

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

ЛОКТЄВ АНДРІЙ ВАЛЕНТИНОВИЧ

УДК 553.981/232 (477/8) /040/

173

**ОСОБЛИВОСТІ ДОРОЗВІДКИ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ У
ТОНКОШАРУВАТИХ ПІЩАНО-ГЛИНИСТИХ ВІДКЛАДАХ
НЕОГЕНУ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО
ПРОГИНУ**

Спеціальність 04.00.17 – Геологія нафти і газу

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Локтев Андрій Валентинович

Науковий керівник:
Орлов Олександр Олександрович
доктор геолого-мінералогічних наук,
професор



Івано-Франківськ-2004

246

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП	5
1. СТАН ВИВЧЕНОСТІ ПРОБЛЕМИ ГАЗОНОСНОСТІ ТОНКОШАРУВАТОЇ ПІЩАНО-ГЛИНИСТОЇ ТОВЩІ НЕОГЕНУ	14
2. ОСНОВНІ РИСИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ	24
2.1 Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу	24
2.2 Особливості тектоніки	39
2.3 Історія геологічного розвитку	52
3. ЗАКОНОМІРНОСТІ ЗМІНИ ПІЩАНИСТОСТІ І ПСАМІТОВОСТІ У РОЗРІЗІ ПІЩАНО-ГЛИНИСТОЇ ТОВЩІ НЕОГЕНУ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ	65
3.1 Поняття про піщанистість і псамітовість піщано-глинистої товщі.....	65
3.2 Закономірності зміни піщанистісті і псамітовості піщано-глинистої товщі	75
3.3 Використання даних розподілу псамітовості у розрізі піщано-глинистої товщі неогену при пошуках, розвідці і дорозвідці продуктивних об'єктів	87
4. ВИЗНАЧЕННЯ ГАЗОНОСНИХ ОБ'ЄКТІВ У ПІЩАНО-ГЛИНИСТІЙ ТОВЩІ НЕОГЕНУ ЗА ДАНИМИ КОЕФІЦІЄНТІВ НАБУХАННЯ ГЛИН У ШЛАМІ	102
5. ПРИЧИНИ ПРОПУСКІВ ПРОДУКТИВНИХ ГАЗОНОСНИХ ОБ'ЄКТІВ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН І ЗАХОДИ ЩОДО ЇХ ЗАПОВІГАННЯ	115
6. ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ДОРОЗВІДКИ ГАЗУ НА ЛОКАЛЬНИХ ПЛОЩАХ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ	127
6.1 Перспективні об'єкти, що рекомендуються для розкриття і випробування	127
6.2 Перспективні площі для приросту запасів газу	139

ВИСНОВКИ.....	147
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	152
ДОДАТКИ.....	166
ДОДАТОК А	167
ДОДАТОК Б	168
ДОДАТОК В	169
ДОДАТОК Д	170
ДОДАТОК Е	171
ДОДАТОК З	172
ДОДАТОК Ж	173

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ,
СКОРОЧЕНЬ**

ВД	-	Верхньодашавська підсвіта
ГДС	-	Геофізичні дослідження свердловин
ДЧ	-	Другочерговий
МПа	-	Мега Паскаль
Мкм ²	-	Проникність 1 Дарсі
НД	-	Нижньодашавська підсвіта
ПЧ	-	Першочерговий
тис. м ³ /добу	-	тисяч метрів кубічних на добу
C ₁ +C ₂	-	Категорії запасів газу
Св. №	-	Номер свердловини
ТЧ	-	Третьочерговий

ВСТУП

Актуальність теми. За останні 30 років пошуків і розвідки нафтових і газових родовищ у різних регіонах світу суттєво змінилися уявлення про нафтогазоносність глинистих порід. Це стосується і нафтогазоносних регіонів України, особливо піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, де газові родовища розробляються з 20-х років ХХ століття і знаходяться на заключній стадії розробки.

Результати геологорозвідувальних робіт, які проводилися протягом останніх 10-15 років на площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, показали, що у відкладах цієї зони, власне у піщано-глинистій товщі неогену, було пропущено багато газоносних об'єктів. На даний час такі об'єкти встановлені на Хідновицькій (горизонти ВД-14, НД-8-9), Макунівській (горизонти ВД-14, НД-7), Залужанській (горизонт ВД-12) та Більче-Волицькій (горизонти НД-3-12) площах. За рахунок випробування цих об'єктів прирошені видобувні запаси газу Західноукраїнського нафтогазоносного регіону. Пропуск газоносних об'єктів можливо промислового значення у минулому при бурінні пошуково-розвідувальних свердловин пов'язаний з низкою як геологічних, так і технічних причин. Конкретизація має важливе значення і зумовлює постановку відповідних геолого-промислових досліджень у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину. Без з'ясування цих причин неможливо обґрунтувати заходи

для розкриття перспективних на газ об'єктів на промислових площах, тому на даний час це є дуже актуальним питанням.

Актуальність проблеми полягає у виявленні нових перспективних у газоносному відношенні об'єктів на території, що досліджується. Одним з наукових напрямків, за допомогою якого ця проблема може бути вирішена, є вивчення закономірностей просторової зміни вмісту псамітової фракції у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Велике значення має також розробка нових способів виявлення вуглеводневих об'єктів у піщано-глинистих товщах.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота має безпосередній зв'язок з галузевою науково-технічною програмою "Пошуки і розвідка" та національною програмою "Нафта і газ України до 2010 року". Проведені дослідження є складовою частиною науково-дослідних робіт за бюджетною темою ГМ-20 (державний реєстраційний № 0102U004055) Науково-дослідного інституту нафтогазових технологій ІФНТУНГ "Визначення напрямків і конкретних геологічних об'єктів для пошуків і розвідки покладів вуглеводнів у неогенових відкладах, прилеглих до родовищ нових площ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину".

Мета і завдання досліджень. Метою дисертаційної роботи є наукове обґрунтування можливості виявлення пропущених і невипробуваних у минулому перспективних на газ об'єктів у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину та розробка

геолого-промислових заходів для запобігання цьому при проведенні дорозвідки газових покладів на старих промислових площах і в процесі пошуково-розвідувальних робіт у нових районах Передкарпаття. Під терміном "пропущений і невипробуваний об'єкт" маємо на увазі той або інший інтервал у розрізі розкритих свердловиною порід, перспективність якого неоднозначно характеризувалася за даними ГДС і геологічних спостережень при бурінні, і тому він залишився не випробуваним.

Поставлена мета досягається вирішенням таких **завдань**:

1. Аналіз і узагальнення геолого-промислових матеріалів з пробурених свердловин і тих, що буряться на даний час у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину.

2. Визначення закономірностей просторового розповсюдження псамітової фракції у піщано-глинистих відкладах неогену на території, що досліджується.

3. Розробка нових геологічних прийомів, що доповнюють існуючі методи визначення продуктивних шарів і прошарків у піщано-глинистій товщі неогену.

4. Виявлення причин пропуску продуктивних шарів і прошарків у піщано-глинистій товщі в минулому.

5. Виявлення на старих промислових площах ділянок, де були ймовірно пропущені продуктивні газоносні шари і прошарки.

6. Визначення нових перспективних площ за даними псамітовості.

Об'єкт дослідження. Піщано-глиниста товща неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Предмет дослідження. Псамітовість шарів і прошарків піщано-глинистої товщі та їх газоносність.

Методи досліджень. Поставлені завдання вирішувалися шляхом вивчення змін просторового вмісту псамітових фракцій у пластах і прошарках піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину по площі і в розрізі, а також визначення можливої їх насиченості вуглеводнями за даними коефіцієнтів набухання глин.

Наукова новизна одержаних результатів:

- вперше пропонується враховувати поняття псамітовості піщано-глинистих товщ, яка характеризує вміст дисперсно-розсіяної псамітової фракції в піщано-глинистій товщі за результатами досліджень шламу, на відміну від піщанистості, яка являє собою відношення суми товщин монолітних пластів піщаників, що визначаються за даними керн і ГДС до загальної товщини відкладів.

- вперше побудовані карти середніх значень псамітовості піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони, на яких показано, що відкриті родовища газу в більшості випадків збігаються з ділянками підвищених значень псамітовості;

- вперше обґрунтовується модель формування газових покладів у тонкошаруватих піщано-глинистих пачках;

- вперше запропоновано виділення перспективних на газ об'єктів у піщано-глинистій товщі неогену за даними коефіцієнтів набухання глин у шламі при проведенні пошуків, розвідки та дорозвідки газових

покладів.

Основні положення, які захищаються:

1. Критерій псамітовості відкладів, який характеризує дисперсно-розсіяну псамітову фракцію по всій товщині відкладів, а не в окремих монолітних пластах піщаників, чим забезпечує більшу надійність виділення шарів і прошарків з відносно підвищеними колекторськими властивостями у тонкошаруватих піщано-глинистих пачках неогену.

2. Модель, що пояснює процес формування газових покладів у тонкошаруватих пачках піщано-глинистої товщі і те, чому в окремих випадках при порівняно високих середніх значеннях псамітовості газonosні об'єкти можуть бути відсутніми, а натомість із меншими середніми значеннями псамітовості глини вони присутні.

3. Обґрунтування можливості визначення газonosних об'єктів у піщано-глинистих товщах за даними коефіцієнтів набухання глини у шламi.

4. Геологічні особливості дорозвідки газових покладів у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Практичне значення одержаних результатів.

Використання закономірностей просторового розподілу псамітовості піщано-глинистої товщі неогену та врахування причин пропусків продуктивних об'єктів і заходів для їх запобігання дозволить приростити запаси газу у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину. За результатами проведеного вивчення розрізів старих промислових площ Зовнішньої зони серед виділених перспективних на газ об'єктів у

восьми випадках підтверджена промислова газонасність. Це дозволило збільшити запаси газу за категоріями C_1+C_2 на 5,5 млрд. м³. Крім них, виділено ще 175 перспективних на газ об'єктів.

Результати проведених здобувачем досліджень задекларовані у двох патентах України на винахід та актах і довідках на впровадження рекомендацій, а саме: акти впровадження рекомендацій по виявленню газонасних об'єктів на Хідновицькій, Більче-Волицькій, Рубанівській і Дашава-Кадобнянській площах та довідка, яка засвідчує, що рекомендації розроблені за участю здобувача дозволили виявити газонасні об'єкти та приростити запаси газу на Хідновицькій, Більче-Волицькій, Рубанівській, Любешівській Орховицькій і Макунівській площах. Акти впровадження і довідка затверджені головним інженером Стрийського відділення бурових робіт.

Фактичним матеріалом послужили наявні фондові і літературні геолого-геофізичні матеріали з геологічної будови та газонасності піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Результати лабораторних досліджень - понад 1270 зразків кам'яного матеріалу (в основному шламу) з пробурених свердловин, який зберігся у керноскховищах, а також із свердловин, що перебувають у бурінні на даний час. Проаналізовано близько 1500 каротажних діаграм по свердловинах старого і нового фонду. Дослідженнями були охоплені всі існуючі у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину старі промислові площі та нові площі, де проводиться

пошуково-розвідувальне буріння. Це площі: на північному заході прогину - Хідновицька, Залужанська, Твіржівська, Орховицька, Верещицька, в центральній частині - Рубанівська, Тейсарівська, Любешівська, Комарівська, на південному сході - Лопушнянська.

Особистий внесок здобувача. Здобувачем протягом 18 років збирався кам'яний матеріал (в основному шлам) із розрізів свердловин, (що буряться на даний час), з метою проведення його дослідження в лабораторних умовах. За даними, одержаними здобувачем, визначено просторовий розподіл псамітової фракції в піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і побудовано карти псамітовості та карта перспектив газоносності піщано-глинистої товщі неогену. З'ясовано причини пропусків можливо продуктивних об'єктів у відкладах піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину шляхом аналізу побудованої карти псамітовості і геолого-промислових матеріалів за даними 752 свердловин. Запропоновано заходи, які забезпечать запобігання пропусків продуктивних об'єктів у піщано-глинистій товщі неогену в процесі дорозвідки газових покладів на промислових площах і при проведенні пошуково-розвідувальних робіт на нових площах у майбутньому.

У розрізах окремих площ піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину виділено 175 перспективних на газ об'єктів, які рекомендуються для розкриття і випробування.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертаційної роботи доповідались на науково-технічних конференціях професорсько-викладацького складу ІФНТУНГ (Івано-Франківськ, 1997, 1998, 1999, 2000.), на: 4-й Міжнародній конференції "Нафта-Газ України - 96" (Харків, 1996), 5-й Міжнародній конференції "Нафта-Газ України - 98" (Полтава, 1998), 6-й Міжнародній конференції "Нафта-Газ України - 2000" (Івано-Франківськ, 2000), Міжнародній науковій конференції "Геологія горючих копалин України - 2001" (Львів, 2001), 7-й Міжнародній конференції "Нафта-Газ України - 2002" (Київ, 2002), 5-й Міжнародній конференції Чорноморсько-Каспійського регіону (Гурзуф, 2003).

Здобувач брав практичну участь в оцінці окремих інтервалів у розрізах свердловин для їх випробування в Стрийському відділенні бурових робіт. У результаті були виявлені газonosні об'єкти промислового значення на площах: Хідновицькій, Макунівській, Орховицькій, Рубанівській, Любешівській, Тейсарівській, Дашаво-Кадобнянській, Більче-Волицькій та інших.

Публікації. За темою дисертації автором опубліковано 28 праць: 11 статей (у тому числі 3 одноосібні), з яких 9 у виданнях, рекомендованих ВАК України; 17 тез доповідей на науково-технічних конференціях (з них 5 одноосібних), а також опубліковані тексти 2 деклараційних патентів України на винахід.

Обсяг і структура роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, 6 розділів, висновків та

рекомендацій і містить 173 сторінки машинописного тексту, 28 рисунків, 9 таблиць та 7 додатків. Список використаних джерел включає 84 найменування.

РОЗДІЛ І

СТАН ВИВЧЕНОСТІ ПРОБЛЕМИ ГАЗОНОСНОСТІ ТОНКОШАРУВАТОЇ ПІЩАНО-ГЛИНИСТОЇ ТОВЩІ НЕОГЕНУ

Всупереч загальноприйнятим поглядам про те, що глинисті породи можуть бути лише покрішками, в багатьох нафтогазоносних регіонах світу в цих породах відкриті промислові поклади вуглеводнів. Як приклад можна вказати на встановлені значні запаси нафти і газоконденсату в аргілітовій товщі баженівської світи юри Середнього Приоб'я Росії, у піщано-глинистих товщах олігоцену нафтогазоносного басейну Середньої і Верхньої Магдалени Колумбії, в майкопських глинах Скіфської плити, а також на поклади газу у тонкошаруватій піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину тощо.

Тому ретельне вивчення піщано-глинистих товщ, визначення основних показників нафтогазоносності та встановлення особливостей їх дорозвідки, які наводяться здобувачем на прикладі тонкошаруватої піщано-глинистої товщі неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, є дуже важливою проблемою й для України - держави з дефіцитом власних вуглеводневих енергетичних ресурсів, які задовольняють її потреби у газі лише на 22-25%, а у нафті - на 10-12%. Слід зазначити, що вказане значною мірою впливає на загальний розвиток промисловості України. Тому геолого-промислові дослідження, що сприятимуть приросту запасів

вуглеводнів та збільшенню їх видобутку на відомих родовищах нафти і газу, а також відкриттю нових скупчень вуглеводнів, мають стратегічне значення.

Вивченням та встановленням особливостей геологічної будови і газоносності при проведенні пошуків, розвідки і дорозвідки продуктивних об'єктів у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину займались В.І. Антіпов [4], М.Р. Ладженський [28], В.М. Утробін [76], І.Д. Гофштейн [15], Д.Д. Глагола [10], В.В. Глушко, С.С. Круглов [13], І.Б. Вишняков, А.М. Палій, Г.П. Федорович, В.І. Юшкевич [6], І.В. Леськів [29], В.М. Щерба, О.С. Щерба, Й.С. Павлюх [84], О.М. Снарський [72], Б.Й. Маєвський [39], О.О. Орлов [42, 43, 45], Д.Д. Федоришин [80], Ю.З. Крупський [27], В.О. Федішин [78] та інші дослідники.

Д.Д. Глагола [10] займався в 1972 р. вивченням можливості виділення ефективних товщин колекторів і оцінки їх нафтогазоносності у тонкошаруватому розрізі неогену в процесі удосконалення методики обробки та інтерпретації радіоактивних та інших методів, які входять у раціональний комплекс геофізичних досліджень свердловин для даного регіону. До цього часу ці питання при проведенні геофізичних досліджень у тонкошаруватих піщано-глинистих розрізах порід повністю ще не вирішені.

Про те, що глинисті породи-покришки в певних геологічних умовах мають властивості не тільки флюїдоупорів, а можуть ще й накопичувати, а також

віддавати флюїди, в тому числі і газ, вказували у 1977 р. В.В. Глушко і С.С. Круглов [13].

І.Б. Вишняков, А.М. Палій, Г.П. Федорович, В.М. Утробін і В.І. Юшкевич [6] у розрізі піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину у 1979 р. робили спробу встановити закономірності розподілу піщаних колекторів. Але підвищені значення вмісту псамітових фракцій у піщано-глинистих розрізах нижньодашавської та верхньодашавської підсвіт залишилися неврахованими. При цьому були виділені площі розповсюдження кондиційних значень піщанистості горизонтів нижньодашавської підсвіти (від НД-1 до НД-9) тільки в межах окремих площ, таких як: Хідновицька, Пинянська, Свидницька і Мостиська. Цими дослідниками не бралися до уваги і не враховувалися при встановленні перспектив газоносності підвищені середні значення псамітовості у розрізах піщано-глинистих горизонтів на інших площах, де не встановлені кондиційні значення піщанистості. Цими ж дослідниками у розрізі піщано-глинистої товщі виділяються інтервали аномальної піщанистості, які, згідно з їх висновками, характеризуються великою кількістю пластів пісковиків, з якими пов'язані поклади газу. При цьому глинисті пласти і прошарки з підвищеними значеннями псамітовості, що знаходяться між верствами пісковиків, не досліджувались, незважаючи на те, що саме глинистими пластами порід і

характеризується найбільша частина розрізів свердловин, що були пробурені на той час.

Значну увагу проблемі закономірного розподілу газових покладів у піщано-глинистій товщі неогену приділяли дослідники І.В. Леськів, В.М. Щерба в 1979 р. [29], В.М. Щерба, О.С. Щерба, Й.С. Павлюх в 1987 р. [84]. Вони вказували, що піщанистість розрізу характеризує піщано-глинисту товщу неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину не в повній мірі, і до деякого ступеня умовно. М.М. Іванова в 1983 р. [20], наголошувала, що основним критерієм оцінки піщанистості піщано-глинистого розрізу є коефіцієнт піщанистості, який є відношенням суми товщин всіх прошарків піщаників до загальної товщини відкладів. При цьому не враховувалися прошарки глин з підвищеними значеннями піщанистості, які розміщені між прошарками пісковиків.

У 2001 р. Ю.З. Крупський у роботі [27] також приділяє увагу тонкошаруватим колекторам у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Він звернув увагу на те, що в інтервалах глинистих порід майже завжди можуть бути прошарки піщаних порід, в яких можна очікувати наявність мікропокладів газу. Думаємо, що з цим треба погодитись, оскільки це підтверджується результатами наших досліджень на багатьох площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Згідно з дослідженнями О.О. Орлова, В.Г. Омельченка, О.М. Трубенка, А.В. Локтева та ін., 2003 р. [60, 62, 63] проблема виділення продуктивних

інтервалів у розрізах свердловин, як у минулому, так і на даний час, ускладнюється внаслідок того, що на малих і середніх глибинах пластові води дуже часто слабкомінералізовані, і навіть прісні. На електрокаротажних діаграмах породи, що вміщують такі води, характеризуються великими значеннями питомих електричних опорів, як і газонасичені породи, внаслідок чого за стандартними методиками інтерпретації даних електрометрії в свердловинах практично неможливо відрізнити водоносні пласти і прошки від газонасичених пластів. Інші методи ГДС (гамма-каротаж, нейтронний гама-каротаж, акустичний каротаж, кавернометрія, газовий каротаж та ін.) також не завжди дають однозначні відповіді при виділенні продуктивних інтервалів навіть при комплексній інтерпретації.

В.О. Федішин у 2003 р. [78] займався вивченням впливу ступеня мінералізації пластових вод на набухання глинистих порід у розрізах, які складені переважно монтморилонітом, а також на ємнісно-фільтраційні властивості піщано-глинистих колекторів при дії на них технічними, слабкомінералізованими і мінералізованими пластовими водами.

Отже, при проведенні пошуково-розвідувальних робіт на газ у піщано-глинистій товщі неогену в минулому не було випробувано багато перспективних на газ об'єктів.

Для підтвердження вказаного можна навести приклад Хідновицької площі, на якій під час буріння оціночно-експлуатаційної свердловини № 139 в інтервалі 1250 -

1350 м були відмічені газопрояви. З метою більш повної оцінки перспектив газонасності нижчезалягаючих горизонтів піщано-глинистої товщі неогену та повного розкриття горизонту НД-9 свердловина була поглиблена до глибини 1370 м. У результаті випробування перспективних об'єктів була підтверджена промислова газонасність горизонтів НД-9, НД-8 і ВД-14, продуктивність яких на цій площі раніше не була встановлена [46].

Такі ж результати отримані в піщано-глинистій товщі неогенових відкладів на інших площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (Орховицькій, Любешівській, Рубанівській, і Тейсарівській) [31, 37, 46, 48].

У зв'язку із вищенаведеним для вирішення проблеми дорозвідки піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину на промислову газонасність слід використовувати новий підхід, який би базувався не тільки на вивченні загальноприйнятих ознак (наявність сприятливих для накопичення вуглеводнів структурних форм, колекторів, покришок), але й включав би нові критерії перспективності безпосередньо в розрізах пробурених свердловин. Згідно з нашими дослідженнями [38, 59], такими критеріями можуть бути підвищені значення псамітовості піщано-глинистої товщі на окремих площах, які слід враховувати на наступних етапах розвідки перспективних газонасних площ, зокрема на певних ділянках безпосередньо в конкретних

горизонтах, що розкриваються і досліджуються. Одним із вагомих критеріїв визначення перспективних на газ геологічних об'єктів у розрізах свердловин додатково до результатів, встановлених за традиційними способами ГДС, слід враховувати підвищені значення псамітовості окремих пластів і прошарків, а також дані про набухання глинистих частин [60, 62, 63] у породах.

Для більш повного висвітлення стану проблеми, що вивчається, слід виділити етапи робіт, по яких проводилися дослідження здобувачем безпосередньо при написанні дисертації.

Вивчення піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину здійснювалося послідовно на виділених частинах даної території, що характеризує її в геологічному відношенні: північно-західній, центральній і південно-східній (рис. 1.1). Роботи виконувались поетапно, в наступному порядку:

Перший етап включав вивчення та аналіз літературних джерел, наявного фондового геологічного матеріалу, результатів проведених геолого-геофізичних досліджень на площах в північно-західній, центральній та південно-східній частинах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину [1, 2, 3, 17, 50, 56, 71]. Особлива увага приділялась перегляду геологічних звітів геологорозвідувальних і бурових підприємств. Було проаналізовано 1750 каротажних діаграм по свердловинах, що пробурені в минулому і буряться на даний час.

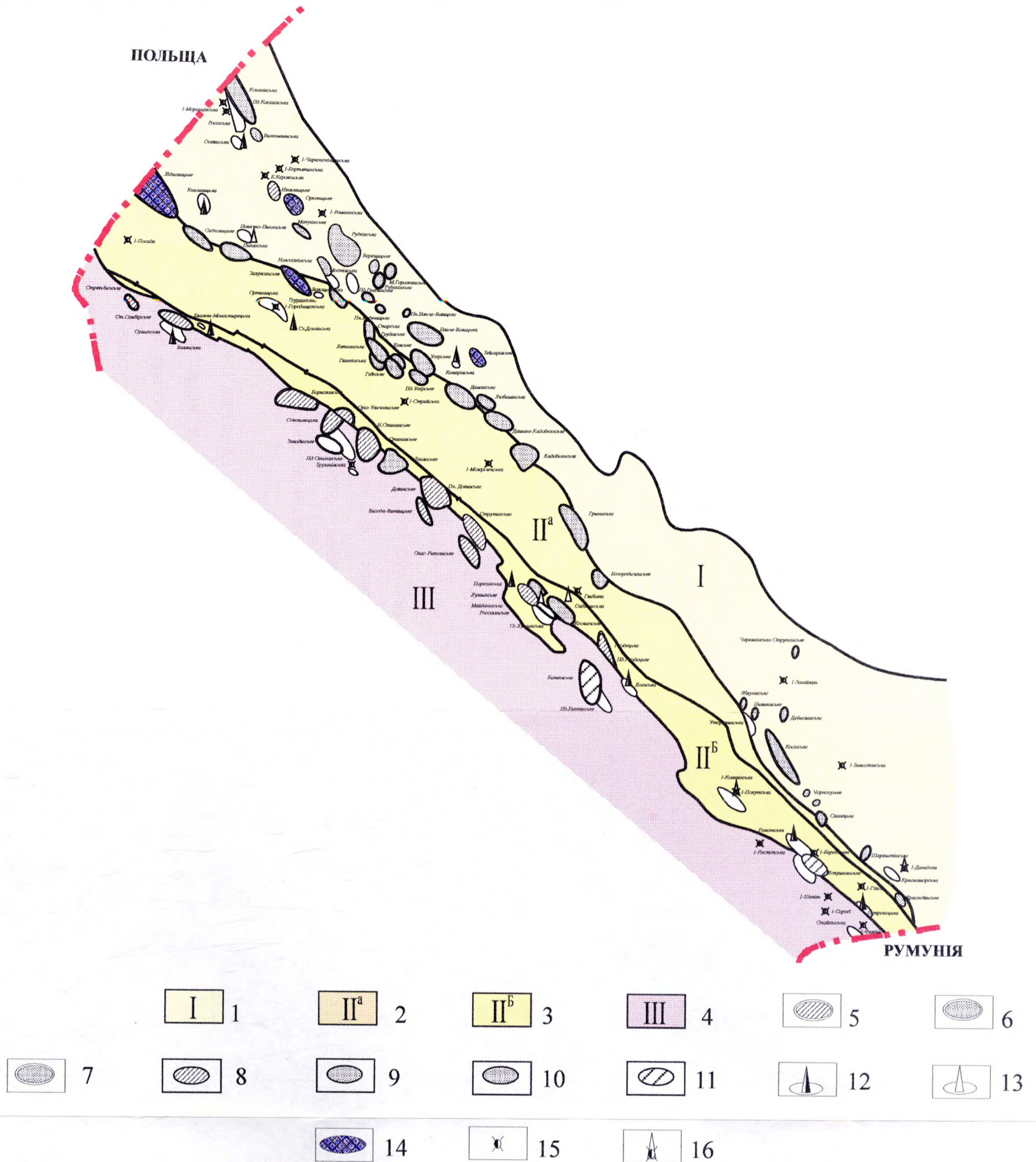


Рис 1.1 ОГЛЯДОВА СХЕМА
КАРПАТСЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ
за матеріалами ЛВ УкрДГРІ з доповненнями Локтева А.В.
Масштаб 1 : 5 000 000
2003 рік

Тектонічні зони: 1 - Зовнішня зона Передкарпатського прогину;
2 - Самбірська зона (Внутрішня зона Передкарпатського прогину); 3 - Бориславсько-Покутська зона
(Внутрішня зона Передкарпатського прогину); 4 - Скибова зона

Родовища в розробці: 5 - нафтові; 6 - газові; 7 - газоконденсатні

Родовища в розвідці: 8 - нафтові; 9 - газові; 10 - газоконденсатні; 11 - нафтогазові

Локальні структури: 12 - в бурінні; 13 - на яких плануються роботи; 14 - родовища на яких проведені дослідження автором

15 - свердловини параметричні, ліквідовані по геологічних причинах; 16 - свердловини опорні, ліквідовані по геологічних причинах

Результати комплексного вивчення вказаних матеріалів викладені у розділі 2 "Основні риси геологічної будови зовнішньої зони Передкарпатського прогину", а також у наступних розділах, які стосуються питань закономірностей зміни псамітовості піщано-глинистої товщі неогену зовнішньої зони Передкарпатського прогину, геолого-геофізичних характеристик розрізів свердловин, причин пропуску продуктивних об'єктів при бурінні в минулому тощо.

Другий етап робіт полягав в тому, що в керносковищі Стрийського відділення бурових робіт ДК "Укргазвидобування" був відібраний та переглянутий керновий матеріал і шлам із свердловин, які були пробурені в минулому. Відібрані зразки порід (в основному шламу, оскільки керну збереглося дуже мало) досліджувалися в лабораторіях Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України та НАК "Нафтогаз України" (м. Львів) і в ЛВ Українського державного геологорозвідувального інституту (м. Львів). Особлива увага приділялася також дослідженням керну і шламу з свердловин, які знаходяться в бурінні на даний час. Результати досліджень лягли в основу побудови нових карт кількісного просторового розподілу псамітової фракції у неогенових відкладах зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Третій етап - це комп'ютерне опрацювання результатів досліджень вмісту псамітової фракції у піщано-глинистій товщі неогену з врахуванням мінімальних і максимальних величин значень вмісту псамітових фракцій. Графічні побудови, що зроблені за допомогою ПЕОМ,

порівнювалися з графічними побудовами, зробленими вручну для того, щоб звести до мінімуму можливі помилки.

В процесі робіт даного етапу було запропоновано спосіб, за допомогою якого можна встановлювати в розрізах свердловин газonosні шари і прошарки за даними змін коефіцієнтів набухання уламків глинистих порід [54, 57, 59, 60, 62].

Четвертий етап дослідницьких робіт присвячений визначенню пропущених у піщано-глинистій товщі неогену в минулому продуктивних газonosних горизонтів [65, 66] у розрізах свердловин, пробурених на площах у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину. За результатами досліджень запропоновано заходи, які забезпечують запобігання в майбутньому цього негативного явища у вигляді зведених уніфікованих схем.

П'ятий етап включає також побудову карти оцінки перспектив газonosності локальних площ у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину з виділенням 175 пропущених випробуванням можливо газонасичених об'єктів у 66 свердловинах.

Таким чином, враховуючи вищенаведене, виявлення особливостей газonosності піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину залишається актуальною проблемою сьогодення, яка вимагає пошуків нових підходів та шляхів її вирішення.

РОЗДІЛ 2

ОСНОВНІ РИСИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

2.1. Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу

У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину виділяють рифейський, палеозойський, мезозойський і кайнозойський літолого-стратиграфічні комплекси [7, 8, 11, 12, 14, 27, 28, 74, 77, 83, 84] (рис. 2.1).

Рифейський комплекс розкритий глибокими свердловинами в північно-західній частині зони безпосередньо під міоценовими моласами на площах: Чижківська, Хідновицька, Мостиська, Твіржівська, Залужанська та ін. Літологічно його відклади складені філітами (червоними, бурими, сірими, зеленувато-сірими) і хлорит-серицитовими сланцями з прошарками аргілітів (кременистих, філітоподібних, слабометаморфізованих), кварцитів, алевролітів кварцитоподібних і пісковиків дрібнозернистих, кварцових. Розкрита товщина 151 м (свердловина № 29-Хідновицька).

Палеозойський комплекс представлений відкладами кембрію, ордовику, силуру і нижнього девону. Породи, які віднесені до кембрію, складені аргілітами (сірими, чорними, невапнистими, слюдистими) з прошарками пісковиків і алевролітів (сірих, світло-сірих, кварцових) товщиною від декількох сантиметрів

СИСТЕМА	ВІДДІЛ	НАД'ЯРУС	ЯРУС	ПІД'ЯРУС	СВІТА	ПІДСВІТА	ГОРИЗОНТ	ЛІТОЛОГІЯ	ТОВЩИНА, м	ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА	РОДОВИЩА							
Четвертинна система									40	Глини, суглинки, щебінь і пісковики								
НЕОГЕНОВА	МІОЦЕНОВИЙ		Сарматський	нижній	Дашавська	верхньо-дашавська	ВД-1+14		1900	Глини, з прошарками світлих тонкозернистих пісковиків і алевролітів.	Хідновицьке, Залужанське, Свидницьке, Садковицьке, Рубанівське, Любешівське, Дашавське.							
						нижньо-дашавська			НД-1+17	4500	Перешарування сірих і темно-сірих сланцюватих, аргіліто-подібних глин, світло-сірих, сірих, зеленувато-сірих, різнозернистих, вапнистих пісковиків і алевролітів з рідкими прошарками туфів і туфитів.	Хідновицьке, Залужанське, Садковицьке, Пинянське, Макунівське, Вижомлянське, Вишнянське, Орховицьке, Никловицьке, Новосілівське, Сусолівське, Рудківське, Грушівське, Пд.Грабинське, Опарське, Летнянське, Гаївське, М.Горожанське, Пн.Меденицьке, Грудівське, Глинківське, Кавське, Більче-Волицьке, Угерське, Пд.Угерське, Дашавське, Любешівське, Дашава-Кадобнянське						
											700	Сірі і темно-сірі вапнисті глини і аргіліти з прошарками сірих і темно-сірих кварцових, різнозернистих вапнистих пісковиків і алевролітів з лінзами бурого вугілля.	Кадобнянське, Болохівське, Калуське, Гринівське, Богородчанське, Яблунівське, Пилипівське, Дебеславичське, Косівське, Ковалівське, Черногузьке, Славецьке, Лопушянське, Шереметівське, Красноільське					
										Тираська	Ангідритовий	100	Дрібно- і крупнокристалічні гіпси, сірі і блакитно-сірі ангідрити з прошарками глин, пісковиків, карбонатних порід і кам'яної солі.					
										нижній	Богородчанська	Баранівський	100	Мергелі і глини з прошарками пісковиків і туфогенних порід, інколи вапняків.				
										Карпатський			100	Зеленувато-сірі різнозернисті пісковики, алевроліти інколи з прошарками темно-сірих піскуватих глин. В підшві уламки вапняків, мергелів і пісковиків.	Орховицьке, Рудківське, Верещицьке, Летнянське, М.Горожанське, Угерське, Пд.Угерське, Більче-Волицьке			
ПАЛЕОГЕНОВА	СЕРЕДНІЙ ЕОЦЕН							15	Кварц-глауконітові пісковики і алевроліти.									
КРЕЙДОВА	верхній	Сенонський	Туронський	верхній					600	Мергелі сірі, зеленувато-сірі, піскуваті. Вапняки пелітоморфні. Пісковики світло- і зеленувато-сірі кварцові різнозернисті, вапнисті з прошарками кварцових алевролітів, вапнистих аргілітів і сильно піщаних вапняків.	Північномеденицьке, М.Горожанське, Летнянське, Угерське, Пд.Угерське, Більче-Волицьке							
												150	Вапняки і мергелі з включенням кременів, прошарками глин, пісковиків і алевролітів. Вапняки білі, сірі, органогенні і пелітоморфні. Мергелі сірі, світло-сірі з домішками піщаного матеріалу.					
											Галицький	Сеноманський	нижній			16	Вапняки сірі, зеленувато-сірі з буроватим відтінком, інocerанові, детритові, часто сильно піскуваті з включенням глауконіту.	
											Альбський	верхній				43	Кварц-глауконітові жовтуваті-сірі, сірі і зеленувато-сірі пісковики з прошарками гравілітів і конгломератів. Включення гравію, гальки та чорних кременів.	Лопушянське
																20	Пісковики зеленувато- і темно-сірі до чорних, кварц-глауконітові, глауконіт-кварцові, опал-глауконітові піски і пісковики з дрібними жовтими фосфоритів, халцедонові і халцедон-опалові спонголіти в підшві базальний конгломерат. Сірі алевролітисті мергелі з прошарками глин.	Лопушянське
										нижній	Неокомський						150	Чергування сірих піщаних вапняків і темно-сірих піскуватих глин, сірувато-чорні іноді буроваті алевролітові глини, органогенно-детритові вапняки з домішками глауконіту. Місцями переважають глинисто-алевролітові породи з прошарками пісковиків.
ЮРСЬКА	верхній		Беріас		Каролінська				510	Вапняки сірі, глинисті, піскуваті, алевролітисті.								
												800	Вапняки білі, світло-сірі, плямисті.					
											Титонський	Верхня	200	Вапняки світло-сірі, оолітові, кавернозні.				
											Нижня	200	Вапняки, світло-сірі прекристалізовані	Коханівське, Судовишлянське, Вишнянське, Орховицьке, Рудківське, Лопушянське				
											Моранцівська		500	Вапняки, сірі, зеленувато-сірі з прошарками алевролітів і вапнякових гравілітів				
											Рава-руська		280	Доломіти, гіпси ангідрити, вапняки з перешаруванням пісковиків, алевролітів, строкатих глин				
		середній		Окфордський		Бонівська			182	Чергування вапняків, аргілітів. Вапняки коричнево-сірі доломітезовані. Аргіліти темно-сірі, вапнисті.								
											150	Вапняки пелітоморфні, спікулові, частково окременілі.						
										Сокальська	Верхня	100	Глини, аргіліти, алевроліти, пісковики, гравіліти, рідко конгломерати.					
										Яворівська		100	Пісковики, гравеліти, алевроліти, конгломерати, доломітизовані з глинистими домішками.					
										Коловейський					582	Аргіліти, алевроліти сірі, темно-сірі до чорних з коричневим відтінком, невапнисті, пісковики з прошарками вапняків.		
										Батський		Коханівська			600	Пісковики сірі, білі з прошарками алевролітів, аргілітів і вапняків з прошарками вугілля		
	нижній		Байо-ський		Меденицька			1300	Аргіліти і алевроліти темно-сірі до чорних, слюдисті. Пісковики сірі, світло-сірі з домішками ангідритів і рослинних прошарків.									
										295	Алевроліти місцями глинисті, пісковики дрібнозернисті кварцито-подібні, аргіліти алевролітисті до чорних не шаруваті.							
									Аденський		Бортятинська			560	Аргіліти, алевроліти, пісковики.			
									Торетський		Комарнівська			270	Аргіліти строкаті вапнисті. Пісковики кварцові, слюдисті, слабовапнисті.			
									Пілісбахський					800	Слабометаморфізовані сірі, темно-сірі і чорні, вапнисті і слабовапнисті сланці, аргіліти з прошарками пісковиків, алевролітів, мергелів та вапняків.			
									Гетангський					200	Аргіліти алевролітисті, піщано-алевролітисті серицито-кременисті з домішками пісковиків і вапняків.			
ДЕВОНСЬКА	нижній							703	Аргіліти сірі, чорні, червоно-бурі, темно-бурі, зеленувато-сірі, слюдисті, невапнисті з прошарками пісковиків і алевролітів.									
СІУРІЙСЬКА	верхній							151	Філіти червоні, бурі, сірі, зеленувато-сірі. Сланці хлорит-серицитові з прошарками аргілітів, кварцитів, алевролітів і кварцових пісковиків.									
ОРДОВІКСЬКА	нижній																	
КЕМБРИЙСЬКА																		
ПРЕКАМБРИЙСЬКА																		

Рис.2.1. Зведений літолого-стратиграфічний розріз Зовнішньої зони Передкарпатського прогину
Склад: Локтев А.В. за матеріалами ІТГК, УкрДГРІ, Стрийської та Самбірської НГРЕ
2003 р.

до декількох метрів. В одних місцях розріз майже повністю складений аргілітами з незначною кількістю прошарків алевролітів і пісковиків (Коханівська площа), в інших - кількість прошарків пісковиків і алевролітів збільшується (Рудківська площа). На Підлубській площі в товщі, яка віднесена до кембрію, виділяються дві пачки: нижня - темноколірна - складена чорними невапнистими аргілітами з прошарками алевролітів світло-сірих і сірих, кварцових; верхня - строката - характеризується перешаруванням аргілітів (червонувато-бурих, темно-бурих, зеленувато-сірих, невапнистих, слюдистих, тріщинуватих) з алевролітами (червонувато-бурими, темно-зеленими, зрідка сірими). Впевнено до кембрійських віднесені породи, які розкриті свердловиною 1-Чорнокінцівська в районі Судової Вишні. Їх товщина становить більше 700 м.

Ордовицькі відклади представляють собою теригенну товщу, яка складена перешаруванням потужних пачок аргілітів, алевролітів з домішками пісковиків і місцями з невеликим вмістом вапняків. Аргіліти алевритисті, піщано-аледритисті серицито-кременисті з домішками кварцу і польових шпатів. Пісковики олігоміктові, нерівномірнoзернисті, алевритисті з домішками слюдистого матеріалу.

Максимальна товщина ордовицьких відкладів, які розкриті свердловинами № 3-Держівська, № 1-Івано-Франківська і № 1-Верчанська складає 200 м.

Силурійські відклади розкриті опорною свердловиною 1-Рава-Руська в інтервалі 1227-2960 м

безпосередньо під верхньоюрською вапняковою товщею, а також свердловинами: 9-Угерська, 3-Держівська, 32, 84-Коршів-Іспаська, 5, 15-Слобідсько-Ліснянська та ін. Літологічно вони представлені слабометаморфізованими сірими, темно-сірими і чорними, вапнистими і слабовапнистими сланцями, аргілітами з прошарками пісковиків, алевролітів, інколи мергелів та вапняків. Максимальна розкрита товщина силуру досягає 800 м (свердловина № 1-Давиденська).

Девонські відклади поширені в південно-східній частині Зовнішньої зони прогину і літологічно представлені строкатими аргілітами, пісковиками кварцовими, слюдистими, слабовапнистими. Максимальна розкрита товщина цих відкладів становить 270 м (площа Коршівська).

Мезозойський комплекс, включає юрські і крейдові відклади, які неузгоджено залягають на відкладах палеозою.

Юрські відклади представлені трьома підрозділами: нижнім, середнім і верхнім.

Відклади нижньої юри, які відповідають лагунним утворенням, розкриті свердловинами (1-Подільцівська, 1-Бортятинська, 1-Північномединицька, 1-Грушівська, та ін.) у північно - західній частині Зовнішньої зони. Вони представлені утвореннями комарнівської, бортятинської, подолецької і меденицької світ.

Відклади комарнівської світи відносяться до гетангу. Представлені алевролітами, пісковиками та

аргілітами, які перешаровуються в різних пропорціях. Пісковики світло-сірі дрібнозернисті кварцові до кварцитів. Максимальна товщина відкладів складає 560 м (свердловина № 300-Рудківська).

Відклади борятинської світи відносяться до синемюрського ярусу. Складаються переважно алевролітами, підлегле значення мають пісковики і аргіліти. Алевроліти сірі із зеленуватим відтінком. Дрібнозернисті, місцями глинисті. Пісковики сірі дрібнозернисті кварцитоподібні. Аргіліти алевритисті, що переходять в глинисті алевроліти, темно-сірі до чорних, нешаруваті. Відклади товщиною до 295 м розкриті свердловиною № 1-Борятинська.

Відклади подолецької світи відносяться до плінсбахського ярусу. Складені ритмічним перешаруванням темно-сірих, майже чорних аргілітів, темно-сірих слюдистих алевролітів, сірих, світло-сірих пісковиків з прожилками і поодинокими прошарками ангідритів та включеннями обвуглених рослинних залишків. Максимальна товщина відкладів складає до 1300 м (свердловина № 300-Рудківська).

Відклади меденицької світи відносяться до тоарського ярусу. Літологічно представлені пісковиками білими і сірими різнозернистими (іноді коSOEVERСТВУВАТИМИ) з прошарками алевролітів, аргілітів і вапняків. Алевроліти та аргіліти сірі до темно-сірих, слюдисті не вапнисті. Товщина окремих верств піщаників та алевролітів досягає 6 м, прошарків вугілля - 0,5-2 м при загальній товщині

вугленосної товщі від 190 до 490 м. Товщина відкладів світи змінюється від 200 м до 600 м (свердловина 1-Бортятинська).

Відклади середньої юри представлені коханівською і яворівською світами.

Коханівська відноситься до тоарського ярусу нижньої юри та ааленського, байського і батського ярусів середньої юри. Представлена теригенною прибережно-морською формацією і складена сірими, темно-сірими до чорних, іноді з коричневим відтінком, невапнистими аргілітами, алевролітами, пісковиками з прошарками гравелітів. У верхній частині коханівської світи (свердловина 1-Бортятинська) в товщі аргілітів і алевролітів трапляються проверстки темно-сірих органічно-уламкових вапняків товщиною до 5 см. Товщина відкладів коханівської світи в зоні Краковецького розлому сягає 582 м.

Відклади яворівської світи відносяться до келовейського ярусу. Представлені пісковиками та алевролітами з конгломератами і гравелітами у нижній частині і прошарками доломітів чи вапняків - у верхній. Пісковики сірі, жовтувато-вохристі, дрібно- і різнозернисті, іноді з включеннями гравію. Алевроліти сірі, місцями з вохристими плямами. Доломіти сірі піскуваті з уламками зерен кварцу. Вапняки сірі, доломітизовані, пелітоморфні. Товщина світи до 100 м.

Відклади верхньої юри, завдяки спекотному клімату і формуванням лагун та мілководного морського

басейну, представлені у нижній частині розрізу поліфаціальною ангідрит-доломітовою формацією, а у верхній частині - утвореннями мілководного шельфу, власне карбонатною формацією.

Розріз верхньоюрської товщі починається з відкладів верхньосокальської підсвіти, рудківської і бонівської світи, які відносяться до оксфордського ярусу.

Верхньосокальська підсвіта складена глинами, алевролітами, аргілітами, пісковиками, гравілітами, рідко конгломератами. Товщина світи становить до 100 м.

Рудківська світа фаціально заміщує на південному заході сокальську. В основі залягають доломіти і вапняки. Доломіти сірі плямисті, вапняки доломітизовані піскуваті. Вапняки сірі, кремові плямисті, окременілі, оолітові, пелітоморфні, іноді перекристалізовані. Завершує розріз маркуючий горизонт, складений перешаруванням сірих і строкато-забарвлених глин і алевролітів із зеленувато-сірими вапняками. Товщина світи становить до 150 м.

Бонівська світа поступово заміщує біогермні утворення рудківської світи. Вона представлена чергуванням вапняків і аргілітів. Вапняки коричнево-сірі і сірі, в основному щільні, масивні, тріщинуваті, глинисті. Аргіліти темно-сірі із коричневим відтінком, вапнисті, слюдисті. Товщина світи становить до 182 м.

Відклади кімеридзького ярусу представлені рава-руською і моранцівською світами із повсюдним накопиченням доломітів і доломітизованих вапняків.

Рава-руська світа представлена переважно доломітами із гіпсами, ангідритами, доломітизованими вапняками. Доломіти світло-сірі, кремові або плямисті. Товщина світи становить до 280 м.

Моранцівська світа заміщує лагунні утворення рава-руської світи, від якої різко відрізняється літологічним складом. Складена сірими і зеленувато-сірими вапняками, біогермними, глинистими і алевритистими. По всьому розрізу зустрічаються спонголіти. Максимальна товщина світи становить 500 м.

У титоні в межах Стрийського прогину відбувалося накопичення літостратиграфічних комплексів, що заміщували один одного із північного сходу на південний захід: нижнівської, опарської і каролінської світ.

Нижнівська світа представлена різноманітними вапняками і поділяється на дві підсвіти.

Нижня підсвіта складена із вапняків світло-сірих, кремових. В основі розрізу залягає доломітова або вапнякова брекчія сірого, світло-сірого або білого кольору. Товщина підсвіти до 200 м.

Верхня підсвіта складена вапняками світло-сірими кремовими, білими до крейдоподібних, органогенно-Уламковими, оолітовими, місцями кавернозними. Товщина підсвіти до 200 м.

Опарська світа поширена на північному заході зовнішньої зони Передкарпатського прогину і складає Опарський бар'єрний риф та прилеглі до нього ділянки шлейфу в зарифовій лагуні. Рифове тіло, що має товщину іноді до 800 м, складене вапняками білими, світло-сірими, кремовими, органогенно-уламковими.

Каролінська світа поширена на заході Зовнішньої зони на південний захід від смуги Опарського рифу. Складена органогенно-уламковими вапняками з прошарками аргілітів. Вапняки сірі, кремові, глинисті, алевритисті або піскуваті. Товщина світи складає до 510 м у свердловині № 6-Каролінська.

Крейдові відклади. На початку крейдового часу, після короткочасної перерви в осадконагромадженні в кінці юрського часу, почала формуватися глауконіт-крейдова формація, яка у Зовнішній зоні представлена відкладами двох відділів: нижнього неоком - альб, верхнього - сеноман, турон і сенон.

Нижньокрейдові (неоком і альб) відклади в Зовнішній зоні розкриті свердловинами на Підлубській, Північномеденицькій, Держівській, Дашавській, Вербіжській, Болохівській, Кадобнянській, Гринівській та ін. площах, де їх товщина становить 80-150 м, зменшуючись до 15 м у південно-східній частині зони (Парищська, Слобідка Ліснинська, Коршів-Іспаська та ін. площі.) і знову збільшуючись на південний захід у піднасуві Карпат до 60 м (Сергівська, Лопушнянська, Бісківська, Сергіївська площі). Відклади неокому складені (знизу - вверху) чергуванням сірих піскуватих

вапняків і темно-сірих піскуватих глин, сірувато-чорними, іноді буруватими, алевритовими глинами, глинистими і мергелистими алевролітами, сірими і жовтувато-білими органогенно-детритовими вапняками з уламками моховаток, зеленувато-сірими алевритовими вапняками з домішкою глауконіту, оолітовими вапняками з глауконітом, мікрозернистими органогенно-детритовими вапняками з домішками алевроліту і зерен глауконіту. У південно-західній частині піднасуву Карпат у розрізі переважають глинисто-алеєвритові породи з прошарками пісковиків.

Породи альбського ярусу трансгресивно залягають на неокомських і більш давніх утвореннях. У Зовнішній зоні обґрунтовано виділяється лише верхній відділ ярусу, відклади якого товщиною до 20 м складені пісковиками зеленувато-темно-сірими до чорних, кварц-глауконітовими, глауконіт-кварцовими, опал-глауконітовими пісками і пісковиками з дрібними жовнами фосфоритів, халцедоновими і халцедон-опаловими спонголітами. Місцями в підшві верхньоальбських відкладів лежить тонкий прошарок базального конгломерату, а також трапляються темні зеленувато-сірі алевритисті мергелі з прошарками глин (св. № 1-Красноїльська і св. № 1-Старо-Богородчанська).

Верхньокрейдові відклади в межах досліджуваної території представлені відкладами сеноманського, Туронського ярусів та сенонського надярусу. Відклади Сеноманського ярусу товщиною від декількох до 43 м

поширені на більшій частині Зовнішньої зони і представлені відкладами двох під'ярусів - нижнього і верхнього.

Нижньосеноманські відклади товщиною від 7 до 43 м складені кварц-глауконітовими жовтувато-сірими, сірими і зеленувато-сірими пісковиками з включеннями гравію і гальок чорних кременів. У підшві розрізу трапляються проверстки гравелітів і конгломератів. З цими відкладами на Лопушнянському родовищі пов'язаний нафтогазовий поклад.

Відклади верхньосеноманського ярусу товщиною до 16 м без видимої перерви залягають на нижньосеноманських і складені сірими, жовтувато-сірими з буроватим відтінком іноцерамовими вапняками, детритовими, часто сильно піскуватими з включеннями глауконіту.

Туронські відклади узгоджено залягають на породах верхнього сеноману і складені товщею вапняків і мергелів з включеннями кременів, прошарками глин, пісковиків і алевролітів. Вапняки білі, сірі, органогенні і пелітоморфні, щільні, тріщинуваті зі стилітовими швами, які часто виповнені глинистим матеріалом. Подекуди трапляються крейдоподібні вапняки. В нижній частині розрізу виділяється пітонеловий (олістогіновий) вапняк, часто сильно піскуватий, іноді глинистий, який є безперервним продовженням іноцерамових вапняків верхнього сеноману. Товщина пачки олістогінових вапняків змінюється від 15-20 м до 35 м. Мергелі сірі, світло-

сірі з домішкою піщаного матеріалу. Загальна товщина відкладів туронського ярусу досягає в Зовнішній зоні 150 м.

Відклади сенонського над'ярусу найбільшу товщину (до 600 м) мають на Угерській, Більче-Волицькій, Північномеденицькій площах і складені товщею мергелів сірих, зеленувато-сірих, піскуватих, щільних; пелітоморфних вапняків; пісковиків світло-зеленувато-сірих кварцових, різнозернистих, вапнистих з прошарками кварцових алевролітів, вапнистих аргілітів і сильно піскуватих вапняків.

Кайнозойський комплекс у Зовнішній зоні складений відкладами палеогену (фрагментарно еоцену) і неогену, які поширені по всій території зони, що пояснюється повним закриттям у кінці крейдового часу морського басейну. До початку неогенового часу більша частина території Зовнішньої зони Передкарпатського прогину представляла собою сушу. Відсутність палеогенових відкладів, за виключенням фрагментів епіконтинентальних порід еоцену, які представлені кварц-глауконітовими пісками і пісковиками свідчить про підняття території в даний час. Рідко зустрічаються алевроліти товщиною до 15 м (можливо і більше), які розкриті в районі Покутсько-Буковинського підняття свердловинами №№ 4 і 8 - Лопушнянська. Не виключено, що еоценові відклади мали більше поширення, яке змінилося в результаті їх розмиву.

Неогенова товща складена відкладами карпатію, баденію і нижнього сармату верхньомоласової підформації та залягає на різновікових донеогенових породах - від верхнього протерозою до еоцену включно.

Відклади карпатію (товщиною до 100 м) на Твіржівській, Більче-Волицькій, Тейсарівській та на інших площах заповнюють нерівності давнього ерозійного рельєфу. Складені вони зеленувато-сірими різнозернистими пісковиками з поровим і базальним типами цементу глауконітового і монтморилонітового складу, алевролітами, зрідка прошарками темно-сірих піскуватих глин. У підшві карпатію залягають конгломератовидні породи - з уламків вапняків, мергелів і пісковиків. При огортанні цими пісковиками газоносних мезозойських відкладів утворюється єдиний масивний поклад або покришка, у випадку фаціального заміщення пісковиків карпатію мергелями і аргілітами.

Баденський ярус складений відкладами богородчанської світи (баранівські верстви) нижнього бадену, тираської світи (гіпсо-ангідритовий горизонт) і косівської світи верхнього бадену.

Відклади богородчанської світи (баранівські верстви) трансгресивно залягають на породах від рифею до карпатію, складаються з мергелів і глин з прошарками пісковиків і туфогенних порід, зрідка вапняків. Їх товщина коливається від 5-30 м до 60-100 м.

Відклади тираської світи (гіпсо-ангідритовий горизонт) товщиною до 50 м (зрідка 80-100 м)

складаються з дрібно- і крупнокристалічних гіпсів, сірих і блакитнувато-сірих ангідритів з прошарками глин, пісковиків, карбонатних порід і кам'яної солі. Сіль в районі міста Коломия утворює лінзовидні тіла. Гіпси і ангідрити відклалися в неглибокому басейні. у напрямку до Карпат в тираській світі з'являється більше теригенного матеріалу і зменшується товщина гіпсів і ангідритів. У районі свердловини № 1-Берегометська світа складена переважно соленосними глинами. В сторону платформи гіпси і ангідрити заміщуються ратинськими вапняками.

Косівська світа верхнього бадену і дашавська світа нижнього сармату, за даними вивчення фауни форамініфер і молюсків, представлена мілководними морськими, солонуватоводними, а також континентальними відкладами. З ними в окремих місцях Зовнішньої зони (район м. Коломия) пов'язані невеликі родовища бурого вугілля.

Відклади косівської світи верхнього бадену складені сірими, темно-сірими вапнистими глинами та аргілітами з прошарками сірих і темно-сірих кварцових різнозернистих (переважають дрібнозернисті) вапнистих пісковиків і алевролітів, рідше мергелів, туфів і туфітів. Вміст пісковиків у розрізі косівської світи збільшується із зростанням її загальної товщини, яка в прогині змінюється від перших десятків метрів на піднятих ділянках Сторожинецького і Угерсько-Косівського блоків до 400 м у зануреній південно-

східній частині останнього, сягаючи до 400-700 м в найзануренішому Крукеницькому блоці.

Нижньосарматські відклади (нижньо- і верхньодашавська підсвіти) складені перешаруванням сірих і темно-сірих сланцевих, аргілітоподібних глин і світло-сірих, сірих, зеленувато-сірих різнозернистих вапнистих пісковиків та алевролітів з рідкими прошарками туфів і туфітів.

Нижньодашавська підсвіта має максимальну товщину понад 4500 м у зануреному вздовж Краковецького розлому північно-східному крилі Крукеницького блоку в свердловині № 7-Новосілки.

Відклади верхньодашавської підсвіти світліші, ніж відклади нижньодашавської. Їх максимальна товщина в зоні Краковецького розлому 1900 м. Пісковики і алевроліти складають не більше 10-15% загальної товщини і розповсюджені в основному на Свідницькому, Хідновицькому, Залужанському і Косівському родовищах газу. На решті території Зовнішньої зони розріз верхньодашавської підсвіти майже повністю складений глинами, зрідка з прошарками тонкозернистих пісковиків і алевролітів.

Нерівномірний розподіл піщаного матеріалу в розрізі дозволив виділити в нижньосарматській товщі ряд піщаних горизонтів, які, за даними промислової геофізики, розповсюджуються на великі відстані.

Отже, у верхньодашавській підсвіті виділено 14 (ВД-1-14), в нижньодашавській - 17 (НД-1-17)

пісковикових горизонтів [6]. Горизонти добре простежуються в усій північно-західній частині зовнішньої зони, включаючи Дашавське і Болохівське родовища газу. В центральній і південно-східній частинах вони простежуються значно гірше, що зумовлено частими літофаціальними заміщеннями, а також значними змінами товщин вказаних відкладів.

Четвертинні відклади розповсюджені на всій території Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Це переважно елювіальні і алювіальні утворення, представлені глинами, щебенем, глинами і суглинками. Товщина четвертинних відкладів від 1-5 м до 20-40 м.

2.2. Особливості тектоніки

Зовнішня зона Передкарпатського прогину сформувалася в баденію і ранньому сарматі на рифейській і палеозой-мезозойській основі південно-західного схилу Східноєвропейської платформи.

У межах Зовнішньої зони виділяють Сторожинецьку, Угерсько-Косівську, Крукеницьку і Добромильську підзони [4, 5, 12, 15, 19, 27, 28, 68, 76, 84], які обмежені повздовжними до простягання Карпат регіональними Городоцьким, Калуським, Косівським, Сторожинецьким, Краковецьким, Княжицьким і Передкарпатським розломами (рис. 2.2). Товщини баденських і нижньосарматських відкладів у межах виділених підзон складають відповідно 200-1500 м, 300-3000 м, 2700-6000 м і 100-600 метрів.

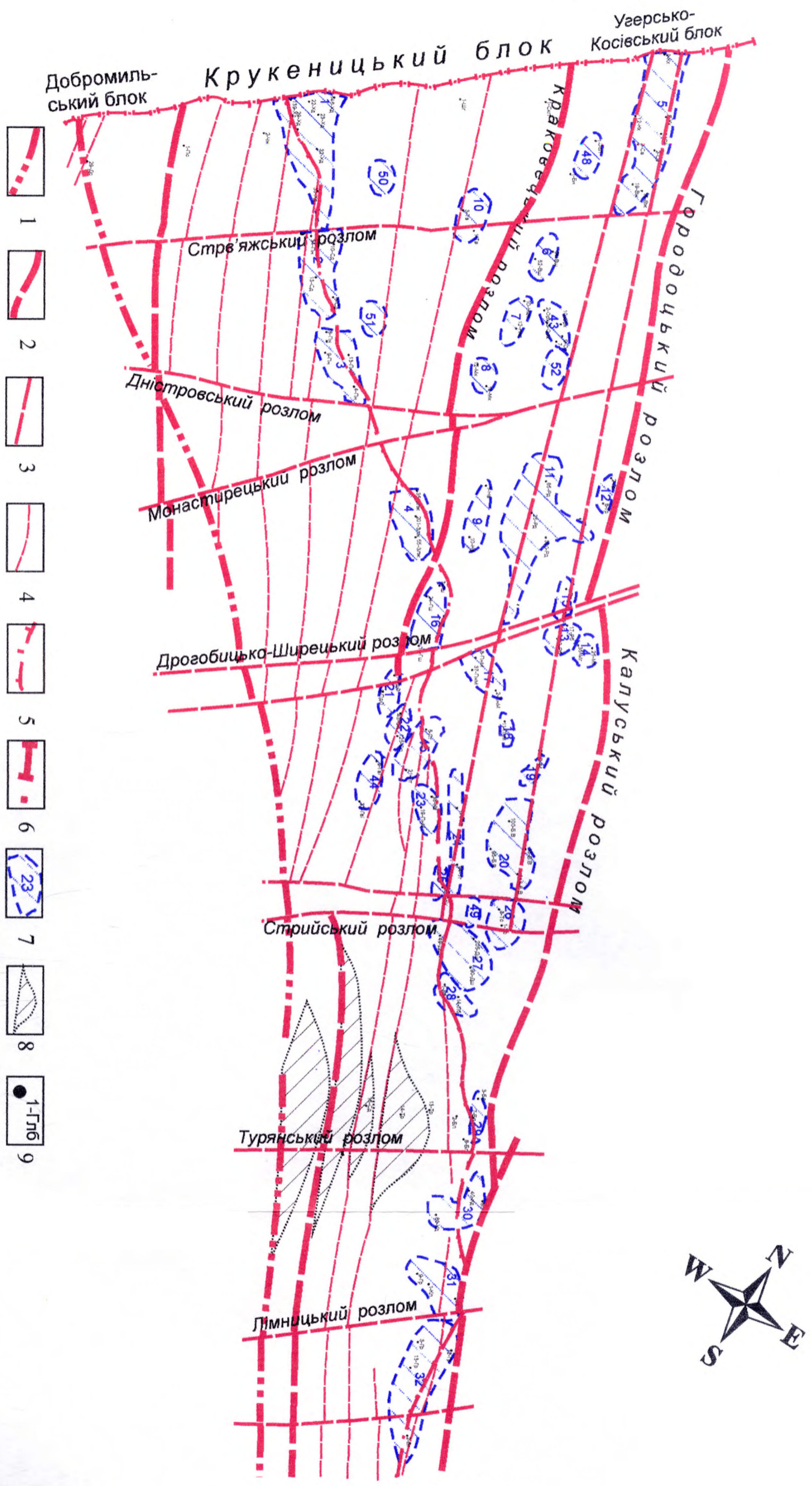
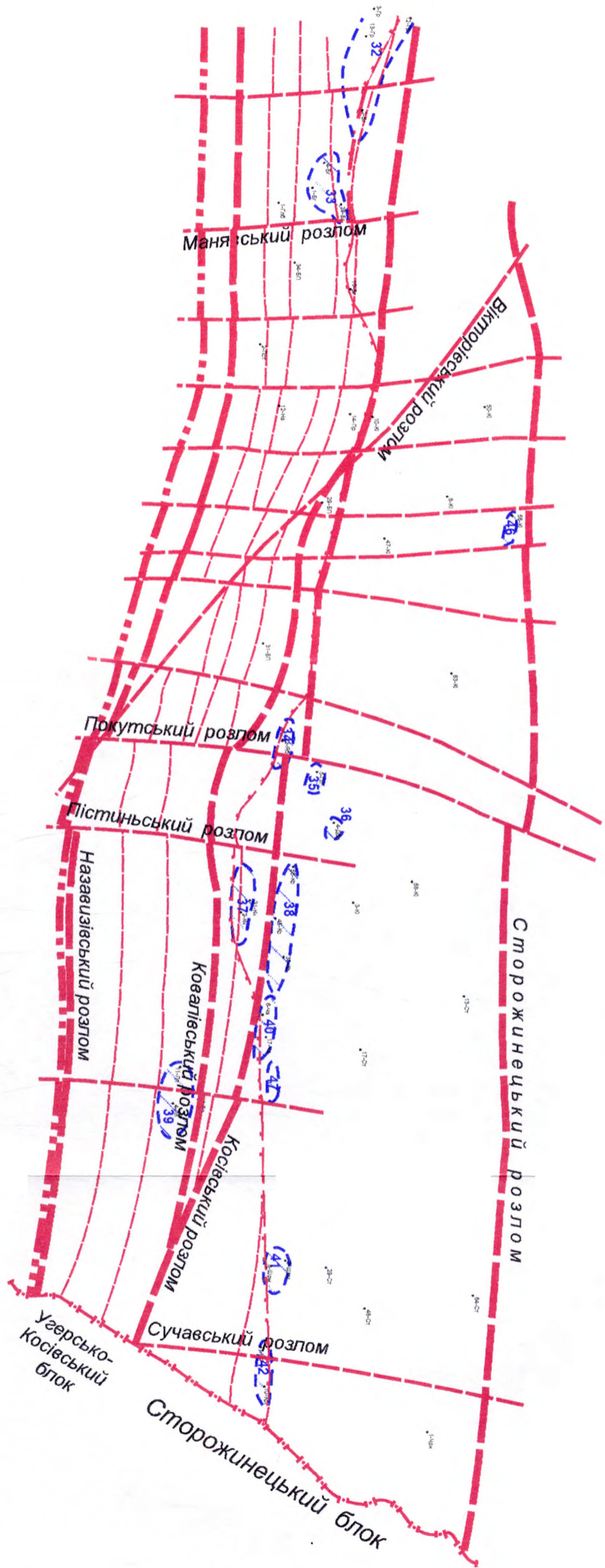


Рис. 2.2. ТЕКТОНІЧНА КАРТА ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГІНУ

Масштаб 1:500 000
(тектонічна основа ІГТК НАН України 2002 рік)

1- Передкарпатський глибинний розлом; 2- поздовжні регіональні розломи; 3- поперечні розломи; 4- оперючі та меридіональні розломи; 5- лінія насуву відкладів Внутрішньої зони; 6- лінія державного кордону;
 7- газова родовища Зовнішньої зони Передкарпатського прогину; 8- ділянки відсутності неогенових відкладів 9 - свердловини;
 Газові родовища та перспективні площі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину: 1 - Хіднолицьке, 2 - Садковецьке, 3 - Пиняньське, 4 - Залужанське, 5 - Сейдницьке, Коханіське, Вижомлянське, 6 - Вишнянське, 7 - Никтолицьке, 8 - Макуніське, 9 - Новосілівське, 10 - Таржівська, 11 - Рудківське, 12 - Городоцьке, 13 - Малогорожанське, 14 - Рубанівське, 15 - Верещицьке, 16 - Грушівське, 17 - Північномеденицьке, 18 - Грудівське, 19 - Північнобілче-Волпичьке, 20 - Білче-Волпичьке, 21 - Південноопарське, 22 - Опарське, 23 - Кавське, 24 - Угерське, 25 - Південноугерське, 26 - Теїсарівське, 27 - Дашавське, 28 - Любешівське, 29 - Болохівське, 30 - Кадибнянське, 31 - Калуське, 32 - Гринівське, 33 - Богородчанське, 34 - Яблунівське, 35 - Пилипівське, 36 - Дебеславичьке, 37 - Ковалівське, 38 - Косівське, 40 - Чорноозувьке, 41 - Шереметівське, 42 - Краснолізьське, 43 - Орховицьке, 44 - Гайське, 45 - Летнянське, 46 - Черемішівсько-Струтівське, 47 - Славецьке, 48 - Оселіське, 49 - Комарівська, 50 - Княгиничька, 51 - Північнопіннянська, 52 - Добрянська.
 Нафтогазові родовища: 39 - Лопушнінське



Тектонічні підзони, як і розмежовуючі їх розривні скидові порушення, в неогеновому часі розвивалися одночасно з нагромадженням осадів. Амплітуди розривних порушень, які обмежують підзони, змінюються від десятків до декількох сотень і навіть перших тисяч метрів. Вони змінюються по простяганню і з глибиною. Деякі розриви пересікають майже всю товщу, інші ж - у приповерхневих частинах проявилися у вигляді флексурних перегинів або надрозломних складок.

Основними поперечними тектонічними розривами Зовнішньої зони (з північного заходу на південний схід) є Стрв'яжський (Добромільський), Дністровсько-Монастирецький, Дрогобицько-Щирецький, Стрийський, Турянський, Слобідський, Манявський, Покутський, Пістинський. Вертикальні амплітуди поперечних порушень незначні. Для Дрогобицько-Щирецького розлому, наприклад, вертикальне зміщення поверхонь мезозойських відкладів не перевищує декількох десятків метрів. В районі сіл Гуменець і Горожанка воно досягає 250-300 м. Стрийська поперечна дислокація у відкладах мезозою і неогену виражена менш чітко. Амплітуди зміщення в ній складають 80-100 м.

Деякі поперечні розриви відносяться до категорії глибинних. Вони розділяють поперечні підняття і депресії та простягаються у напрямку з прогину на платформу, а їх коріння занурюються в допалеозойські утворення. Одні поперечні розломи започаткувались у протерозої та існували ще на альпійському етапі

розвитку Карпат. Інші інтенсивно розвивались в палеозої, а в мезозойському часі не проявлялись. Це ж властиве і мезозойським розломним дислокаціям, що припинили свій розвиток в неогеновому часі. Крім згаданих розломів, у фундаменті на території зовнішньої зони Передкарпатського прогину розвинена ще густа сітка тектонічних порушень нижчого рангу, яка належить до категорії локальних (див. рис. 2.2). Вони позначені як розриви. Їм властиве обмежене розповсюдження і відносно невелика глибина проникнення.

Безпосередньо в неогеновому комплексі відкладів зовнішньої зони Передкарпатського прогину фіксується велика кількість локальних антиклінальних структур, у більшості з яких відкриті газові родовища. Це наступні родовища: Хідновицьке, Садковицьке, Пинянське, Залужанське, Рудківське, Орховицьке та інші (див. рис.2.1).

Нижче наводяться основні риси геологічної будови та газоносності Хідновицького, Залужанського і Орховицького газових родовищ, які були основними об'єктами наших досліджень щодо вмісту псамітової фракції у зразках порід.

Хідновицьке газове родовище.

На площі промисловий приплив газу вперше був отриманий в 1939 році із відкладів нижнього сармату. В 1945-1947 рр. у нижньому сарматі виявлені продуктивні газоносні горизонти. З'ясовано будову Хідновицької антикліналі, північно-західне продовження

якої знаходиться на території Польщі. В 1959-1962 рр. встановлено промислову газонасність нижньосарматських відкладів.

Родовище пов'язане з антиклінальною структурою північно-західного простягання (рис. 2.3, 2.4). Довжина великої осі, включаючи її і за межами України, сягає 18 км, а малої - 7 км, амплітуда структури 320 м. Хідновицька складка зрізана насупом відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину на відклади Зовнішньої зони. Колектори представлені піщаниками, аргілітами і алевролітами з відкритою пористістю 1,5-39,8% і проникністю до $200 \cdot 10^{-3}$ мкм². Покришки - глини сармату. Поклади пластові склепінні і тектонічно-екрановані, режим пружно-водонапірний. Початковий пластовий тиск на глибині 1170 м становив 12,54 МПа, коефіцієнт аномальності 1,07.

Залужанське газове родовище.

Відкрите у 1968 р. і пов'язане з антиклінальним підняттям карпатського простягання, розмір якого по НД-8 горизонту 10x5 км, амплітуда 125 м (рис. 2.5, 2.6). Структура ускладнена поздовжніми і поперечними тектонічними порушеннями, які ускладнюються з глибиною. Продуктивними є горизонти у відкладах нижнього сармату. Колектори представлені піщаниками з відкритою пористістю від 10,0-16,3 до 26% і проникністю до $4557 \cdot 10^{-3}$ мкм². Покришки - глини сармату. Поклади пластові і тектонічно-екрановані, із

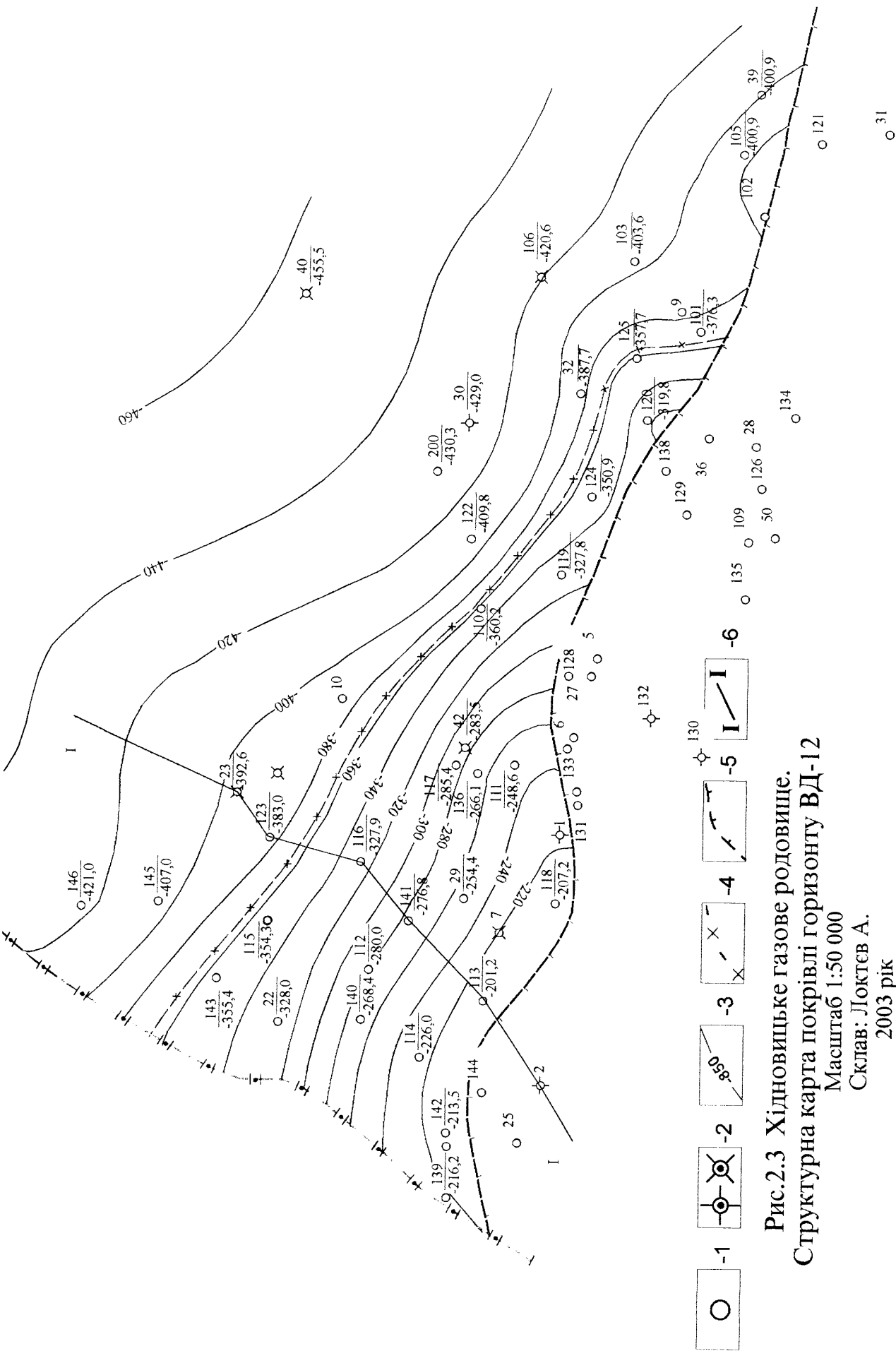


Рис.2.3 Хідновицьке газове родовище.
 Структурна карта покритті горизонту ВД-12

1 - пробурені свердловини; 2 - свердловини, ліквідовані з геологічних та технічних причин; 3 - ізогіпси покритті горизонту ВД-12; 4 - передбачуваний контур газоносності; 5 - лінія насування відкладів Внутрішньої зони;

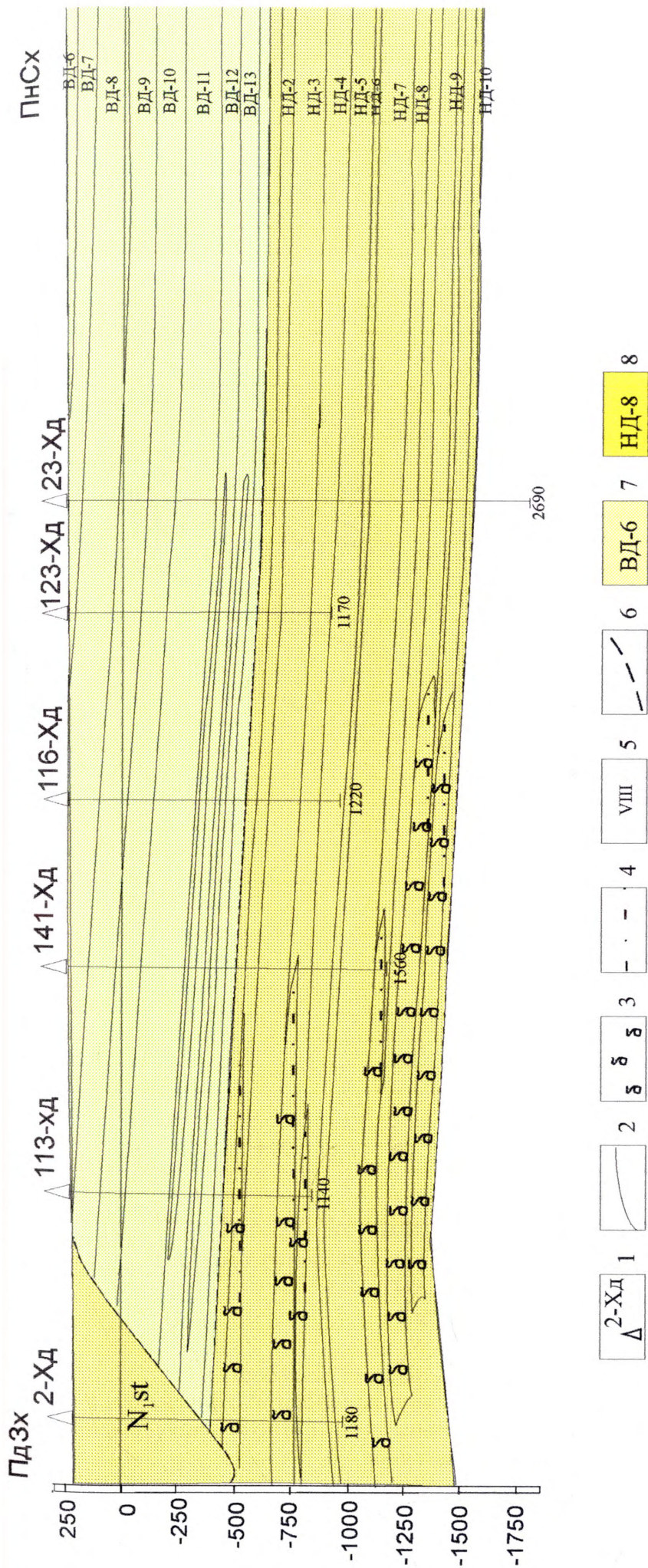


Рис.2.4 Геологічний профіль по лінії I-I Хідновицького газового родовища

Масштаби: горизонтальний 1:25 000
вертикальний 1:25 000

Склав: Локтев А.
2003 рік

1 - пробурені свердловини; 2 - границі стратиграфічного залягання горизонтів; 3 - газонасичений пласт; 4 - ГВК; 5 - газоносні пласти;
6 - лінія насуву Внутрішньої зони; 7 - верхньодашавська підсвіта; 8 - нижньодашавська підсвіта

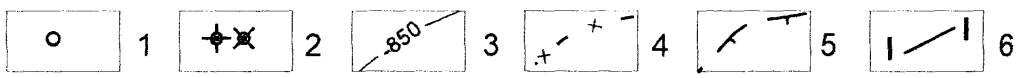
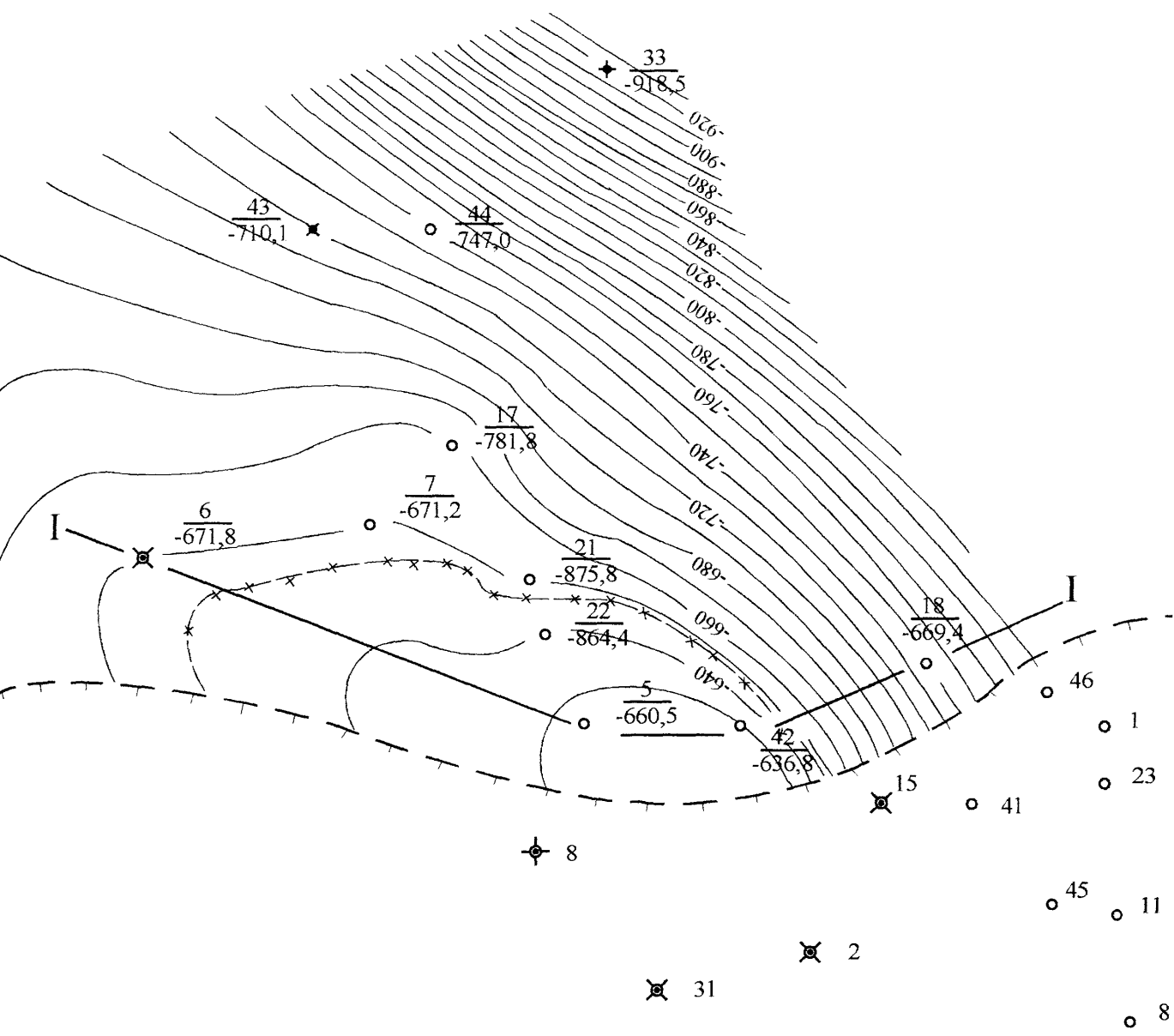


Рис. 2.5 Залужанське газове родовище.
 Структурна карта покрівлі горизонту ВД-12
 Масштаб 1 : 50000
 Склад: Локтев А.
 2003 рік

1 - пробурені свердловини; 2 - свердловини, ліквідовані з геологічних та технічних причин; 3 - ізопіси покрівлі горизонту ВД-12; 4 - передбачуваний контур газонасності; 5 - лінія насуву відкладів Внутрішньої зони; 6 - лінія геологічного профілю

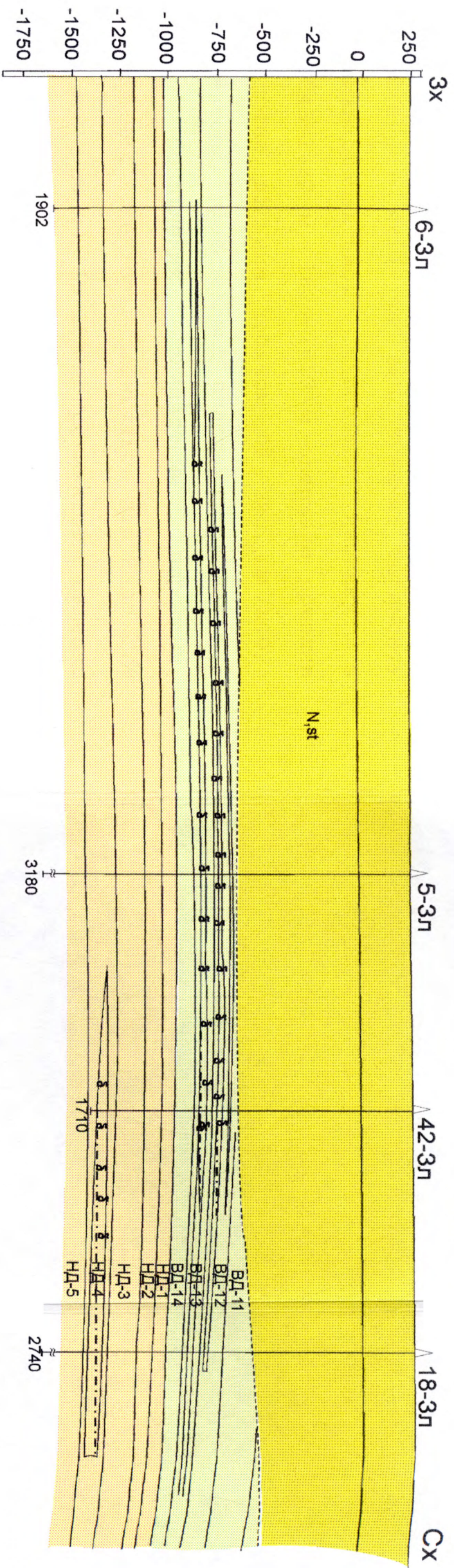


Рис.2.6 Геологічний профіль по лінії І-І Залужанського газового родовища

Масштаби: горизонтальний 1:25 000

вертикальний 1:25 000

Склад: Локтев А.

2003 рік

- 1 - пробурені свердловини; 2 - границі стратиграфічного залягання горизонтів; 3 - газонасичений пласт; 4 - ГВК;
- 5 - лінія насуву відкладів Внутрішньої зони; 6 - верхньодапшавська підсвіта; 7 - нижньодапшавська підсвіта

пружним і пружно-водонапірним режимом. Початковий пластовий тиск на глибині 2075,5 м (НД-8) – 22,45 МПа, коефіцієнт аномальності 1,08, а на глибині 2910 м (НД-12) початковий пластовий тиск становив 43,3 МПа, аномальність тиску 1,49.

Орховицьке нафтогазове родовище.

Відкрите в 1999 році свердловиною № 3-Орховицька (рис. 2.7, 2.8), в якій при випробуванні горизонту НД-14,15 нижньоодашавської підсвіти неогену з інтервалів 1846-1832 м, 1824-1813 м одержано приплив газу з абсолютно вільним дебітом 68 тис. м³/добу. Породи – колектори, представлені пластами піщаників і алевролітів, розділених глинистими породами. Пористість піщаних колекторів змінюється від 2 до 25% і в середньому складає 10-15%. Проникність складає 0,2-0,5·10⁻³ мкм².

Піщаники і алевроліти розповсюджені по розрізу досить нерівномірно. Глинисті прошарки товщиною від 3-20 метрів є надійними покривками для покладів газу.

Мезозойський комплекс складений породами верхньоюрської системи (нижнівська світа). Верхня частина карбонатної товщі характеризується підвищеною проникністю і разом із карпатійськими відкладами утворює єдиний резервуар для нафтогазонакопичення. Цей факт підтвердився при випробуванні свердловин №№ 2, 5 і 9-Орховицька, в яких одержано припливи нафти з газом.

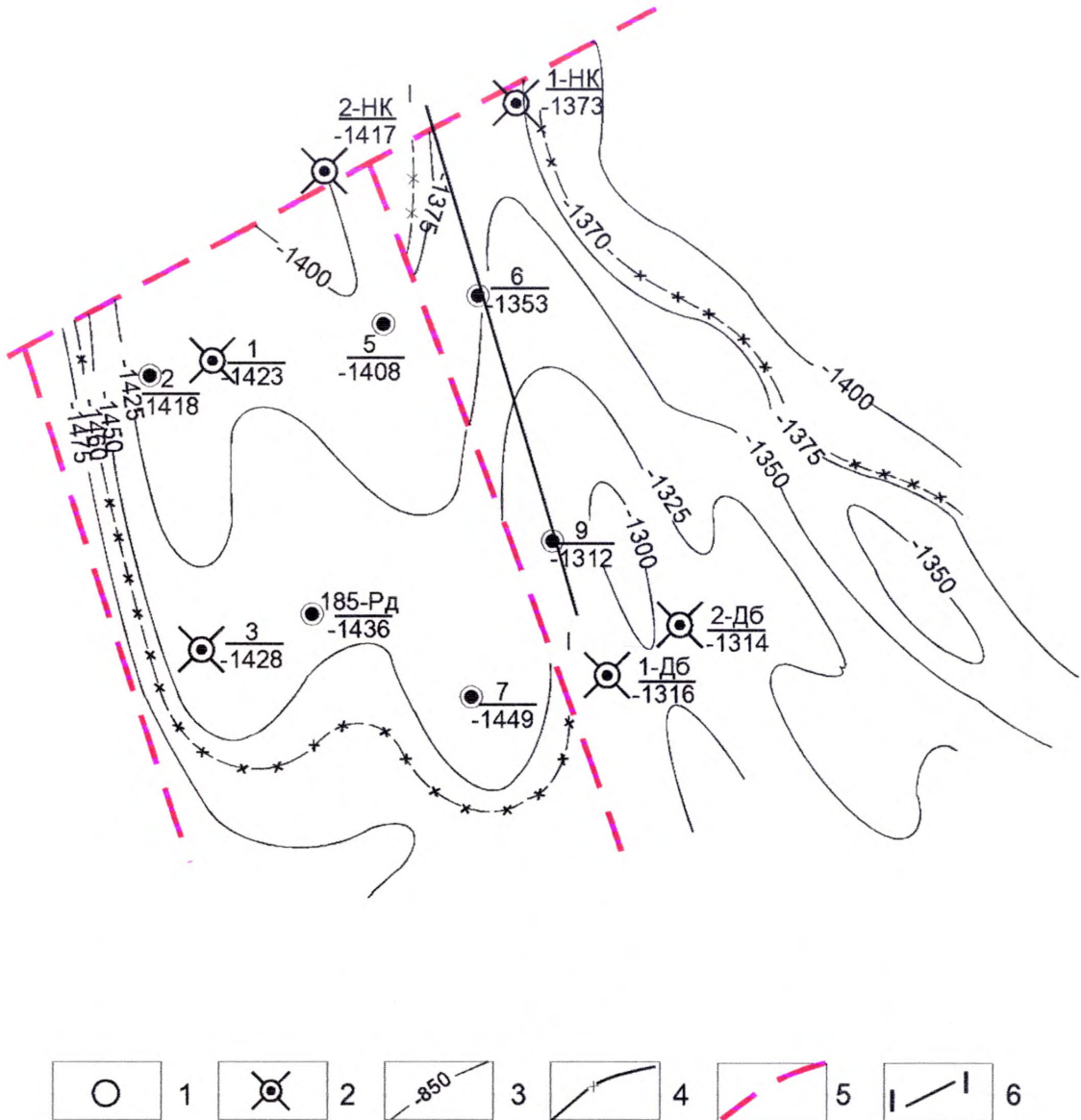


Рис. 2.7 Орховицьке газове родовище.
Структурна карта покрівлі горизонту НД-13

Масштаб 1:50000

Склав: Година Ю.

2003 рік

- 1 - пробурені свердловини; 2 - свердловини, ліквідовані з геологічних причин;
3 - ізогіпси покрівлі горизонту НД-13; 4 - передбачуваний контур газонасності;
5 - тектонічні порушення; 6 - лінія геологічного профілю;

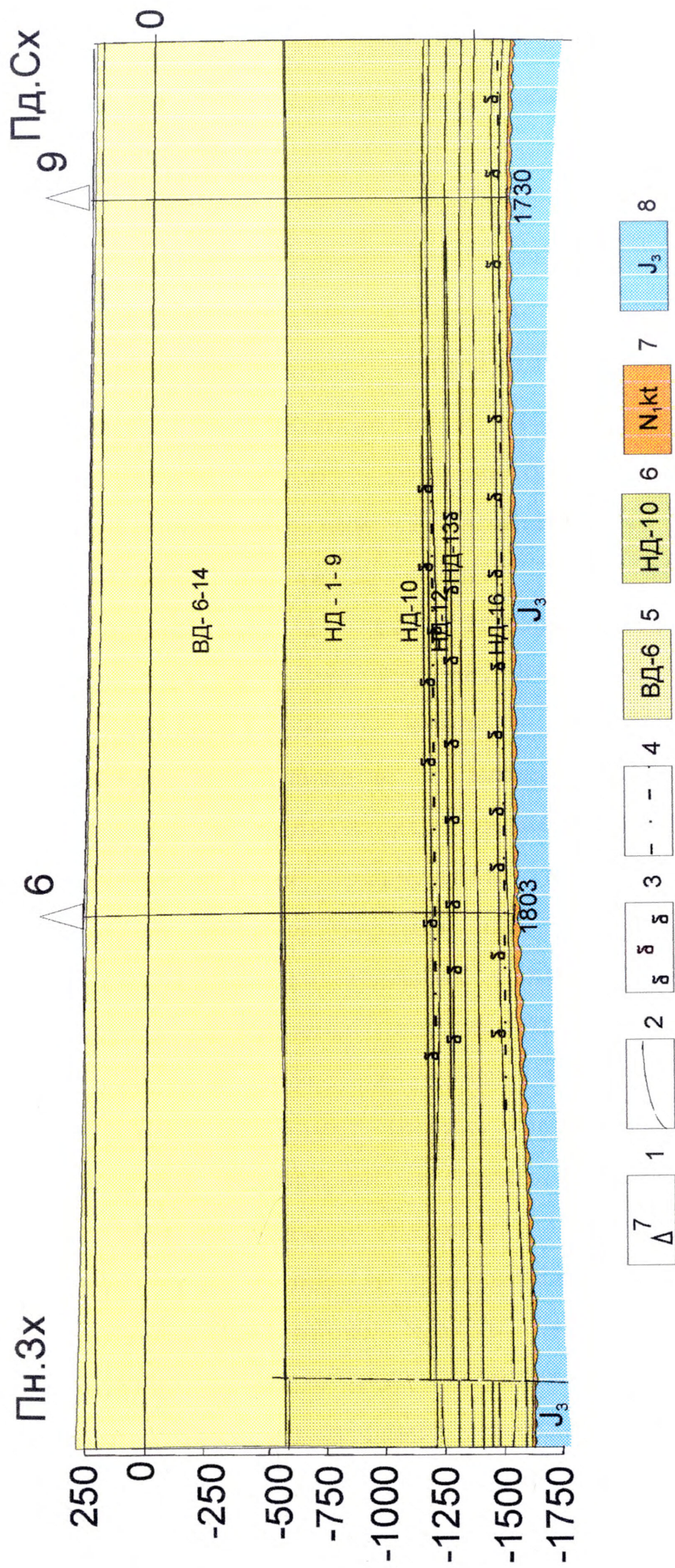


Рис.2.8 Геологічний профіль по лінії I-I Оршовицького газового родовища

Масштаби: горизонтальний 1:25 000

вертикальний 1:25 000

Склав: Година Ю.

2003 рік

1 - пробурені свердловини; 2 - границі стратиграфічного залягання горизонтів; 3 - газонасичений пласт; 4 - ГВК;
5 - верхньодашавська підсвіта; 6 - нижньодашавська підсвіта; 7 - карпатські відклади; 8 - верхньорурьські відклади

2.3. Історія геологічного розвитку

Історія геологічного розвитку Зовнішньої зони Передкарпатського прогину пов'язана з геологічною історією всього прогину. Моласи Передкарпатського прогину Зовнішньої зони відклалися одночасно на платформовому і геосинклінальному його схилах.

В геологічній історії Зовнішньої зони виділяються каледонський, герцинський і альпійський тектонічні етапи розвитку, які різні і за умовами осадонагромадження, і за історією геологічного розвитку [12, 14, 27, 28, 49, 68, 84].

На каледонському етапі територія, яка розглядається, знаходилась у межах геосинклінальної області. На це в деякій мірі може вказувати велика товщина силурійських відкладів на Красноільській площі. Так за даними буріння свердловин №№ 1 і 2-Красноільська розкрита товщина тільки борщівського і чортківського горизонтів верхнього силуру перевищує 1300 м. Товщина всієї ж товщі силуру, безумовно, набагато більше вказаної цифри, оскільки борщівський і чортківський горизонти є дуже малими складовими одиницями тільки самої верхньої частини відкладів цього віку. Крім того, в розкритих відкладах силуру на Красноільській площі мають місце великі кути падіння порід. Границя між геосинклінальною областю і Східноєвропейською платформою, південно-західний край якої у той час, ймовірно, був шельфовою зоною,

проходила на схід від міст Красноільськ і Кути, простягаючись в північно-західному напрямку.

Каледоніди склали зону відносно консолідованих порід, за рахунок якої докембрійська Східноєвропейська платформа в південно-західному напрямку розширила свої границі.

Після герцинського орогенезу, що створив складчасту споруду, пов'язану [12] із смугою відносних максимумів сили тяжіння, яка простягається через Ворохту, Зелену, Сколе, Самбір і Перемишль, в юрський час область розвитку складчастого нижнього палеозою зазнала занурення і сформувалися Переддобрудзький і Передкелецько-Сандомирський юрські прогини. В батський час інтенсивність занурення області була дуже слабкою. Накопичувались континентальні відклади, які приносились поверхневими водами з навколишніх підвищень. Про це свідчить їх різноманітний характер. Починаючи з келовейського часу, занурення посилилося, море трансгресувало і відклалися вапняки, доломіти, зрідка ангідрити. Передкелецько-Сандомирський і Переддобрудзький прогини в цей час з'єдналися вузькою протокою і утворився єдиний юрський басейн від Добруджі до Свентокшиських гір. У кінці юрського часу відбулася регресія моря. Територія сучасного Передкарпатського прогину була припіднята і частково розмита, що пов'язано, напевно, з проявами пізньокімерійської фази тектогенезу. В ранньокрейдовий час велика частина території Східних Карпат була втягнута у занурення, яке стало початком

формування Карпатського геосинклінального прогину. Формуються флішові піщано-глинисті відклади рахівської і чорні сланці спаської світ нижньої крейди.

Наприкінці ранньої крейди у Східних Карпатах діяли ранньоальпійська і пізньоальпійська фази складчастості, що спричинило виникнення підвищень на території сучасних Карпат. Територія Внутрішньої і зовнішньої зон Передкарпатського прогину і південно-західного краю Волино-Подільської плити у нижньокрейдовому часі була сушею.

На початку пізньої крейди по всій території сучасного Карпатського регіону поновлюються опускання. У прогин втягується територія Передкарпатського прогину і південно-західний край Східноєвропейської платформи, особливо зона Волино-Подільської плити. Тоді у геосинклінальному прогині, який існував на території сучасної Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат, сформувалися піщано-глинисті флішові відклади. На опущеному краю Східноєвропейської платформи і платформовому схилі Передкарпатського прогину сформувалися переважно карбонатні відклади. Геосинклінальний і платформовий верхньокрейдові басейни були поділені, мабуть, "віялом" піднятих блоків давніх порід. Подекуди траплялися вільні сполучення між цими басейнами, за рахунок чого на деяких площах (Угерська, Журавинська та інші)

відклади верхньої крейди репрезентовані перехідними фаціями від геосинклінальної до платформової.

Наприкінці пізньої крейди південно-західний край східноєвропейської платформи зазнав підйому. Ця територія була сушею аж до середнього міоцену. У геосинклінальному прогині (територія Скибової зони Карпат і Внутрішньої зони Передкарпатського прогину) нагромадження відкладів тривало протягом всього палеоценового, еоценового і олігоценового часу. Ларамійська фаза складчастості, яка виявилася у Карпатах наприкінці верхньої крейди, знову дещо змінила структурні форми залягання верств у осадових формуваннях.

В еоценовий час у цій зоні відбувалися тектонічні рухи земної кори, які спричиняли моретруси, що є проявом піренейської фази складчастості. Тектонічна активність території посилилася в олігоцені, про що свідчать дрібні мікроскладки, які часто трапляються у силіцитових горизонтах менілітової світи, а також складки, що виникли відразу після відкладення осадового матеріалу ще до його скам'яніння і зміцнення. Про коливні рухи, які відбувалися, свідчить також велика фаціальна мінливість відкладів. Так, наприклад, у середньоменілітовій підсвіті олігоцену поряд із бітумінозними товщами є пачки мергелів, доломітів, алевролітів, пісковиків і конгломератів. Вулканогенні утворення у розрізі цієї товщі свідчать про вулканічну діяльність в олігоценовому часі.

Тектонічна активність досліджуваної території під час олігоцену пов'язана, можливо, з останніми проявами піренейської фази тектогенезу.

У поляницькому часі відбувалися висхідні рухи у крайовій частині Східноєвропейської платформи [5]. Про це свідчить велика кількість конгломератів у поляницькій світі, які складені переважно уламками сіро-зелених метаморфічних сланців і ясно-сірих вапняків платформового походження.

Початок воротищенського часу характеризується загальним підйомом величезної території Карпат. Морем була вкрита тільки Внутрішня зона Передкарпатського прогину. Вздовж крайової частини Карпат утворюються регіональні розломи. Почалося формування насувів Скибової зони Карпат на Передкарпаття. Основний же розвиток насувних дислокацій відбувся пізніше. На багатьох площах насуви флішових утворень перекривають не тільки воротищенські відклади, але і пізніші утворення.

Протягом слобідського часу проявлялися давньоштирійська фаза тектогенезу. Карпати ще більше піднялися. Різко піднімалася і складчаста споруда вздовж південно-західного краю Східноєвропейської платформи. Внаслідок її руйнування у південно-західній частині Передкарпатського прогину відклався горизонт слобідських конгломератів, товщина якого у районі Слободи Рунгурської перевищує 3000 м.

Початок ранньотортонського часу характеризується проявами новоштирійської фази складчастості, і як

наслідок відбувся підйом відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Цей процес був початком зародження майже усіх антиклінальних структур, які є тепер у крейдовому і палеогеновому фліші та у відкладах дотортонського віку. На південно-західному краї Східноєвропейської платформи і на платформовому схилі Передкарпатського прогину відклалися баденські і нижньосарматські відклади.

Кінець пізнього сармату у Карпатах позначився інтенсивними тектонічними рухами прикінцевої фази альпійського тектогенезу, що відповідає атичній фазі складчастості [82]. У цій фазі відбувалося насування відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину на баден-сарматські відклади його платформового схилу, а також Бориславсько-Покутської підзони на стебницькі відклади Самбірської підзони. Відбувалося формування великої кількості нових та інтенсивний розвиток і ускладнення вже існуючих складок, утворення розривів і локальних насувів у флішових відкладах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат.

У наступний геологічний час з підніманням Карпат відбувалося розмивання склепінь складчатих структур і відслонення їх ядер. Розмивалися також і моласові утворення у Передкарпатському прогині [16].

Процес формування сучасного фазового складу і типів покладів вуглеводнів у Бориславсько-Покутській підзоні, де зосереджено більше нафтових покладів, згідно з висновками досліджень І.В. Висоцького,

розпочався у сарматі та триває до теперішнього часу. Максимальну інтенсивність процесу формування нафтогазових покладів, згідно з І.В. Висоцьким [64], потрібно віднести до пізнього пліоцену, коли розпочалося формування структурних форм, з якими пов'язані родовища вуглеводнів.

У межах геосинклінального схилу Передкарпатського прогину і на прилеглих площах Скибової зони Карпат відбувалося інтенсивне утворення складок і інтенсивне їх стиснення, прикладом можуть служити Гвіздецька, Пнівська, Бухтівецька [42, 43, 51, 53] та інші структури, в надрах яких виникли підвищені пластові тиски. У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину на сучасному етапі структури майже не збільшуються. Тут відмічені менші значення коефіцієнтів інтенсивності локальних структур [49]. У порівнянні з Внутрішньою зоною Передкарпатського прогину складки більш пологі, невизначеної форми, іноді набувають вигляду структурних носів, у межах яких окремі шари і прошарки виклинюються вверх по підняттю пластів.

Згідно з проведеними лабораторними дослідженнями літолого-фаціального складу піщано-глинистої товщі неогену, можна тільки додати, що в давньому неогеновому морі, яке існувало на території сучасної Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, починаючи з бадена по сармат включно, був відносно спокійний тектонічний режим. Про це свідчать наведені аналізи мінерального складу 47 зразків глин неогену, що були

відібрані по всьому розрізу піщано-глинистої товщі неогену на Залужанській площі (табл. 2.1).

В св. № 19-Залужанська з інтервалу глибин 1151-1161 м, (горизонт ВД-13) зразок глини має наступний склад: гідрослюда -56%, монтморилоніт -25% і хлорит -5%. У відібраному зразку глини в св. № 19-Залужанська з глибини 1790-1801 м (горизонт НД-5) встановлено наступний склад: гідрослюда -47%, монтморилоніт -20% і хлорит -5%. За результатами лабораторних аналізів, зразок глин з глибини 1783-1784 м (горизонт НД-5) в св. № 8-Залужанська (під Стебницькими відкладами) має такий склад: гідрослюда -57%, монтморилоніт -7%, хлорит -5%. З глибини 2029-2035 м (горизонт НД-6) в св. № 15-Залужанська зразок має майже такий же склад: гідрослюда -58%, монтморилоніт -13% і хлорит -5%, в цій же свердловині (горизонт НД-9) інтервал 2300-2312 м: гідрослюда -40%, монтморилоніт -9% і хлорит -5%. В горизонті НД-10, (з інтервалу 2618-2626 м) цієї ж свердловини маємо наступний склад: гідрослюда -32%, монтморилоніт -15% і хлорит -10%. В св. № 16-Залужанська в горизонті НД-11 (з інтервалу глибин 2654-2664 м) склад глин близький до згаданих вище і становить: гідрослюда -44%, монтморилоніт -7% і хлорит -5%. В св. № 19-Залужанська (інтервал 2795-2803 м) для глин горизонту НД-12 маємо майже такий же мінералогічний склад: гідрослюда -47%, монтморилоніт -12%, і хлорит -5%.

Таблиця 2.1

Результати визначення мінералогічного складу та вмісту псамітової фракції у шламів піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (на прикладі Залужанського газового родовища)

Склад: Локтев А.В. за матеріалами Самбірської НГРЕ та Стрийського ВБР
2003 рік

№№ п/п	№ свердловини	Горизонт	Глибина відбору від – до м	Співвідношення мінералогічного складу, %			Вміст псамітової фракції, %
				гідрослюда	монтморилоніт	хлорит	
1	19	ВД-13	1141-1151	58	18	10	14
2	19	ВД-13	1151-1161	56	25	5	14
3	19	НД-4	1576-1583	57	15	5	23
4	13	НД-3	1668-1673	73	8	5	14
5	19	НД-5	1709-1721	53	10	5	32
6	19	НД-5	1720-1730	41	25	5	29
7	7	НД-5	1753-1804	45	18	7	30
8	8	НД-5	1783-1784	57	7	5	31
9	19	НД-5	1790-1801	47	20	5	28
10	19	НД-5	1801-1810	38	20	6	36
11	19	НД-5	1810-1820	54	17	5	24
12	19	НД-5	1820-1830	44	17	8	31
13	19	НД-5	1841-1850	46	20	8	26
14	19	НД-6	1850-1855	62	15	5	18
15	19	НД-6	1855-1861	45	20	6	29
16	19	НД-6	1861-1867	27	35	5	33
17	19	НД-6	1867-1876	53	20	5	22
18	19	НД-6	1876-1881	59	11	6	24
19	19	НД-6	1881-1888	44	25	5	26
20	19	НД-7	1900-1907	43	20	5	32
21	19	НД-7	1961-1970	39	20	5	36
22	19	НД-7	1970-1978	48	15	5	32

№№ п/п	№ свердловини	Горизонт	Глибина відбору від – до м	Співвідношення мінералогічного складу, %			Вміст псамітової фракції, %
				гідрослюда	монтморилоніт	хлорит	
23	15	НД-6	2029-2035	58	13	5	24
24	19	НД-8	2098-2120	65	10	5	20
25	19	НД-8	2134-2150	55	15	5	25
26	19	НД-9	2000-2205	20	15	10	55
27	33	НД-9	2245-2257	27	25	5	43
28	15	НД-9	2300-2312	40	9	5	46
29	19	НД-9	2340-2347	36	15	10	39
30	19	НД-9	2347-2354	45	10	5	40
31	15	НД-9	2397-2410	37	12	5	46
32	19	НД-10	2497-2505	29	15	5	51
33	15	НД-9	2503-2513	38	12	5	45
34	19	НД-11	2560-2566	45	13	5	37
35	19	НД-11	2590-2597	45	10	5	40
36	15	НД-10	2618-2626	32	15	10	43
37	15	НД-11	2644-2654	52	7	5	36
38	16	НД-11	2654-2664	44	7	5	44
39	19	НД-12	2709-2716	29	20	5	46
40	19	НД-12	2726-2731	38	8	5	49
41	19	НД-12	2795-2803	47	12	5	36
42	19	НД-12	2803-2816	33	11	5	51
43	19	НД-13	3131-3141	50	12	5	33
44	15	НД-15	3479-3489	39	14	6	41
45	19	НД-16	3543-3548	20	5	30	45
46	30	НД-17	3852-3853	26	5	30	39
47	30	Косівська	4010-4015	34	5	15	46

Наведені результати аналізів свідчать про те, що вміст псамітової фракції в неогенових глинах по всьому розрізу піщано-глинистої товщі неогену відрізняється дуже мало, що свідчить про незначну знакову зміну коливальних процесів дна баден-сарматського моря. Подібний мінералогічний склад глин неогену показує, що область зносу теригенного матеріалу була також постійною. Нижче наведена таблиця узагальненого мінералогічного складу і вмісту псамітової фракції глинистої товщі неогену (табл. 2.2).

Таким чином, можна зробити висновок, що баден-сарматські піщано-глинисті осади відклалися у неогеновому морі в міру поступового опускання його дна при невеликих коливаннях глибин, в порівнянні з морем, де накопичувалися відклади Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Про це свідчить також і одноманітний літолого-фаціальний склад піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Що стосується органічного матеріалу, то його кількість у баден-сарматських відкладах, згідно з даними деяких досліджень О.М. Снарського та Б.Й. Маєвського [72], змінюється в межах 0,63–1,47%. Крім вказаного, баденські відклади містять пласти вугілля, які характеризуються виходом летючих компонентів 43–61%. Цей факт дозволив у минулому висловити гіпотезу про генетичний зв'язок покладів газу Зовнішньої зони

Таблиця 2.2

Зведена таблиця мінералогічного складу та вмісту псамітової фракції у шламів піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

Кількість свердловин	Горизонти	Глибина відбору взірця м	Співвідношення мінералогічного складу, %			Вміст псамітової фракції, % від - до
			гідрослюда від - до	монтморилоніт від - до	хлорит від - до	
За даними 9 свердловин	від ВД-13, НД- 3-13, 15-17, Косівська світа	від – 1145 до 4015 м	20 - 73	5 - 35	5 - 30	14-55

Передкарпатського прогину з рослинною органічною речовиною. До цього часу ця гіпотеза є дискусійною.

Висновок. За геологічною будовою Зовнішня зона Передкарпатського прогину відрізняється від інших структурно-тектонічних зон Карпатського нафтогазоносного регіону. Для неї характерна проміжна складчастість від платформового до геосинклінального типу. Вона характеризується більш пологим заляганням порід порівняно із Внутрішньою зоною Передкарпатського прогину і Скибовою зоною Карпат. Історія геологічного розвитку Зовнішньої зони Передкарпатського прогину також має наступну особливість. У межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину у неогеновий час осади відклалися у морському неогеновому басейні в міру поступового повільного опускання його дна з незначними коливаннями, внаслідок чого сформувалася піщано-глиниста товща, в межах якої мінералогічний вміст не змінюється, а гранулометричний якщо змінюється, то дуже повільно, що й зумовило в основному незначну відсоткову дисперсність псамітів у товщі. Це обумовило формування одноманітної піщано-глинистої товщі, в розрізі якої тільки іноді трапляються пласти піщаників, а в основному у розрізі піщано-глинистої товщі неогену переважають псамітові глини.

РОЗДІЛ 3

ЗАКОНОМІРНОСТІ ЗМІНИ ПІЩАНИСТОСТІ І ПСАМІТОВОСТІ У РОЗРІЗІ ПІЩАНО-ГЛИНИСТОЇ ТОВЩІ НЕОГЕНУ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

3.1. Поняття про піщанистість і псамітовість піщано-глинистої товщі

У даній роботі пропонується розрізняти поняття піщанистісті і псамітовості піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, а також окремих її світ, горизонтів, піщано-глинистих пачок, шарів і прошарків. За термінологічним довідником з нафтогазопромислової геології під редакцією М.М. Іванової [20], під піщанистістю або коефіцієнтом піщанистісті (K_{Π}) будь-якої товщі розуміють наступне: для свердловини – відношення суми товщин піщаників (горизонту, експлуатаційного об'єкта) до його загальної потужності в стратиграфічних границях; для горизонту в цілому – середнє арифметичне значення K_{Π} по всіх наявних свердловинах. На нашу думку, це визначення дуже складне і, що головне, не може відображати характер зміни повного вмісту псамітової фракції по розрізу будь-якої товщі. У геологічному словнику [9], який виданий у 1973 році, терміни "песчанистый, песчаный" – це є прикметники, які характеризують осадові гірські породи, у яких вміст уламкових зерен розміром 0,1 – 2,0 мм складає 5-25% і 25-50% відповідно. Таке

са́ме визначення можна прочитати і у інших словниках [69, 70]. Вказані визначення, на нашу думку, також не повністю відображають зміни вмісту псамітової фракції по розрізу товщі, світи, горизонту і т.д. У наведеному визначенні йдеться про відсоток піщаної фракції по відношенню до всієї піщано-глинистої товщі або горизонту. Таким чином, процитоване визначення не може характеризувати вміст піщаної фракції в окремих пластах, на які інтервали відбору керну можуть не попадати. Тому для вирішення поставленої в роботі мети вищенаведені визначення не можуть бути прийняті.

За Вишняковим І.Б., Палієм А.М., Федоровичем Г.П., Утробіним В.М. і Юшкевичем В.І. [6], піщанистість піщано-глинистої товщі - це кількість чистих піщаників тієї або іншої товщі по відношенню до товщини всієї піщано-глинистої товщі неогену або до товщини горизонту, пачки тощо. Базуючись на такому визначенні піщанистості, вказані дослідники виділили інтервали аномальної піщанистості в окремих горизонтах та інтервалах розрізів свердловин піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Однак наведені визначення піщанистості не можуть характеризувати розподіл дисперсної псамітової фракції по розрізу неогенової піщано-глинистої товщі або в окремих її горизонтах в інтервалах між піщаниками.

Це обумовлено тим, що в багатьох випадках відсоток псамітової фракції збільшується в окремих прошарках і горизонтах, але не досягає кондиційних

меж. Тому назвати ці прошарки піщаниками, як на то вказують перелічені вище автори, не видається можливим.

Дослідники [84] вказують, що коефіцієнт піщанистості характеризує піщанистість розрізу до деякого ступеня умовно, оскільки не враховує ступеня піщанистості глин, дуже тонких прошарків і лінз, які не фіксуються даними промислової геофізики.

Тому, базуючись на висновках дослідників [84] піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину та їх внесок у розвиток даної проблеми, ми пропонуємо в даній роботі для характеристики розрізу всієї піщано-глинистої товщі застосовувати термін - "псамітовість піщано-глинистої товщі", що враховує вміст всієї дисперсно-розсіяної псамітової фракції у піщано-глинистих породах. Цікаво, що у словнику української мови [70], піскуватість трактується наступним чином: "піскуватий - який містить у собі пісок, а піскуватість - вміст піску".

Таким чином, під псамітовістю розрізу (товщі, світи, горизонту) ми розуміємо зміну вмісту всієї дисперсно-розсіяної псамітової фракції у піщано-глинистих породах, у нашому випадку - у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, що визначається шляхом вивчення гранулометричного складу шламу, який завжди відбирається через кожні 3-5 метрів, а також і через 1 м поглиблення свердловин. За допомогою шламу, що відбирається, можна вивчати зміну вмісту псамітової

фракції по суцільному розрізу свердловин. Для уточнення результатів, одержаних по шламу, бажано по можливості корелювати їх із даними інтерпретації матеріалів ГДС та вивчення керна, якщо він був відібраний в інтервалах, що викликають дискусію.

Середнє значення псамітовості піщано-глинистої товщі, що розглядається, в розрізі будь-якої свердловини складається із значень псамітовості, які визначені поінтервально за даними шлама, що пробурені у піщано-глинистій товщі. За одержаними даними середніх значень нами побудована карта псамітовості піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, яка в роботі представлена на рис 3.1.

Під піщанистістю гірських порід нами розуміється вміст піщаних пластів у піщано-глинистих відкладах неогену, що визначається шляхом виділення окремих піщанистих прошарків за даними ГДС з уточненнями їх по керну.

Слід сказати, що до цього часу шари і прошарки глин з підвищеною піщанистістю та їх колекторські властивості визначалися на підприємствах переважно за даними ГДС, оскільки відсотковий винос керну у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину є дуже малий. Планується він, як правило, не більше 6-8% від проектної глибини свердловини. Фактичний винос керну з кожного інтервалу буріння під керн, як показує

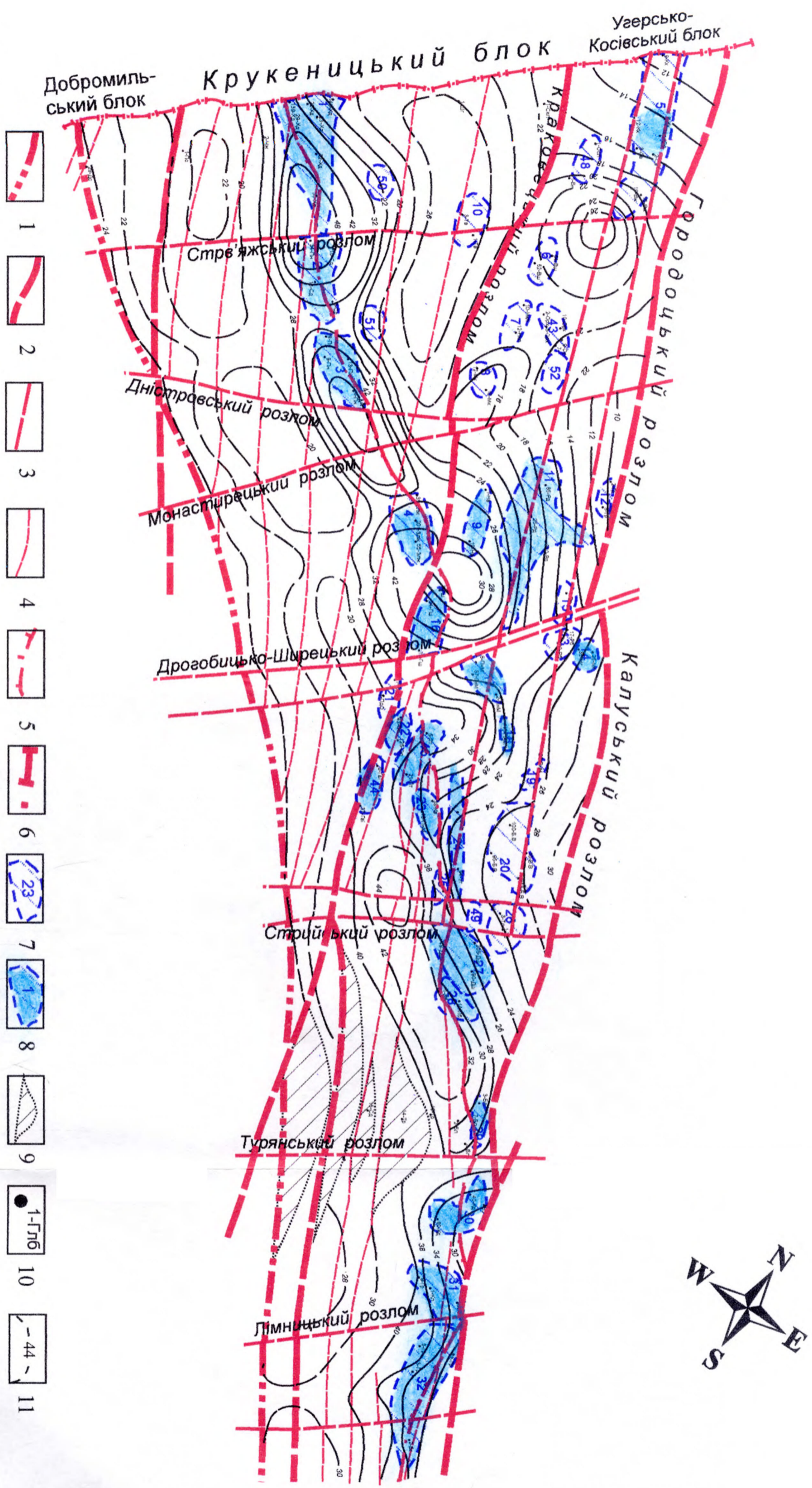
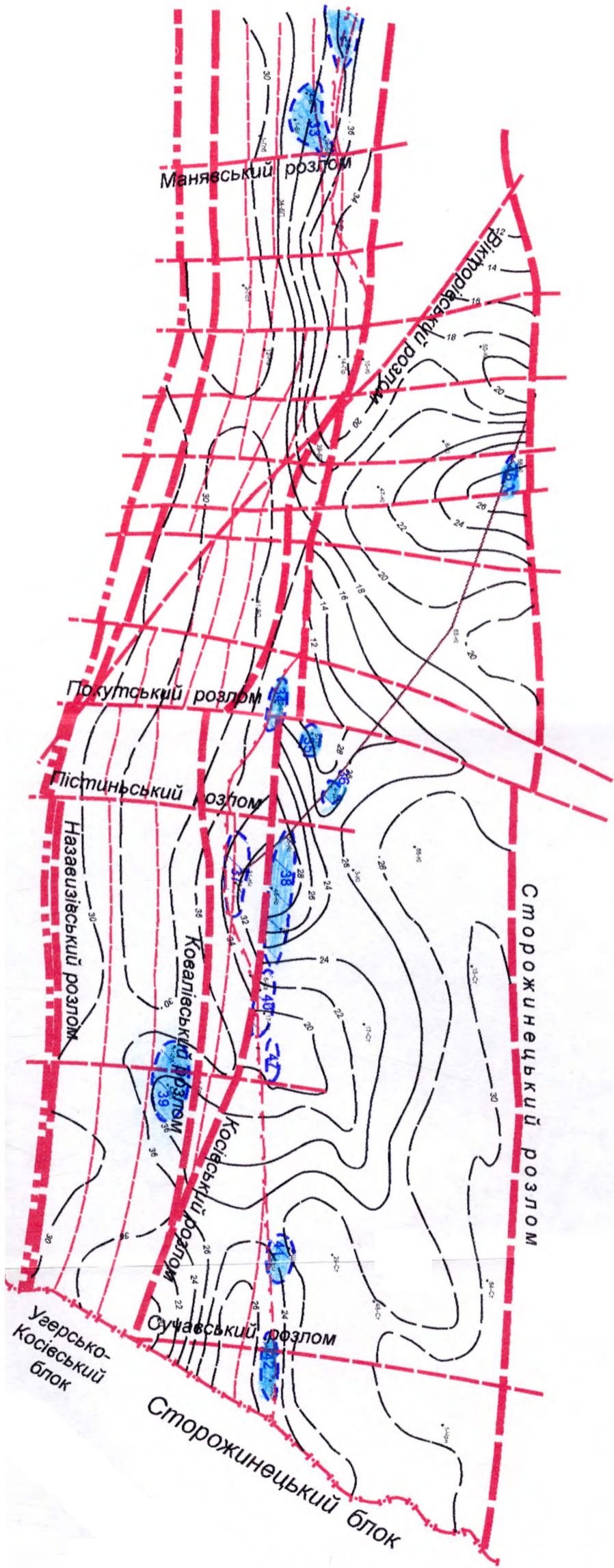


Рис. 3.1. КАРТА ПСАМІТОВОСТІ ПІЩАНО-ГЛИНИСТОЇ ТОВЩІ НЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГІНУ

Масштаб 1:500 000

Склали: О.О. Орлов, А.В. Локтев, В.Г. Омеляченко
(тектонічна основа ІГГК НАН України 2002 рік)
2003 р.

- 1- Передкарпатський аплібінний розлом; 2- поздовжні регіональні розломи; 3- поперечні розломи; 4- оперяючі та меридіональні розриви; 5- лінія насуву відкладів Внутрішньої зони; 6- державний кордон;
- 7- газова родовища; 8- газова родовища з підземним значенням псамітовості; 9- ділянки відсутності неогенових відкладів;
- 10- свердловини; 11- ізогали псамітовості, %
- Газові родовища та перспективні площі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину: 1 - Хідновицьке, 2 - Садковецьке, 3 - Піннянське, 4 - Залужанське, 5 - Свідницьке, Коханівське, Вижомлянське, 6 - Вишнянське, 7 - Николовицьке, 8 - Макунівське, 9 - Новосіківське, 10 - Твірківське, 11 - Рудківське, 12 - Городицьке, 13 - Малозорожанське, 14 - Рубанівське, 15 - Верещицьке, 16 - Грушівське, 17 - Північномеденицьке, 18 - Грубіське, 19 - Північнобілече-Воллицьке, 20 - Білече-Воллицьке, 21 - Південноопарське, 22 - Опарське, 23 - Кавське, 24 - Уарське, 25 - Південноугорське, 26 - Тейсарівське, 27 - Дашавське, 28 - Любешівське, 29 - Болохівське, 30 - Кадобнянське, 31 - Капуське, 32 - Грунівське, 33 - Бояородчанське, 34 - Яблунівське, 35 - Пилпівське, 36 - Дебеславцувське, 37 - Ковалівське, 38 - Косівське, 40 - Чорногузьке, 41 - Шереметівське, 42 - Краснолізьське, 43 - Орховицьке, 44 - Гайське, 45 - Лемлянське, 46 - Череміхівсько-Струтівське, 47 - Славецьке, 48 - Оселівське, 49 - Комарівське, 50 - Княгиницьке, 51 - Північнопіннянське, 52 - Добрянське.



Продовження рисунку 3.1

практика, отримується завжди значно менший від запланованого.

За геофізичними даними дуже важко виділити всі прошарки глин з підвищеною піщанистістю, тому для прямих досліджень визначення відсоткового вмісту псамітової фракції в піщано-глинистих товщах кернавого матеріалу недостатньо.

Відібраний в свердловинах шлам у минулому дуже рідко досліджувався в лабораторних умовах. В результаті піщанистість глинистої товщі неогену виявилася заниженою, як її середнє значення по всій товщині, так і по окремих горизонтах, що призводило до недооцінки перспектив газонасності і пропуску продуктивних пластів.

Середнє значення піщанистісті ($K_{\text{пщ}}^{\text{ср}}$) в розрізах окремих свердловин Зовнішньої зони Передкарпатського прогину визначається за формулою:

$$K_{\text{пщ}}^{\text{ср}} = K_{\text{ср}}^1 + K_{\text{ср}}^2 + K_{\text{ср}}^3 + \dots + K_{\text{ср}}^n; \quad (3.1)$$

де $K_{\text{ср}}^1$, $K_{\text{ср}}^2$, $K_{\text{ср}}^3$, $K_{\text{ср}}^n$ - піщанистість піщано-глинистих шарів і прошарків у розрізах свердловин, що визначена за ГДС з уточненнями шляхом досліджень керну на наявність пісковиків.

Саме за величинами $K_{\text{пщ}}^{\text{ср}}$, що визначалася в окремих свердловинах проведених на території Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, як правило, і будувалася карта піщанистісті піщано-глинистої товщі неогену. Метою побудови було визначення загальних

закономірностей розподілу піщаників по всій товщині піщано-глинистих відкладів неогену [59, 60, 62]. Карта піщанистості піщано-глинистої товщі неогену побудована з врахуванням даних ГДС і результатів досліджень керну піднятого із свердловин, які буряться на сучасному етапі, наведена в роботі на рисунку 3.2.

Слід зазначити, що на сучасному етапі пошуково-розвідувальних робіт методи ГДС не дають можливості визначити всі прошарки піщаників. Також має місце дефіцит керну. В результаті цього значні інтервали піщано-глинистої товщі неогену залишаються недослідженими, і таким чином вміст піщаників у розрізі піщано-глинистої товщі неогену на карті піщанистості є заниженим.

Виходячи з цього, ми пропонуємо характеризувати піщано-глинисту товщу Зовнішньої зони Передкарпатського прогину не тільки за даними піщанистості, а і за даними псамітовості. Обґрунтування необхідності застосування цього поняття зроблено нами вище.

Зіставлення результатів досліджень із визначення піщанистості і псамітовості показало, що псамітовість піщано-глинистої товщі неогену завжди перевищує її піщанистість як у розрізах окремих свердловин, так і при порівнянні середніх значень цих параметрів по всій піщано-глинистій товщі неогену.

Оскільки піщано-глиниста товща являє собою чергування пачок проникних шарів і прошарків, що

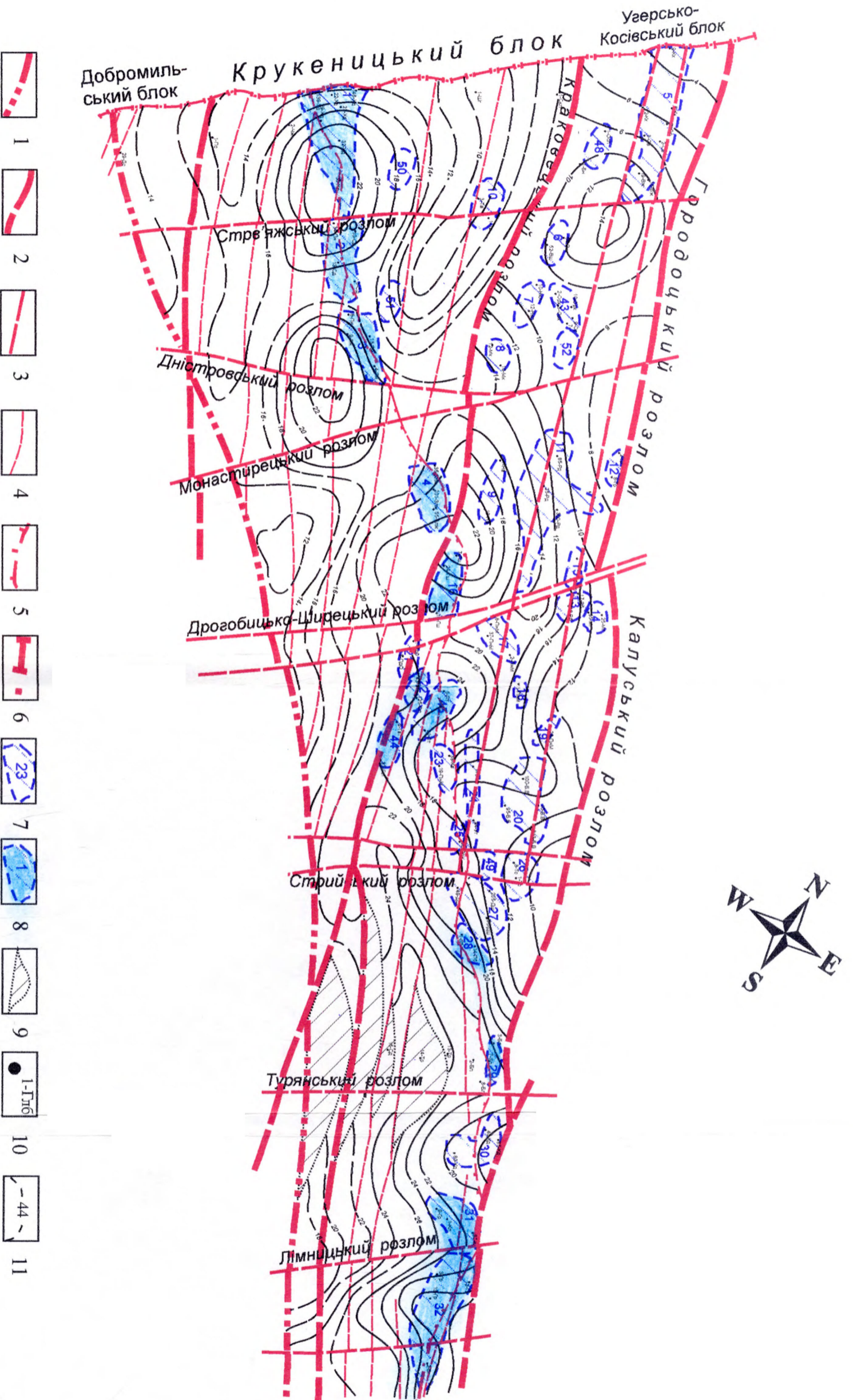


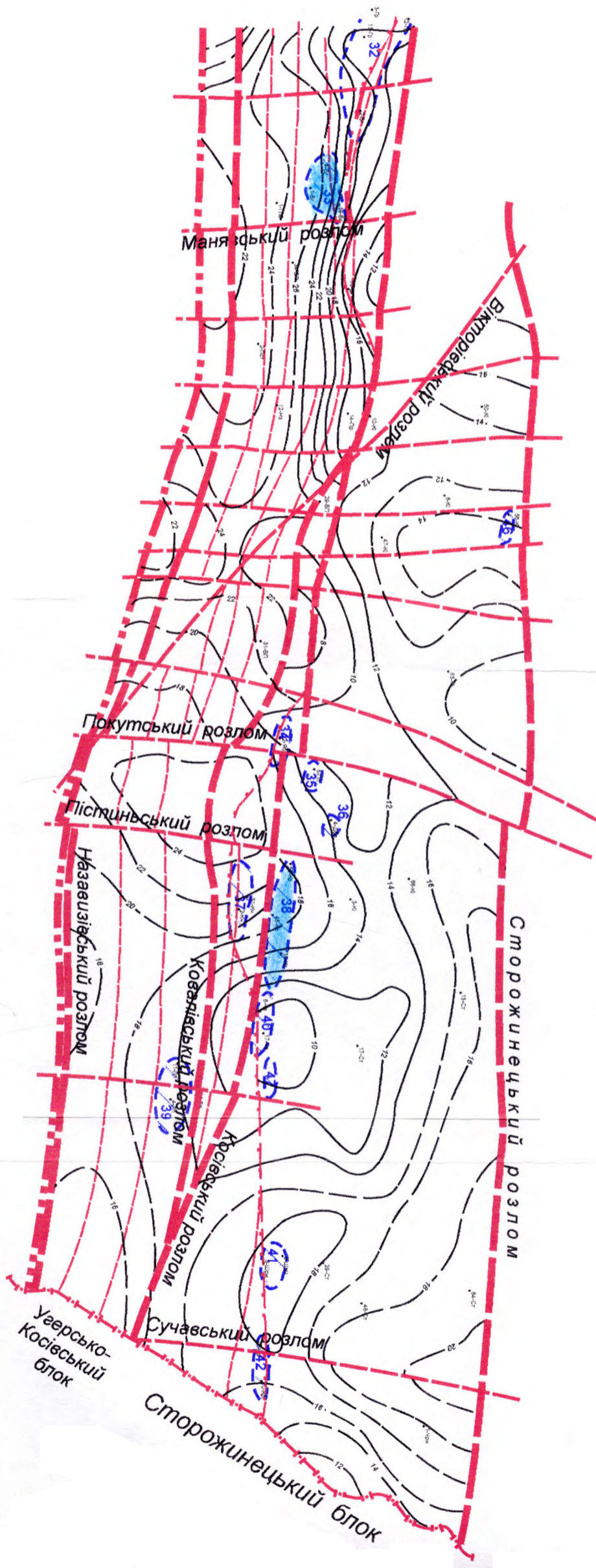
Рис. 3.2. КАРТА ПІЩАНИСТОСТІ ПІЩАНО-ГЛІНИСТОЇ ТОВЩІ НЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГІНУ

Масштаб 1:500 000

Склад А.В. Локтев

(тектонічна основа ІГК НАН України 2002 рік)
2003 р.

- 1- Передкарпатський глибинний розлом; 2- поздовжні регіональні розломи; 3- поперечні розломи; 4- оперючі та меридіональні розломи; 5- лінія насуєу відкладів Внутрішньої зони; 6- державний кордон;
7- газова родовища; 8- газова родовища з підвищеним значенням піщанистості; 9- ділянки відсутності неогенових відкладів; 10- свердловини; 11- ізолінії піщанистості, %
- Газові родовища та перспективні площі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину: 1 - Хідновицьке, 2 - Садковецьке, 3 - Пиняньське, 4 - Залужанське, 5 - Сейдицьке, Коханівське, Вижомлянське, 6 - Вишнянське, 7 - Никопівське, 8 - Макунівське, 9 - Новосілівське, 10 - Твіржівське, 11 - Рудківське, 12 - Городицьке, 13 - Малогорожанське, 14 - Рубанівське, 15 - Верещицьке, 16 - Грушівське, 17 - Північномеденицьке, 18 - Рудівське, 19 - Північнобілече-Волпичке, 20 - Білече-Волпичке, 21 - Південноопарське, 22 - Опарське, 23 - Кавське, 24 - Уєрське, 25 - Південноієрське, 26 - Тейсарівське, 27 - Дашавське, 28 - Любешівське, 29 - Богохівське, 30 - Кадобнянське, 31 - Калуське, 32 - Грунівське, 33 - Богородчанське, 34 - Яблунівське, 35 - Пилпівське, 36 - Дебеславичке, 37 - Ковалівське, 38 - Косівське, 40 - Чорногузьке, 41 - Шереметівське, 42 - Красноільське, 43 - Орховицьке, 44 - Гайське, 45 - Летнянське, 46 - Череміхівсько-Струтівське, 47 - Славецьке, 48 - Оселівське, 49 - Комарівське, 50 - Княгичицьке, 51 - Північнопінянське, 52 - Добрянське.



Продовження рисунку 3.2

чергуються з непроникними шарами і прошарками, визначення псамітовості окремих горизонтів проводилось шляхом додавання числових значень псамітовості окремих шарів і прошарків, що складають ці горизонти.

Аналогічно, як і для всієї піщано-глинистої товщі неогену, встановлено, що середнє значення псамітовості того або іншого горизонту завжди перевищує його піщанистість, оскільки за даними тільки ГДС і керну піщані прошарки малої товщини, як правило, залишаються невизначеними, а це призводить до заниження фактичного значення загального вмісту псамітової фракції в горизонті.

3.2. Закономірності зміни піщанистісті і псамітовості піщано-глинистої товщі території досліджень

До цього часу з метою прогнозування нафтогазоносності піщано-глинистих товщ у різних районах світу і, зокрема, у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину на першому етапі пошуково-розвідувальних робіт використовувались, як правило, лише карти піщанистісті.

Нами був зібраний існуючий на даний час у керносховищах шлам із старих свердловин Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, а також шлам із свердловин, що перебувають у бурінні на даний час. Відібраний шлам був досліджений у гранулометричній лабораторії Інституту геології і геохімії горючих

копалин НАН України і у Львівському відділенні укрДГРІ. Досліджено більше ніж 1270 зразків шламу. За результатами лабораторних досліджень були побудовані графіки зміни гранулометричного складу порід піщано-глинистої товщі неогену. Результати проведених досліджень лягли в основу побудови карти псамітовості піщано-глинистої товщі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Слід зазначити, що при накладанні карти відкритих у піщано-глинистій товщі неогену газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину на карту піщанистості, спостерігаємо: значна кількість родовищ газу не зіставляється з ділянками підвищеної піщанистості піщано-глинистої товщі (табл. 3.1). На побудованій карті псамітовості значно більше газових родовищ, відкритих на даний час, зіставляються з ділянками підвищених її значень (табл. 3.2).

Аналіз карти піщанистості, що побудована за даними тільки керну і ГДС, виявлено, що тільки 14 родовищ газу зіставляються з ділянками підвищеної піщанистості піщано-глинистої товщі неогену. До них належать Хідновицьке, Садковицьке, Пинянське, Залужанське, Грушівське, Опарське, Летнянське, Гаївське, Любешівське, Болохівське, Калуське, Гринівське, Богородчанське і Косівське.

На наш погляд, слабе зіставлення відкритих родовищ газу з ділянками підвищених значень піщанистості пояснюється тим, що карта піщанистості (без врахування даних шламу) недостатньо відображає

копалин НАН України і у Львівському відділенні укрДГРІ. Досліджено більше ніж 1270 зразків шламу. За результатами лабораторних досліджень були побудовані графіки зміни гранулометричного складу порід піщано-глинистої товщі неогену. Результати проведених досліджень лягли в основу побудови карти псамітовості піщано-глинистої товщі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Слід зазначити, що при накладанні карти відкритих у піщано-глинистій товщі неогену газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину на карту піщанистості, спостерігаємо: значна кількість родовищ газу не зіставляється з ділянками підвищеної піщанистості піщано-глинистої товщі (табл. 3.1). На побудованій карті псамітовості значно більше газових родовищ, відкритих на даний час, зіставляються з ділянками підвищених її значень (табл. 3.2).

Аналіз карти піщанистості, що побудована за даними тільки керну і ГДС, виявлено, що тільки 14 родовищ газу зіставляються з ділянками підвищеної піщанистості піщано-глинистої товщі неогену. До них належать Хідновицьке, Садковицьке, Пинянське, Залужанське, Грушівське, Опарське, Летнянське, Гаївське, Любешівське, Болохівське, Калуське, Гринівське, Богородчанське і Косівське.

На наш погляд, слабе зіставлення відкритих родовищ газу з ділянками підвищених значень піщанистості пояснюється тим, що карта піщанистості (без врахування даних шламу) недостатньо відображає

Таблиця 3.1

Газові родовища Зовнішньої зони Передкарпатського прогину із підвищеним вмістом піщанистості

Склав: Локтев А.В.

2003 рік.

Родовище	Положення на структурі	Піщанистість, %
Хідновицьке	південно-східна частина	22
Садковицьке	північно-західна частина	22
Пинянське	західна частина	22
Залужанське	південно-східна частина	22
Грушівське	північна частина	22
Опарське	західна частина	22
Летнянське	північна частина	26
Гаївське	те ж	22
Любешівське	західна частина	22
Болохівське	північно-західна частина	22
Калуське	західна частина	24
Гринівське	північно-західна частина	22
Богородчанське	західна частина	26
Косівське	те ж	22

Таблиця 3.2

Газові родовища Зовнішньої зони Передкарпатського прогину із підвищеним вмістом псамітовості

Склав: Локтєв А.В.

2003 рік.

Родовище	Положення на структурі	Псамітовість, %
Хідновицьке	південно-східна частина	48
Садковицьке	північно-західна частина	48
Пинянське	південно-західна частина	44
Залужанське	Південна частина	42
Вижомлянське	те ж	26
Новосілківське	-“-	30
Рудківське	західна частина	26
Рубанівське	те ж	24
Грушівське	Північна частина	28
Північномеденицьке	Південна частина	28
Грудівське	Північна частина	27
Опарське	західна частина	36
Летнянське	південна частина	38
Гаївське	те ж	40
Кавське	північно-східна частина	36
Угерське	північно-західна частина	26
Дашавське	те ж	28
Любешівське	південна частина	32
Болохівське	центральна частина	28
Кадобнянське	західна частина	34
Калуське	те ж	40
Гринівське	північно-західна частина	38
Богородчанське	західна частина	38
Яблунівське	південно-західна частина	35
Пилипівське	північна частина	27
Дебеславське	те ж	26
Черемхівсько-Струпківьке	північно-західна частина	26
Косівське	те ж	28
Шереметівське	південна частина	24
Лопушнянське	те ж	36
Красноільське	центральна частина	25

розподіл шарів і прошарків, які можуть бути колекторами, а також загальний вміст псамітової фракції в піщано-глинистих горизонтах.

Іншу картину спостерігаємо на карті псамітовості, що побудована за даними досліджень шламу, керну і ГДС. Виявлено, що ділянкам підвищених значень псамітовості зіставляється 31 газове родовище із тих, що відкриті у піщано-глинистій товщі неогену зовнішньої зони Передкарпатського прогину. До них належать Хідновицьке, Садковицьке, Пинянське, Залужанське, Вижомлянське, Новосілківське, Рудківське, Рубанівське, Грушівське, Північномеденицьке Грудівське, Опарське, Летнянське, Гаївське, Кавське, Угерське, Дашавське, Любешівське, Болохівське, Кадобнянське, Калуське, Гринівське, Богородчанське, Яблунівське, Пилипівське, Дебеславицьке, Черемхівсько-Струпківське, Косівське, Шереметівське, Лопушнянське і Красноільське.

Краще зіставлення відкритих родовищ газу з ділянками підвищеної псамітовості нами пояснюється збільшенням інформативності відносно реального розподілу вмісту псамітової фракції у піщано-глинистій товщі неогену. Досягнути цього вдалося в результаті визначення вмісту псамітової фракції в уламках шламу та побудови карти псамітовості.

За нижню межу, при якій у відкладах піщано-глинистої товщі неогену можуть існувати газonosні об'єкти, приймається значення псамітовості, що дорівнює 5%. Обґрунтування цього твердження наступне.

При визначенні гранулометричного складу порід встановлено, що в газоносному горизонті ВД-14 Орховицького газового родовища у св. № 6 вміст псамітової фракції складає 5% (рис. 3.3); в газоносному горизонті косівської світи Верещицького газового родовища в св. № 2 вміст псамітової фракції складає 5,3% (рис. 3.4); у горизонті ВД-13 Залужанського газового родовища в св. № 55 вміст псамітової фракції складає 5,5% (рис. 3.5), як і в горизонті ВД-12 цієї ж свердловини (рис. 3.6).

Всього на вміст псамітової фракції було досліджено 110 інтервалів різних газоносних горизонтів у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Для них також встановлено, що нижня межа псамітовості, при якій в шарах і прошарках локалізуються газові поклади, складає 5%.

Що стосується розподілу середніх значень псамітовості піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, то можна констатувати наступне. Для об'єктів, що досліджувались у межах Крукеницької западини, в її крайній північно-західній частині і на Хідновицькому газовому родовищі середнє значення псамітової фракції по товщині піщано-глинистої товщі неогену у піщано-глинистих породах складає від 20 до 44%. У південно-

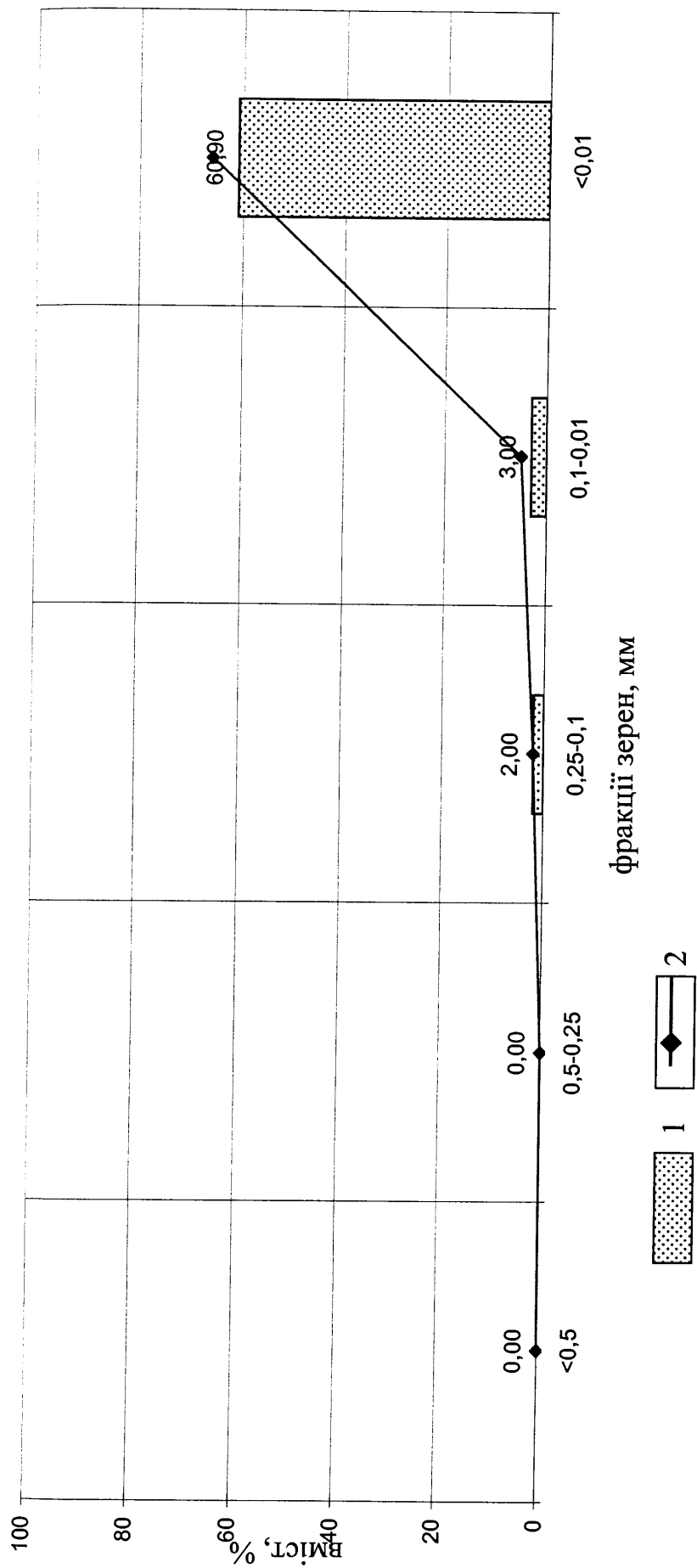


Рис. 3.3 Діаграма гранулометричного складу порід горизонту ВД-14 св. Орховицька - б
(склав: Локтев А.В., 2002 р.)

- 1-вміст фракцій, %
- 2-крива гранулометричного складу

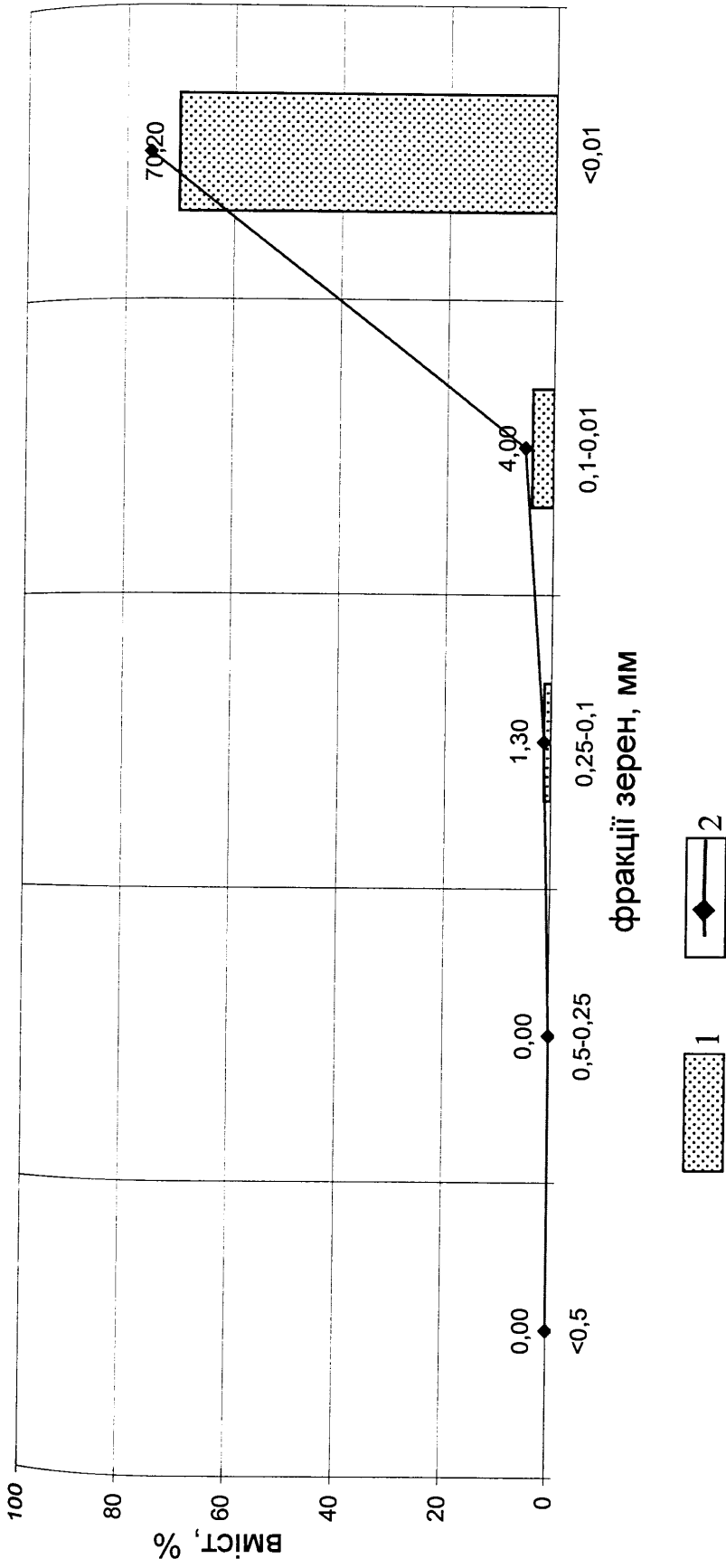


Рис.3.4 Діаграма гранулометричного складу порід косівської світи, св.№ 2-Верещиця, зр. №1
(склав: Локтев А.В., 2002 р.)

1-вміст фракцій, %

2-крива гранулометричного складу

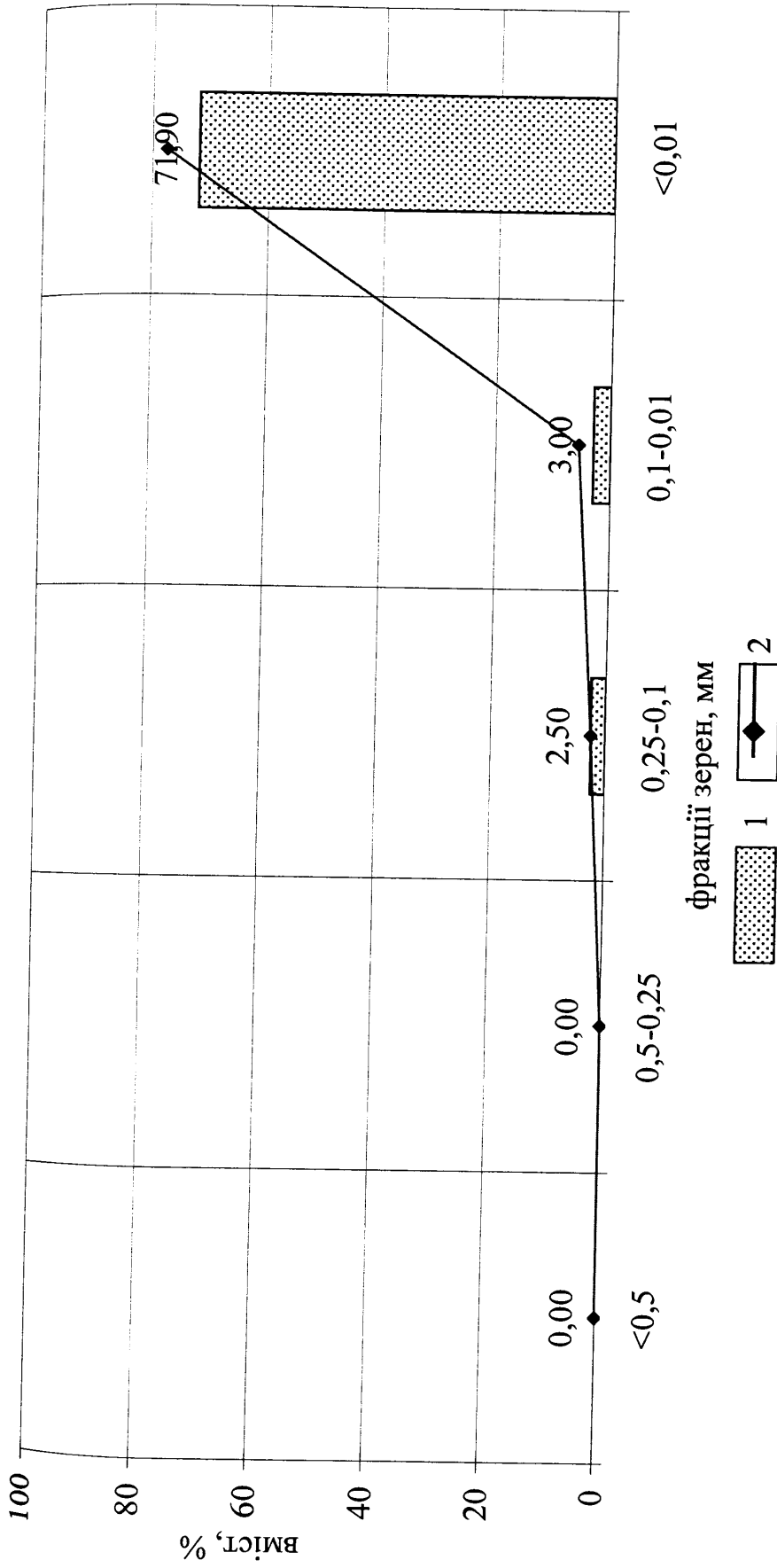


Рис. 3.5 Діаграма гранулометричного складу порід горизонту ВД-13, св.№ 55-Залужани, зр. №2,
(склав: Локтев А.В., 2002 р.)

1-вміст фракцій, %

2-крива гранулометричного складу

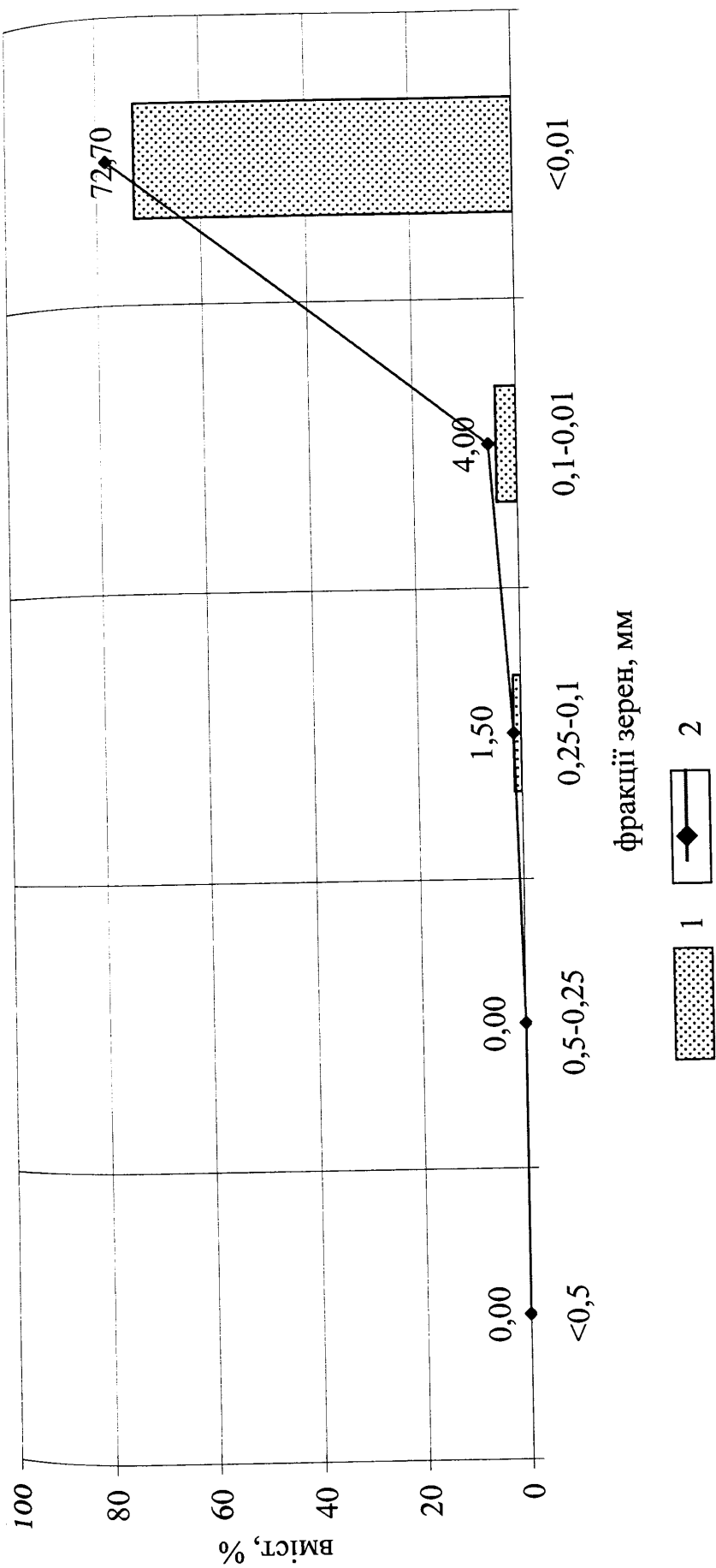


Рис. 3.6 Діаграма гранулометричного складу порід горизонту ВД-12 св. Залужани - 55, зр. №3,
(склав: Локтев А.В., 2002 р.)

- 1-вміст фракцій, %
- 2-крива гранулометричного складу

східному напрямку псамітовість збільшується до 48%. На Садковицькому родовищі вміст псамітової фракції досягає 48%, на Пинянському родовищі не перевищує 44%. У газоносних горизонтах Залужанського родовища вміст псамітової фракції складає 32-42%. У південній частині Крукеницької западини вміст псамітової фракції наближується до 20%. В межах Угерсько-Косівського блоку відмічається поступове збільшення вмісту псамітової фракції в південно-східному напрямку від 12% в районі Свідницького газового родовища до 20% в районі Вижомлянського, Никловицького, Орховицького, Макунівського, Новосілківського, Рудківського, Грушевського та Північномеденицького родовищ. У районі Більче-Волицького газового родовища середнє значення псамітовості зростає до 26%. Зменшення значень псамітовості відмічається в смузі, яка прилягає до Городоцького і Калуського розломів.

Далі в південно-східному напрямку псамітовість у районі Тейсарівського, Дашавського, Любешівського, Кадобнянського і Богородчанського газових родовищ змінюється від 26% до 38%. У напрямку до Яблунівського, Пилипівського, Черногузьського, Красноільського та Лопушнянського нафтогазового родовища псамітова фракція піщано-глинистої товщі зменшується від 36% до 20%.

У смузі, що занурюється під насув Покутсько-Буковинських складок Внутрішньої зони

Передкарпатського прогину, вміст псамітової фракції складає 36%, тобто зменшення значень псамітовості тут не спостерігається. Це підтверджує нашу думку, (див. розділ 2.2) про те, що вздовж насуву складок внутрішньої зони Предкарпатського прогину простягається смугою берегова лінія древнього неогенового моря. Частина її повинна знаходитись під складками Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Це вказує на перспективність у нафтогазоносному відношенні південно-східної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину в смузі, що перекрита насупом Покутсько-Буковинських Карпат.

Цікавим є той факт, що середні значення псамітовості піщано-глинистої товщі неогену згідно з результатами наших досліджень, не відповідають закономірності обов'язково збільшення в напрямку до північно-східної берегової лінії древнього неогенового моря, яка повинна простягатись з північного-заходу на південний-схід (умовно вздовж Городоцького, Калуського та Сторожинецького розломів). У смузі вздовж вказаних розломів відсотковий вміст псамітової фракції піщано-глинистої товщі майже не збільшується, як то повинно бути в береговій смузі моря при осадонакопиченні. Цю невідповідність ми пояснюємо тим, що положення берегової лінії неогенового моря на існуючих картах Західноукраїнського нафтогазоносного району різними авторами [12, 76, 81, 83, 84] вивчено недостатньо. Це зумовлено малою кількістю пробурених свердловин у

порівнянні з центральною смугою, що простягається з північного-заходу на південний-схід Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. В береговій північно-східній смузі було відібрано дуже мало керну, а відібраний шлам не досліджувався. Висновок про наявність колекторів у розрізах свердловин цієї смуги робився в основному за даними ГДС. На даний час шлам із старих свердловин смуги, що розглядається, не зберігся. Тому ми не маємо змоги зробити уточнення розподілу псамітовості у північно-східній смузі піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

3.3. Використання даних розподілу псамітовості у розрізі піщано-глинистої товщі неогену при пошуках, розвідці і дорозвідці продуктивних об'єктів

Газові поклади Зовнішньої зони Передкарпатського прогину експлуатуються вже тривалий період і знаходяться в заключній стадії розробки. Але результати буріння сучасних свердловин у цьому регіоні свідчать про високу ймовірність відкриття нових промислових газоносних об'єктів на суміжних площах, які прилягають до промислових родовищ [23, 24, 25, 26, 27, 32, 33, 34, 35, 36, 39, 42, 44, 48, 52, 54, 57, 59, 67]. Головним пошуковим критерієм при веденні пошуково-розвідувальних робіт на газ у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, як правило,

довгий час був показник наявності локальних структур та колекторів і покришок.

У піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, товщина якої сягає іноді до 4-х тисяч метрів, вказаний підхід до оцінки перспектив нафтогазоносності в значній мірі вичерпав себе. Це тому, що на території Зовнішньої зони Передкарпатського прогину залишилось дуже мало антиклінальних структур, які б не були розбурені свердловинами. До того ж у глинах неогену, що являють собою монотонну товщу, дуже важко виділити шари порід, які можуть бути колекторами для вуглеводнів, і шари порід, що грають роль покришок.

Але, як показали результати бурових робіт, в останні роки відклади піщано-глинистої товщі неогену володіють ще немалими ресурсами щодо відкриття нових покладів вуглеводнів.

Крім вказаного, ми прийшли до висновку, що і дані про середню псамітовість піщано-глинистої товщі неогену у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину в практиці визначення перспективних ділянок на газ також можна використовувати тільки на першому етапі пошуково-розвідувальних робіт [30, 31, 37, 45, 46, 47]. На це вказує той факт, що відкриті в минулому родовища газу на цій території на карті псамітовості піщано-глинистих порід неогену за середніми значеннями не повністю зіставляються з ділянками підвищеної псамітовості, хоча значно більше в порівнянні з картою піщанистості. Майже 10 відкритих

у минулому газових родовищ, які ми бачимо на карті псамітовості (див. рис.3.1), не зіставляються з ділянками підвищеної псамітової фракції в піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

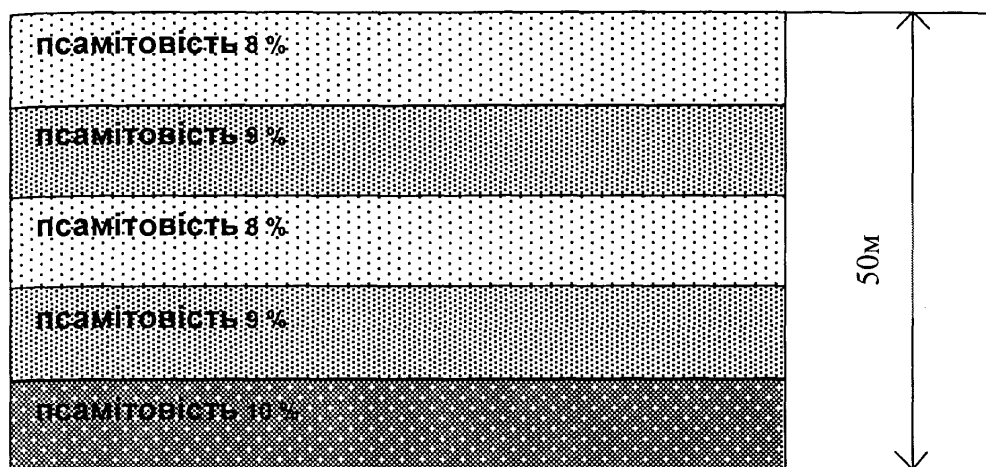
Тобто карти середніх значень псамітовості також, як і карти піщанистості, не завжди можуть давати однозначні відповіді про існуванні в розрізі тієї або іншої ділянки піщано-глинистої товщі шарів і прошарків, які можуть бути колекторами для вуглеводнів. Ці карти ефективно можуть використовуватися тільки для визначення місцезнаходження у розрізах тонкошаруватих піщано-глинистих пачок перспективних ділянок за даними псамітовості, які можуть знаходитись у проникних прошарках.

Процес формування газових покладів у тонкошаруватих піщано-глинистих пачках пов'язується з тою особливістю, що в цих пачках окремі шари і прошарки глинистих порід відрізняються за вмістом псамітової фракції, тобто в пачках існує диференціація складу псамітів по їх розрізу. При ущільненні піщано-глинистих порід флюїди, що їх насичують, відтискаються в прошарки з більшою псамітовістю. Далі в цих шарах і прошарках відбувається їх гравітаційна диференціація. При сприятливих структурних умовах (наявність антикліналей і структурних носів, лінз або виклинювання шарів і прошарків) формуються газові

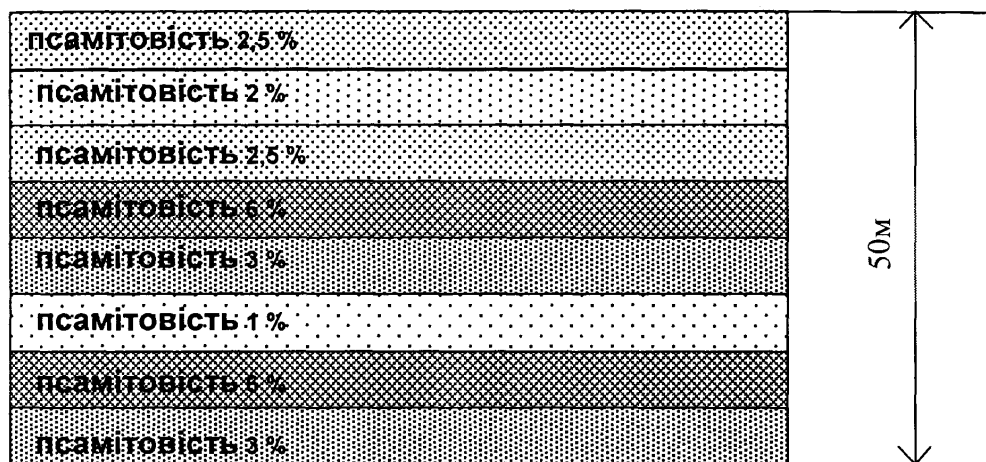
поклади, які насичують завжди верхню частину проникних прошарків, а вода - нижню. Саме тому при експлуатації газоносних об'єктів у піщано-глинистих тонкошаруватих пачках спочатку свердловини фонтанують газом, але з часом починає поступати вода.

Можливість формування газових покладів у таких розрізах пояснюється наступним. Розглянемо теоретичну модель будови окремої піщано-глинистої пачки у розрізі піщано-глинистої товщі (рис. 3.7): у пачці глин (до 50 м товщиною) міститься 5 шарів і прошарків, в яких псамітовість згори вниз відповідно складає 8, 9, 8, 9 і 10%. Середнє значення псамітовості цієї пачки глин досягає 8,9%. У даній піщано-глинистій пачці псамітовість дуже слабо диференційована і вона майже монолітна. Тому в ній неможливо виділити чергування прошарків-колекторів і прошарків-покришок. Очікувати наявності газових об'єктів у такій пачці - малоймовірно.

В іншому випадку у піщано-глинистій пачці товщиною також у 50 м ми маємо зміну псамітовості в окремих прошарках зверху-вниз 2,5, 2, 2,5, 6, 3, 1, 6 і 3%. Прошарки з псамітовістю від 2 до 3% практично непроничні, і тому вони є покришками для двох прошарків з псамітовістю у 6%. Прошарки, які мають більшу псамітовість, володіють більшою проникністю по відношенню до прошарків, які їх вміщують, і в даному випадку можуть виконувати роль колекторів та утримувати в собі поклади газу, незважаючи на те, що



а) Середнє значення псамітовості 8,9 %



б) Середнє значення псамітовості 3,2 %

Рис. 3.7 Теоретична модель зміни псамітовості в пачках глин, що показує можливість знаходження колекторів у глинах при менших середніх значеннях псамітовості в пачці (б) по відношенню до пачки (а).

в цій пачці середнє значення псамітовості значно менше (3,28%), ніж у попередньому випадку, де вона складає 8,8%.

Для підтвердження адекватності нашої моделі ми наводимо на рис.3.8 пачку піщано-глинистих порід з розрізу св.№ 3 - Орховицька. В ній при більшому середньому значенні псамітовості піщано-глинистої пачки перспективних на газ прошарків немає, а при меншому середньому значенні псамітовості встановлений газonosний об'єкт. У пачці "а" товщиною 64 м є 6 шарів і прошарків, в яких псамітовість зверху-вниз відповідно складає 22, 24, 20, 23, 21, і 22%. Середнє значення псамітовості цієї пачки глин 22%. У даній піщано-глинистій пачці псамітовість дуже слабо диференційована, вона майже монолітна, як правило, в ній неможливо виділити прошарки-колекторів і прошарки-покришок. Очікувати в такій пачці глин колектори з газовими покладами-малоймовірно.

В іншому випадку у пачці глин "б" ми маємо товщиною у 96 м диференціацію псамітовості окремих прошарків згори-вниз: 3, 8, 4, 12, 5, 11 і 3%. Прошарки з псамітовістю 3,4 і 5% практично непроникні, і тому вони є покришками для трьох прошарків з псамітовістю у 8, 12 і 11%. Ці прошарки володіють більшою проникністю по відношенню до прошарків, які їх вміщують і можуть виконувати роль колекторів та утримувати в собі поклади газу. При цьому не має значення те, що в цій пачці середнє

Приклад свердловини № 3 - Орховицька
горизонт НД-12 інтервал 1565 - 1661 м

Інтервал, м	Літологія по шлам	Псаміто-вість по шлам, %	Висновки ГДС	Результати випробування
1565 - 1574		3	без перспектив	
1574 - 1593		8	газонасичений колектор	НЕ випробовувався
1593 - 1608		4	без перспектив	
1608 - 1630		12	газонасичений колектор	газоносний
1630 - 1636		5	без перспектив	
1636 - 1648		11	газонасичений колектор	НЕ випробовувався
1648 - 1661		3	без перспектив	

б

При значній деференціації псамітовості
Середнє значення псамітовості 6.6%

Приклад свердловини № 3 - Орховицька
горизонт НД-9б інтервал 1405 - 1469 м

Інтервал, м	Літологія по шлам	Псаміто-вість по шлам, %	Висновки ГДС
1405 - 1420		22	без перспектив
1420 - 1429		24	без перспектив
1429 - 1441		20	без перспектив
1441 - 1449		23	без перспектив
1449 - 1456		21	без перспектив
1456 - 1469		22	без перспектив

а

При незначній деференціації псамітовості
Середнє значення псамітовості 22%

Рис. 3.8. Схема зіставлення результатів досліджень характеру розрізу за вмістом псамітової фракції і ГДС у свердловині № 3 - Орховицька

Склали: Орлов О.О., Локтев А.В.
2003 рік

значення псамітовості значно менше, ніж у попередньому випадку, і дорівнює всього 6,6%.

Такі ділянки у піщано-глинистій товщі неогену зовнішньої зони Передкарпатського прогину можуть вміщувати в собі пастки для вуглеводнів навіть без наявності чітко виражених структур. Відомо, що пастки для вуглеводнів можуть бути пов'язані не тільки з антиклінальними структурами, але і з шарами та прошарками, що виклинюються або заміщуються на непроникні глини при моноклінальному заляганні шарів порід з лінзами.

У зв'язку з наведеним вище до процесу пошуків, розвідки і дорозвідки покладів вуглеводнів у піщано-глинистій товщі потрібний особливий підхід [24, 25, 54, 57, 59]. Він полягає у тому, що на першому етапі пошукового процесу насамперед слід ретельно вивчати середні значення псамітовості для визначення загальних закономірностей літолого-фаціальної мінливості відкладів, а на другому етапі - вивчати зміну вмісту псамітової фракції у піщано-глинистих товщах по вертикальному розрізу свердловин в окремих горизонтах.

Цього можна досягнути шляхом дослідження проб шламу, а якщо уламки глинистих порід розмиваються, то необхідно застосувати методику дослідження зміни відсотка псамітової фракції у промивній рідині, що виходить із свердловини при бурінні. Таким чином, можна слідкувати за зміною псамітовості піщано-глинистої товщі по вертикальному розрізу в

свердловині, що буриться. Це дає можливість прямим способом виділяти можливі колектори, які являють собою резервуари, оскільки вони знаходяться серед непроникних глин (рис. 3.9). Далі можна робити кореляцію виділених псамітових інтервалів у різних свердловинах, а також складати схеми і карти зміни псамітовості окремих перспективних у нафтогазовому відношенні горизонтів. Слід сказати, що на другому етапі пошукового процесу, який при позитивних результатах завжди переходить у розвідувальний процес, необхідно опрацьовувати карти псамітовості окремих виділених горизонтів з підвищеним значенням псамітової фракції різних свердловин і будувати літолого-фаціальні профілі. Для прикладу ми побудували карти псамітовості горизонту НД-8 сарматських відкладів та косівської світи баденських відкладів (рис. 3.10) і профілі через свердловини, які розкривають газові поклади відповідно в горизонті НД-8 і в косівській світі неогенових відкладів (рис. 3.11 і 3.12).

Таким чином, аналізуючи вищевказане, можна зробити висновки, що при проведенні дорозвідки газових покладів у піщано-глинистій товщі на старих промислових площах, а також у процесі пошуково-розвідувальних робіт на газ на нових площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, доцільно розрізняти поняття піщанистості і псамітовості піщано-глинистої товщі неогенових відкладів. За результатами зіставлення карт піщанистості і

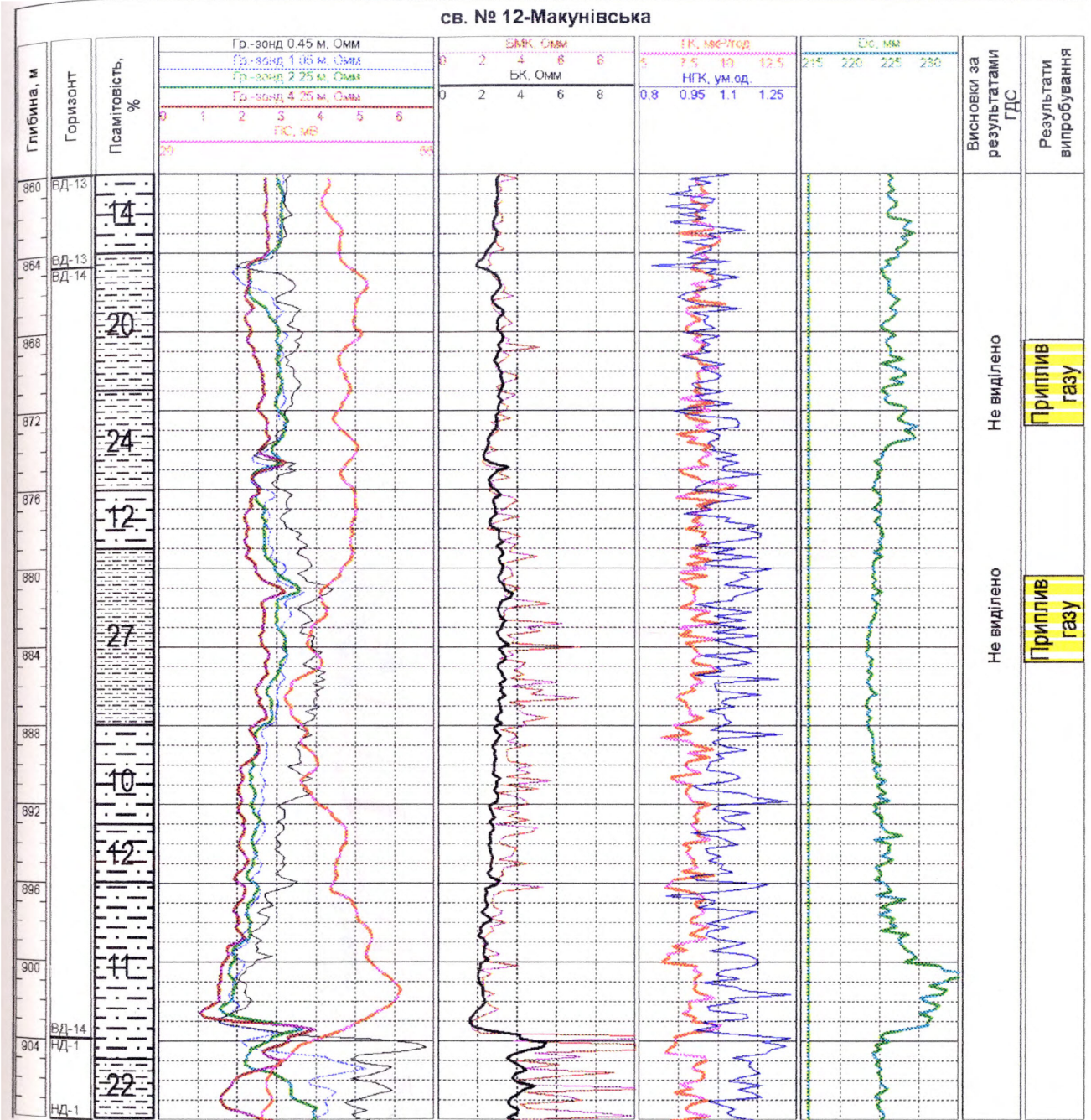


Рис. 3.9. Виділення продуктивних газоносних об'єктів горизонту ВД-14 св. № 12-Макунівська за ГДС і за даними визначення гранулометричного складу шламу

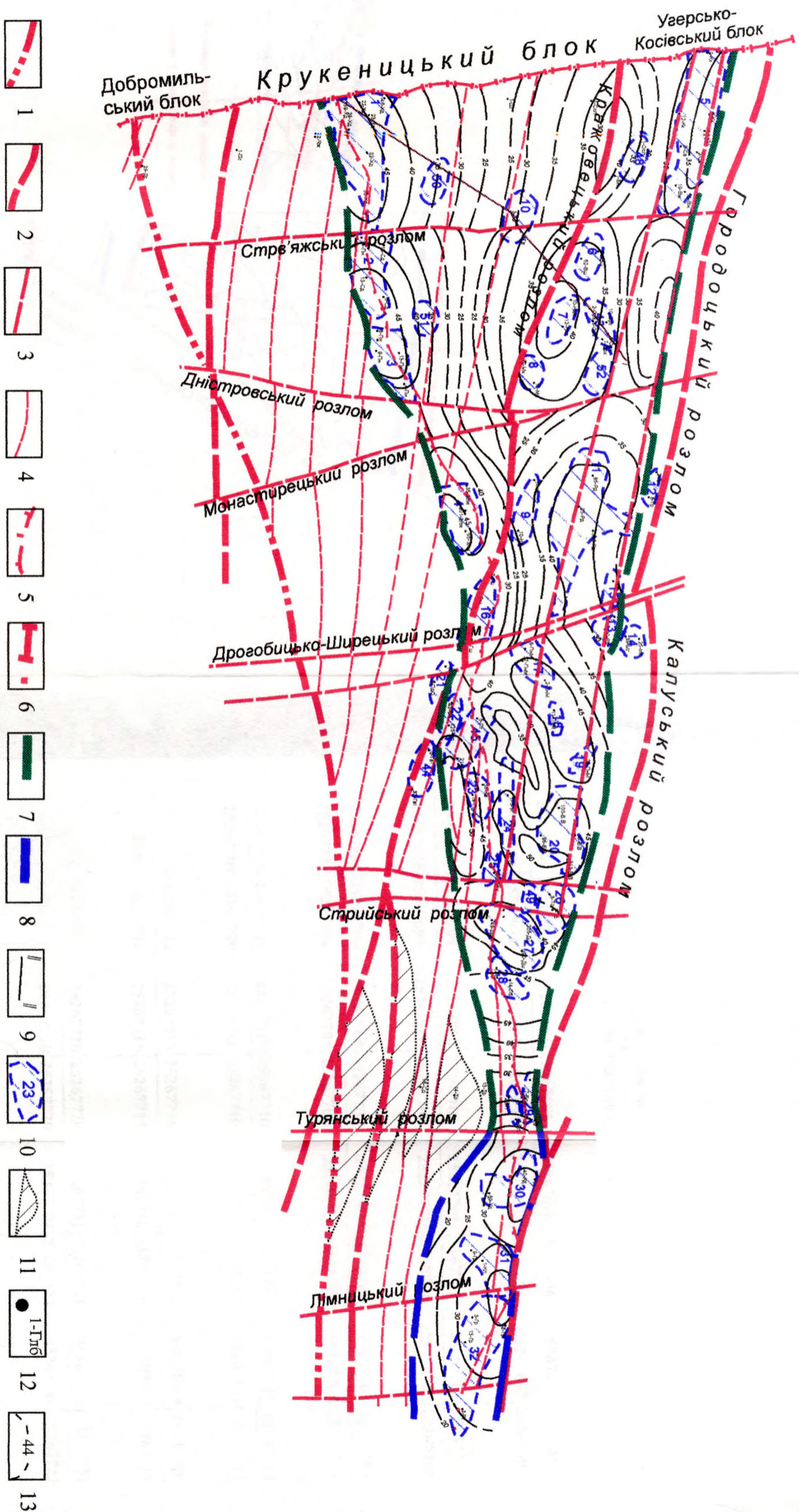


Рис. 3.10. КАРТА ПСАМТГОВОСТІ ГОРИЗОНТУ НД-8 ТА КОСІВСЬКОЇ СВІТТИ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГІНУ

Масштаб 1:500 000

Склад А.В. Локтев

(Тектонічна основа ІГГК НАН України 2002 рік)
2003 р.

- 1- Передкарпатський глибинний розлом; 2- позожевні регіональні розломи; 3- поперечні розломи; 4- оперяючі та меридіональні розломи; 5- лінія насуву відкладів Внутрішньої зони; 6- лінія державного кордону;
- 7- граніца розповсюдження аоризонту НД-8; 8-граніца розповсюдження косівської світи; 9-лінія літофаціального розрізу; 10-газові родовища Зовнішньої зони Передкарпатського прогину; 11-ділянки відсутності неогенових відкладів; 12-свердловини; 13-ізоглуси псамтговості, %
- Газові родовища та перспективні площі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину: 1 - Хідновицьке, 2 - Садковецьке, 3 - Пуняньське, 4 - Залужанське, 5 - Свідницьке, Коханівське, Вижомлянське, 6 - Вишняньське, 7 - Ніктовицьке, 8 - Макунієське, 9 - Новосілівське, 10 - Тейржівське, 11 - Рудківське, 12 - Городоцьке, 13 - Малогорожанське, 14 - Рубанівське, 15 - Верещицьке, 16 - Грушівське, 17 - Північномеденицьке, 18 - Грудівське, 19 - Північнобілече-Волпівське, 20 - Білече-Волпівське, 21 - Південноопарське, 22 - Опарське, 23 - Кавське, 24 - Угерське, 25 - Південноугерське, 26 - Тейсарівське, 27 - Дашавське, 28 - Любешівське, 29 - Болгохівське, 30 - Кадобнянське, 31 - Калуське, 32 - Грунівське, 33 - Богородчанське, 34 - Яблунівське, 35 - Пилпільське, 36 - Дебеславицьке, 37 - Ковалівське, 40 - Черноузівське, 41 - Шереметівське, 42 - Краснолізьське, 43 - Орховецьке, 44 - Гайське, 45 - Летнянське, 46 - Черемхівське-Струтківське, 47 - Славецьке, 48 - Оселівське, 49 - Комарівське, 50 - Княгиницьке, 51 - Північнопіннянське, 52 - Добрянське.



Продовження рисунку 3.10

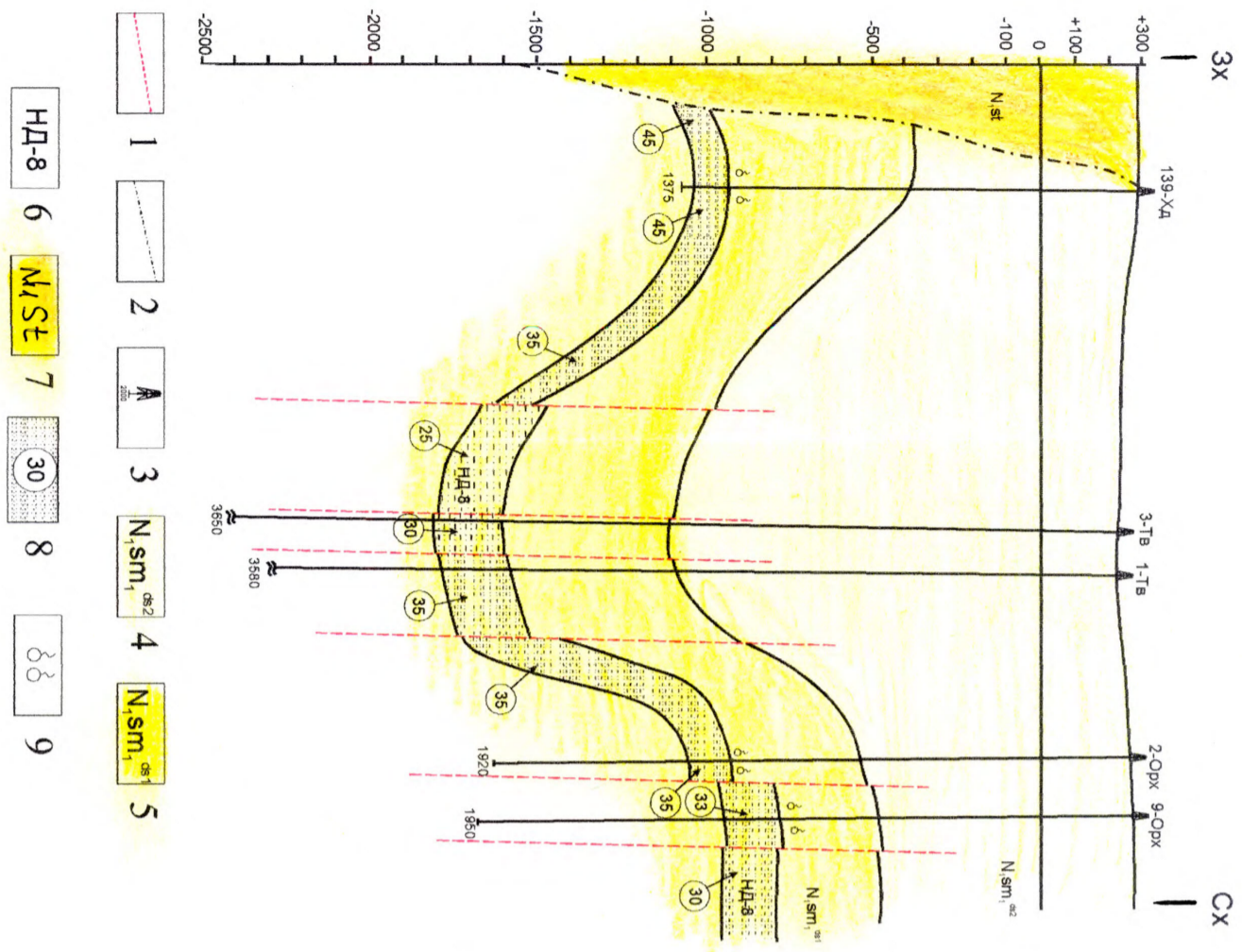


Рис. 3.11. Зовнішня зона Передкарпатського прогину
 ЛІТОЛОГО-ФАЦІАЛЬНИЙ ПРОФІЛЬ ГОРИЗОНТУ НД-8
 ПІЩАНО-ГЛИНИСТОЇ ТОВЩІ НЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ ПО ЛІНІЇ І-І
 МАСШТАБ: горизонтальний 1 : 2 000 000
 Вертикальний 1 : 10 000
 Склад: А.В. Доктєв
 2003 р.

1 - тектонічні порушення; 2 - лінія насуєву відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину; 3 - свердловини
 4 - сарматські відклади верхньовдашавська підсвіта; 5 - сарматські відклади нижньовдашавська підсвіта
 6 - відклади горизонту НД-8; 7 - відклади Внутрішньої зони Передкарпатського прогину;
 8 - псамітовість горизонту, %; 9 - поклади газу

глибина, м	горизонт	Псамітовість, %	Гр.-зонд	БК	ГК	Пр1	Пр2	Характер насичення за ГДС	Характер насичення за параметрами релаксації	Результати випробування
1270	НД-8	22	Гр.-зонд 0,45 м Омм	0	0	0	0	не визначений		
1280		14	Гр.-зонд 1,05 м Омм	2	5	-1,5	0		МОЖЛИВО	
1290		48	Гр.-зонд 2,25 м Омм	4	10	-1,5	0		ГАЗ	
1300		48	Гр.-зонд 4,25 м Омм	4	10	-1,5	0		МОЖЛИВО	
1310		17	ПС, мВ	8	0,9	-1,5	0		МОЖЛИВО	
1320									ГАЗ	
1330									МОЖЛИВО	
1340									ГАЗ	
1350	НД-9								ГАЗ	

Св. № 139 - Хідновипьрка

Qгазу - 1,9 тис. м³/добу

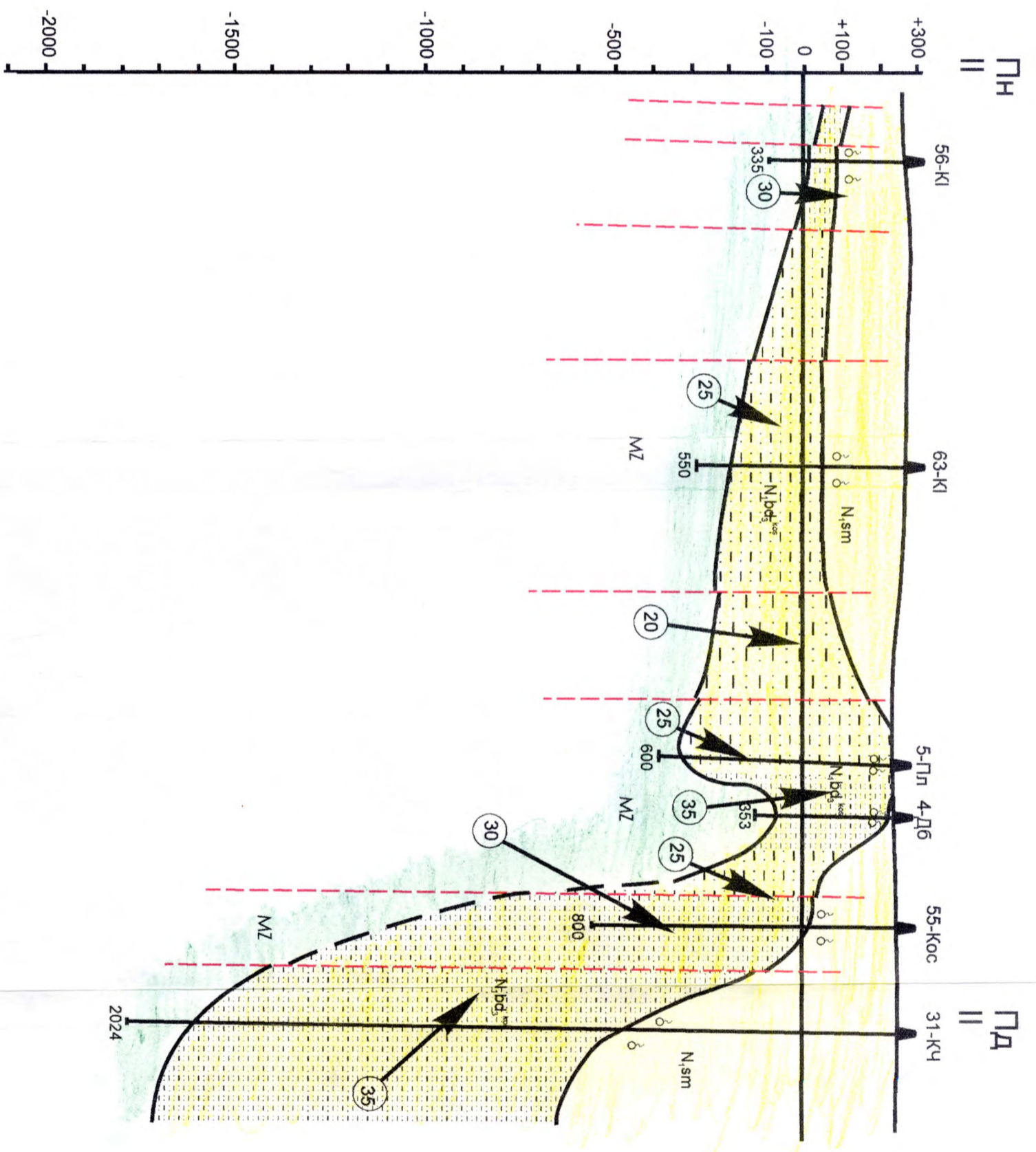


Рис 3.12. Зовнішня зона Передкарпатського прогину літолого-фаціальний профіль косівської світи піщано-глинистої товщі неогенових відкладів по лінії іі - іі

Масштаб: горизонтальний 1:2 000 000
вертикальний 1:10 000

Склад: А.В. Локтев
2003 р.

1 - тектонічні порушення; 2 - свердловини; 3 - сарматські відклади; 4 - відклади косівської світи; 5 - відклади мезозою; 6 - псаммітичність горизонту, %; 7 - поклади газу

псамітовісті встановлено, що псамітовість розрізу відкладів неогену набагато вища піщанистості в цілому і в тонкошаруватих піщано-глинистих пачках зокрема.

Дослідження розподілу псамітової фракції по розрізу окремих горизонтів показало, що в тонкошаруватих піщано-глинистих пачках шари і прошарки завжди стають потенційними колекторами для флюїдів при умові, що вони зосереджені між шарами глинистих порід, псамітовість яких менша, ніж псамітовість прошарків, що знаходяться між ними.

У випадку, коли має місце недостатній винос шламу з окремих інтервалів при бурінні свердловини в глинах, які розмиваються промивною рідиною і внаслідок чого уламки не виносяться на поверхню або виносяться в малій кількості, для визначення зміни псамітовості порід по розрізу свердловин необхідно проводити відбір глинистого розчину в жолобовій системі при виході його з свердловини.

РОЗДІЛ 4

ВИЗНАЧЕННЯ ГАЗОНОСНИХ ОБ'ЄКТІВ У ПІЩАНО-ГЛИНИСТІЙ ТОВЩІ НЕОГЕНУ ЗА ДАНИМИ КОЕФІЦІЄНТІВ НАБУХАННЯ ГЛИН У ШЛАМІ

Труднощі визначення продуктивних об'єктів у піщано-глинистих товщах пов'язані з тим, що глини, як правило, не є колекторами для вуглеводнів. Окремі шари і прошарки глин стають колекторами, якщо в їх складі існує певний відсотковий вміст піщаної фракції [21, 29, 73, 84].

Визначення продуктивних інтервалів ускладнюється ще тим, що на малих і середніх глибинах пластові води дуже часто слабкомінералізовані та навіть прісні [40]. Такі води володіють дуже великим електричним опором, що не дає можливості відрізнити за даними, наприклад, електрометрії водоносні шари і прошарки від пластів, насичених вуглеводнями. Радіоактивні методи ГДС (гама-каротаж (ГК), нейтронний гама-каротаж (НГК), кавернометрія, газовий каротаж та інші методи також не завжди дають відповіді для однозначного виділення продуктивних інтервалів, навіть при їх комплексній інтерпретації.

Найбільш інформативним серед вказаних методів при виділенні продуктивних шарів і прошарків при бурінні свердловин вважається газовий каротаж. Але газовий каротаж має дуже суттєві недоліки [18, 22], такі, як:

- 1) для проведення газового каротажу при бурінні свердловини необхідно цілодобове чергування спеціалістів, які обслуговують складну газокаротажну

станцію на буровій, що значно впливає на вартість буріння свердловини. 2) на газокаротажній діаграмі газonosні шари і прошарки чітко не відбиваються, якщо свердловиною вже були пройдені шари і прошарки з наявністю вуглеводнів, особливо газу. 3) в глинистий розчин часто додається нафта при розкритті продуктивних горизонтів, при аваріях під час буріння та в інших випадках.

Нами розроблений спосіб виділення продуктивних шарів і прошарків, який виключає вказані недоліки [60, 62, 63]. Цей метод полягає у визначенні зміни величини коефіцієнту набухання глинистого матеріалу у шламi, тобто уламків породи, що постійно виносяться глинистим розчином при бурінні свердловини. Шлам обов'язково відбирається через кожні 3 - 5 м, а іноді через 1 метр проходки свердловини. За даним методом здійснюється визначення коефіцієнтів набухання ($K_{\text{НАВ.}}$) глинистого матеріалу в уламках шламу, що виносяться промивною рідиною на поверхню і розраховується за формулою:

$$K_{\text{НАВ.}} = (V_{\text{Н}} - V_{\text{С}}) / V_{\text{С}}, \quad (4.1)$$

де: $V_{\text{Н}}$ - об'єм набухлої породи, см^3 ;

$V_{\text{С}}$ - об'єм сухої породи, м^3 .

Визначення $K_{\text{НАВ}}$ може проводитись як в лабораторних умовах, так і безпосередньо на буровій.

Теоретичне обґрунтування способу наступне. Відомо, що при проникненні води в пори будь-якої породи фазова проникність її для вуглеводневих сполук зменшується, а при певній кількості води (рис. 4.1),

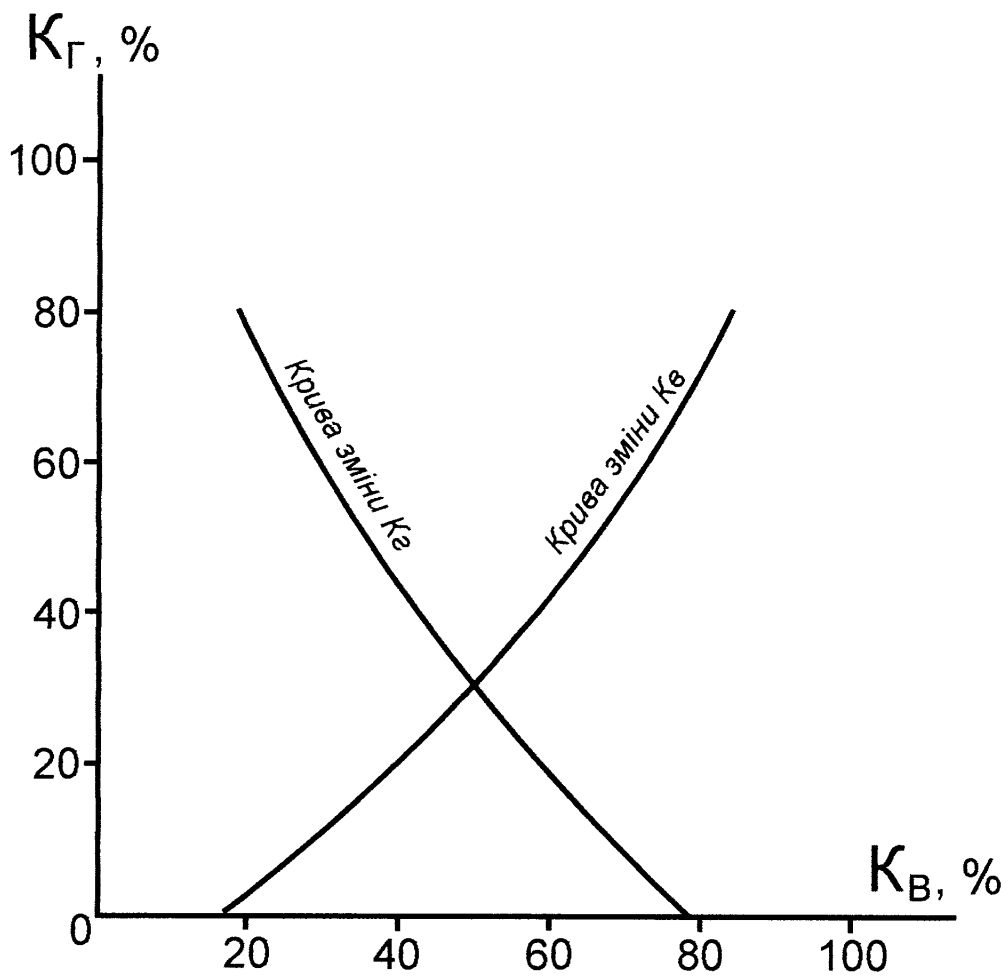


Рис. 4.1. Зміна фазової проникності для гасу в міру зміни фазової проникності для води за K_G - фазова проникність породи для гасу, K_v - фазова проникність породи для води

що проникла в породу, фазова проникність для вуглеводнів стає рівна нулю. І навпаки, при зменшенні фазової проникності для води, фазова проникність для вуглеводнів (нафти або газу) збільшується, та при певній її величині фазова проникність для води буде дорівнювати нулю. В такому випадку в колекторі можуть існувати і рухатись тільки вуглеводневі сполуки [18, 22].

Таким чином, метод виділення газоносних об'єктів у піщано-глинистій товщі неогену передбачає складання графіка зміни $K_{\text{НАВ}}$ по мірі буріння свердловини. Відносне зменшення значень $K_{\text{НАВ}}$ в окремих прошарках у тонкошаруватій пачці піщано-глинистої товщі вказує на його перспективність у газоносному відношенні того або іншого інтервалу в розрізі свердловини.

За результатами наших досліджень встановлено, що за даними коефіцієнтів набухання глин можна відрізнити в таких випадках газоносний або нафтоносний шар від водоносного. Оскільки значення коефіцієнтів набухання зменшуються в інтервалах, де піщано-глинисті породи насичені вуглеводневими сполуками, там, де шари і прошарки насичені пластовою водою, відносне збільшення коефіцієнтів набухання відзначаються підвищеними значеннями.

У дисертації наводиться порівняння даних ГДС (стандартного електрокаротажу, кавернометрії, радіоактивного каротажу і газового каротажу) з фактичними даними визначення величин коефіцієнтів набухання глин, що одержані при випробуванні свердловини № 55-Залужанська (див. рис. 4.2), свердловини № 3-Орховицька (див. рис. 4.3) і

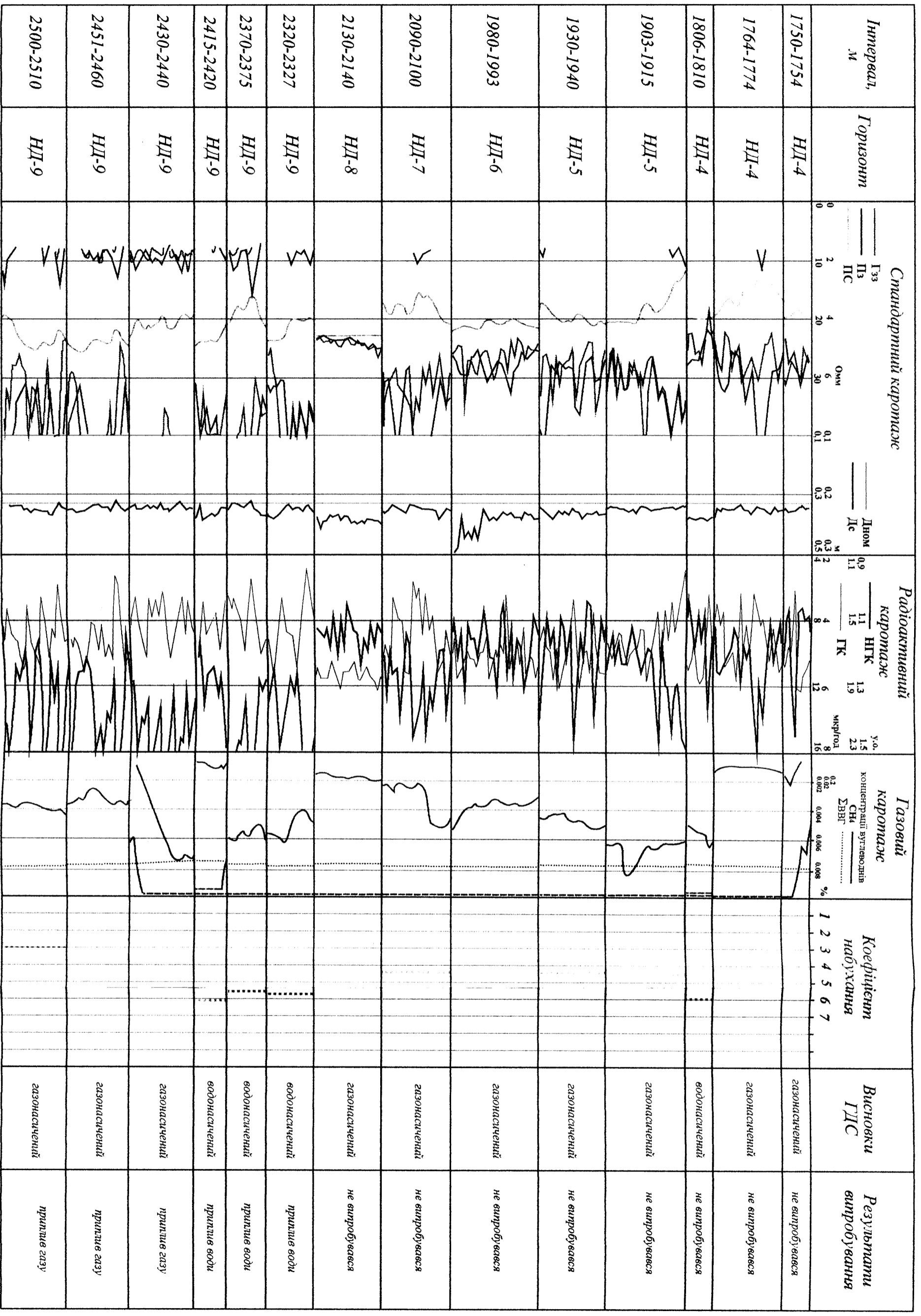


Рис. 4.2 Порівняння величин коефіцієнтів набухання глин з даними інтерпретації ГДС і результатами випробування продуктивних горизонтів у свердловині № 55-Залужанська

Склали: О.О. Орлов, А.В. Доктев, В.Г. Омельченко
2003 рік

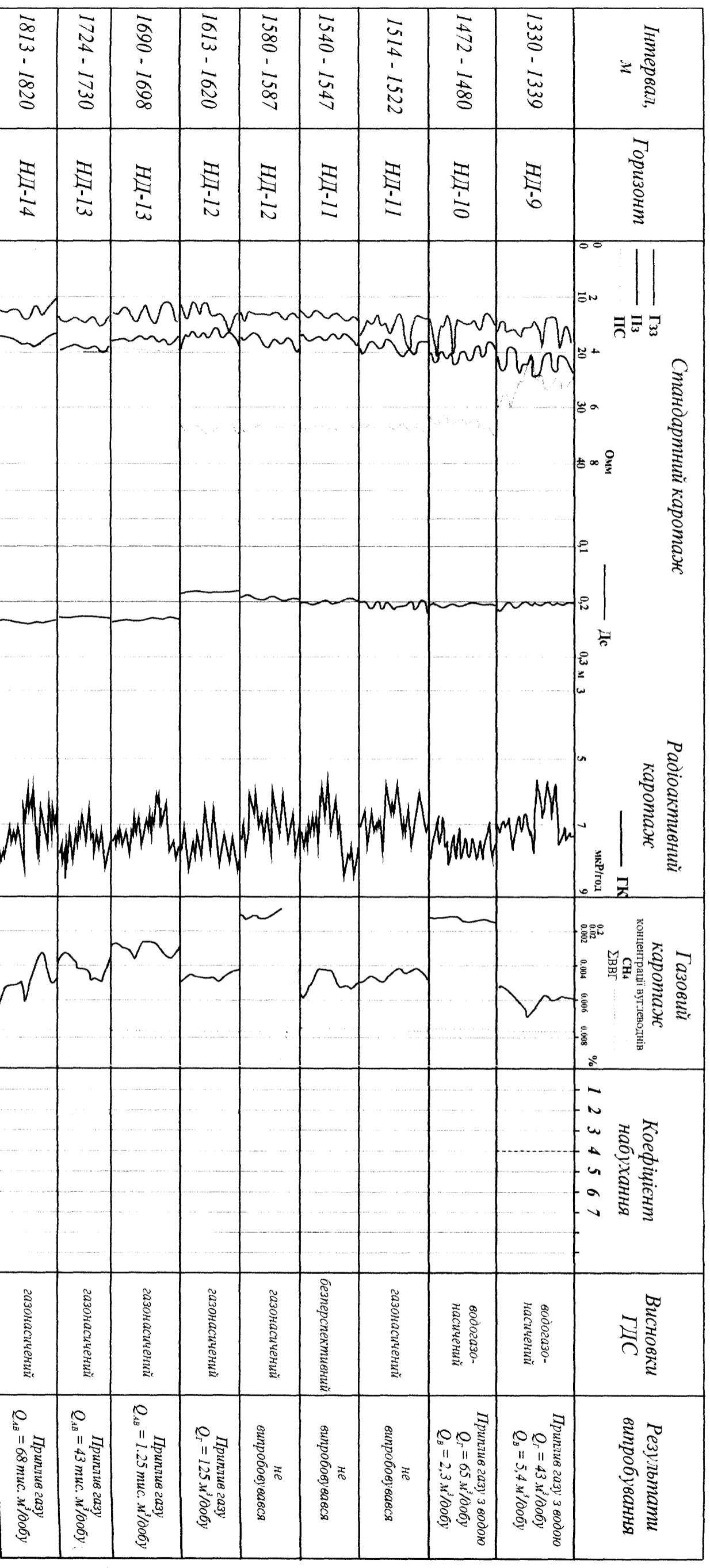


Рис. 4.3. Порівняння величин коефіцієнтів набухання глин з даними інтерпретації ГДС і результатами випробування величин коефіцієнтів набухання глин з даними інтерпретації ГДС і результатами випробування продуктивних горизонтів у свердловині № 3-Орховицька

Склали: О.О. Орлов, А.В. Доктев, В.Г. Омельченко
2003 рік

свердловини № 1-Тейсарівська (рис. 4.4), які розкрили піщано-глинисту товщу неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Числові значення $K_{\text{НАБ}}$ відібраного нами шламу зі св. № 55-Залужанська (табл. 4.1), № 3-Орховицька (табл. 4.2) і № 1-Тейсарівська (табл. 4.3) визначались в літолого-хімічній лабораторії Львівського відділення УкрДГРІ. З аналізу табличних даних видно, що $K_{\text{НАБ}}$ всюди зменшується в інтервалах газоносних шарів до величини 4 і навіть 3, а в інтервалах водонасичених шарів збільшується до величини 5-6 і навіть більше. Це спостерігається у водонасиченому інтервалі 1806-1810 м (рис. 4.2), де величина коефіцієнта набухання порівнюється з результатами інтерпретації ГДС, а також у водоносних інтервалах 2320-2327 м, 2370-2375 м та 2415-2420 м, де величина $K_{\text{НАБ}}$ порівнюється з результатами інтерпретації ГДС і підтверджується результатами випробування свердловини після перфорації обсадної колони.

Газоносні пласти в розрізі свердловини № 55-Залужанська за даними $K_{\text{НАБ}}$ чітко виділяються в інтервалах 1750-1754 м, 1764-1774 м, 1903-1915 м, 1930-1940 м, 1980-1993 м, 2090-2100 м та 2130-2140 м (в цих інтервалах величина $K_{\text{НАБ}}$ порівнюється з результатами інтерпретації ГДС) та в інтервалах 2430-2440 м, 2451-2460 м та 2500-2510 м, де вони порівнюються з результатами інтерпретації ГДС та підтверджуються результатами випробування свердловини. Причому серед інтервалів, що

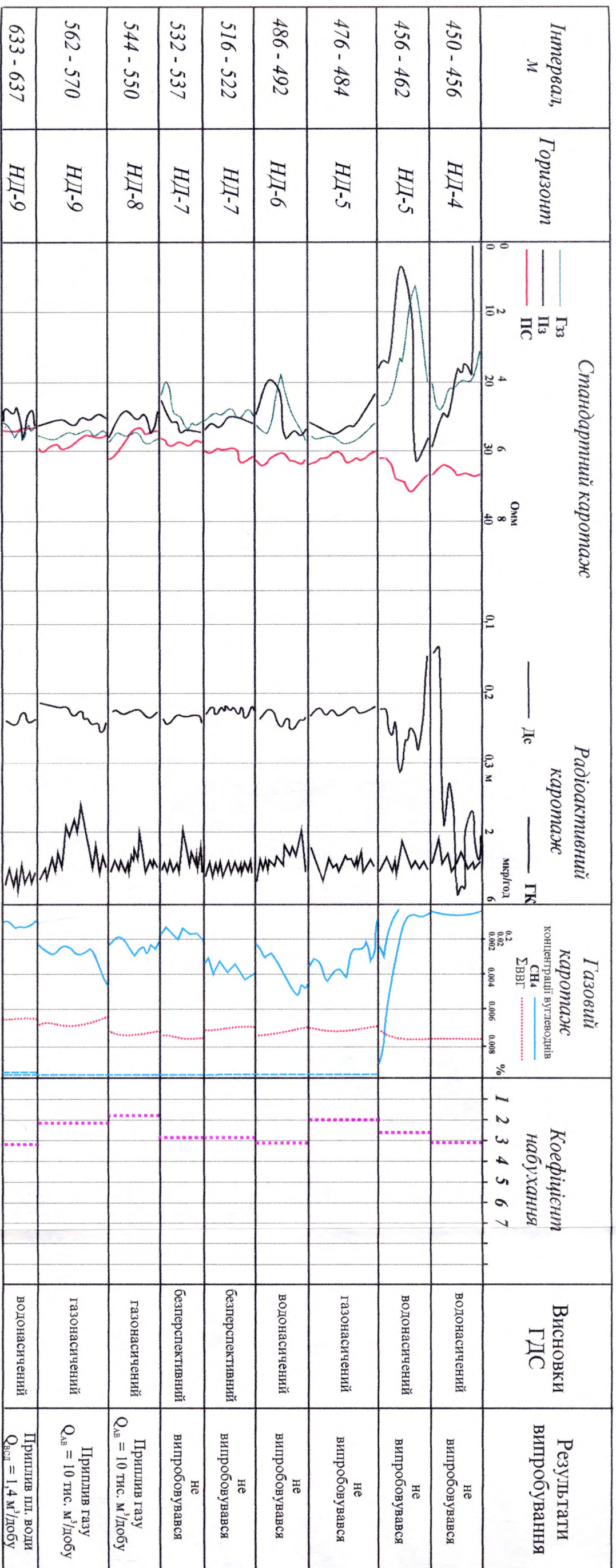


Рис. 4.4. Порівняння величин коефіцієнтів набухання глин з даними інтерпретації ГДС і результатами випробування продуктивних горизонтів у свердловині № 1-Тейсарівська
Склали: О.О. Орлов, А.В. Доктев, В.Г. Омельченко
2003 рік

Результати визначення величин коефіцієнту набухання глин у свердловині № 55-Залужанська

Склали: О.О. Орлов, А.В. Локтев,
2003 рік

Інтервал, м	Горизонт	Об'єм сухої проби, мм ³		Об'єм набухлої проби, мм ³		K _{наб}	Висновки ГДС	Результати випробування
		загальний	глини (V _c)	загальний	глини (V _n)			
1750-1754	НД-4	650,1	434,2	2412,5	2196,7	4,1	газонасичений	не випробувався
1764-1774	НД-4	780,1	396,3	2408,8	2025,0	4,1	газонасичений	не випробувався
1806-1810	НД-4	624,1	289,6	2355,0	2020,5	6,0	водонасичений	не випробувався
1903-1915	НД-5	728,1	390,1	2741,9	2174,2	4,6	газонасичений	не випробувався
1930-1940	НД-5	1118,1	308,6	2512,0	1702,5	4,5	газонасичений	не випробувався
1980-1993	НД-6	780,1	457,9	2512,0	2189,8	3,8	газонасичений	не випробувався
2090-2100	НД-7	858,1	446,2	2826,0	2414,1	4,4	газонасичений	не випробувався
2130-2140	НД-8	936,1	618,8	2695,8	2378,4	2,8	газонасичений	не випробувався
2320-2327	НД-9	920,1	441,7	3488,6	3010,2	5,8	водонасичений	приплив пластової води
2370-2375	НД-9	920,1	204,3	2061,5	1345,6	5,6	водонасичений	приплив пластової води
2415-2420	НД-9	845,1	365,1	3015,2	2574,2	6,1	водонасичений	приплив пластової води
2430-2440	НД-9	815,0	526,5	2577,4	2288,9	3,3	газонасичений	приплив газу
2451-2460	НД-9	815,0	643,8	2512,0	2340,9	2,6	газонасичений	приплив газу
2500-2510	НД-9	788,7	465,3	2198,0	1874,6	3,0	газонасичений	приплив газу

Результати визначення величин коефіцієнту набухання глини у свердловині № 3-Орховицька

Склали: О.О. Орлов, А.В. Локтев
2003 рік

Інтервал, м	Горизонт	Об'єм сухої проби, мм ³		Об'єм набухлої проби, мм ³		K _{наб}	Висновки ГДС	Результати випробування
		загальний	глини (V _c)	загальний	глини (V _n)			
1330 – 1339	НД – 9	1600	928	2200	4645	4,0	водогазонасичений	приплив води з газом
1472 – 1480	НД – 10	1800	1170	2500	5442,3	3,6	газонасичений	приплив газу з водою
1514 – 1522	НД – 11	1800	1242	2400	4688,2	2,7	газонасичений	не випробовувався
1540 – 1547	НД – 11	1800	990	2100	3891,3	2,9	безперспективний	не випробовувався
1580 – 1587	НД – 12	1800	1296	2400	3857,7	2,0	газонасичений	не випробовувався
1613 – 1620	НД – 12	1900	1064	2500	3415	2,2	газонасичений	приплив газу
1690 – 1698	НД – 13	1500	1035	1900	3931	2,7	газонасичений	приплив газу
1724 – 1730	НД – 13	1500	1020	2100	3183	2,3	газонасичений	приплив газу
1813 – 1820	НД – 14	1700	1224	2200	3727,9	2,0	газонасичений	приплив газу

Результати визначення величин коефіцієнту набухання глин у свердловині № 1-Тейсарівська

Склали: О.О. Орлов, А.В. Локтєв
2003 рік

Інтервал, м	Горизонт	Об'єм сухої проби, мм ³		Об'єм набухлої проби, мм ³		К _{наб}	Висновки ГДС	Результати випробування
		загальний	глини (V _c)	загальний	глини (V _n)			
450 - 456	НД - 4	1150	696,9	1400	2861,6	3,1	водонасичений	не випробовувався
456 - 462	НД - 5	3000	1959	3700	7344,5	2,7	водонасичений	не випробовувався
476 - 484	НД - 5	2500	1815	2900	5363,1	2,0	газонасичений	не випробовувався
486 - 492	НД - 6	1000	743	1500	3009,7	3,1	водонасичений	не випробовувався
516 - 522	НД - 7	2700	1776,6	3500	5590,1	3,1	безперспективний	не випробовувався
532 - 537	НД - 7	2700	1941,3	3100	7573	2,9	безперспективний	не випробовувався
544 - 550	НД - 8	2700	2000,7	3100	5576,9	1,8	газонасичений	приплив газу
562 - 570	НД - 9	2600	1890,2	3400	5813,4	2,1	газонасичений	приплив газу
633 - 637	НД - 9	2500	1780	2800	7367,9	3,1	водонасичений	приплив пластової води

випробувалися, величини $K_{\text{НАВ}}$. точніше дають відповідь про можливу газоносність шарів порід в інтервалах 2451-2460 м та 2500-2510 м, ніж газовий каротаж, електрометрія та радіоактивний каротаж.

Цікаво, що в газоносних інтервалах дані про $K_{\text{НАВ}}$. найкраще зіставляється з даними кавернометрії, в зв'язку з відсутністю в цих інтервалах каверн і відносного зменшення діаметру свердловини. Це має місце там, де збільшується псамітовість піщано-глинистої товщі, що призводить до інфільтрації із глинистого розчину водної фази в породи, а на поверхні стінок свердловини відкладається глиниста кірка. Але у вказаних інтервалах зменшення величини $K_{\text{НАВ}}$. вказує на можливу газонасиченість порід, що підтверджується результатами випробування.

В інтервалах газоносних пластів у розрізі свердловин № 55-Залужанська, № 3-Орховицька і № 1-Тейсарівська повсюдно фіксується зменшення величин $K_{\text{НАВ}}$., що визначалися у відібраних уламках шламу при бурінні. Слід також акцентувати увагу, на те що визначення коефіцієнтів набування глинистих порід у шламі не потребує додаткових суттєвих коштів і тому може рахуватись ефективним в економічному відношенні.

Спосіб визначення газоносних шарів в розрізах свердловин за даними коефіцієнтів набування піщано-глинистих порід може застосовуватися як самостійно (на свердловині при підготовці перших висновків), так і при розробці кінцевих висновків у комплексі з результатами інтерпретації даних ГДС.

Висновок. Шляхом визначення коефіцієнта набухання ($K_{\text{наб.}}$) глинистої фракції піщано-глинистих порід в уламках шламу, можна виявляти в розрізах свердловин перспективні і неперспективні у газоносному відношенні шари і прошарки. В основі такої диференціації значень коефіцієнтів набухання лежить зміна фазової проникності порід, а саме те, що при проникненні води в пори будь-якої породи фазова проникність її для вуглеводневих сполук зменшується і при певній насиченості породи водою фазова проникність для вуглеводнів наближається до нуля. І навпаки, при зменшенні насиченості порід водою, фазова проникність для вуглеводнів збільшується, і при певній її величині фазова проникність для води буде дорівнювати нулю. В колекторах можуть існувати і рухатись тільки вуглеводневі сполуки.

РОЗДІЛ 5

ПРИЧИНИ ПРОПУСКІВ ПРОДУКТИВНИХ ГАЗОНОСНИХ ОБ'ЄКТІВ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН І ЗАХОДИ ЩОДО ЇХ ЗАПОБІГАННЯ

Практика буріння пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину за останні 10-15 років показала, що у минулому було пропущено багато газonosних об'єктів у розрізах свердловин. Спочатку це виявлялося випадково. При бурінні пошуково-розвідувальних свердловин на можливі газові поклади і експлуатаційних свердловин на певні газonosні горизонти в піщано-глинистій товщі неогену виявлялися промислові газonosні об'єкти, які були пропущені в минулому в наслідок того, що вони не діагностувалися.

Так при бурінні експлуатаційних свердловин № 51, 52 і 313 на Більче-Волицькій площі у піщано-глинистій товщі з інтервалів 520-550 м, 544-532 м, 580-590 м розпочалися газопрояви у вигляді відкритих газових фонтанів, які були ліквідовані шляхом обваження промивної рідини. Після закінчення буріння вказаних свердловин, було вирішено випробувати інтервали 544 - 532 м і 580 - 590 м в св. № 313. В результаті випробування були одержані промислові припливи газу відповідно 15,3 і 25,9 тис. м³/добу. Як з'ясувалось пізніше, вказані інтервали належать до пропущених промислових газonosних об'єктів. У подальшому на ці об'єкти було пробурено

декілька розвідувальних свердловин (№ 502, 507, 514), які дозволили приростити запаси газу категорії С₁ до 216 млн. м³. Ці об'єкти знаходяться в горизонтах НД-3 і НД-4. Свердловини № 500, 501, 502, 503, 504, 505, 512, 514, 518, 519, і 523-Більче-Волицька підтвердили газоносність об'єктів в горизонтах НД-8 і НД-9, запаси яких по категорії С₁ складають 1,256 млрд. м³. Свердловини № 500, 501, 502, 503, 504, 505, 510, 516, 517, 518, 519, 520 і 408-Більче-Волицька підтвердили також наявність газоносних об'єктів у горизонтах НД-10 і НД-12, запаси газу категорії С₁ складають 1,469 млрд.м³. У минулому ці горизонти на Більче-Волицькій площі не виділялися як перспективні і тому були пропущені.

На Хідновицькій площі з метою оцінки перспектив газоносності відкладів неогену була поглиблена свердловина № 139 до глибини 1370 м. Після інтенсивних газопроявів з інтервалу 1250 - 1350 м, його було випробувано. Так були відкриті промислові об'єкти у горизонтах НД-9, НД-8 і ВД-14, газоносність яких на цій площі раніше не була відома [46].

Такі самі дані можна навести по Орховицькій, Любешівській, Рубанівській, Тейсарівській та інших площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину [31, -37, 46, 48].

В результаті випробування пропущених у минулому об'єктів на даний час у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину були відкриті промислові об'єкти у горизонтах ВД-6,

ВД-12, ВД-14, НД-3, а також НД-4, НД-5, НД-6, НД-8, НД-9, НД-10, НД-11 і НД-12. Підрахунок запасів за вказаними горизонтами дозволив приростити в західноукраїнському нафтогазоносному регіоні запаси газу по категорії C_1+C_2 . Цей приріст склав 5,5 млрд. м³.

Невиділення або пропуск промислових газоносних об'єктів у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину розпочався ще наприкінці 40-х і початку 50-х років минулого століття.

Слід зауважити, що пропуски газоносних об'єктів у піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину є наслідком геологічних, геофізичних і технічних причин, які тут мали місце.

У піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину до глибин 400 - 500 м, а іноді і більше, окремі шари і прошарки з підвищеним вмістом псамітової фракції насичені прісною або слабкомінералізованою водою. На електрокаротажних діаграмах такі інтервали в розрізі піщано-глинистої товщі неогену характеризуються тими параметрами, що і газоносні. Це пояснюється високими опорами прісних вод. Тому при випробуванні таких інтервалів часто одержували воду і лише іноді газ.

Таким чином інтервали, з яких не одержували однозначну відповідь про їх газоносність, дуже часто не випробували, оскільки у минулому при бурінні свердловин у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину

газовий каротаж застосовувався дуже рідко. В результаті багато інтервалів у горизонтах розрізу піщано-глинистої товщі неогену в межах досліджуваної території, які, можливо, були газonosними, залишались пропущеними, тобто невипробуваними. Яскравим прикладом наведеного вище є площа Коршів - Іспас. На території цієї площі протяжністю від Державного кордону з Румунією до широти населеного пункту Одаї Івано-Франківської області в свій час було відкрито тільки одне Косівське родовище газу і два непромислових газових поклади (Красноільський у Чернівецькій області і Коршівський в Івано-Франківській області) [41, 44]. У подальшому в межах площі Коршів-Іспас в результаті перегляду геолого-геофізичного матеріалу, результатів дослідження пробурених свердловин і розрізів нових свердловин були відкриті такі газові родовища, як Черногузське, Пилипівське, Дебеславицьке, Ковалівське, Черемхівсько-Струпківське, Яблунівське та інші [12, 14, 27, 81].

Серед інших вагомих чисто геологічних причин пропусків продуктивних об'єктів у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину слід вважати недостатній відбір керну, і як наслідок - недостатня геологічна охарактеризованість розрізів свердловин, а також майже повна відсутність лабораторних досліджень шламу.

До геологічних причин пропусків газonosних об'єктів у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої

зони Передкарпатського прогину, на наш погляд, слід віднести також і буріння свердловин на переобважнених глинистих розчинах з метою запобігання непередбачених аварійних припливів флюїдів у свердловинах. Буріння свердловин майже постійно проводилося на розчинах з додаванням таких обважнювачів, як барит або гематит і магнетит. У результаті багато псамітових шарів і прошарків виявилися "задавленими", заглинизованими, забаритизованими і навіть загематизованими. При випробуванні свердловин ці пласти і прошарки не давали припливів флюїдів. Засоби покращення зв'язку між свердловиною і пластом переважно виявлялися неефективними, а у багатьох випадках вони взагалі не застосовувалися. В результаті пласти, з яких не були одержані припливи флюїдів, рахувалися "сухими". Проте деякі з них були газонасиченими.

Узагальнюючи вищенаведене ми провели систематизацію причин пропусків газonosних об'єктів і виділено три основні категорії, а саме: геологічні, геофізичні і технічні.

1. Геологічні причини:

1.1 Неякісне розкриття перспективних на газ шарів і прошарків;

1.2 Неякісне випробування перспективних на газ шарів і прошарків;

1.3 Недостатня вивченість зміни псамітовості відкладів неогену:

1.3.1 по всій товщині;

1.3.2 по світах;

- 1.3.3 по горизонтах;
- 1.3.4 недостатній відбір кам'яного матеріалу;
- 1.3.5 керну;
- 1.3.6 шламу.

1.4 Недостатній комплекс лабораторних досліджень:

- 1.4.1 керну;
- 1.4.2 шламу.

2. Геофізичні причини.

2.1 Невиконання повного комплексу методів геофізичних досліджень;

2.2 Застосування в минулому методик інтерпретації геофізичних досліджень без використання ПЕОМ.

3. Технічні причини.

3.1 Невідповідність до проектних параметрів бурового розчину під час буріння у газоносних горизонтах;

3.2 Недостатня щільність та глибина проникнення енергії кумулятивної перфорації;

3.3 Застосування застарілого неякісного обладнання для відбору керну;

3.4 Неякісне цементування затрубних просторів обсадних колон;

3.5 Відсутність технічного контролю за режимом буріння (тиск на вибій, швидкість проходки, якість та продуктивність роботи бурових насосів тощо).

Без врахування вказаних причин пропуску продуктивних газоносних об'єктів подальше проведення

пошуково-розвідувальних робіт у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, на нашу думку, буде слабо ефективно [38].

Причини пропусків продуктивних газоносних об'єктів наводяться у зведеній класифікаційній схемі (рис. 5.1).

На основі детального аналізу причин пропуску продуктивних газоносних об'єктів у досліджуваній товщі нами розроблено систему заходів представлену на (рис. 5.2), яка дозволить своєчасно виявити такі об'єкти.

Всі наведені заходи мають важливе значення, але ми надаємо пріоритет вивченню геологічних матеріалів по свердловинах з метою встановлення пропущених продуктивних об'єктів, відбору керну і шламу при бурінні свердловин та його дослідженню в лабораторних умовах. Як вже було відмічено, відбір керну у кількості 6 - 8% від проектної глибини свердловини не є достатнім для детальної характеристики розкритих розрізів свердловин, а геофізичні методи не завжди дають однозначні відповіді про наявність газоносних шарів і прошарків у піщано-глинистих товщах.

Шлам відбирається через кожні 1-3-5 м поглиблення свердловин. У Стрийському відділенні бурових робіт, територія діяльності якого поширюється на райони досліджень, визначення глибин відбору шламу здійснювалося з врахуванням досвіду буріння свердловин у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, тобто враховувалось, що, починаючи з глибини

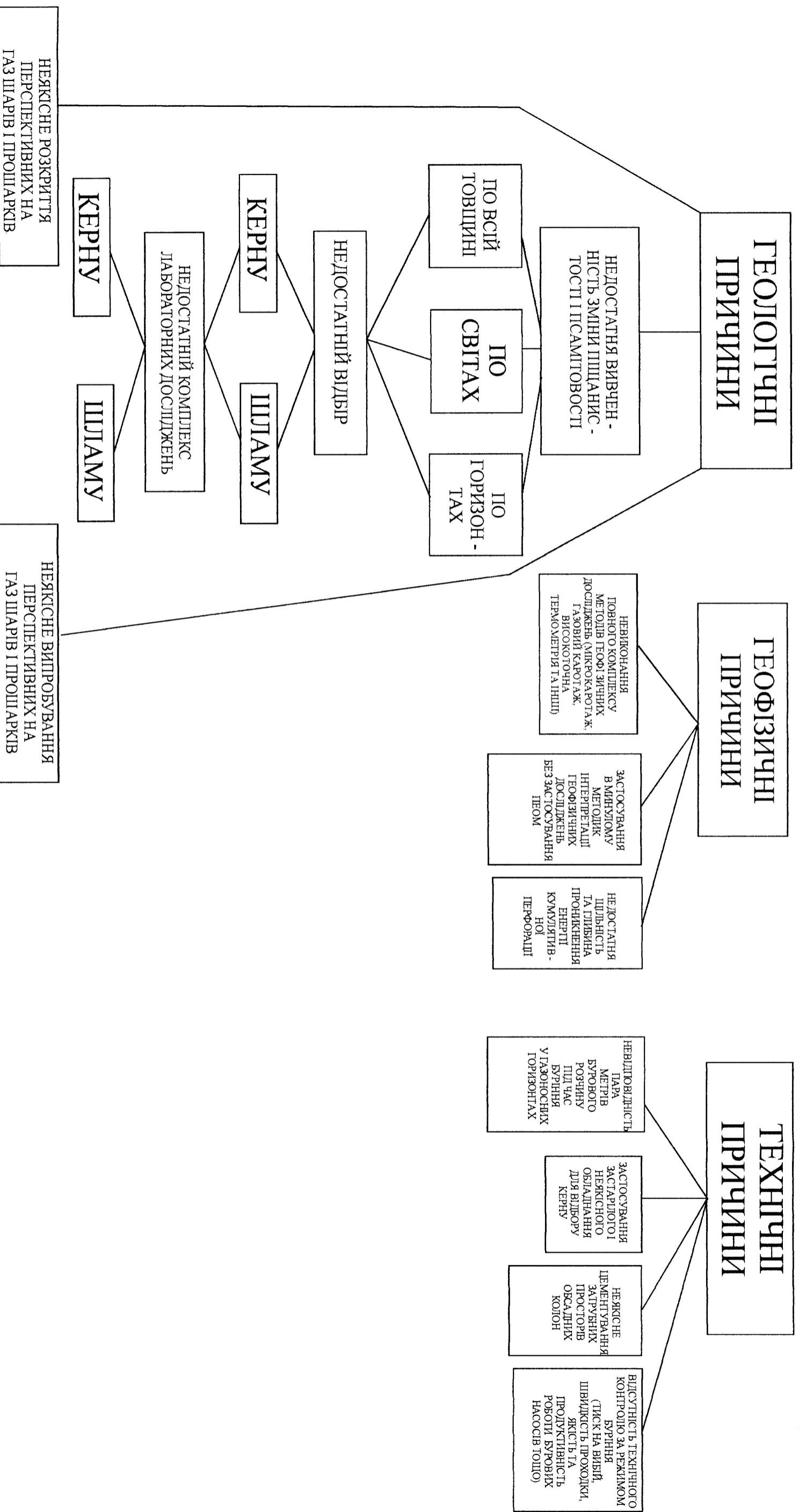


Рис. 5.1. КЛАСИФІКАЦІЙНА СХЕМА ПРИЧИН ПРОПУСКУ ГАЗОНОСНИХ ГОРИЗОНТІВ В ПІЩАНО-ГЛИНИСТІЙ ТОВЩІ НЕОГЕНУ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГІНУ

Склали: Орлов О.О., Локтев А.В.
2002 рік

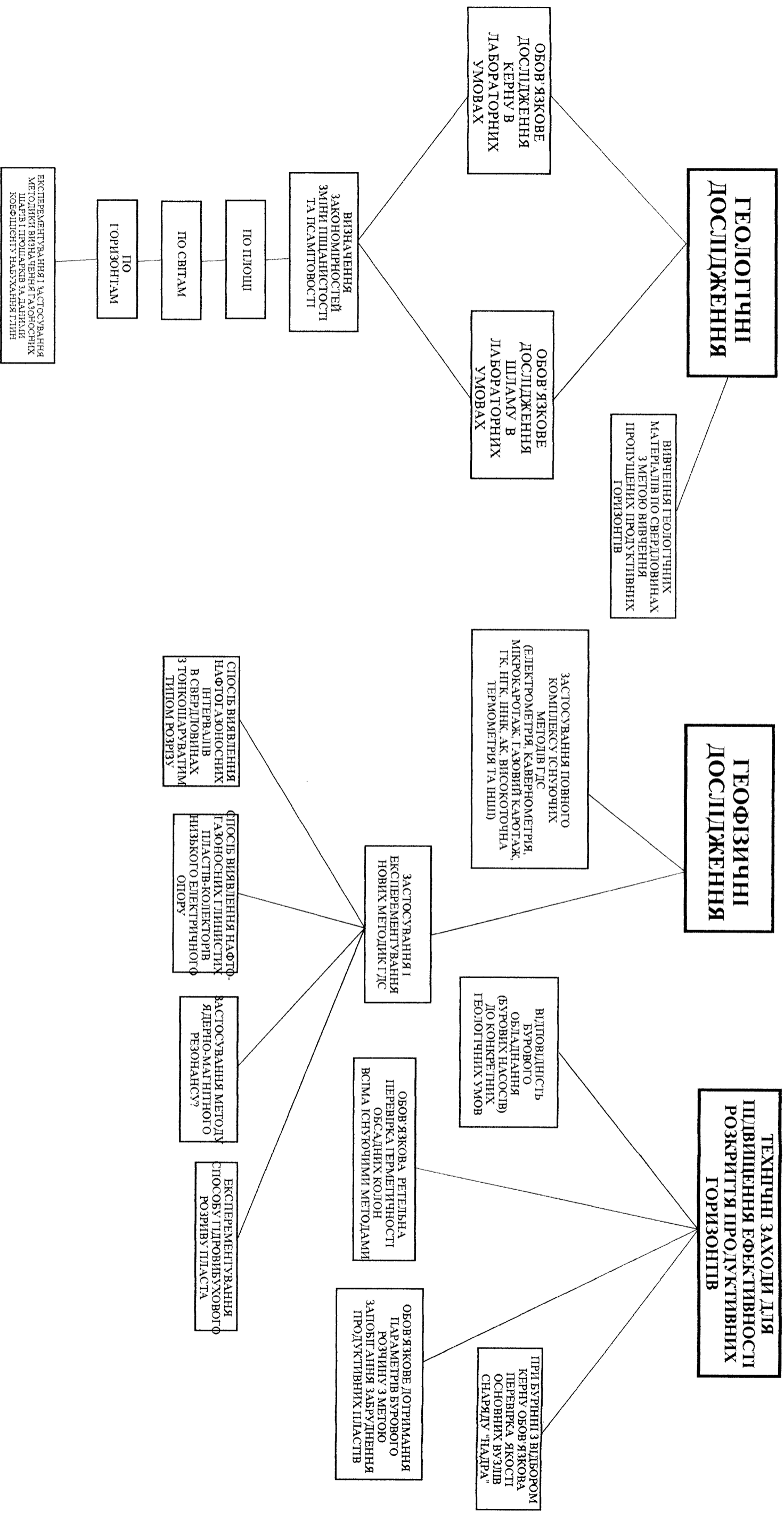


Рис. 5.2. КЛАСИФІКАЦІЙНА СХЕМА РЕКОМЕНДОВАНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ І ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ТЕХНІЧНИХ ЗАХОДІВ ДЛЯ ВИЯВЛЕННЯ ТА ДОРОЗВІДКИ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ В ПІЩАНО-ГІЛНИСТИЙ ТОВЩІ НЕОГЕНУ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГІНУ

Склад: Доктев А.В.
2002 рік

500 м, відставання шламу при підйомі його глинистим розчином на поверхню складає 5 м на кожні 100 м поглиблення свердловини. Постійне вивчення шламу на буровій і особливо його дослідження в лабораторних умовах з метою визначення відсотків псамітової фракції забезпечить виключення можливості пропуску псамітових шарів і прошарків, які можуть бути насичені вуглеводневими сполуками у піщано-глинистій товщі неогену. Якщо при бурінні свердловини глинисті уламки шламу розмиваються, то, як ми вже вказували у підрозділі 3.3, необхідно постійно відбирати проби глинистого розчину, що виходить з свердловини під час буріння. Шляхом дослідження проб глинистого розчину на вміст псамітової фракції визначається наявність у розкритих розрізах шарів і прошарків з підвищеними її значеннями, відповідно встановлюються закономірності зміни псамітовості по площі і розрізу того чи іншого горизонту або світи.

При дослідженні шламу в лабораторних умовах необхідно проводити визначення коефіцієнтів набухання глинистих уламків для застосування розробленого нами способу визначення газоносних горизонтів у піщано-глинистих товщах за даними зміни цих коефіцієнтів (див. розділ 3.4).

Сучасні методи геофізичних досліджень, які необхідно застосовувати, у свердловинах, наведені в класифікаційній схемі заходів повного комплексу існуючих методів ГДС, спрямованих на запобігання

пропуску шарів і прошарків насичених вуглеводневими сполуками.

Особливу увагу слід звернути на необхідність експериментування і застосування нових прогресивних геофізичних методів та способів дослідження свердловин та їх інтерпретації. До таких слід віднести способи розроблені в останні роки: "Спосіб виявлення нафтогазоносних інтервалів в свердловинах з тонкошаруватим типом розрізу" [25], "Спосіб виявлення нафтогазоносних глинистих пластів-колекторів низького електричного опору" [24], "Визначення ємнісно-фільтраційних параметрів за результатами ядерно-фізичних і ядерно-магнітних методів" [80] та інші.

При випробуванні свердловин у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину можна рекомендувати провести експериментальне випробування запатентованого за участю здобувача способу під назвою "Спосіб гідровибухового розриву пласта" [55, 58, 61], який може забезпечити приплив флюїдів з перспективних на нафту і газ шарів і прошарків шляхом удосконалення гідродинамічного зв'язку між свердловиною і пластом.

Цей спосіб передбачає нагнітання в пласт під тиском рідини, яка стає вибуховою при доставці на вибір свердловини каталізаторів. Вибух рідини, відбувається безпосередньо у пласті, що призводить до розширення існуючих і виникнення нових тріщин у ньому.

З переліку технічних заходів запобігання пропусків газоносних об'єктів, що приводяться в кваліфікаційній схемі (рис. 5.2), головну увагу слід звернути на відповідність бурового обладнання, застосування промивної рідини, що відповідає запланованим вимогам якості з обробкою обважнювачами тільки у необхідних випадках, а також на застосування якісного обладнання для відбору керну з обов'язковою перевіркою роботи всіх його технічних вузлів перед спуском у свердловину.

Таким чином, на основі детального вивчення і аналізу результатів буріння свердловин нами складено класифікаційну схему причин пропусків продуктивних газоносних об'єктів у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Розроблено і запропоновано систему заходів з метою виявлення пропущених газоносних об'єктів на вже відомих газових родовищах та запобігання їх пропусків при проведенні пошуково-розвідувального буріння на нових площах.

РОЗДІЛ 6

ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ДОРОЗВІДКИ ГАЗУ НА ЛОКАЛЬНИХ ПЛОЩАХ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

6.1. Перспективні об'єкти, що рекомендуються для розкриття і випробування

Геологічні особливості дорозвідки газових покладів у піщано-глинистій товщі неогену заключається в обов'язковому визначенні в тонкошаруватих піщано-глинистих пачках не тільки монолітних піщаників, а і тонкошаруватих пачок, в межах яких в силу диференціації складу псамітової фракції можуть існувати чергування прошарків колекторів з шарами глинистих порід, які володіють потенційними можливостями для відкриття в них промислових газonosних об'єктів.

При визначенні перспективних на газ об'єктів у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину враховувались закономірності просторового розподілу в ній середніх значень псамітовості піщано-глинистої товщі неогену по території Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, а також і по розрізу на окремих площах, що відображено в попередніх розділах.

Крім того, нами проаналізовано результати одержаних геологічних спостережень при бурінні свердловин і даних геофізичних досліджень у свердловинах, що пробурені у минулому на площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, починаючи з початку 50-х років минулого століття до цього часу, а також свердловини, що буряться в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину на сучасному етапі пошуково-

розвідувальних робіт. Сюди входять результати вивчення керну, відібраного зі свердловин, пробурених на старих площах (де він зберігся), дані про газопрояви при бурінні, дані стандартного електрокаротажу, БКЗ, БК, МК (де вони збереглися), профілометрії, радіоактивних методів досліджень у свердловинах, а також газового каротажу. Значна увага приділена вивченню шламу, відібраного із свердловин, які буряться на даний час, а також із свердловин, які вже пробурені, і відібраний з них шлам зберігся.

Аналіз таких даних проводився на наступних площах зовнішньої зони Передкарпатського прогину: Хідновицькій, Твіржівській, Шегинській, Мостиській, Бонівській, Садковицькій, Пинянській, Залужанській, Вишнянській, Орховицькій, Любешівській, Тейсарівській, Косівській і Ковалівській.

На вказаних площах проведено аналіз геолого-геофізичних даних по 66 свердловинах, в яких нами виділено 175 перспективних в газоносному відношенні інтервалів. Раніше перспективні газоносні об'єкти можливо були пропущені за різними причинами (табл. 6.1.).

Серед перспективних об'єктів виділені першочергові (ПЧ) найбільш перспективні, другочергові (ДЧ) з середньою ймовірністю відкриття газоносних об'єктів і третьочергові (ТЧ), в яких ймовірність розкриття газоносних об'єктів є найменшою. Критеріями виділення першочергових, другочергових і третьочергових об'єктів є наступні.

До перспективних інтервалів відносяться ті інтервали, розкриття яких у процесі буріння супроводжувалось газопроявами. При їх виділенні враховувалися також

Таблиця 6.1

Рекомендації для виробування та дорозвідки перспективних на газ об'єктів у розрізах свердловин піщано-глинистої товщі неогену

Зовнішньої зони Передкарпатського прогину за геолого-геофізичними даними

Склад: А. Доктев (за матеріалами Стрийського ВБР та ДГП "Західкргеологія")

2003 р.

свердловини	Інтервал, м	Горизонт	Геологічні ознаки				Геофізичні ознаки								Оцінка перспективності			
			за кернам	середні значення псамітовості, %	газопрояви при бурінні	Стандартний каротаж, Омм	ПС - тлV	БКЗ Омм	БК, Омм	МК, Омм	Термометрія, °С	Профілометрія, мм	ГК, мкР/год	НГК, у.о.	Газовий каротаж	Першочергова	Другочергова	Третьочергова
Мостиська площа																		
2	1330-1343	ВД-12	-	26	-	4,8	12	4	5	6	30	300	-	-				ДЧ
2	1571-1590	НД-2	-	26	-	4,5	10	4,6	5	7	36	350	-	-				ДЧ
Шегинська площа																		
2	330-350	ВД-9	-	26	-	3,4	3,6	-	-	-	-	270	-	-				ТЧ
2	850-856	ВД-13	-	26	-	3,8	8	3,4	4	3,6	44	280	8	1,1				ТЧ
2	1242-1257	НД-4	-	26	-	4	10	3,6	5,2	3,8	53	280	7	1,2				ТЧ
2	2430-2440	НД-14	-	26	-	6	9	3,6	4,8	6	60	200	7,6	1,7			ПЧ	
Тыржівська площа																		
1	462-486	ВД-8	-	28	-	4	8	3,6	4	4,4	29	390	4,6	1,2				ТЧ
1	1390-1450	НД-3	-	28	-	4,4	6	4	4,5	4,4	49	310	5	1,4	підвищений вміст СН ₄		ПЧ	
1	1530-1590	НД-4	-	28	розгазування глинистого розчину	4,4	5	4	4,6	4,2	52	300	5,5	1,4	те ж		ПЧ	
1	1650-1710	НД-5	-	28	-	4,5	6	4	5	5	55	300	6	1,6				ДЧ
1	1805-1835	НД-7	-	28	-	4,4	8	4	5	6	56	300	6	1,6				ДЧ
1	1845-1880	НД-7	-	28	-	4	8	3,8	5	4	60	310	5	1,6				ТЧ
1	1944-1962	НД-8	-	28	-	3,8	6	3,8	5	4	61	320	6	1,5				ДЧ

№ свердловини	Інтервал, м	Горизонт	Геологічні ознаки				Геофізичні ознаки								Оцінка перспективності			
			за кернам	середні значення псамітовості, %	газопроводи при бурінні	Стандартний каротаж, Омм	ПС - тУ	БКЗ Омм	БК, Омм	МК, Омм	Термометрія, °С	Профілометрія, мм	ГК, мкР/год	НГК, у.о.	Газовий каротаж	Першочергова	Другочергова	Третьочергова
Бонірська площа																		
6	650-670	ВД-10	-	26	-	3	8	3	3,6	3,8	22	290	8	1,2	-			ТЧ
6	800-810	ВД-12	-	26	-	3,2	10	2,8	3,8	3,2	23,5	280	9	1,2	-			ТЧ
6	880-891	ВД-13	-	26	-	3,8	6	2,8	3,6	3,6	24	270	9	1,1	-			ДЧ
6	926-960	НД-1	-	26	-	3	7	2,9	3,6	3,7	25	280	8	1,2	-			ТЧ
6	1015-1024	НД-3	-	26	-	3,8	8	2,8	6	3,5	25,5	275	8,2	1,2	-			ДЧ
6	1183-1192	НД-5	-	26	-	3	8	3	2	3	33	295	8	1,2	-			ТЧ
6	1432-1440	НД-14	-	26	-	3	6	2,5	2	3	33	295	8	1,2	-			ТЧ
Хідновицьке газове родовище																		
27	312-340	ВД-12	пісковики, глини	42	розгазування глинистого розчину	5	10	-	-	-	26	190	9	1,2	-			ПЧ
27	455-474	ВД-13	-	42	те ж	4	9	3,6		3,5	26	190	12	1,5	-			ПЧ
30	744-766	ВД-12	пісковики, глини	40	-	3,6	10	4,2		-	24	220	4	1,2	-			ТЧ
32	820-850	ВД-14	-	40	-	3,8	10	4		6	-	200	13	1,5	-			ДЧ
33	1475-1490	НД-9	-	40	-	3,5	12	4		-	45	220	12	1,3	-			ТЧ
33	1616-1660	НД-10	-	40	-	3,6	14	3,4		-	47	230	13	1,4	-			ТЧ
39	903-917	ВД-14	пісковики, глини	40	-	4,4	18	4		6	-	190	-	-	-			ДЧ
101	780-800	ВД-14	-	42	-	5,2	18	4,5		7	-	190	5	1,9	-			ДЧ
103	832-842	ВД-14	-	42	-	4	13	4		4	28	190	6	1,2	-			ДЧ
116	767-775	ВД-14	-	48	-	3,6	12	3	3,5	3,5	26	190	8	0,9	-			ДЧ
117	650-683	ВД-13	--	46	-	3,5	15	4		-	25	220	5	1,4	-			ТЧ
117	775-780	ВД-14	-	46	розгазування глинистого розчину	3	14	3,8		-	27	210	6	1,4	-			ПЧ
117	798-808	ВД-14	-	46	-	3	10	3,6		-	28	200	6	1,5	-			ДЧ
119	610-658	ВД-12	-	46	-	3,6	11	4,2		6	31	220	6	1,1	-			ДЧ
120	775-787	ВД-14	-	42	-	4	16	3,5		5	30	190	12	1,3	-			ДЧ

свердловини	Інтервал, м	Горизонт	Геологічні ознаки		Геофізичні ознаки										Оцінка перспективності			
			за керном	середні значення псамітовості, %	газопроводи при бурінні	Стандартний каротаж, Омм	ПС - мV	БКЗ Омм	БК, Омм	МК, Омм	Термометрія, °С	Профілометрія, мм	ГК, мкР/год	НГК, у.о.	Газовий каротаж	Першочергова	Другочергова	Третьочергова
21	845-862	ВД-14	-	42	-	5	18	4,5		5	-	190	12	1,3	-			ДЧ
23	832-846	ВД-14	-	48	-	4,4	18	3,6		5,6	20	220	7	1,3	-			ТЧ
36	702-718	ВД-14	-	48	-	4	14	3	6	5	25	190	-	-	підвищений вміст СН ₄	ПЧ		
38	699-709	ВД-14	-	48	-	3,6	14	3,5	5	4,2	18	200	4	1,2	-			ТЧ
39	270-273	ВД-11	-	46	-	4,6	18	4,2	4,2	-	16,1	305	4,2	0,4	-			ДЧ
39	293--345	ВД-12	-	46	-	5,2	18	4,5	4,2	-	17	315	4,1	0,4	-			ДЧ
39	504-530	ВД-13	-	46	-	5,6	14	4,8	4,9	-	18,5	295	4,1	0,4	-			ДЧ
40	580-585	ВД-13	-	28	-	4,7	12	4,8	5	4,3	7,6	330	3,7	0,6	-			ТЧ
40	740-745	ВД-14	-	28	-	4,7	16	4,6	4,7	-	9,8	305	3,7	0,8	-			ТЧ
40	762-766	ВД-14	-	28	розгазування глинистого розчину	4,7	18	-	-	-	9,9	300	3,8	0,7	-		ПЧ	
41	290-330	ВД-10	-	32	-	5,2	14	5,8	7	4,6	20,6	300	5,6	0,7	-			ТЧ
41	490-510	ВД-12	-	32	-	4,8	16	5,3	6,6	4,4	25,5	290	6,5	0,8	-			ТЧ
41	690-698	ВД-14	-	32	-	5,2	18	-	6,8	-	28,8	290	7	0,9	-			ТЧ
41	715-725	ВД-14	-	32	розгазування глинистого розчину	4	19	4,2	-	3	31,2	220	10	0,7	-		ПЧ	
42	220-255	ВД-10	-	30	-	4,2	16	4,2	3,8	4	17,8	290	5	0,7	-			ДЧ
42	485-496	ВД-12	-	30	-	5	15	5,6	4,4	5,8	20,4	275	5,8	0,9	-			ТЧ
43	490-510	ВД-11	-	32	-	4,2	15	5,2	4	-	24,8	215	5,4	0,8	-			ДЧ
43	640-649	ВД-12	-	32	-	4,2	18	4,8	4	-	26,5	220	5,8	0,8	-			ДЧ
43	704-710	ВД-13	-	32	-	4,2	16	4,8	3,9	-	27,6	220	5,4	0,8	-			ДЧ
45	320-330	ВД-10	-	30	-	5,6	8	6,2	5,1	4,9	9,8	235	4,7	0,8	-			ТЧ
45	510-530	ВД-11	-	30	-	3,8	16	4,6	4,9	4,4	24,3	225	4,7	0,8	-			ТЧ
46	832-836	ВД-14	-	20	розгазування глинистого розчину	3	14	4,3	3,2	4	33,5	215	5,2	0,9	-		ПЧ	
42	410-432	ВД-10	-	22	-	4,4	18	4,8	-	4,8	20,8	210	5,6	0,7	-			ДЧ

№ свердловини	Інтервал, м	Горизонт	Геологічні ознаки				Геофізичні ознаки								Оцінка перспективності			
			за керном	середні значення псамітовості, %	газопровля при бурінні	Стандартний каротаж, Омм	ПС - пш	БКЗ Омм	БК, Омм	МК, Омм	Термометрія, °С	Профілометрія, мм	ГК, мкР/год	НГК, у.о.	Газовий каротаж	Першочергова	Другочергова	Третьочергова
Садковийське газове родовище																		
1	1042-1076	НД - 2	-	48		3,8	8	4	-	2,6	23	250	6,2	0,9	-			ТЧ
5	240-250	ВД - 9	-	48		3	6	4,5		4,2	290	290	6,4	0,7	-			ТЧ
5	685-688	ВД - 11	-	48		5,5	6	5	5,2	4,6	31	290	6,8	0,8	-			ТЧ
10	1055-1060	НД - 2	пісковики, глини	48	розгазування глинистого розчину	4	8	3,5	3,5	3,8	27	190	10	1,4	підвищений вміст СН ₄	ПЧ		
10	1092-1095	НД - 2	-	42		4	10	3,8	3	3	28	190	9	1,4	теж	ПЧ		
12	675-685	ВД - 11	-	42		3,8	10	4	6	4	29	220	8	1,5	-			ДЧ
14	345-355	ВД - 9	-	42		4,2	12	3	4,5	4,2	20	190	10	1,3	-			ДЧ
14	412-423	ВД - 10	-	42		4	8	3	4	4	20	190	8	1,2	-			ТЧ
15	365-375	ВД - 10	-	40		4,4	6					190	7	1,2	-			ТЧ
15	565-575	ВД - 11	-	40		4	8	4	7	4	22	190	7,5	1,4	-			ДЧ
63	1027-1032	НД - 2	-	40		4,2	9	3,8	4	3	35	220	9	1,2	-			ДЧ
72	1348-1363	НД - 5	пісковики, глини	40	розгазування глинистого розчину	4,8	10	3,4	3	3,5	40	230	5,6	0,8	підвищений вміст СН ₄	ПЧ		
73	1012-1020	НД - 2	-	48		4,2	8	4	4,5	3,6	36	215	8	1,3	теж	ПЧ		
Пінянське газове родовище																		
2	1022-1027	ВД-13	-	42		4,4	4	4		3	37	200	7	2,6	-			ТЧ
10	920-925	ВД-13	-	40	розгазування глинистого розчину	4	8	3,8	3,5	4	36	200	8	1,4	-			ПЧ
17	900-920	ВД-13	-	44		3,8	6	3,6	2	3,2	27	295	8	1,6	-			ТЧ
20	392-500	ВД-10	-	44		3,4	8	3,4	3	4	18	295	6	1	-			ТЧ
20	875-882	ВД-12	-	40		3,8	5	3,6	3,5	3,8	35	300	6	1,2	підвищений вміст СН ₄	ПЧ		
29	958-965	ВД-13	-	42	розгазування глинистого розчину	4,2	8	3,8	4	4,4	37	310	6	1,2	-			ПЧ
29	1060-1070	НД-1	-	42	теж	4,2	10	4	4	4,6	40	295	5,6	1,3	-			ПЧ
30	966-980	ВД-13	-	40	-"	5,2	7	4,6	5,2	5	27	300	5	1,4	-			ПЧ

№ свердловини	Інтервал, м	Горизонт	Геологічні ознаки				Геофізичні ознаки										Оцінка перспективності		
			за керном	середні значення псамітовості, %	газопрояви при бурінні	Стандартний каротаж, Омм	ПС - п/л	БКЗ Омм	БК, Омм	МК, Омм	Термометрія, °С	Профілометрія, мм	ГК, мкР/год	НГК, у.о.	Газовий каротаж	Першочергова	Другочергова	Трет'яочергова	
1	1042-1076	НД - 2	-	48		3,8	8	4	-	2,6	23	250	6,2	0,9	-			ТЧ	
5	240-250	ВД - 9	-	48		3	6	4,5		4,2	290	290	6,4	0,7	-			ТЧ	
5	685-688	ВД - 11	-	48		5,5	6	5	5,2	4,6	31	290	6,8	0,8	-			ТЧ	
10	1055-1060	НД - 2	пісковики, глини	48	розгазування глинистого розчину	4	8	3,5	3,5	3,8	27	190	10	1,4	підвищений вміст СН ₄	ПЧ			
10	1092-1095	НД - 2	-	42		4	10	3,8	3	3	28	190	9	1,4	теж	ПЧ			
12	675-685	ВД - 11	-	42		3,8	10	4	6	4	29	220	8	1,5	-		ДЧ		
14	345-355	ВД - 9	-	42		4,2	12	3	4,5	4,2	20	190	10	1,3	-		ДЧ		
14	412-423	ВД - 10	-	42		4	8	3	4	4	20	190	8	1,2	-		ТЧ		
15	365-375	ВД - 10	-	40		4,4	6					190	7	1,2	-		ТЧ		
15	565-575	ВД - 11	-	40		4	8	4	7	4	22	190	7,5	1,4	-		ДЧ		
63	1027-1032	НД - 2	-	40		4,2	9	3,8	4	3	35	220	9	1,2	-		ДЧ		
72	1348-1363	НД - 5	пісковики, глини	40	розгазування глинистого розчину	4,8	10	3,4	3	3,5	40	230	5,6	0,8	підвищений вміст СН ₄	ПЧ			
73	1012-1020	НД - 2	-	48		4,2	8	4	4,5	3,6	36	215	8	1,3	теж	ПЧ			
Пиняньське газове родовище																			
2	1022-1027	ВД - 13	-	42		4,4	4	4		3	37	200	7	2,6	-			ТЧ	
10	920-925	ВД - 13	-	40	розгазування глинистого розчину	4	8	3,8	3,5	4	36	200	8	1,4	-		ПЧ		
17	900-920	ВД - 13	-	44		3,8	6	3,6	2	3,2	27	295	8	1,6	-			ТЧ	
20	392-500	ВД - 10	-	44		3,4	8	3,4	3	4	18	295	6	1	-			ТЧ	
20	875-882	ВД - 12	-	40		3,8	5	3,6	3,5	3,8	35	300	6	1,2	підвищений вміст СН ₄	ПЧ			
29	958-965	ВД - 13	-	42	розгазування глинистого розчину	4,2	8	3,8	4	4,4	37	310	6	1,2	-		ПЧ		
29	1060-1070	НД - 1	-	42	теж	4,2	10	4	4	4,6	40	295	5,6	1,3	-		ПЧ		
30	966-980	ВД - 13	-	40	"	5,2	7	4,6	5,2	5	27	300	5	1,4	-		ПЧ		

свердловини	Інтервал, м	Горизонт	Геологічні ознаки				Геофізичні ознаки										Оцінка перспективності		
			за керном	середні значення псамітовості, %	газопрояви при бурінні	Стандартний каротаж, Омм	ПС - мV	БКЗ Омм	БК, Омм	МК, Омм	Термометрія, °С	Профілометрія, мм	ГК, мкР/год	НГК, у.о.	Газовий каротаж	Першочергова	Другочергова	Трет'я чергова	
31	920-930	ВД-12	-	42	-	4	9	3,8	4,4	4,6	30	220	7,6	0,9	-		ДЧ		
34	720-728	ВД-12	-	42	-	3,8	8	3,5	4	4,4	26	295	9	0,3	-				ТЧ
34	750-765	ВД-13	-	42	-	4	8	3,4	4	4,6	27	295	8,5	0,4	-				ТЧ
34	870-900	ВД-13	-	42	-	4	6	3,8	4,2	4,5	27,5	295	8,5	0,3	-				ТЧ
52	880-900	ВД-12	-	40	-	3,6	10	3,5	4	3,8	33	195	5	1,3	-				ДЧ
62	915-950	ВД-13	-	40	-	4,5	12	2,2		4,4	25	200	4,5	1,2	-				ДЧ
62	973-985	ВД-13	-	42	розгазування глинистого розчину	4,2	12	4		4	26	200	5	1,3	-				ПЧ
52	520-530	ВД-9	-	42	теж	3	8	2,3	3,5	4,2	26	260	9	1	підвищений вміст СН ₄				ПЧ
52	542-547	ВД-9	-	38	-	3,2	6	2,5	3,8	5,2	27,5	260	9	1,2	підвищений вміст СН ₄				ДЧ
52	611-615	ВД-10	-	38	-	2,8	5	2,4	4,2	8	28	220	9	1,2	теж				ПЧ
52	630-647	ВД-10	-	38	-	3	12	2,5	4,2	7	29	240	9,6	1,2	-				ПЧ
52	707-713	ВД-11	-	38	-	3,2	6	3	4	6	31	240	9,6	1,2	-				ДЧ
52	740-752	ВД-12	-	38	розгазування глинистого розчину	3,2	5	2,8	3,8	4,2	32	240	9,2	1,2	підвищений вміст СН ₄				ПЧ
52	785-788	ВД-12	-	38	теж	3	6	3	3,6	3	32	240	9	1,2	теж				ПЧ
Орховицьке газове родовище																			
3	1146-1155	НД-7	-	20	розгазування глинистого розчину	3,4	6	3,2	4	3,8	40	215	8	1,2	-				ПЧ
3	1215-1230	НД-7	-	20	теж	4,4	8	3,6	4,5	4	43	220	9	1	-				ПЧ
3	1480-1499	НД-10	-	20	-	4,4	7	3,8	6	4,2	51	215	9	1,2	підвищений вміст СН ₄				ПЧ
3	1519-1532	НД-11	-	20	-	4	10	3,6	5	3,8	54	215	8	1,3	теж				ПЧ
3	1602-1630	НД-12	пісковики, глини	20	-	4	6	3,6	4,5	4	58	215	8,6	1,2	-				ПЧ
3	1710-1721	НД-13	-	20	-	4,2	5	4	6	4,2	64	215	9,8	1,3	-				ПЧ
3	1755-1764	НД-13	-	20	-	4,2	12	3,5	5	4	66	215	9	1,3	-				ПЧ
2	1427-1436	НД-10	-	20	-	4	10	3,4	5	4	46	215	5	1,2	-				ПЧ
2	1456-1468	НД-10	-	20	-	4	11	3,5	4	4	47	215	5	1,2	-				ПЧ

№ свердловини	Інтервал, м	Горизонт	Геологічні ознаки			Геофізичні ознаки										Оцінка перспективності		
			за керном	середні значення псамітовості, %	газопрояви при бурінні	Стандартний каротаж, Омм	ПС - мV	БКЗ Омм	БК, Омм	МК, Омм	Термометрія, °С	Профілометрія, мм	ГК, мкР/год	НГК, у.о.	Газовий каротаж	Першочергова	Другочергова	Третьочергова
2	1488-1400	НД-11	-	20	-	4,2	6	3,8	3,5	3	49	215	5	1,2	-	ПЧ		
2	1602-1618	НД-12	-	20	-	3,8	5	3	4	3	51	215	5	1,2	-	ПЧ		
2	1705-1720	НД-12	-	20	-	7	8	3,6	5	3,8	54	220	5,2	1,2	-	ПЧ		
2	1744-1754	НД-13	-	20	-	4,2	6	3,5	4,5	3,2	58	215	5,3	1,3	-	ПЧ		
9	950-983	НД-3	-	20	-	2,8	6	2,2	6	3,0/7	40	295	8,0	1,3	-			ТЧ
9	1025-1080	НД-4	-	20	-	3,2	8	2,4	7	3,5/5	44	295	7,6	1,4	-			ТЧ
9	1136-1152	НД-6	-	20	-	4,2	10	2,5	8	4,0/6	48	295	8,8	1,4	-			ТЧ
9	1190-1208	НД-6	-	20	-	4	6	3	8	2,0/4	50	295	9,0	1,3	-			ТЧ
9	1300-1360	НД-8	-	20	-	3,6	8	2,6	8	3,2/5	54	295	8,5	1,4	-			ТЧ
9	1375-1390	НД-9	пісковики, глини	20	-	4	6	3	5	3,5/4,8	55	295	8,6	1,3	підвищений вміст СН ₄	ПЧ		
9	1480-1505	НД-10	-	20	-	3,5	6	3	8	3,0/4	57	220	10	1,2	-			ДЧ
9	1533-1550	НД-10	-	20	-	3,5	8	3	4	2,0/3	58	220	11	1,3	-			ДЧ
9	1575-1585	НД-11	-	20	-	3	5	2,2	3	2,0/3	59	220	10		-			ДЧ
9	1595-1605	НД-11	-	20	-		10	2,2	3	2,5/3,5	60	220	10	1,2	-			ДЧ
9	1615-1625	НД-11	-	20	-		12	2,4	3	3,0/4	61	220	11	1,2	-			ДЧ
5	770-775	ВД-13	-	20	-	3,2	6	3,2	3,8	3,2	41,9	290	5,5	1	-			ТЧ
5	995-1022	НД-4	-	20	-	2,3	8	2,2	4,1	4	46,5	220	4,2	1,1	-			ТЧ
5	1072-1100	НД-5	-	20	-	3,2	7	2,5	4,1	4	48	215	5,8	1,1	-			ДЧ
5	1185-1200	НД-7	-	20	розгазування глинистого розчину	3,8	5	4,2	4	3,8	51,5	220	5,1	1,1	підвищений вміст СН ₄	ПЧ		
5	1205-1215	НД-7	-	20	теж	3,8	6	4,4	4,2	4	51,5	215	4,9	1,1	теж	ПЧ		
5	1260-1280	НД-8	-	20	-	3,4	6	2,8	4,4	3,3	52,5	215	5,5	1,1	-	ПЧ		
5	1480-1492	НД-10	-	20	-	3,2	8	3,7	4,4	2,8		215	4,7	1,1	-	ПЧ		
5	1520-1530	НД-11	-	20	-	3,2	10	3,2	4	2,4		220	4,6	1,2	-	ПЧ		
5	1578-1595	НД-12	-	20	-	2,8	6	3,5	4	2,6	63	215	4,5	1,2	-	ПЧ		

№ свердловини	Інтервал, м	Горизонт	Геологічні ознаки		Геофізичні ознаки										Оцінка перспективності				
			за керном	середні значення псамітовості, %	газопроводи при бурінні	Стандартний каротаж, Омм	ПС - тлV	БКЗ Омм	БК, Омм	МК, Омм	Термометрія, °С	Профільметрія, мм	ГК, мкР/год	НГК, у.о.	Газовий каротаж	Першочергова	Другочергова	Трет'ючергова	
5	1610-1612	НД-12	-	20	-	2,8	8	3,2	3,8	2,6	63,4	215	4,3	1,2	-	ПЧ			
5	1632-1655	НД-12	пісковики, глини	20	-	3	8	3,2	3,2	2,4	64,2	220	4,5	1,1	-	ПЧ			
5	1668-1678	НД-12	-	20	-	3,2	10	3,2	3,2		65,3	220	4,7	1,2	-	ПЧ			
5	1686-1710	НД-13	-	20	-	3,2	8	3,5	3,5	2,4	65,5	220	4,2	1,2	-	ПЧ			
5	1745-1755	НД-14	-	20	-	3	6	3,4	3,1	2,2	67,5	220	4,6	1,1	-		ДЧ		
5	1762-1775	НД-15	-	20	розгазування глинистого розчину	3,2	6	3,5	3,2	2	69	215	4,7	1,2	підвищений вміст СН ₄	ПЧ			
5	1778-1791	НД-15	-	20	те ж	3,4	5	3,7	3,4	2,2	70	220	4,7	1,2	те ж	ПЧ			
Тейсарівське газове родовище																			
1	214-220	ВД - 13	-	26	розгазування глинистого розчину	4	10	3,6	4	4,2	19	295	8	1,1	підвищений вміст СН ₄	ПЧ			
1	668-680	НД - 10	-	26	те ж	5	8	4,6	5	3,0	30	215	7,5	1,2	те ж	ПЧ			
3	233 - 247	ВД - 11	-	26	-	3,6	10	3	4,2	4,0	10	320	5,4	1,5			ТЧ		
3	278 - 285	ВД - 14	-	26	-	4	9	3	4,8	4,5	12	300	5	1,2			ТЧ		
3	390 - 398	НД - 3	-	26	-	4,4	12	3,8	5	3,6	14	300	5,2	1,2			ТЧ		
3	462 - 470	НД - 4	-	26	-	5	16	4	6	6,2	16	250	8	1			ТЧ		
3	725 - 770	НД - 9	-	26	-	5	8	5	6	6,0	21	220	10	1,2			ТЧ		
3	787 - 800	НД - 10	-	26	-	5,2	6	5	6	6,2	23	200	9	1,2			ДЧ		
3	808 - 828	НД - 11	пісковики, глини	26		5	8	4,5	6	6,4	24	200	8	1,2			ДЧ		
Любешівське газове родовище																			
16	138-154	ВД-9	-	26	розгазування глинистого розчину	7	24	5	7	6	12	220	8	1,38	підвищений вміст СН ₄	ПЧ			
16	255-274	ВД-10	-	26	те ж	15	22	8	20	8	15	215	5	1,7	те ж	ПЧ			
16	290-296	ВД-11	-	26	-	8	18	3,6	4	3,8	18	220	6	1,65	-	ПЧ			
16	225-232	ВД-10	-	26	-	6	21	5	6	5,5	14	230	9	1,35	-	ПЧ			
12	248-255	ВД-10		26	-	5,2	18	10	15	7	21	300	5,8	1	-			ТЧ	
12	268-279	ВД-10		26	розгазування глинистого розчину	30	25	30	30	7	21,5	340	4,4	0,9	підвищений вміст СН ₄	ПЧ			

№ свердловини	Інтервал, м	Горизонт	Геологічні ознаки		Фізичні ознаки								
			за керном	середні значення псамітовості, %	газопрояви при бурінні	тис. мВ	БКЗ, Ом	БК, Ом	МК, Ом	Термометрія, °С	Профілометрія, мм	ГК, мкР/год	НГК, у.о.
12	320-325	ВД-10		26	-	19	3	3	6	22	300	6,2	1,15
12	499-502	ВД-14		26	-	25	11	25	10	24,5	220	5,2	1,15
15	180-185	ВД-9		26	розгазування глинистого р.	16	5,5	5	8	20	220	5,6	1,25
15	255-270	ВД-11		26	-	26	20	15	8	24	220	6	1,7
15	294-299	ВД-12		26	-	18	6	9	8	25	225	6	1,6
2	302-320	ВД-10		26	-	24	3	3,8	3,5	22	215	6	1,5
5	470-490	ВД-14		26	-	16	4	3,6	4	22	230	6	1
5	760-778	НД-7		26	розгазування глинистого р.	18	5	4,5	4	25	215	6	1,15
1	250-272	ВД-10		26	-	25	30	23	15	21	300	4,4	1,2
1	570-580	НД-3		26	-	18	5	5	6	23	220	5	1,4
1	740-760	НД-7		26	розгазування глинистого р.	16	15	12	12	25	220	4,4	1,5
13	543-554	НД-5		26	-	18	7	7	7	26	215	4,6	2
13	710-728	НД-9		26	-	20	6	6	4	34	215	9	2,2
3	742-763	НД-6		26	-	12	5,8	4,5	4,5	34	215	10	1,3
3	905-940	НД-9		26	-	16	5	8	3	36	215	10	1,3
3	1090-1095	НД-12		26	-	12	5	10	5	38	215	5	1,2
4	167-178	ВД-10		26	-	18	6	13	8	14	295	5,2	1,2
4	572-575	НД-7		26	-	18	5,8	6	5	24	215	6	1,7
11	210-230	ВД-9		26	-	22	5,5	6	5	20	295	9	1

Продовження таблиці 6.1

№ свердловини	Інтервал, м	Горизонт	Оцінка перспективності				
			за керном	Газовий каротаж	Першо-чергова	Друго-чергова	Третьо-чергова
12	320-325	ВД-10		-			ТЧ
12	499-502	ВД-14		-		ДЧ	
15	180-185	ВД-9		підвищений вміст CH ₄	ПЧ		
15	255-270	ВД-11		-			ТЧ
15	294-299	ВД-12		-			ТЧ
2	302-320	ВД-10		-			ТЧ
5	470-490	ВД-14		-			ТЧ
5	760-778	НД-7		підвищений вміст CH ₄	ПЧ		
1	250-272	ВД-10		-			ТЧ
1	570-580	НД-3		-		ДЧ	
1	740-760	НД-7		підвищений вміст CH ₄	ПЧ		
13	543-554	НД-5		-			ТЧ
13	710-728	НД-9		-			ТЧ
3	742-763	НД-6		-			ТЧ
3	905-940	НД-9		-			ТЧ
3	1090-1095	НД-12		-			ТЧ
4	167-178	ВД-10		-			ТЧ
4	572-575	НД-7		-			ТЧ
11	210-230	ВД-9		-			ТЧ

№ свердловини	Інтервал, м	Горизонт	Геологічні ознаки			Геофізичні ознаки							
			за керном	середні значення псамітовості, %	газопрояви при бурінні	БКЗ, Омм	БК, Омм	МК, Омм	Термометрія, °С	Профільметрія, мм	ГК, мкР/год	НГК, у.о.	
						Ковшівце							
55	110-120	сармат	-	28	-	4	12	-	-	12	285	-	-
55	232-240	косівська світа	-	28	-	10	14	-	-	18	290	-	-
95	260-270	"-	-	28	-	8	14	-	-	19	285	-	-
						Ковшівце							
2-К-Ч	510-515	те ж	-	32	-	12	12	-	-	21	295	-	-
31-К-Ч	123-133	сармат	-	32	-	12	14	-	-	16	300	-	-

Продовження таблиці 6.1

№ свердловини	Інтервал, м	Горизонт	Оцінка перспективності				
			за керном	Газовий каротаж	Першо-чергова	Друго-чергова	Третьо-чергова
55	110-120	сармат	-	-		ДЧ	
55	232-240	косівська світа	-	-		ДЧ	
95	260-270	"-	-	-		ДЧ	
2-К-Ч	510-515	те ж	-	-		ДЧ	
31-К-Ч	123-133	сармат	-	-		ДЧ	

геофізичні чинники, серед яких особливо увага приділялася даним профілометрії. Практика буріння свердловин у піщано-глинистих товщах свідчить про зменшення діаметру свердловини в інтервалах залягання піщаників та шарів і прошарків глин з високою концентрацією в них псамітової фракції, чим і характеризується піщано-глиниста товща неогену в окремих пачках. Це пояснюється тим, що в інтервалах залягання прошарків з підвищеним вмістом псамітів відбувається інтенсивна адсорбція фільтрату глинистого розчину, відкладається глиниста кірка, і тим самим зменшується діаметр свердловини.

При виділенні інтервалів у розрізах свердловин, де могли залишитись невипробувані газonosні об'єкти, враховувалися також дані електрометрії. Відомо, що розрізи піщано-глинистих товщ характеризуються в принципі низькоомними показниками [84], але підвищення псамітовості глин у випадку насичення їх вуглеводневими сполуками впливає на відносне збільшення електричного опору.

Таким чином, до ПЧ віднесений 61 об'єкт, що характеризуються сприятливими геологічними показниками псамітовості, газопроявами при бурінні, позитивними даними газового каротажу, відносно сприятливими характеристиками електрометричних опорів і профілометрії, радіометрії. До ДЧ віднесено 52 об'єкти, які характеризуються сприятливими показниками псамітовості, даними ГДС, особливо профілометрії, але такі показники, як результати газового каротажу, газопрояви при бурінні - відсутні. До ТЧ об'єктів за їх значимістю виділяють 62 об'єкти, в яких відмічене відносне

підвищення значень електричних опорів пластів у порівнянні з вміщувачими породами, сприятливі характеристики профілометрії, але інші показники-відсутні.

За результатами аналізу геолого-геофізичних матеріалів по розрізах свердловин, які були пробурені у минулому на площах Зовнішньої зони, нами виділено 175 об'єктів у піщано-глинистій товщі неогену, в яких, на нашу думку, існують невипробувані газonosні об'єкти. Серед них першочергових виділено 61, другочергових - 52, третьочергових - 62.

За кількістю першочергових об'єктів виділених нами в розрізах свердловин розподіл площ виглядає наступним чином: Орховицька-26 об'єктів, Пинянська-11 об'єктів, Любешівська -8 об'єктів, Хідновицька-7 об'єктів, Садковицька 4 об'єкти.

Слід зазначити, що вказані площі зосереджені в межах тих ділянок Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, де середні значення псамітовості піщано-глинистої товщі достатньо високі 34% - на Хідновицькій площі, 42% - на Садковицькій площі, 40% - на Пинянській площі, 22% - на Орховицькій площі, 30% - на Любешівській площі.

6.2. Перспективні площі для приросту запасів газу

Перспективні площі для приросту запасів газу у піщано-глинистій товщі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину можна поділити на чотири категорії.

До першої категорії ми відносимо промислові площі, в розрізах яких, крім друго- і третьочергових об'єктів,

виділено більше 5 першочергових об'єктів, які рекомендуються для розкриття і випробування. Таких площ у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину нараховано 4, а саме: Хідновицька, Пинянська, Орховицька і Любешівська (див. табл. 6.1.) [35, 46].

Якщо очікується більше, ніж 5 першочергових перспективних об'єктів, є більша ймовірність того, що серед них будуть об'єкти з промисловими запасами газу, які забезпечать компенсацію витрат на буріння розвідувальних свердловин.

До другої категорії перспективних площ ми відносимо площі, в розрізах яких виділено від 5 до 3, можливо, пропущених першочергових об'єктів. На площах другої категорії за їх перспективністю, на нашу думку, також є достатньо великий шанс розкрити промислові газonosні об'єкти, що компенсують витрати на буріння розвідувальних свердловин і їх випробування. Таких площ у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину виділено поки що 1, Садковицьку (див. табл. 6.1.).

До третьої категорії перспективності ми відносимо площі, в розрізах яких виділено можливо пропущених перспективних об'єктів у кількості від 3 до 1. При такій кількості, можливо, пропущених у минулому газonosних об'єктів є менша ймовірність виявити промислові газonosні об'єкти, але вони можуть бути. Таких площ у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину нараховується 3, а саме: Шегинська, Твіржівська і Тейсарівська (див. табл. 6.1.).

До четвертої категорії площ за їх перспективністю ми відносимо площі, пов'язані з ділянками підвищеної псамітовості піщано-глинистої товщі неогену. Виділення цих площ базувалося на результатах визначення псамітовості з використанням побудованої карти псамітовості піщано-глинистої товщі неогену за середніми її значеннями (див. рис.3.1).

На північному заході Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (рис. 6.1) в районах I і II за значеннями підвищеної псамітовості піщано-глинистої товщі, на нашу думку, можна виділити 22 площі: Оселівську, Бонівську, Мостиську, Шегинську, Мочерадівську, Княгиницьку, Калинівську, Галичанську, Добрянську, Владипільську, Північнопінянську, Зарайську, Стрв'яжську, Верхньодністровську, Дністровську, Раделицьку, Коросницьку, Стрийську, Турадівську, Подорожнянську, Корнелівську і Лисківську. На Стрийській площі псамітовість піщано-глинистої товщі (табл.6.2.) досягає максимального значення 44%. Висока псамітовість піщано-глинистої товщі спостерігається також на Княгиницькій, Владипільській, Північнопінянській і Стрв'яжській площах (до 32%), а також на Раделицькій площі до 28%.

У центральній частині Зовнішньої зони Передкарпатського прогину в районі III підвищену псамітовість піщано-глиниста товща має на Західнокадобнянській, Верхівецькій, Східногринівській, Горохолинській і Східнобогородчанській площах. В даному районі псамітовість піщано-глинистої товщі неогену складає 38% на Західнокадобнянській площі і

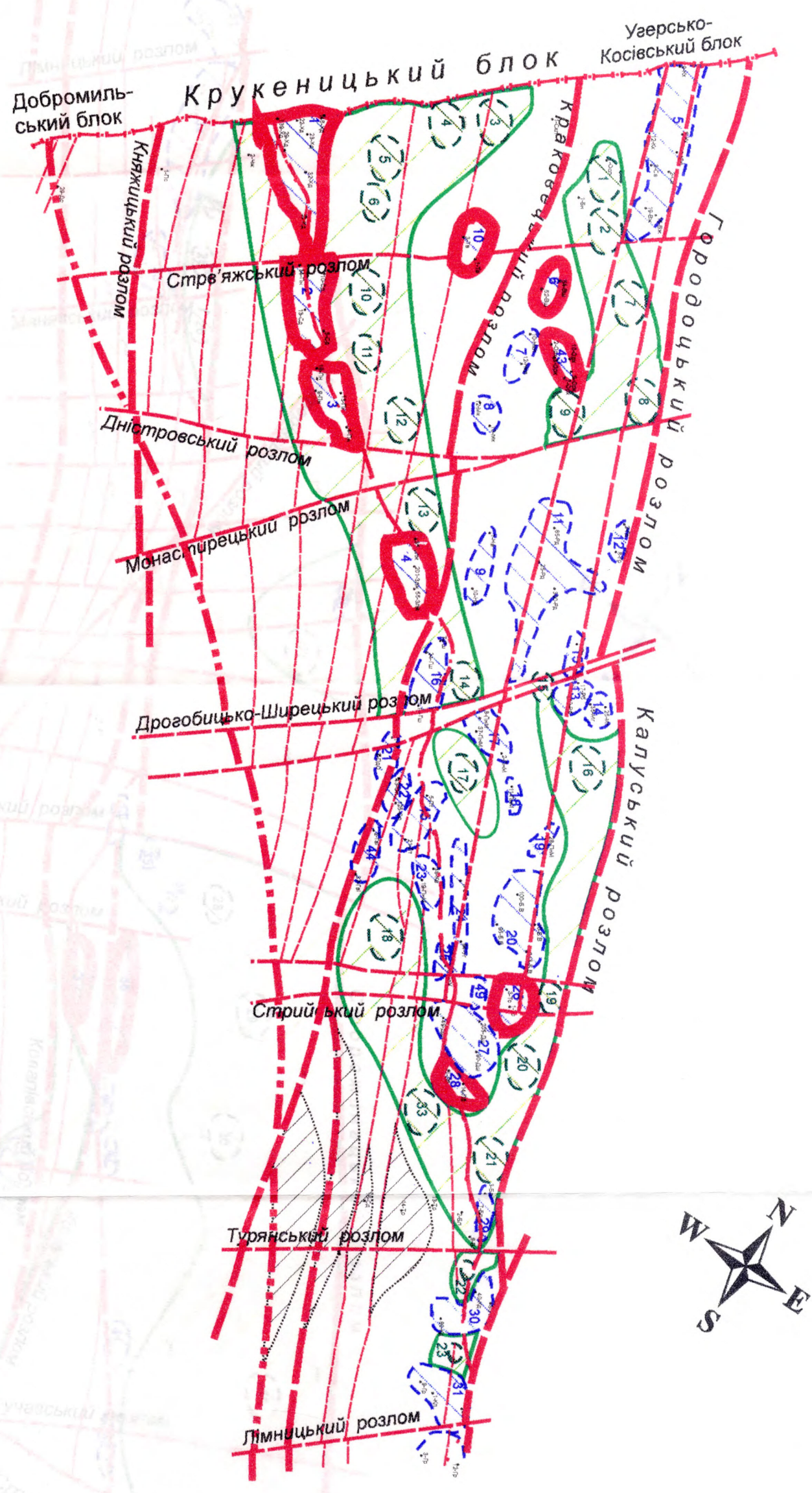


Рис. 6.1. КАРТА ПЕРСПЕКТИВ ПРИРОСТУ ЗАПАСІВ ГАЗУ У ПІШАНО-ГЛИНИСТІЙ ТОВШІ НЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГІНУ

Масштаб 1:500 000

Склад: О.О. Орлов, А.В. Локтев

(тектонічна основа ІГГК НАН України, 2002 рік)
2003 р.

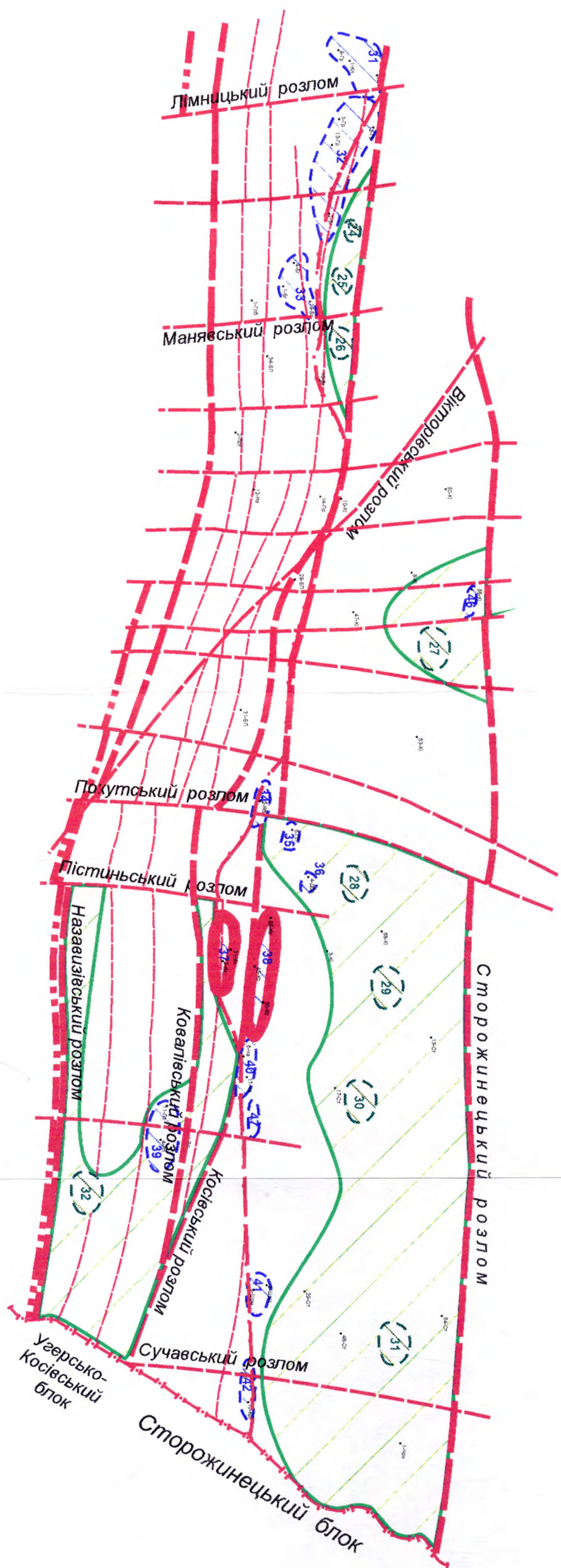
- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12

1-Передкарпатський глибинний розлом; 2-поздовжні регіональні розломи; 3-поперечні розломи; 4-оперячі та меридіональні розломи; 5-лінія насуву відкладів Внутрішньої зони; 6-лінія державного кордону;
 7-ділянки відсутності неогенових відкладів; 8-газові родовища; 9-родовища з перспективами приросту запасів газу; 10-перспективні площі за даними псамітовості; 11-райони з підвищеною псамітовістю; 12-свердловини.

Газові родовища: 1 - Хідновицьке, 2 - Садковецьке, 3 - Пиняньське, 4 - Залужанське, 5 - Свідницьке, Коханієське, Вижомлянське, 6 - Вишняньське, 7 - Никтовицьке, 8 - Макунієське, 9 - Новосілівське, 10 - Твіржеська, 11 - Рудківське, 12 - Городоцьке, 13 - Малогорожанське, 14 - Рубанівське, 15 - Верещицьке, 16 - Грушівське, 17 - Північномеденицьке, 18 - Грудівське, 19 - Північнобілоче-Волчицьке, 20 - Білече-Волчицьке, 21 - П'єденносларське, 22 - Сларське, 23 - Кавське, 24 - Уєрське, 25 - П'єденноуєрське, 26 - Тейсарівське, 27 - Дашаєське, 28 - Любешівське, 29 - Болгохівське, 30 - Кадобнянське, 31 - Калуське, 32 - Грунівське, 33 - Бовородчанське, 34 - Яблунівське, 35 - Пилпівське, 36 - Дебеславцівське, 37 - Ковалівське, 38 - Косівське, 40 - Чорногузьке, 41 - Шереметівське, 42 - Краснолізьське, 43 - Орхоєцьке, 44 - Гайське, 45 - Лепніньське, 46 - Череміхівсько-Струтівське, 47 - Славецьке.

Нафтогазове родовище: 39 - Попушніньське.

Родовища з перспективами приросту запасів газу: 1 - Хідновицьке, 2 - Садковецьке, 3 - Пиняньське, 4 - Залужанське, 6 - Вишняньське, 10 - Твіржеська, 26 - Тейсарівське, 28 - Любешівське, 37 - Ковалівське, 38 - Косівське, Перспективні нові площі за даними псамітовості: 1 - Оселівська, 2 - Бонівська, 3 - Мостиська, 4 - Шегаїнська, 5 - Мочерадівська, 6 - Княгаїницька, 7 - Калчинська, 8 - Галичанська, 9 - Добрянська, 10 - Владилівська, 11 - Північнопіннянська, 12 - Зарайська, 13 - Стрич'яжська, 14 - Верхньодністрівська, 15 - Дністрівська, 16 - Радешицька, 17 - Коросницька, 18 - Стрийська, 19 - Турдівська, 20 - Корналівська, 21 - Лисківська, 22 - Західнокадобнянська, 23 - Верхівська, 24 - Східноуринівська, 25 - Горохопинська, 26 - Східнобобородчанська, 27 - Жукотинська, 28 - Турківська, 29 - Хом'яківська, 30 - Банлівська, 31 - Брусилівська, 32 - Бувківська, 33 - Подорожніньська.



Продовження рисунку 6.1

Таблиця 6.2

Перспективні площі, виділені за даними псамітовості
піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони

Передкарпатського прогину

Склав: А.В. Локтев

2003 рік.

Назва площі	Фонові значення псамітовості, %	Псамітовість на площі, %
Оселівська	15	20
Бонівська	15	24
Мостиська	20	20
Шегинська	20	26
Мочерадівська	20	22
Княгиницька	22	32
Калинівська	20	24
Галичанська	20	22
Добрянська	20	22
Владипільська	22	32
Північнопінянська	22	32
Зарайська	22	24
Стрв'яжська	22	32
Верхньодністровська	22	24
Дністровська	22	24
Раделицька	24	28
Коросницька	26	34
Стрийська	38	44
Турадівська	24	28

Продовження таблиці 6.2

Назва площі	Фонові значення псамітовості, %	Псамітовість на площі, %
Корнелівська	24	26
Лисківська	25	30
Подорожнянська	36	42
Західно- кадобнянська	30	38
Верхівецька	30	34
Східногринівська	34	36
Горохолинська	34	36
Східнобогородчанська	34	36
Жукотинська	22	24
Турківська	24	26
Хом'яківська	24	26
Банилівська	20	24
Брусилівська	26	30
Буківська	35	38

34% - на Верхівецькій. На південному сході підвищену псамітовість мають райони IV, V, і VI, на яких виділяється 6 площ. До них належить Жукотинська, Турківська, Хом'яківська, Банилівська (псамітовість піщано-глинистої товщі складає від 24 до 26%), Брусилівська (30%) і Буківська (38%) площі.

Таким чином, за результатами запропонованого нами методу визначення псамітовості та за результатами переінтерпретації геолого-геофізичної інформації у досліджуваних піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину зроблено:

- оцінку перспектив газонасності об'єктів на розвіданих родовищах;

- запропоновані перспективні площі для приросту запасів газу у Західноукраїнському нафтогазоносному регіоні.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі розглянуті всі аспекти вирішення проблеми виявлення промислових покладів газу в тонкошаруватій піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, а також розроблений новий підхід до прогнозування розрізу щодо його газоносності на основі безпосереднього дослідження при бурінні свердловин.

У результаті детального вивчення особливостей геологічної будови піщано-глинистої товщі неогену із врахуванням результатів численних лабораторних аналізів мінералогічного складу зразків порід слід сказати, що гранулометричний вміст псамітової фракції в піщано-глинистій товщі неогену по всьому розрізі зазнає невеликих змін. Це свідчить про незначну знакову зміну коливальних процесів дна баден-сарматського моря. Піщано-глинисті осади відкладались у неогеновому морі по мірі поступового опускання його дна при невеликих коливаннях глибин у порівнянні з морем, де накопичувались відклади Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Подібний мінералогічний вміст піщано-глинистої товщі свідчить про те, що область зносу уламкового матеріалу в неогеновий час також не змінювалася.

У процесі проведених досліджень виявлено закономірності просторового поширення псамітової фракції у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. На основі всебічного аналізу літологічного складу піщано-глинистої товщі пропонується використовувати поняття "псамітовості піщано-глинистої товщі", яка характеризує вміст дисперсно-розсіяної псамітової фракції за результатами досліджень шламу. Цей термін відмінний від терміну "піщанистість" тим, що останній враховує тільки сумарну

товщину пластів піщаників у товщі, як правило, виділених за результатами досліджень керн і даних ГДС. На основі просторового вивчення псамітовості піщано-глинистої товщі неогену пропонується при пошуках, розвідки і особливо дорозвідки газових покладів у піщано-глинистій товщі будувати карти псамітовості, які характеризують її дисперсну розсіяність у відкладах, на відміну від піщанистості, що враховує тільки монолітні пласти пісковиків.

Розроблено теоретичну модель процесу формування газових покладів у тонкошаруватих пачках піщано-глинистої товщі і те, чому в окремих випадках, при порівняно високих середніх значеннях псамітовості, умови утворення природних резервуарів у піщано-глинистій пачці відсутні, а натомість із значно меншими середніми значеннями псамітовості вони присутні. Це дає можливість прямим способом виділяти можливі колектори, які являють собою резервуари переважно мініпокладів газу, що знаходяться серед непроникних глин. Підтвердженням адекватності розробленої теоретичної моделі служать фактичні промислові дані тонкошаруватих пачок піщано-глинистих порід у розрізі св. № 3-Орховицька товщиною 64 м, де є 6 шарів і прошарків, в яких середнє значення псамітовості 22% при незначній мінливості цього параметра - 22, 24, 20, 23, 21, 22%. Ця пачка порід слабо диференційована за псамітовістю, є монолітною, і в ній відсутні газові поклади. В іншому інтервалі розрізу в пачці товщиною 96 м спостерігається така псамітовість окремих прошарків: 3, 8, 4, 12, 5, 11 і 3%. Прошарки з псамітовістю 3, 4, 5% практично є непроникними, і вони є покрішками для трьох прошарків з псамітовістю у 8, 12, 11%, в яких встановлена газоносність.

В дисертації наведені карти середніх значень

піщанистості по товщі за даними результатів досліджень керн і ГДС і карти псамітовості за результатами досліджень зразків шламу, керн і ГДС. Показано, що з підвищеними значеннями піщанистості зіставляються 14 газових родовищ, а з підвищеними значеннями псамітовості - 31. Отже, інформативність карти псамітовості в 2,2 раза вища в порівнянні з картою піщанистості.

В плані практичних висновків у дисертації на основі детального вивчення та визначення зміни псамітовості піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і аналізу буріння свердловин складені класифікаційні схеми причин пропуску продуктивних об'єктів на промислових площах. Розроблені заходи з метою виявлення можливо пропущених газonosних об'єктів на старих промислових площах та запобігання їх пропуску при проведенні пошуково-розвідувального буріння на нових площах.

В дисертації розроблені інформативні критерії оцінки перспектив виявлення пропущених у минулому газonosних об'єктів у піщано-глинистій товщі неогену на старих промислових площах, а також на нових площах.

Отже, піщано-глиниста товща неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину характеризується ще немалими потенційними можливостями приросту запасів газу у Західноукраїнському нафтогазonosному регіоні. Ці запаси можуть бути підтверджені встановленням промислових газonosних пластів на старих промислових площах внаслідок розкриття пропущених об'єктів у розрізах, пробурених у минулому пошуково-розвідувальних свердловин. Вказане підтверджується промисловими об'єктами в горизонтах ВД-14, НД-4-12 у розрізах

свердловин на Хідновицькому, Макунівському, Більче-Волицькому та інших газових родовищах, відкриття яких здійснювалося за рекомендаціями та участю здобувача.

З метою удосконалення пошуків, розвідки і дорозвідки покладів вуглеводнів на промислових площах необхідно проводити безперервне дослідження зразків шламу в розрізах свердловин з метою виділення інтервалів з підвищеним відсотковим вмістом псамітової фракції. Це зумовлено тим, що дослідити по керну суцільний розріз свердловин неможливо, оскільки відбір керну планується не більше 6 - 8% від проектної глибини свердловини. В той же час ГДС не завжди дає однозначні відповіді про характер газоносності тонкошаруватих пачок піщано-глинистих порід. У випадку розмиву глинистих уламків шламу для вивчення зміни псамітовості порід по розрізу свердловин необхідно проводити відбір глинистого розчину в жолобовій системі при виході його із свердловини.

Для узагальнення характеру поширення псамітовості піщано-глинистої товщі по площі і виявлення закономірностей зміни підвищених значень псамітовості по всій товщі відкладів рекомендується закладати свердловини по простяганню окремих горизонтів і пластів. З метою виявлення можливих міні-покладів вуглеводнів у вигляді тонких прошарків колекторів слід проводити дослідження зміни псамітовості у розрізі окремих горизонтів і пластів.

Крім вивчення псамітовості, слід досліджувати зміну величин коефіцієнтів набухання глинистих

уламків у шламi, що може значно полегшити визначення газоносних прошарків у тонкошаруватих пачках піщано-глинистої товщі в розрізі свердловин.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Анализ, сопоставление и обобщение результатов разведочного и оценочно-эксплуатационного бурения с целью геологического обоснования размещения скважин по площадям Стрыйского УБР: Рудковская, Грушевская, Бабченская, Богородчанская и Залужанская на 1982-1983 годы. Отчёт о НИР по теме №4/81 / Геолого-тематическая группа Стрыйского УБР ПО "Укрбургаз". - Стрый, - 1981. - 75 с.
2. Анализ, сопоставление и обобщение результатов разведочного и оценочно-эксплуатационного бурения с целью геологического обоснования размещения скважин по площадям Стрыйского УБР: Бильче-Волицкой, Летнянской, Богородчанской на 1987-1988 годы. Отчёт о НИР по теме №4/86 / Геолого-тематическая группа Стрыйского УБР ПО "Укрбургаз". - Стрый, - 1986. - 92 с.
3. Анализ, сопоставление и обобщение результатов разведочного и оценочно-эксплуатационного бурения с целью геологического обоснования размещения скважин по площадям Стрыйского УБР: Бильче-Волицкой, Угерской, Летнянской на 1987 год. Отчёт о НИР по теме №4/87 / Геолого-тематическая группа Стрыйского УБР ПО "Укрбургаз". - Стрый, - 1981. - 109 с.
4. Антипов В.И. Геологическое строение и нефтегазоносность западных и южных областей Украины. - Киев: Изд-во АН УССР, 1959. - С. 48-50.

5. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. / УНГА.
- Львів, 1998. - Т.4:, Західноукраїнський
нафтогазоносний регіон. - 328 с.
6. Вишняков И.Б., Палий А.М., Федорович Г.П., Утробин В.Н.,
Юшкевич В.И. Схема корреляции и унифицированная
синонимика газоносных горизонтов сармата Бильче-
Волицкой зоны // Нефтяная и газовая промышленность.
- 1979. - № 3. - С. 6-9.
7. Вялов О.С. Стратиграфия неогеновых моласс
Предкарпатского прогиба. - Киев: Наук. думка, 1965.
- 211 с.
8. Вялов О.С. Схема стратиграфии неогеновых отложений
Западных областей УССР // Палеонт. сб. - 1980. - №
17. - С. 93-96.
9. Геологический словарь / Глав. ред. К.Н.Паффенгольц,
Л.И. Боровиков, А.И. Жамойда, И.И. Краснов, Л.И.
Красный, В.И. Марченко, Т.И. Осыпко, Д.В.
Рундквист, Е.Т. Шаталов. - Т.2., - М.: Недра, 1973.
- С. 86.
10. Глагола Д.Д. Рациональный комплекс и геологическая
эффективность методов промысловой геофизики в
Карпатской нефтегазоносной провинции: Автореф.
дис... канд. геол.-минер. наук: 04.00.12./ Ивано-
Франк. ин-т. нефти и газа. - Ивано-Франковск, 1972.
- 27 с.
11. Глушко В.В. Очерк стратиграфии неогена краевого
прогиба Восточных и Западных Карпат // Геология и
геохимия горючих ископаемых. - 1968. - № 14. - С.
9-12.

12. Глушко В.В. Тектоника и нефтегазонность Карпат и прилегающих прогибов. – М.: Недра, 1968. – 263 с.
13. Глушко В.В., Круглов С.С. Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат. – Киев: Наук. думка, 1977. – С. 83–84.
14. Геология нефтяных и газовых месторождений Украинской ССР. / Глушко В.В., Клиточенко И.Ф., Крамаренко В.Н., Максимов С.П., Чирвинская М.В. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 315 с.
15. Гофштейн И.Д. Неотектоника Карпат. – Киев: АН УССР, 1964. – 183 с.
16. Гуржий Д.В. Литология моласс Предкарпатья. – Киев: Наук. думка. – 1969. – 202 с.
17. Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат. – Киев: Из-во АН УССР. – 1962. – 364 с.
18. Жданов М.А. Нефте-промысловая геология и подсчёт запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – С. 35–40. – С. 112–115.
19. Закономірності нафтогазоносності нафтогазоносності Передкарпатського і Закарпатського прогинів / Доленко Г.Н., Ярош Б.І., Улізло Б.М., Хоменко В.І. – К.: Наук. думка. 1969. – 202 с.
20. Иванова М.М. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник. – М.: Недра, 1983. – С. 17–18.
21. Иванов В.В. Экспериментальное изучение фильтрационных свойств пород-покрышек для решения нефтегазовых задач на примере сарматских отложений северо-западной части Бильче-Волицкой зоны,

- Предкарпатського прогиба: Автореф. дис... канд. геол. минерал. наук: 04.00.17. - Івано-Франківськ, 1982. - 18 с.
22. Исканедеров М.А. Нефтепромысловая геология и разработка нефтяных месторождений. - Баку: Азнефтеиздат, 1956. - С. 84-91.
23. Євдощук М.І. Проблеми і перспективи геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні. - Київ. - 1997. - 163 с.
24. Карпенко О.М., Орлов О.О. Спосіб виявлення нафтогазоносних глинистих пластів-колекторів низького електричного опору / Деклараційний патент. № 45908А, G01V3/00. Держдепартамент ІВ. Бюл. №4. 15.04.2002
25. Карпенко О.М., Орлов О.О., Бенько В.М. Спосіб виявлення нафтогазоносних інтервалів в свердловинах з тонкошаруватим типом розрізу / Деклараційний патент. № 45269А, G01V3/00, Держдепартамент ІВ. Бюл. №3. 15.03.2002
26. Карпенко О.М., Локтев А.В. Підвищення інформативності геофізичних досліджень свердловин при вивченні глинисто-піщаних розрізів тонкошаруватої будови // Науковий вісник ІФНТУНГ. - Івано-Франківськ, 2001. - №1. - С. 20-24.
27. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. - Київ: Міністерство екології та

природних ресурсів. Державне геологічне підприємство "Західукргеологія", 2001. - 144 с.

28. Ладыженский Н.Р., Антипов В.И. Геологическое строение и нефтегазоносность Советского Предкарпатья. - М.: Гостоптехиздат, 1961. - 266 с.
29. Леськів І.В., Щерба В.М. Геолого-геофізичні дослідження при розшуках газу в Передкарпатському прогині. - Київ. Наук. думка, 1979. - С. 11-12.
30. Локтев А.В. Приріст запасів газу на Угерському газовому родовищі // УНГА. Матеріали наук. - практич. конф. "Нафта і газ України - 96". - Т. 1. - Харків, 1996. - С. 209.
31. Локтев А.В. Можливості приросту запасів газу на Любешівській площі // УНГА. Матеріали 5-ої Міжнар. наук. - практич. конф. "Нафта - Газ України-98". - Т. 1. - Полтава, 1998. - С. 327-328.
32. Локтев А.В. Перспективи приросту запасів газу на Рубанівській площі // УНГА. Матеріали 5-ої Міжнар. наук. - практич. конф. "Нафта - Газ України-98". - Т. 1. - Полтава, 1998. - С. 328-329.
33. Локтев А.В. Перспективи відкриття нових газових покладів у Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогину на Дністровській площі // УНГА. Матеріали 5-ої Міжнар. наук. - практич. конф. "Нафта - Газ України - 98". - Т. 1. - Полтава, 1998. - С. 329-330.
34. Локтев А.В. Особливості дорозвідки Рубанівського газового родовища // Питання розвитку газової

промисловості України. - Харків. УкрНДІгаз. - 1999.
Вип. XXVII. - с. 125-127.

35. Локтев А.В. Можливості приросту запасів газу на Любешівській і Орховицькій площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 1999.- Т. 1. - № 36. - С. 195-197.
36. Локтев А.В. Перспективи відкриття нових газових покладів у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину // УНГА. Матеріали 6-ої Міжнар. наук. - практич. конф. "Нафта і газ України - 2000". - Т. 1. - Івано-Франківськ. - 2000. - С. 97-98.
37. Локтев А.В., Карпенко О.М., Трубенко О.М. Перспективи приросту запасів газу в сарматських відкладах неогену на Тейсарівській площі // Питання розвитку газової промисловості України. - Харків. УкрНДІгаз. - 2001. Вип. XXIX. - С. 143-144.
38. Локтев А.В. Причини пропущення продуктивних горизонтів в глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і заходи для їх запобігання // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 2003. - № 3 (8). - С. 123-127.
39. Маевский Б.И. Геолого-геохимические условия формирования и пространственного размещения залежей нефти и газа Внешней зоны Предкарпатского прогиба: Автореф. дис... канд. геол. наук: 04.00.17 / Ив.-Фран. Ин-т. нефти и газа. - Ивано-Франковск, 1973. - 22 с.

40. Маломинерализованные воды глубоких горизонтов водонапорных бассейнов Украины / Колодий В.В., Щепак В.М., Нудык Б.Н., Горелова Л.В., Панькив Р.П. - Киев: Наук. думка. 1991. - 184 с.
41. Окончательный отчет о результатах глубокого разведочного бурения на площади Коршев-Станиславской области / Фонды ПГО "Западукргеология", - Львов., - 1959. - 315 с.
42. Орлов А.А. Некоторые особенности тектоники и перспективы нефтегазоносности Покутско-Буковинской части Предкарпатья. - Киев: Наук. думка. - 1965. № 8. - С. 108-112.
43. Орлов А.А. Количественные характеристики локальных структур Внешней зоны Предкарпатского прогиба. - Ивано-Франковский институт нефти и газа. // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1972. - № 9. - С. 37-41.
44. Орлов А.А., Завьялов Р.В., Лещий Н.П. О газоносности Красноильской площади в юго-восточной части Внешней зоны Предкарпатья. - Баку.: Изд. вузов, Нефть и Газ, 1967. - № 9. - С. 15-19.
45. Орлов О.О., Омельченко В.Г., Лопушняк Я.І., Трубенко О.М., Локтев А.В. Прямі пошуки нафти і газу в південно-східній частині Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину // Тези науково-технічної конф. проф.-викл. складу ун-ту. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 1997. - С. 75.
46. Орлов О.О., Локтев А.В. Перспективні ділянки по виявленню нових газових горизонтів на Хідновицькому

родовищі // Тези науково-технічної конф. проф.-викл. складу ун-ту. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 1997. - С. 72.

47. Орлов О.О., Локтев А.В., Трубенко О.М. Дорозвідка Угерського та Дашавського родовищ на сучасному етапі // Тези науково-технічної конф. проф.-викл. складу ун-ту. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 1997. - С. 73.

48. Орлов О.О., Локтев А.В., Омельченко В.Г. Перспективи промислової газоносності Більче-Волицької зони в долині Дністра // Тези науково-технічної конф. проф.-викл. складу ун-ту. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 1998. - С. 127.

49. Орлов О.О., Локтев А.В., Омельченко В.Г., Михайлів І.Р. Особливості методики дорозвідки тектонічно ускладнених структур на прикладі Бухтівецького газоконденсатного родовища // Тези науково-технічної конф. проф.-викл. складу ун-ту. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 1998. - С.129.

50. Орлов О.О., Клочко В.П., Омельченко В.Г., Локтев А.В., Михайлів І.Р. Можливість прогнозування глибин покладів вуглеводнів за даними вивчення надгідростатичних пластових тисків // УНГА. Матеріали 5-ої Міжнар. наук. - практик. конф. "Нафта - Газ України-98". - Т. 1. - Полтава, - 1998. - С. 337-338.

51. Орлов О.О., Омельченко В.Г., Локтев А.В., Михайлів І.Р. Вплив тектонічних ускладнень на неоднорідність

- колекторів // Геологія і геохімія горючих копалин. – Львів: ІГІГГК УНГА. – 1999. – № 4. – С. 34–39.
52. Орлов О.О., Ключко В.П., Омельченко В.Г., Михайлів І.Р., Локтев А.В. Прогнозування перспектив нафтогазоносності на великих глибинах за даними вивчення пластових тисків промислових площ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину // Геологічний журнал. – Київ: НАН України. – 1999. – № 4. – С. 28–32.
53. Орлов О.О., Локтев А.В., Омельченко В.Г., Михайлів І.Р. Особливості методики дорозвідки тектонічно ускладнених структур на прикладі Бухтівецького газоконденсатного родовища // Тези науково – технічної конф. проф.-викл. складу ун-ту. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1998. – С. 129.
54. Орлов О. О., Локтев А. В., Карпенко О. М., Трубенко О. М. Про новий підхід до пошуково-розвідувальних робіт на газ у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину // Тези доп. Міжнар. наук. конф. "Геологія горючих копалин України". – Львів, 2001. – С. 184–186.
55. Орлов О.О., Трубенко О.М., Локтев А.В., Омельченко В.Г. Спосіб гідровибухового розриву пласта // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. – 2002. – № 3 (4). – С. 67–69.
56. Орлов О.О., Трубенко О.М., Локтев А.В., Чорний М.І. Використання значень коефіцієнтів аномальності пластових тисків при пошуково-розвідувальному бурінню на нафту і газ // УНГА. Матеріали 7-ої

Міжнар. наук. – практ. конф. “Нафта і газ України – 2002”. – Т. 1. – Київ. – 2002. – С. 205–206.

57. Орлов О.О., Трубенко О.М., Локтев А.В., Нагорняк Л.Д. Особливості пошуків і розвідки покладів газу в глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину // УНГА. Матеріали 7-ої Міжнар. наук. – практ. конф. “Нафта і газ України – 2002”. – Т. 1. – Київ. – 2002. – С. 206–207.

58. Орлов О.О., Трубенко О.М., Локтев А.В., Омельченко В.Г. Перспективи застосування гідровибухового розриву пласта // УНГА. Матеріали 7-ої Міжнар. наук. – практ. конф. “Нафта і газ України – 2002”. – Т. 1. – Київ. – 2002. – С. 207–208.

59. Орлов О.О., Бенько В.М., Трубенко О.М., Омельченко В.Г., Локтев А.В. Особливості пошуків і розвідки покладів газу в глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. – 2003. – № 2 (7). – С. 96–98.

60. Орлов О.О., Бенько В.М., Локтев А.В., Омельченко В.Г., Губич І.Б. Спосіб визначення нафтогазоносних шарів в розрізах свердловин за даними коефіцієнтів набухання глин. / Деклараційний патент № 6090А, G01V3/00. Держдепартамент ІВ. Бюл. №10. 15.10.2003

61. Орлов О.О., Трубенко О.М., Локтев А.В., Омельченко В.Г. Спосіб гідро-вибухового розриву пласта / Деклараційний патент № 47994А, G01V3/00. Держдепартамент ІВ. Бюл. №7. 15.07.2002

62. Орлов О.О., Бенько В.М., Трубенко О.М., Локтев А.В., Омельченко В.Г. Нова методика виділення вуглеводневих горизонтів за даними коефіцієнтів набухання глинистих порід // Тези доп. V Міжнар. конф. "Проблеми геодинаміки і нафтогазоносності Чорноморсько-Каспійського регіону - Крим-2003" - Сімферополь, 2003. - С. 281-283.
63. Орлов О.О., Бенько В.М., Омельченко В.Г., Локтев А.В., Трубенко О.М. Визначення нафтогазоносних шарів в розрізах свердловин глинистих товщ за даними коефіцієнтів набухання глин в шламi // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 2003. - № 3 (8). - С. 58-63.
64. Основы геологии горючих ископаемых / Под ред. И.В. Высоцкого. - М.: Недра, 1987. - 397 с.
65. Пелипчук А.С., Карпенчук Ю.Р. О газоносности миоценовых приадвиговых структур Предкарпатского прогиба // Нефтяная и газовая промышленность. - 1985. - №2. - С. 5-6.
66. Пелипчук Б.П. Зональний прогноз нафтогазоносності баден-сарматських отложений Бильче-Волицької зони Предкарпатського прогиба. Автореф. дис... канд. геол.-минерал. наук: 04.00.17. - Львов, 1985. - 22 с.
67. Прискорене освоєння нафтових і газових родовищ / Б.С. Воробйов, В.П. Войціцький, В.І. Ланчинський, Л.С. Мончак, О.М. Снарський, В.М. Філатов. - Ужгород. Карпати, 1974. - 93 с.
68. Разломная тектоника предкарпатского и закарпатского прогибов и её влияние на распределение залежей нефти и газа. / Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т.,

- Килын Н.В., Улизло Б.М., Щерба А.С., Щерба В.М., Ярош Б.И. - К.: Наук. думка. - 1976, - 124 с.
69. Словарь по геологии нефти / Под ред. Черникова К.А. - Ленинград: Недра, 1988. - 412 с.
70. Словник української мови / вид. - К.: Наук. думка - 1978, - 832 с.
71. Соколов В.П., Фурсов А.Я. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, 1979. - 320 с.
72. Снарский А.Н., Маевский Б.Й., Орлов А.А. Рассеянное органическое вещество как возможный источник газа в тортон-сарматских отложениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба // Тезисы докладов Республ. научн.-тех. конф. - Ивано-Франковск. - 1970. - С. 20-22.
73. Справочник по геологии нефти и газа / Под ред. Н.А. Еременко. - М.: Недра, 1984. - 480 с.
74. Субботин С.И. Глубинное строение Советских Карпат и прилегающих территорий по данным геофизических исследований. - К.: Изд-во АН УССР, 1955. - 260 с.
75. Трофименко Г.Л., Федорцов И.М., Крупский Ю.З. Выявление новых нефтегазоносных объектов по данным специальных геолого-геофизических исследований скважин // Сб. Науч. тр. УкрНИГРИ. - Львов. - 1990. - С. 94-100.
76. Утробин В.Н. Особенности тектонического строения Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Геол. сб. Львов. геол. о-ва, - 1958. - № 5-6. - С. 78-87.
77. Утробин В.Н. Основные черты стратиграфии юрских отложений Предкарпатского прогиба и юго-западной

- окраины Русской платформы. - М.: Докл. АН СССР. - 1962. - № 4. - С. 908-911.
78. Федашин В.О. Наукові засади оцінювання низькопористих колекторів вуглеводневого газу: Автореф. дис... д-ра геол. наук: 04.00.17 / Львів. Від. Укр. держ. геол-розв. ін-ту. - Львів, 2003. - 41 с.
79. Федорович Г.П. Геофизические исследования на Украине. - К.: Техника, 1969. - С. 96-99.
80. Федоришин Д.Д. Теоретико-експериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкопрошаркових порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносної провінції): Автореф. дис... д-ра геол. наук: 04.00.1 / Львів. ін-т геол. і геохім. горюч. копалин. - Львів, 1999. - 33 с.
81. Федоришин Д.Д. Особливості геологічної будови розрізу газових родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, як перспектива пошуку енергетичних джерел // Нетрадиційні енергоресурси та екологія України: Зб. Наук. пр. - К.: Манускрипт, 1996, - С. 85-87.
82. Штилле Г. Ассинтская тектоника в геологическом лике. - М.: Мир, 1968. - 254 с.
83. Щерба В.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Крукеницкой впадины Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Автореф. Дис... канд. геол.-минерал. наук.: 136 /Ин-т. геол. И геохим. горючих ископ. - Львов, 1970. - 20 с.

34. Щерба В.М., Павлюх И.С., Щерба А.С. Газовые месторождения Предкарпатья. - К.: Наук. думка, 1987, - 147 с.

ДОДАТКИ

Додаток А



УКРАЇНА

(11) 60909 А

(19) (UA)

(51) 7 G01V3/00

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І
НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ

Деклараційний патент на винахід

видано відповідно до Закону України
"Про охорону прав на винаходи і корисні моделі"

Голова Державного Департаменту
інтелектуальної власності



М. Паладій

(21) 2003042881
(22) 02.04.2003
(24) 15.10.2003
(46) 15.10.2003. Бюл. № 10

(72) Орлов Олександр Олександрович, Бенько Володимир Михайлович, Локтев Андрій
Валентинович, Омельченко Валерій Григорович, Губич Ігор Богданович
(73) Орлов Олександр Олександрович, Бенько Володимир Михайлович, Локтев Андрій
Валентинович, Омельченко Валерій Григорович, Губич Ігор Богданович

(54) СПОСІБ ВИЗНАЧЕННЯ НАФТОГАЗОНОСНИХ ШАРІВ В РОЗРІЗАХ
СВЕРДЛОВИН ЗА ДАНИМИ КОЕФІЦІЄНТІВ НАБУХАННЯ ГЛИН



УКРАЇНА

(11) **47994 A**

(19) (UA)

(51) 7 G01V3/00

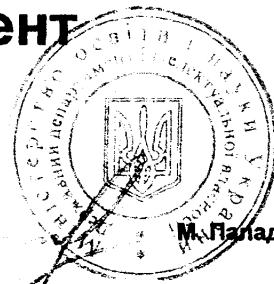
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І
НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ

Деклараційний патент на винахід

видано відповідно до Закону України
"Про охорону прав на винаходи і корисні моделі"

Голова Державного Департаменту
інтелектуальної власності



(21) 2002021685
(22) 28.02.2002
(24) 15.07.2002
(46) 15.07.2002. Бюл. № 7

(72) Орлов Олександр Олександрович, Трубенко Олександр Миколайович, Локтєв Андрій Валентинович, Омельченко Валерій Григорович
(73) Орлов Олександр Олександрович, Трубенко Олександр Миколайович, Локтєв Андрій Валентинович, Омельченко Валерій Григорович

(54) СПОСІБ ГІДРОВИБУХОВОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА

Додаток В

“ЗАТВЕРДЖУЮ”

Головний інженер

Стрийського відділення бурових робіт

Лизак Б.М.

АКТ

с. Угерсько

Ми, що нижче підписались, головний геолог Стрийського ВБР Пилипів В.В., провідний геолог Стрийської тематичної групи Хом'як Г.Г. і начальник геологічного відділу Стрийського ВБР Жукуляк П.Я., склали цей акт про те, що рекомендації, розроблені за участю інженера-геолога Локтева А.В. в 1992-1996 р.р. на Більче-Волицькій площі в неогенових відкладах (нижньодашавська підсвіта), дозволили виявити продуктивні об'єкти в горизонтах НД-3-5,8-12. Це дозволило приростити запаси газу за категоріями C_1+C_2 на 4,5 млрд. м³.

Головний геолог СВБР

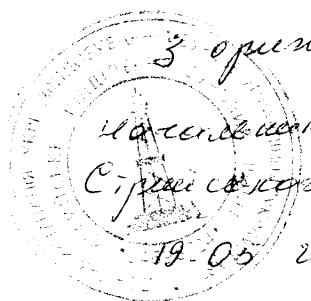
В.В. Пилипів

Провідний геолог СТГ

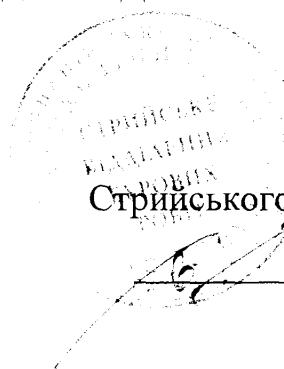
Г.Г. Хом'як

Начальник ГВ СВБР

П.Я. Жукуляк

*З оригіналом згідно**наказів керівника бурових робіт
Стрийського ВБР**19.05 2005 р.**М. Селіф / М. Селіф*

Додаток Д



“ЗАТВЕРДЖУЮ”

Головний інженер

Стрийського відділення бурових робіт

Лизак Б.М.

АКТ

с. Угерсько

Ми, що нижче підписались, головний геолог Стрийського ВБР Пилипів В.В., провідний геолог Стрийської тематичної групи Хом'як Г.Г. і начальник геологічного відділу Жукуляк П.Я., склали цей акт про те, що рекомендації, розроблені за участю інженера-геолога Локтева А.В. в 1995 р. на Хідновицькій площі в неогенових відкладах (верхньодашавська та нижньодашавська підсвіти), дозволили виявити продуктивні об'єкти в горизонтах ВД-14 та НД-8. Це дозволило приростити запаси газу на 70 млн. м³.

Головний геолог СВБР

В.В. Пилипів

Провідний геолог СТГ

Г.Г. Хом'як

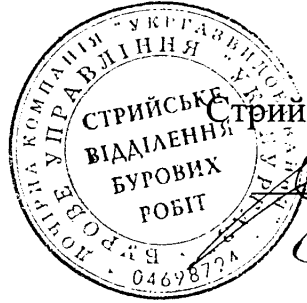
Начальник ГВ СВБР

П.Я. Жукуляк

Додаток Е

“ЗАТВЕРДЖУЮ”

Головний інженер



Стрийського відділення бурових робіт

Лизак Б.М.

АКТ

с. Угерсько

Ми, що нижче підписались, головний геолог Стрийського ВБР Пилипів В.В., провідний геолог Стрийської тематичної групи Хом'як Г.Г. і начальник геологічного відділу Жукуляк П.Я., склали цей акт про те, що рекомендації, розроблені за участю інженера-геолога Локтева А.В. в 1992 р. на площі Дашава-Кадобно в неогенових відкладах (верхньодашавська та нижньодашавська підсвіти), дозволили виявити продуктивні об'єкти в горизонтах ВД-14 та НД-3.

Головний геолог СВБР

В.В. Пилипів

Провідний геолог СТГ

Г.Г. Хом'як

Начальник ГВ СВБР

П.Я. Жукуляк

Додаток 3



“ЗАТВЕРДЖУЮ”

Головний інженер

Стрийського відділення бурових робіт

Лизак Б.М.

ДОВІДКА

с. Угерсько

Рекомендації, розроблені за участю інженера-геолога Локтева А.В. в 1992-2004 р. на Більче-Волицькій, Хідновицькій, Рубанівській, Любешівській, Орховицькій і Макунівській площах в неогенових відкладах, дозволили виявити продуктивні об'єкти, що дозволило приростити запаси газу за категоріями C_1+C_2 на 5,5 млрд. м³.

Головний геолог СВБР

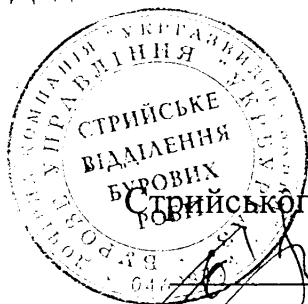
В.В. Пилипів

Провідний геолог СТГ

Г.Г. Хом'як

Начальник ГВ СВБР

П.Я. Жукуляк



“ЗАТВЕРДЖУЮ”

Головний інженер

Стрийського відділення бурових робіт

Лизак Б.М.

АКТ

с. Угерсько

Ми, що нижче підписались, головний геолог Стрийського ВБР Пилипів В.В., провідний геолог Стрийської тематичної групи Хом'як Г.Г. і начальник геологічного відділу Стрийського ВБР Жукуляк П.Я., склали цей акт про те, що рекомендації, розроблені за участю інженера-геолога Локтева А.В. в 1997 р. на Рубанівській площі в неогенових відкладах (верхньодашавська підсвіта), дозволили виявити продуктивні об'єкти в горизонтах ВД-6-9, 11, 12. Це дозволило приростити запаси газу на 146 млн. м³.

Головний геолог СВБР

В.В. Пилипів

Провідний геолог СТГ

Г.Г. Хом'як

Начальник ГВ СВБР

П.Я. Жукуляк