістю кам'яновугільні відклади характеризуються в Донецькому, Макіївському, Єнакіївському, Котовському

районах. У Смежанському, Боково-Хрустальному та Несвітаєвському районах дислокованість відкладів карбону менша.

В осадовій товщі Донбасу водоносними горизонтами є пісковики та тріщинуваті вапняки карбону, товщина яких іноді сягає декількох десятків метрів і більше. Бувають також водоносні пісковики в крейдяних і третинних відкладах. При перетині водоносних горизонтів гірничими виробками (шахтами, квершлагами, штреками тощо) утворюються умови, які сприяють їх обводненню. Приплив води іноді сягає сотень кубічних метрів за годину. Нижче глибини 600 м припливи води в виробки зменшуються. В осадовій товщі Донбасу виявлено понад 130 водоносних горизонтів, що витримуються майже в регіональному масштабі і постійно потребують відкачок води при проведенні робіт.

### **9.6.2 Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн**

На території України в межах Львівсько-Палеозойської западини розташований Львівсько-Волинський вугільний басейн, який займає площу 10 тис. км<sup>2</sup> [144].

Осадові відклади від палеозою по неоген залягають моноклінально, опускаючись дуже повільно в північно-західному напрямку. Північно-західна частина Львівсько-Волинського басейну розташована на території Польщі, де його називають Люблінським. Вугленосні відклади відносяться до товщі нижнього і середнього карбону, де зосереджено до 60 пластів кам'яного вугілля, товщиною 0,5–1 м. Початкові геологічні ресурси вугілля у Львівсько-Волинському кам'яновугільному басейні дорівнювали 2,1 млрд т. У даний час ресурси басейну, ще не вироблені і наполовину. Вугілля у даному басейні двох марок: Газові-92 % і Жирні-8 %. Глибини залягання вугільних пластів невеликі від 300 до 650 м. Видобуток вугілля у басейні не є стабільним і в останні роки коливається в межах 10 – 20 млн т. в рік.

У 2010 р. видобуток вугілля у Львівсько-Волинському кам'яновугільному басейні склав 14 млн т. Газ, що виділяється з вугілля, являє собою 80-90 % метан [145, 146].

### **9.6.3 Методи і особливості видобування метану із вугілля**

У даний час існує два методи видобутку газу у кам'яновугільних басейнах: 1 - шахтний, тобто безпосередньо з шахт, коли постійною вентиляцією повітрям гірничих виробок вугільний газ надходить на поверхню з подальшим відділенням метану від повітря; 2 – видобуток газу з вугільних пластів шляхом буріння спеціальних свердловин з денної поверхні.

Шахтний метод видобування метану з вугілля входить до процесу видобутку вугілля, оскільки завдяки виносу метану з гірничих виробок досягається мета – зменшення його концентрації в шахті, що є превентивним заходом у відношенні запобігання вибуху метану у шахтах. Одержаного

метану з гірничих виробок шахтно-вентиляційним методом, шляхом сепарації його з повітря на поверхні, в основному, вистачає тільки для забезпечення власних потреб на шахтах. Метод видобування метану з вугільних пластів за допомогою буріння спеціальних свердловин є достатньо масштабним методом, який може забезпечити постачання метану як палива промисловим підприємствам.

Так, у США видобуток метану свердловинним методом у 2010 р. сягнув 60 млрд м<sup>3</sup>. Промислове видобування метану з вугільних пластів свердловинним методом розпочато також в Австралії, Китаї, Канаді, Німеччині. Згідно з прогнозами експертів США, видобуток метану з вугільних пластів у 2020 р. в їх країні може сягнути 100-150 млрд м<sup>3</sup>/рік [141].

**Головною геологічною особливістю умов зосередження метанових накопичень у вугільних пластах є те, що у звичайних (традиційних) покладах газ перебуває в умовах пластового тиску, але у вільному стані в порах колекторів (наприклад у пісковиках), у порожнинах тріщинних вапняків тощо, у той час як у вугільних пластах метан є сорбованим вугіллям, або перебуває у сильно затиснутому стані в кліважних мікротріщинах. Із звичайного колектора після розкриття його свердловиною газ починає рухатися вгору по стовбуру свердловини завдяки пластовому тиску в колекторі. У пласті вугілля для руху метану необхідно, як правило, спочатку створити додаткову тріщинуватість, для того щоб в пласті вугілля знизився тиск і сформувалися депресійні ділянки, що впливає на початок проведення підземної дегазації і виходу його з мікротріщин. Це досягається, як правило, проведенням гідророзривів вугільних пластів як у вертикальних, так і горизонтальних свердловинах. Але слід враховувати те, що на відмінну від традиційних колекторів, де гідророзривна рідина підтримує розкритість тріщин, для одержання газу з вугільного пласта необхідно з нього відкачати рідину гідророзриву, саме для того, щоб забезпечити знижку тиску у вугільному пласті. Зниження тиску у вугільному пласті призводить також до десорбції метану з вугілля і переходу його у вільний рухомий стан. Таким чином, створення депресії у вугільному пласті активізує рух метану по гідророзривними тріщинними каналами по пласту до найбільш депресованого місця, тобто до свердловини. Тому, з початку відкачування гідророзривної води зі свердловини, вміст газу в продукції, що одержується, поступово збільшується, оскільки збільшується депресія у привибійній зоні вугільного пласта. Через певний час, якщо затиснута в пласт гідророзривна рідина закінчилася завдяки її відкачуванню, дебіт газу поступово стабілізується. Але у випадку, коли вода у свердловину надходить з вмшуючих вугільний пласт відкладів (водоносних пісковиків, вапняків тощо) для одержання дебіту чистого газу необхідно застосовувати методи ізоляції водоносних пластів і пропластків, які описані в [147].**

Геологічною особливістю розвідки і видобування газу із вугільних пластів є те, що в загальному випадку з них можна одержати промислові

дебіти газу з глибин нижче зони аерації, яка у працівників вугільної промисловості одержала назву «зоною газового вивітрювання», товщина цієї зони іноді сягає 250 і більше метрів, залежно від щільності і ступеня порушення порід, які її складають.

#### **9.6.4 Економічне і екологічне значення видобування газу з вугільних пластів**

Економічне і екологічне значення великомасштабного видобування метану свердловинами в кам'яновугільних басейнах в Україні, полягає в тому, що по-перше, виникає можливість значно збільшити видобуток газу в країні і бути менш залежними від зовнішніх імпортерів газу; по-друге, видобування з вугілля метану дасть можливість знизити обсяги газу, який викидають в атмосферу без утилізації, що дуже важливо для екології, а також можливо забезпечить часткове зниження податків за екологічними квотами в еквіваленті викидів в атмосферу парникових газів. За даними Мінвуглепрому України (2009 р.), згідно з процедурою Кіотського протоколу, зниження викидів шахтного газу в еквіваленті угарного газу на 500 млн т може забезпечити Україні економію до 4 млрд доларів США [142].

Але найголовніше в проблемі постійного вилучення газу з вугільних пластів є рішення проблеми підвищення безпеки робіт шахтарів. У Донбасі майже всі шахти мають високу небезпеку розроблення вугільних пластів у відношенні неочікуваних, раптових, викидів газу і вугілля, що призводить до вибухів і пожеж у гірничих виробках. Близько 200 шахт, тобто 87 % в Донбасі є вибухонебезпечними. Взагалі тільки в шахтах Ровеньковсько-Антрацитовського району розробка вугілля не супроводжується викидами газу, у всіх інших районах Донбасу шахтарі працюють в умовах підвищеної небезпеки.

Найбільш небезпечні шахти розташовані в центральному районі Донбасу, такі як Юний комунар (Юнком) і Красний профінтерн. Слід сказати, що проблема розробки методів прогнозу і попередження неочікуваних викидів газу і вугілля вивчається вже не менше 100 років. У 1952 – 1953 роках одному з авторів даної монографії довелося працювати на «Опорних пунктах» з вивчення причин неочікуваних викидів газу і вугілля від Макієвського науково-дослідного інституту на шахтах Красний Профінтерн і Юнком. Проводили буріння горизонтальних шпурів у лаві і спостерігали в них зміни пластового тиску у міру розроблення вугільних пластів, вивчали наявність сорбованого газу у відібраних взірцях вугілля. Пізніше аналіз одержаних даних і зіставлення їх з результатами досліджень аномально високих пластових тисків у нафтогазоносних регіонах України дозволили зробити висновки, що у вугільних пластах Донбасу неочікувані викиди газу і кам'яного матеріалу пов'язані з напругами в склепіннях малих локальних складок на ділянках флексур і пережимів вугільних пластів і що завищена

швидкість просування лави при видобуванні вугілля може призводити до раптових викидів напірного газу і вугілля [45, 94].

З метою дегазації вугільних пластів у шахті Юнком 16.09.1979 р. на глибині 903 м у похилій виробці в товщі масивного пісковика, який перекривався штучними залізобетонними прокладками, було застосовано ядерний вибух потужністю до 0,3 Кт. Об'єкт вибуху був названий геологічним терміном «Кліваж». Роботи проводились інститутом «ВНИПИПРОМТехнологія» [149, 150].

Сьогодні деякі журналісти ядерний вибух у 1979 р. на шахті Юнком пов'язують з випробуванням ядерної зброї [151]. З цією версією не можна погодитись. У 70-х роках минулого століття в США і колишньому СРСР був пік випробувань ядерних вибухів у так званих «мирних цілях». Були випробувані ядерні вибухи навіть у традиційних нафтових і газових родовищах, потужністю до 13 Кт, з метою підвищення дебітності нафти і газу з пластів традиційних колекторів. На двох родовищах, а саме: у Передкавказзі і в Тіmano-Печорській нафтогазоносній провінції були одержані результати підвищення дебітів з нафтогазових пластів у 1,5 рази і більше. У 1972 році в Україні застосовували ядерний вибух з метою погашення пожежі дуже сильного аварійного газового фонтану на родовищі Христище [151]. У шахті Юнком, після ядерного вибуху викидо-небезпечність газу і вугілля зменшилась в 3 рази. Шахта попрацювала ще 20 років.

Після 1988 р. ядерні вибухи у «мирних цілях» на території СНД не проводились [152]. Були зроблені висновки про високу небезпечність проведення ядерних вибухів у земній корі тому, що 90 % радіоактивних відходів після цих вибухів залишаються в середині склоподібного розплаву, який образно називали «силікатною пляшкою». З часом у результаті тектонічних рухів дана «силікатна пляшка» в земній корі може стати не герметичною і радіоактивна речовина буде проникати у вміщуючі породи, у тому числі і водоносні горизонти, що не припустимо в екологічному відношенні.

Дегазацію вугільних пластів без радіоактивного забруднення надр можна активізувати звичайними буро-вибуховими методами, описаними в літературі [152]. Можна також пропонувати експериментальне використання способу вибухового гідророзриву пласта, ідея якого запатентована нами в Україні у 2002 р. [153], для інтенсифікації видобутку нафти і газу з масивних колекторів, а також з потужних бітумінозних товщ. Суть методу полягає в тому, що у привибійну зону свердловини під тиском закачують замість води, як це робиться при гідророзриві пласта, а ракетне рідинне паливо, яке саме по собі не є вибуховим. Потім подається каталізатор, що приводить до потужного вибуху і струсу масиву гірських порід.

## ЛІТЕРАТУРА

1. Орлов А. А., Федоришин Д. Д., Лизун С. А. Закономерность генетической связи аномальных пластовых давлений со складкообразовательными тектоническими процессами в осадочном чохле земной коры. – Ивано-Франковск: ІФНТУНГ, 2008, 154 с. (Открытие в области наук про Землю, диплом № 384 Международной ассоциации авторов научных открытий).
2. Illing V. C. The origin of pressure in oil pools. – in book: Science of Petroleum, - Oxford University Press: 1938, p. 28-35.
3. Dickinson G. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast, Louisiana. – Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1953, vol.37, № 2, p. 410-432.
4. Новосилецкий Р. М. Аномально высокие пластовые давления в коллекторах Предкарпатья. – Киев: Нефтяная и газовая промышленность, 1961, - № 1 - с. 5-7.
5. Новосилецкий Р. М. Формирование нефтяных и газовых месторождений Предкарпатья. – Киев: Нефтяная и газовая промышленность, 1961. - № 3. - с. 10-14.
6. Новосилецкий Р. М. Пластові тиски флюїдів у надрах України. – Киев: Техника, 1969. - 163 с.
7. Hottman C. E., Johnson R. K. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties. – J. Petrol. Technology, 1965, vol.17, № 6, p. 717-722.
8. Добрынин В. М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. - М.: Недра, 1965. - 162.
9. Добрынин В. М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1970. - 239 с.
10. Добрынин В. М., Серебряков В. А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. - М.: Недра, 1978. - 223 с.
11. Александров Б. Л., Масленников В. В., Голланд Р. В. Природа и закономерности изменения давлений в толще покровке месторождений Чи АССР. - М.: Геология нефти и газа, 1975. - № 11. - с. 46-50.
12. Magara K. Permeability consideration in generation of abnormal pressure. – Soc. Petrol. Eng. J., 1971, vol.11, № 3. - p. 236-242.
13. Chaney P. E. Abnormal pressure lost circulation Gulf Coast's top drilling problem, - Oil and Gas J., 1949, vol.47, № 51. - p. 210-215.
14. Loudon L. R. Chemical caps cause pressure buildup. – Oil and Gas J., 1971, vol.69, n 46. - p. 144-146.
15. Barker C. Aquathermal pressuring role of temperature in development of abnormal pressure zones.- Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1972, vol.56, № 10. – p. 2068-2071.
16. Калятин О. А., Кучерук Е. В. О зависимости аномально высоких пластовых давлений от температур в залежах нефти и газа Западно-Туркменской впадины. - М.: Изв. вузов. Геология и разведка. – 1975. - № 7, с.

44-47.

17. Мелик-Пашаев В. С., Халимов Э. М., Серегина В. Н. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, 1983. - 184 с.

18. Рассел У. Л. Основы нефтяной геологии. Под ред. Н. Б. Вассоевича и М. К. Калинин. - Ленинград: Госнаучтехиздат, 1958. - 619 с.

19. Леворсен А. Геология нефти и газа. - М.: Мир, 1970. - 640 с.

20. Краюшкин В. А. О природе аномально высокого пластового давления в Битковском месторождении. - Львов: Докл. Львовск. политех. института, 1958. - том 3. - вып. 1-2. - с. 30-33.

21. Hubbert M. K., Rubey W. W. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting. - Pt.I. Mechanics of fluid-filled porous solids and its application to overthrust faulting. - Geol. Soc. Amer. Bull., 1959. - vol.70. - № 2. - p. 115-166.

22. Platt B. L. Fluid pressure in thrust faulting a corollary. - Amer. J. science, 1962. - vol.260. - №2. - p. 116-121.

23. Тхостов Б. А. Начальные пластовые давления и гидродинамические системы. - М.: Недра, 1966. - 268 с.

24. Flandrin J., Chapelle J. Le Pe'trole. Edition technique, 2, rue de Lubek, Paris, 1961. - p. 143-144.

25. Быков Л. Н. О законе распределения начальных пластовых давлений в толще пород нефтяных, газовых и угольных месторождений. Докл. На науч.-тех. конф. Тульского горного института 2 апр. 1962 г. - М.: 1962. - 36 с.

26. Moulenes B. Origine des pressions abnormales dans les gisements de pe'trole. - Etude bibliographique, rev. Inst. Franc. Pe'trole, 1964. - №12. - p. 196-212.

27. Аникиев К. А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. - Ленинград: Недра, 1964. - 168 с.

28. Крopotкин П. Н., Валяев Б. М. Зональность нефтегазонакопления в аспекте глубинной дегазации земли. Дегазация земли и геотектоника. - М.: Недра, 1980. - с. 169-188.

29. Hanshaw Bruce B., Zen E. - An. Osmotic equilibrium and overthrust faulting. - Bull.Geol.Soc.Amer., 1965. - №12, p. 1379-1385. РЖ Геология, 1966. - раздел 10 А 142, с. 22.

30. Jones B. R. Hydrodynamics of geopressure in the Northern Gulf of Petroleum. - Ocsford University Press, 1938. - p. 28-35.

31. Powers M. C. Fluid-release mechanisms in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1967. - vol.51. - №7. - p. 1240-1254.

32. Зхус И. Д., Бахтин В. В. Литогенетические преобразования глин в зонах аномально высоких пластовых давлений. - М.: Наука, 1979. - 139 с.

33. Пещюха Ю. А., Анисимов Л. А. Аномально высокие давления в



палеозойских отложениях бортовой зоны Прикаспийской впадины. - М.: Геология нефти и газа, 1977. - №5. - с. 48-53.

34. Fertl W. H., Timko D. J. How dawn-hole temperatures, pressures affect drilling. Pt. 2, Detecting and evaluating formation pressures. – World Oil, 1972. - vol.175. - №1. - p. 45-50.

35. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1972. - 280 с.

36. Карцев А. А., Вагин С. Б., Серебряков Л. К. Распределение палеодавлений в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях Западно-Кубанского прогиба. - М.: Нефтегазовая геология и геофизика, 1977. - с. 6-9.

37. Донабедов А. Т., Коровина Т. Л. Изучение соотношений сейсмичности и динамических параметров месторождений нефти и газа. – М.: Изв. АН СССР, 1973. - сер. Физика земли. - №4. - с. 84-88.

38. Орлов А. А., Будз М. Д., Ризун Б. П. и др.. Значение высоких потенциометрических уровней в пластовых водах при поисках нефтегазовых месторождений на примере Алжирской Сахары. – Баку: Известия вузов. Нефть и Газ, 1976. - №12. - с. 4-14.

39. Высочанский И. В., Брынза Н. Ф., Грабчук Л. А. Вероятная природа аномально высоких пластовых давлений на некоторых площадях юго-восточной части ДДв. – Киев: Нефтяная и газовая промышленность, 1978.

40. Кравченко А. Г. Влияние температурных изменений на давления в пластах, содержащих растворенный газ. – Нефтегазовая геология и геофизика, Экспресс-информ., 1980. - №11. - с. 12-14.

41. Иванчук П. П., Соловьев Е. А. Разведка природного газа в зонах АВПД в Голф-Косте. – Нефтегазовая геология и геофизика, Экспресс-информ., 1980. - №16. - с. 8-13.

42. Иванчук П. П., Соловьев Е. А. Возможный источник энергии зон АВПД разведочных площадей Гольф-Коста. - М.: Нефтегазовая геология и геофизика, Экспресс-информ., 1980. - №24. - с. 11-14.

43. Орлов А. А. О природе аномально низких пластовых давлений в месторождениях Карпатской нефтегазоносной провинции. - М.: Нефтегазовая геология и геофизика, 1979. - №2. - с. 15-18.

44. Орлов А. А. Возможность прогнозирования аномально высоких пластовых давлений в коллекторах нефтегазоносных провинций геосинклинального типа по количественным критериям антиклиналей. – Докл. АН УССР, 1978. - сер. Б. - №11. - с. 974-978.

45. Орлов А. А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины. - Львов: Изд-во “Вища школа” при Львовск. гос. университете, 1980. - 188 с.

46. Орлов А. А. Тектонические условия формирования сверхгидростатических пластовых давлений в нефтегазоносных регионах. – Москва: МИНХ и ГП им. Губкина, докторская диссертация, 1983 г. - 388 с.

47. Орлов А. А. Возможность определения тектонических

напружений в горних породах по замерах пластовых давлений в скважинах. – Львов: Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. Издательское объединение «Вища школа» при Льв.гос. университете им. И. Франка, 1980. - вип. 17. - с. 20-21.

48. Орлов О. О., Євдошук М. І. Теоретичні основи концепції геодинамічного походження аномально пластових тисків в осадовій оболонці земної кори. – Київ: НАН України, геоінформатика, 2007. - №3. - с. 14-48.

49. Ставицький Е. А., Голуб П. С. Результаты комплексных исследований та обґрунтування перспективних зон і полігонів для пошуків сланцевого газу. – Київ: Мінеральні ресурси України, 2011. - №2. – с. 4-12.

50. Лизун С. О. Критерії оцінки природної метаносності вугільних родовищ України. – Дніпропетровськ: Матеріали міжнародної конференції. Метан вугільних родовищ України, 1999 р. - с.44-32.

51. Лизун С. А., Петкевич Г. И., Сизоненко В. С. Способ принудительной дегазации углей. – М.: Авторское свидетельство №805226, 1981. - бюл. №6. - с.2.

52. Лизун С. О., Лящук Д. М. Виділення зон з механічно напруженим станом родовищ. – Львів: Геологія і геохімія горючих копалин, 1995. - №2. - с.9.

53. Зейкан О. Ю. Інтегральна геолого-геофізична модель глибинної будови центральної частини Дніпровсько-Донецької западин из позиції перспектив нафтогазоносності. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, автореферат кандидатської дисертації, 2011. - 21 с.

54. В. В. Глушко. Геология нефтяных и газовых месторождений УССР/В. В. Глушко, И. Я. Клиточенко, В. Н. Крамаренко и др. - М.: Гостоптехиздт, - 1963. - 316 с.

55. Орлов О. О. Про фундамент південно-східної частини Передкарпатського прогину за даними буріння на Красноільській площі. – Київ: Геологічний журнал АН УССР. Том 26, вип. 3, 1966. - с. 59-62.

56. Орлов О. О. Наукова школа. Геодинамічна концепція походження аномальних пластових тисків в осадовій оболонці земної кори та методи їх прогнозування. – Київ: Видавничий Дім «ЕКМО», 2007 р. - 215 с.

57. Высоцкий И. В. Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях. - М.: Недра, 1971. - 390 с.

58. Доленко Г. Н. Геология нефти и газа Карпат. Изд-во АН УССР, 1962. - 365 с.

59. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Под ред. И. В. Высоцкого. - М.: Недра, 1976. - кн. 1.

60. Дем'яненко І. І. Проблеми і оптимізація нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах Дніпровсько-Донецької западини. – Чернігів; УкрДГРІ, Чернігівське відділення, 2004 р. - 219 с.

61. Газовые и газоконденсатные месторождения. Справочник. Под ред. В. Г. Васильев и И. П. Жабрева. - М.: Недра, 1975. - 527 с.

62. Бурштар М. С., Львов М. С. География и геология нефти и газа

СССР и зарубежных стран. - М.: Недра, 1979. - 363 с.

63. Бурштар М. С. Геология нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа. /М. С. Бурштар, А. Д. Бизнигаев, Г. Г. Гасангусейнов и др., под ред. М. С. Бурштара и С. П. Максимова. - М.: Недра, 1966. - 424 с.

64. Геология нефти. Справочник. Нефтяные месторождения СССР. Под ред. В. Г. Васильева. - М.: Недра, 1968. - том 2, кн.1. - с. 659-682.

65. Сухарев Г. М. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, 1979. - 349 с.

66. Орлов А. А., Корнилов Д. Н. О связи между неотектоническими движениями и сверхгидростатическими давлениями в Терско-Сунженской зоне дислокаций. Азербайджанское нефтяное хозяйство. – Баку: 1985. - №2. - с. 14-16.

67. Былевский Г. А., Кунин Н. Я., Танкибаев М. А. Исследование АВПД в палеозойской толще Прикаспийской впадины при поисках и разведке подсолевых нефтяных залежей. - М.: Геология нефти и газа, 1979. - №7. - с. 31-36.

68. Чарыгин М. М. Закономерности распределения нефти и газа в Прикаспийской впадине/М. М. Чарыгин, Ю. М. Васильев, Л. В. Каламкаров и др. - М.: Недра, 1964. - 255 с.

69. Авров П. Н. Основные черты строения восточной и юго-восточной окраин Прикаспийской впадины по подсолевым отложениям/ П. Н. Авров, З. Е. Булекбаев, Р. Г. Гарецкий и др. - М.: Геотектоника, 1965. - №1. - с. 118-125.

70. Кирюхин Л. Г. Особенности формирования зон региональных поднятий в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины/Л. Г. Кирюхин, И. Н. Капустин, В. П. Сметанина и др. - М.: Геология нефти и газа, 1981. - №4. - с. 1-8.

71. Балгимбаев М. Б. Разрез Биикжальской сверхглубокой скважины/ М. Б. Балгимбаев, М. И. Боречаев, Ю. М. Васильев и др. - М.: Нефтегазовая геология и геофизика. Экспресс-информ., 1970. - с. 3-5.

72. Дикинштейн Г. Х. Месторождения нефти и газа Северо-Западноевропейской нефтегазоносной провинции/ Г. Х. Дикинштейн, В. В. Глушко, Б. А. Соловьев и др. Под ред. С. П. Максимова. - М.: Недра, 1975. - 207 с.

73. Алиев М. М. Геология и нефтегазоносность Алжирской Сахары /М. М. Алиев, Н. А. Лаусин, М. В. Корж и др./ Под ред. М. Ф. Мирчинка и М. М. Алиева. - Москва: Недра, 1971. - с. 265-306.

74. Орлов А. А. Нефтегазоносность территории Алжира. – Львов: Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, изд-во Львовского гос. университета, 1970. - вып. 6. - с. 17-22.

75. Бакиров А. А. Нефтегазоносные области Америки. - М.: Госнаучтехиздат, 1959. - 296 с.

76. Watts E. V. Some aspects of high pressure in the D-7 zone of the Ventura Avenue field. – J. Petrol. Technology, 1947, №2204. - p. 215-236.

77. Ажгирей Г. Д. Структурная геология. – М.: МГУ, 1956. - с.162-233.
78. Белоусов В. В. Основные вопросы геотектоники. - М.: Госгеолтехиздат, 1962. - с. 189-232.
79. Кропоткин П. Н. О происхождении складчатости. - М.: Бюл. МОИП, 1950, отд. Геол., том 25, вып. 5. - с. 3-29.
80. Орлов А. А., Бак А. М. Трещиноватость горных пород Покутских складок. - М.: Геология нефти и газа, 1965. - №5. - с. 47-51.
81. Сабанаев К. А. Опыт прогнозирования АВПД на разведочных площадях Предгорного Дагестана. М.: Нефтегазовая геология и геофизика. Экспресс-информ, 1980. - с.13-15.
82. Орлов А. А. Результаты лабораторных экспериментов по разуплотнению горных пород флюидами под давлением/ Орлов А. А., Ключко В. П., Будзенко Т. В./ – Киев: Допл. АН УССР. 1980. сер.Б, №1. - с.33-34.
83. Орлов О. О., Федоришин Д. Д., Ляху М. В. та інші. Про можливість зустрічі природних резервуарів для нафти і газу на великих глибинах в земній корі. – Львів: Матеріали міжнародної конференції: Геологія горючих копалин України, 2001. - с. 188-190.
84. Орлов О. О. (Патент № 52455А) Спосіб пошуків антиклінальних структур /Орлов О. О., Трубенко О. М., Чорний М. І. та інші/. – Київ: Департамент інтелектуальної власності МОНУ, заявка 20.05.02, затверджено 16.12.02, опубліковано 16.02.02 в бюл.№2. - 3 с.
85. Орлов О. О., Трубенко О. М., Карпенко О. М. (Патент № 43891А). Спосіб визначення ділянок з підвищеною тріщинуватістю в гірських породах. – Київ: Департамент інтелектуальної власності МОНУ, заявка 18.09.01, затверджено 15.04.02, опубліковано 15.04.02 в бюл. №4. - 2 с.
86. Введенская А. В., Рупрехтова Л. Особенности напряженного состояния в очагах землетрясений у изгиба Восточных Карпат. – М.:Известия АН СССР, физ.Земли, №7, 1961. - с. 953-965.
87. Орлов О. О., Карпенко О. М. Патент №95906А. Спосіб визначення початкових пластових тисків в природних резервуарах. – Київ: Департамент інтелект власності МОНУ, заявлено 01.11.01, затверджено 15.04.02, опубліковано 15.04.02, бюл. №4. – 2с.
88. Орлов О. О., Карпенко О. М. Патент №45907А. Спосіб визначення тектонічних напруг за даними пластових тисків у природних резервуарах. Київ: Департ. інтелект. власності МОНУ, заявлено 01.11.01, затверджено 15.04.02 опубліковано 15.04.02, бюл. №4. – 2с.
89. Орлов О. О. Патент №61600А. Спосіб прогнозування землетрусів за даними тектонічних напружень в ізольованих флюїдоносних колекторах /Орлов О. О., Трубенко О. М., Омельченко В. Г. та ін. – Київ: Департамент інтелект власності МОНУ, заявлено 11.03.03, затверджено 17.11.03, опубліковано 17.11.03, в бюл.№11. - 5 с.
90. Щелкачов В. Н. Разработка нефтегазоносных пластов при упругом режиме. - М.: Гостехиздат, 1959. - 467 с.

91. Булин Н. К. Современные напряжения в горных породах по данным измерений в подземных выработках СССР. – Новосибирск: Геология и разведка. Наука, 1972, №8. - с. 56-66.
92. Марков Г. А. Тектонические напряжения и горное давление в рудниках Хибинского массива. – Ленинград: Наука, 1977. - 213 с.
93. Hast N., Nilson T. Resept rock pressure in mines. Sver. Geol. undersokn, sor. Arsbok, 1958, vol. 52, w.3 – 193 h with ill.
94. Тарасов Б. Г., Орлов А. А. Прогнозирование ударо-выбросоопасности в массивах горных пород. - М.: Безопасность труда в промышленности, 1980, №12. - с. 23-25.
95. Орлов О. О. Патент №66066А. Спосіб визначення тектонічної деформованості гірських порід у приштокових зонах./О. О. Орлов, В. С. Локтев, О. М. Трубенко та ін./ - Київ, Департ. інтелект. власності, заявлено 18.07.02, затверджено 15.04.04, опубліковано 15.04.04, бюл.№4. – 4с.
96. Локтев В. С. Геологічне прогнозування контурів соляних штоків та нафтогазоносності приштокових зон південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини. – Івано-Франківськ, ІФДТУНГ. Автореферат канд. дисертації, 2007. – 22с.
97. Орлов О. О. Проблема утилізації токсичних рідинних відходів у п'езомініумах гідродинамічних систем /О. О. Орлов, Л. А. Абукова, В. Г. Омельченко. – Київ: Нафтогазпромислова геологія, 2010, №3. - с. 53-56.
98. Орлов А. А. О возможности прогнозирования аномально низких пластовых давлений по данным электрометрии в скважинах / А. А.Орлов, Г. А.Жученко.- Баку: Изв. вузов, Нефть и газ.- 1986.- №10. - С.2-6.
99. [Трофимов В.Т.](#) Экологические функции литосферы / [[Зилинг Д.Г.](#), [Барабошкина Т.А.](#) и др.]; под ред. В.Т. Трофимова.- М.: Изд-во МГУ, 2000. - 432с.
100. Evolution of abnormaly low pressure and its implications for the brydrocarbon system in the southerast Uplist zone of Songliao Bassin / X. Xie, J.J. Jiao, Z. Tang, C. Cheng-China-USA: AAPG Bulletin, - v. 87(1),2003. - p. 99-119.
101. Diamond L. W. Underpressured paleofluids and future fluid flow in a planned radioactive waste repository / Proceedings of the 9th International Water-Rock Interaction Congress (WRI-9) , Тауро, New Zealand., 1998. - pp. 769-772.
102. Орлов О. О., Абукова Л. А., Яковлев Ю. І. та інші Екологічні функції п'езомініумів водонапірних систем в земній корі. – Ів-Фр.: ІФНТУНГ, Науковий вісник, 2010, №1. - с. 13-21.
103. Японские землетрясение сместило земную ось: <http://www.utro.ru/articles/2011/03/11/961595.shtml> – 12.06.2011.
104. Матеріал наукової конференції 14-15 квітня 2011 року, газета «Казахстан сьогодні», <http://commentaries/view/52668/>, <http://adamant-lv@yandex.ru>, <http://www.lomonosov.org/medecine608.html-29.06.2011> 10:33:14
105. Сланцевий газ – Вікіпедія: [http://ru.wikipedia.org/wiki/сланцевий газ](http://ru.wikipedia.org/wiki/сланцевий_газ) - 18.10.2011, 11.31.12.

106. Маленькая ложь о сланцевом газе – Война и мир: <http://www.warandpeace.ru/rucommentaries.org/wiki/-14.02.2011>, 17:13:12.
107. Лукін А. Е. Сланцевий газ і перспективи його видобутку в Україні – Київ: Геологічний журнал, 2010, №3. - с.17-33.
108. Гелий-3 – Викиновости: <http://ru.wikinews.org/wiki%D%93%> - 17.12.2011 23:56:56.
109. Сколько стоит Луна: Гелий-3 и перспектива его добычи: <http://www.starmission.ru/blog/moon/146/hitl> - 11.06.2011 14:40:17.
110. Колонизация Луны – Википедия: <http://ru.wikipedia.org/wiki/%D%9A> – 11.06.2011 14:43:09.
111. Виноградов А. П. Химическая эволюция Земли. – Москва: Изд-во АН СССР, 1959. - 40с.
112. Вернадский В. И. Биосфера – Москва: Изд-во Мысль, 1967. - 376с.
113. Радзевилл А. Я. Углеродисые формации и тектоно-магматические структуры Украины – Киев: «Наукова думка», 1994. - 173 с.
114. Валеев В. Н. Битуминозные бассейны. (В. Н. Валеев, Г. Т. Юдин, Р. В. Гисматулин и др.). Геология битумов и битумовмещающих пород – Москва: Изд-во «Наука», АН СССР, 1979. - с.13-14.
115. Краюшкин В. А. Абиогенно-мантийный генезис нефти – Киев: «Наукова думка», АН УССР, 1984. - 176 с.
116. Гордиенко В. В. Карта теплового потока территории Украины и Молдовы 1:250000 /В. В. Гордиенко/ в атласі: Геологія і корисні копалини України – Київ: вид-во Інституту геофізики АН України, 2001. - 24 с.
117. Кутас Р. И. Тепловой поток и структура литосферы/ Тез. Між нар. Конф. «Глибинна будова та нетрадиційне використання надр Землі». – Київ, 1996. – с. 195-196.
118. Кутас Р. И. Тепловой модель литосферы Восточных Карпат/ Тез. Між нар. Конф. «Глибинна будова та нетрадиційне використання надр Землі». – Київ, 1996. – с. 196-197.
119. <http://energyfuture.ru/mestorozhdenie-slancevogo-gaza-plej-play-vudford-woodford-ssha/w3> 02.01.2012 16:54:44.
120. [http://enelpfultips.com/list\\_of\\_shale\\_gas\\_formation\\_in.htm](http://enelpfultips.com/list_of_shale_gas_formation_in.htm) 02.01.2012 16:11:54.
121. <http://en.wikipedia.org/wiki/File:MarcellushalecloseUp.jpg> 02.01.2012 16:11:22.
122. Орлов О. О., Євдошук М. І., Галка Г. М. Теоретичні основи ресурсного забезпечення видобутку вуглеводневих енергоносіїв з бітумінозних сланців і вугленосних товщ в Україні – Київ: Мінеральні ресурси, 2011, №2. - с.33-37.
123. Порфирьев В. Б. Менилитовые сланцы – сырьё для промышленности – строительный материал // В. Б. Порфирьев, И. В. Гринберг, Н. Р. Ладыженский и др., - Киев: Изд-во АН УССР, 1956. - с.35-38.

124. Вульчин Є. І. Геохімія мікроелементів у каустобіолітах Західних областей України – Київ: «Наукова думка», 1974. - 111с.
125. Быховер Н. А. Битуминозные сланцы Карпат. В кн. Геология и полезные ископаемые Карпат. Под. ред. Н. А. Быховера, - Москва – Ленинград: Госиздатгеолит, 1941. - с. 411-417.
126. Орлов О. О. Виявлення нафтопродукуючих порід у Карпатах. – К.: Нафтова і газова промисловість, 1992. - №2. - с.37-43.
127. Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат. Под. ред. В. В. Глушко и С. С. Круглова. – Москва: Недра, 1971. - 390с.
128. Орлов О. О., Омельченко В. Г., Локтев А. С. Сланцевий і вугільний газ та інші джерела енергоносіїв майбутнього – Івано\_франківськ: Видання «Симфонія Форте», 2012. – 152с.
129. Нестеров И. И. Новый тип коллектора нефти и газа. – Москва: Геология нефти и газа, 1970, №10. - с.26-29.
130. Орлов А. А. Пути повышения эффективности поисков нефти и газа в пластах Ю0, Ю1, Ю2-Ю20 юрских отложений среднего Приобья/ Орлов А. А., Журакинский М. Д., Старосельский Е. М., и др. – Баку: Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 1986, №3. - с. 6-8.
131. Снарский А. Н. Рассеянное органическое вещество как возможный источник газа в торгон-сарматских отложениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба // А. Н. Снарский, Б. Й. Маевский, А. А. Орлов: Материалы респ. н.-т. Конференции – Ивано-Франковс, 6-8 октября, 1970, Ивано-Франковск. - с.20-22.
132. Орлов О. О. Патент №8434. Спосіб визначення перспективних на нафту і газ колекторів у піщано-глинистих товщах за даними псамітовості/ О. О. Орлов, В. В. Пилипов, А. В. Локтев та ін. – Київ: Департамент інтелект власності МОНУ, заявлено 27.10.04, затверджено 15.08.05, опубліковано 1508.05 в бюл.№8. - 4 с.
133. Орлов О. О. Патент №60909А. Спосіб визначення нафтогазоносних шарів в розрізах свердловин за даними коефіцієнтів набухання глин/ О. О. Орлов, В. М. Бенько, А. В. Локтев та ін. – Київ: Департамент інтелект власності МОНУ, заявлено 02.04.03, затверджено 15.10.03, опубліковано 10.10.03 в бюл.№10. - 4 с.
134. Пасынков А. А. Методика поисковых геохимических исследований на газоперспективных участках Черного моря//А.А. Пасынков, Е.В. Башкирцева и др. – Київ: Мінеральні ресурси, 2011, №2. - с.38-43.
135. Семенович В. В. Основы геологии горючих ископаемых /Семенович В. В., Высоцкий И. В., Корпочагина А. К и др./ под. ред. И. В. Высоцкого – Москва: Недра, 1987. - с. 309-321.
136. Горючий сланец – Википедия, 12.08.2012 10:12:14.
137. Болтышский кратер <http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%12.08.2012%2011:09:26/>

138. Импактные кратеры на рубеже палеозоя и мезозоя. Под редакцией В. Л. Маскейтеса – Ленинград: Наука, 1990. - 185 с.
139. Масайтис В. Л. Геологические последствия падений кратерообразующих метеоритов – Ленинград: Надра, 1973. - 18с.
140. Осадочные породы, заполняющие Болтышский кратер [http://meteokrater.ru/krater/osadochnye\\_porody...19.08.2012](http://meteokrater.ru/krater/osadochnye_porody...19.08.2012) 14:41:32.
141. Угольный газ: Перспективы добычи и использования: <http://www.new-chemistry.ru> 28/08/2011 13:29:05.
142. Метановые миллиарды. <http://minprom.ua/articles/38408html.28.08.2011> 12:59:09.
143. Донецкий угольный бассейн: <http://donbass2009/01/07doneckij-basseign.html://09.07.2011> 11:05:52.
144. Кушнирук В. А. Газоносность угленосной толщи Львовско-Волынского угольного бассейна: - Киев: Наукова думка, 1978. – 117с.
145. Львовско-Волынский каменноугольный бассейн: <http://ru.wikipedia.org/wiki/%9B%D0%B2%D0%Be%D0%...09.07.2011> 11:43:39.
146. Львовско-Волынский бассейн: <http://dic.academic.ru/dic.nsf/bse104983/%D0%9B%D1%8C%D0%b2%...09.07.2011> 11:46:40.
147. Кушнірук В. О., Бартошинська С. С. Сапропеліти Львівсько-Волинського басейну. – Київ: Наукова думка, 1971. - 137с.
148. Радзевілл А. Я., Іванова А. В., Зайцева Л. Б. Геологія вугільних басейнів (провінцій) України – Київ: Логос, 2007. - 180с.
149. Ядерный взрыв в Донецкой области: <http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%AF%D0%B4%D0%B5%D1%80%...04.09.2011> 14:09:18.
150. Ядерный взрыв в Енакиево: <http://blogs.mail.ru/bk/yfnfkbr-09/tag/%DD%ED%EA%EE%EC..28.08.2011> 19:50:33.
151. Мирные ядерные взрывы СССР: <http://nuclearno.ru/text.asp?12096> 04.09.2011 14:25:30.
152. Амиров А. Д., Карапетов К. А., Лемберанский Ф. Д. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин. Москва: Недра, 1979. - 309с.
153. Орлов О. О. Патент №28307U. Спосіб ізоляції водоносних прошарків в тонкошаруватих газоносних об'єктах/ О. О. Орлов, В. В. Говдун, А. В. Локтев. – Київ: Департамент інтелект власності МОНУ, заявлено 08.05.07, затверджено 10.12.07, опубліковано 10.12.07, в бюл.№20. - 6 с.



## ЗМІСТ

<b>АНОТАЦІЯ</b>	3
<b>ВІД АВТОРІВ</b>	7
<b>ВСТУП</b>	8
<b>1 ІСТОРІЯ ДОСЛІДЖЕНЬ ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВ У НАФТОГАЗОНОСНИХ БАСЕЙНАХ</b>	13
<b>2 ВИБІР ЕТАЛОННОЇ ОБЛАСТІ ДОСЛІДЖЕНЬ ВПЛИВУ ТЕКТОНІЧНИХ СКЛАДКОУТВОРЮВАЛЬНИХ І ФЛЮЇДОМІГРАЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ НА ВЕЛИЧИНИ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ</b>	18
<b>3 КОРОТКИЙ НАРИС ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І ІСТОРІЇ ГЕОЛОГО-ТЕКТОНІЧНОГО РОЗВИТКУ ЕТАЛОННОЇ ОБЛАСТІ</b>	19
3.1 Геологічна будова	19
3.2 Короткий нарис історії геолого-тектонічного розвитку еталонної області досліджень	26
<b>4 ВИБІР КРИТЕРІЮ ОЦІНЮВАННЯ ІНТЕНСИВНОСТІ ЛОКАЛЬНОЇ СКЛАДЧАСТОСТІ І ЇЇ ВПЛИВУ НА ПРОЦЕС ФОРМУВАННЯ АНОМАЛЬНОСТІ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ У ПРИРОДНИХ РЕЗЕРВУАРАХ</b>	35
4.1 Дослідження залежності $K_a=f(i)$ в газо-нафто-водоносних структурах Внутрішньої і Зовнішньої зон Передкарпатського прогину і на прилеглих площах Скибової зони Карпат	38
4.2 Залежності коефіцієнтів аномальності пластових тисків від коефіцієнтів інтенсивності антиклінальних структур у Східному і Південному нафтогазових басейнах України	50
4.2.1 Залежність $K_a=f(i)$ в природних резервуарах Дніпровсько-Донецької западини (ДДз)	50
4.2.2 Залежність $K_a=f(i)$ в природних резервуарах півдня України	62
4.3 Температури в природних резервуарах у бітумонафтогазоносних регіонах України	71
<b>5 МЕТОДИКА ПРОГНОЗУВАННЯ АНОМАЛЬНО ВИСОКИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ ЗА КІЛЬКІСНИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ СТРУКТУР ДО ПОЧАТКУ БУРІННЯ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН</b>	82
5.1 Приклади обчислень $P_p$ у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину і на прилеглих площах Скибової зони Карпат	84
5.2 Приклади обчислень $P_n$ у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину (платформного його схилу) і на прилеглий Велико-Мостівській площі Волино-Подільської плити	87
5.3 Приклади обчислень $P_n$ у Дніпровсько-Донецькій западині	89

5.4	Приклади обчислень $P_n$ у покладах вуглеводнів півдня України	92
5.5	Приклади результатів впровадження методики прогнозування початкових пластових тисків за кількісними параметрами структур у геолого-розвідувальних установах	93
<b>6</b>	<b>ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТЕЙ АНОМАЛЬНОСТІ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ ВІД НЕОТЕКТОНІЧНИХ СКЛАДКОУТВОРЮВАЛЬНИХ РУХІВ У НАФТОГАЗО-НОСНИХ ОБЛАСТЯХ ЗА МЕЖАМИ УКРАЇНИ</b>	<b>95</b>
6.1	Дослідження пластових тисків у передгірських прогинах Румунських Східних і Південних Карпат	95
6.2	Дослідження пластового тиску в неоком-юрському природному резервуарі нафтогазового родовища Лак - Передпіренейського прогину (Франція)	98
6.3	Дослідження пластових тисків у нафтогазоносних областях Передкавказзя	100
6.3.1	Західне Передкавказзя	101
6.3.2	Центральне та Східне Передкавказзя	105
6.4	Дослідження пластових тисків у відкладах Прикаспійської западини	114
6.5	Дослідження пластових тисків у відкладах Західно-Туркменської западини	122
6.6	Дослідження пластових тисків у газонафтоводоносних комплексах Алжирської частини Арабо-Африканської платформи	125
6.7	Приклад обчислення пластового тиску в продуктивній зоні «Репетто» родовища нафти Вентура-Авеню (США) Тихоокеанського рухомого поясу	127
<b>7</b>	<b>ТЕОРЕТИЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВПЛИВУ ТЕКТОНІЧНИХ СКЛАДКОУТВОРЮВАЛЬНИХ І ФЛЮЇДОМІГРАЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ НА ФОРМУВАННЯ АНОМАЛЬНО ВИСОКИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ (АВПТ) ТА АНОМАЛЬНО ВИСОКИХ ВНУТРІШНЬОПОРОВИХ ТИСКІВ (АВПoT)</b>	<b>129</b>
7.1	Виникнення руху флюїдів у пластах-колекторах при згинанні їх у складки	129
<b>8</b>	<b>ПРИКЛАДНЕ ЗНАЧЕННЯ ВСТАНОВЛЕНОЇ ЗАКОНОМІРНОСТІ ЗАЛЕЖНОСТІ ВЕЛИЧИН ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ ВІД ТЕКТОНО-ГІДРОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ В ОСАДОВІЙ ОБОЛОНЦІ ЗЕМНОЇ КОРИ</b>	<b>138</b>
8.1	Тектоно-гідродинамічні чинники використання інформації про АВПТ при пошуках нафтогазових родовищ	138
8.1.1	Можливість прогнозування глибоко занурених покладів	

	вуглеводнів за даними АВПТ	142
8.1.2	Методика корегування напрямку вводу в буріння пошуково-розвідувальних свердловин за даними $K_a$	146
8.1.3	Методика визначення коефіцієнта збільшення тріщинної проникності порід у склепіннях складок	152
8.2	Методика визначення тектонічних напруг у породах за даними пластових тисків для прогнозування землетрусів і викидів газу та вугілля в шахтах	154
8.2.1	Метод визначення тектонічної деформованості гірських порід у приштокових зонах (на прикладі досліджень в ДДз)	164
8.2.2	Метод визначення насувних тектонічних порушень за густиною гірських порід в областях дії горизонтально-спрямованих тектонічних зусиль	168
8.3	Використання аномально низьких пластових тисків (АНПТ) для вирішення екологічних проблем	171
<b>9</b>	<b>ВРАХУВАННЯ БАРИЧНИХ І ТЕМПЕРАТУРНИХ УМОВ У ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНОМУ ПРОЦЕСІ ВУГЛЕВОДНЕВИХ НАКОПИЧЕНЬ У БІТУМІНОЗНИХ ТОВЩАХ ПОРІД</b>	176
9.1	Актуальність проблеми	176
9.2	Загальні відомості про бітумінозні породи і сланцевий газ	179
9.3	Видобування сланцевого газу в США та Канаді	186
9.4	Перспективи видобутку сланцевого газу в Україні	193
9.4.1	Перспективи видобутку сланцевого газу у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину і в Скибовій зоні Карпат	198
9.4.2	Перспективи видобування газу горизонтальними свердловинами в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину	205
9.4.2.1	Метод визначення перспективних на газ інтервалів у розрізах свердловин за даними коефіцієнтів набухання глини	208
9.4.3	Перспективи видобутку сланцевого газу у Львівсько-Палеозойському прогині Волино-Подільської плити	213
9.4.4	Перспективи видобутку сланцевого газу в Закарпатській западині	214
9.4.4.1	Шляхи пошуків сланцевого газу в межах південного регіону України	214
9.4.5	Перспективи видобутку сланцевого газу у ДДз	215
9.5	Перспективи видобутку газових енергоносіїв з горючих сланців у Болтишській западині Дніпровського буровугільного басейну	221
9.6	Геологічні особливості видобування газу в кам'яновугільних басейнах	224
9.6.1	Донецький кам'яновугільний басейн	224
9.6.2	Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн	226
9.6.3	Методи і особливості видобування метану із вугілля	226
9.6.4	Економічне і екологічне значення видобування газу з	

вугільних пластів	228
<b>ЛІТЕРАТУРА</b>	<b>230</b>
<b>ЗМІСТ</b>	<b>240</b>

## Відомості про авторів

1. Орлов Олександр Олександрович – професор кафедри геології і розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ, доктор геолого-мінералогічних наук, професор, заслужений працівник Народної освіти України, почесний розвідник надр України.

Реквізити для листування: тел. (034) 2 540117; (034) 2 712150;  
моб. тел. 0950670296; ел. пошта: [san\\_sanuch\\_2010@mail.ru](mailto:san_sanuch_2010@mail.ru).

2. Ставицький Едуард Анатолійович – міністр енергетики та вугільної промисловості.

3. Федоришин Дмитро Дмитрович – завідувач кафедри геофізичних досліджень свердловин ІФНТУНГ, доктор геологічних наук, професор, почесний розвідник надр України.

4. Лизун Степан Олексійович – заступник директора з наукової роботи інституту економіки, природокористування та сталого розвитку НАН України, професор, почесний розвідник надр України.

5. Проскуряков Олег Альбертович – міністр екології та природних ресурсів України.

6. Зейкан Олександр Юрійович – директор департаменту з видобування газу і нафти НАК «Нафтогаз Україна», кандидат геологічних наук.

7. Локтєв Андрій Валентинович - начальник відділу ліцензування, розробки планів геолого-розвідувальних робіт та підрахунку запасів вуглеводнів Західного регіону Геолого-тематичного центру УКРНДІ газу.

Наукове видання

**Орлов Олександр Олександрович  
Ставицький Едуард Анатолійович, Федоришин Дмитро Дмитрович,  
Лизун Степан Олексійович, Проскураков Олег Альбертович,  
Зейкан Олександр Юрійович, Локтєв Андрій Валентинович**

***ТЕКТОНО-ГЕОФЛЮЇДОДИНАМІЧНА КОНЦЕПЦІЯ ФОРМУВАННЯ  
ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВ В ОСАДОВИХ БАСЕЙНАХ І ПРАКТИЧНЕ ЇЇ  
ВИКОРИСТАННЯ У ПРОЦЕСІ ПОШУКІВ, РОЗВІДКИ ТА  
ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ***

Затверджено до друку Вченою радою Івано-Франківського національного  
технічного університету нафти і газу

Комп'ютерна верстка викона Мулюю Г. М.