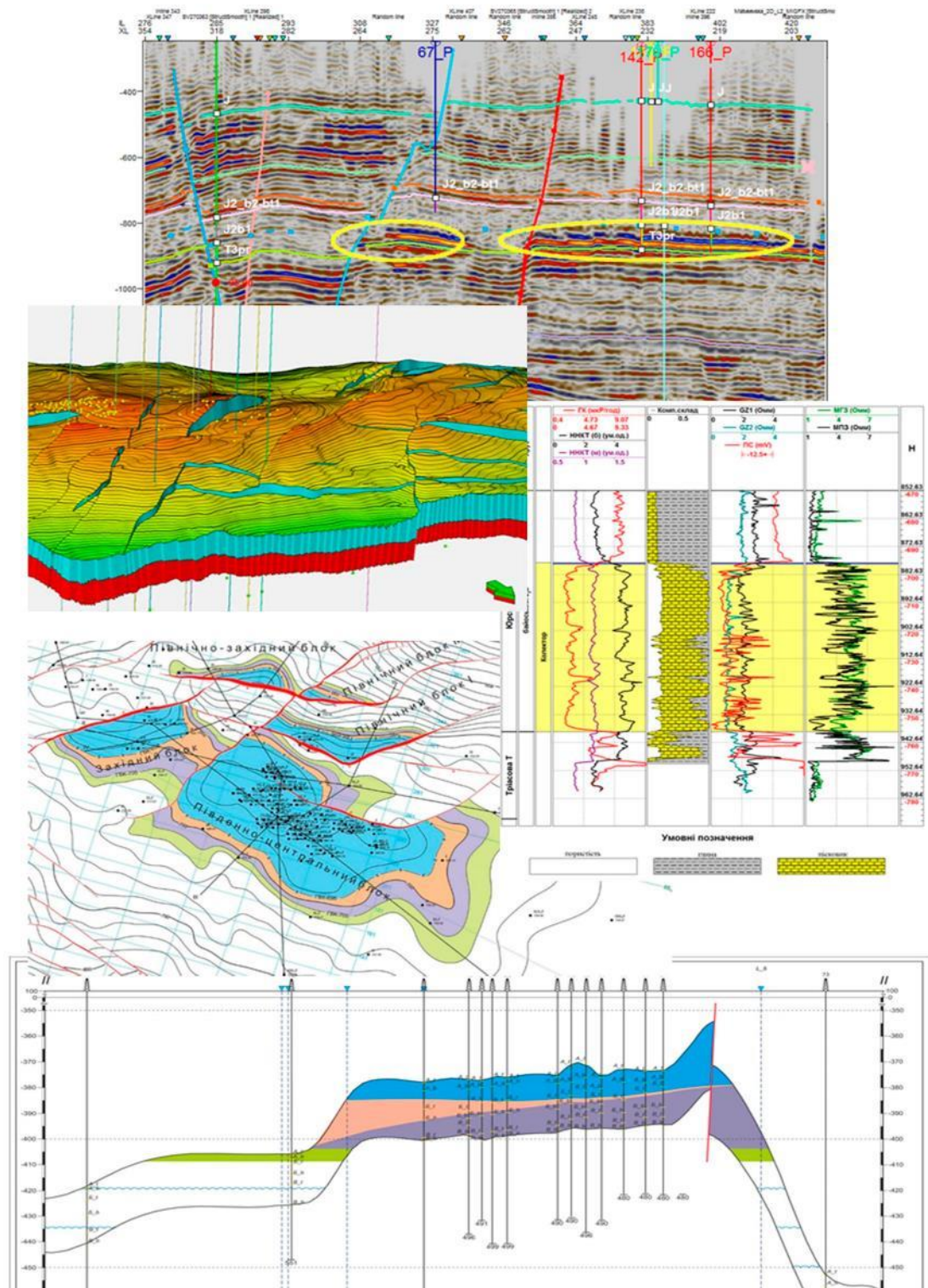


Побудова геологічних моделей підземних сховищ газу
з використанням сейсморозвідувальної інформації
(технології, досвід, результати та перспективи)



Geounit LLC

**Ukrainian Oil and Gas
Academy**

**V.G.Kolisnichenko, I.V.Solovyov, G.D.Lisny,
K.M. Zlochevska, T.O. Burdeynyy**

**Construction of geological models of underground
gas storages using seismic information
(technologies, experiences, results and prospects)**

Kyiv 2024

ТОВ «ГЕОЮНІТ»

**УКРАЇНСЬКА НАФТОГАЗОВА
АКАДЕМІЯ**

**В.Г. Колісніченко, І.В. Соловйов, Г.Д. Лісний,
К.М. Злочевська, Т.О. Бурдейний**

**Побудова геологічних моделей підземних сховищ газу
з використанням сейсморозвідувальної інформації
(технології, досвід, результати та перспективи)**

Київ 2024

В.Г. Колісніченко, І.В. Соловійов, Г.Д. Лісний, К.М. Злочевська, Т.О. Бурдейний. Побудова геологічних моделей підземних сховищ газу з використанням сейсморозвідувальної інформації (технології, досвід, результати та перспективи) монографія.–К. ТОВ «Геоюніт», 2024. – 170 с. Рис. 85 . Табл. 12.

На час підготовки цієї монографії в силу різних причин актуальність зберігання природного газу в підземних сховищах Європи та України виросла в рази, як надійного джерела достатньо дешевої енергії. Спорудження нових та модернізація існуючих ПСГ передбачає проведення робіт із детальної геологічної розвідки ПСГ, дорозвідки виснажених родовищ та ін.

Найдосконалішим методом вивчення будови об'єктів, від тектоніки та літології до розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей вважають сейсмічні дослідження 3D та 3C.

Україна має 13 підземних сховищ газу із загальним обсягом активного газу понад 31 млрд. м³.

В книзі на прикладах Солохівського та Краснопопівського ПСГ автори демонструють можливості застосування 3D і 3C сейсморозвідки разом з свердловинними дослідженнями для створення постійнодіючих геологічних моделей ПСГ в сучасному програмному середовищі Petrel (Shlumberger). Проведені моделювання порових об'ємів та газу надали можливість підготувати рекомендації щодо збільшення об'ємів зберігання газу та оптимізації режимів експлуатації ПСГ.

Робота може бути корисною геологам, геофізикам, проектантам сейсмічних досліджень, обробникам та інтерпретаторам геолого-геофізичної інформації, спеціалістам та менеджерам з ПСГ, студентам і викладачам вищих навчальних закладів.

V.G. Kolisnichenko, I.V. Solovyov, G.D. Lisny, K.M. Zlochevska, T.O. Burdeynyy. Construction of geological models of underground gas storages using seismic information (technologies, experiences, results and prospects) monograph. – K . Geounit LLC, 2024. – 170 p. 85 fig. 12 tabl.

At the time of preparation of this monograph, due to various reasons, the relevance of natural gas storage in underground storages in Europe and Ukraine has increased many times, as a reliable source of sufficiently cheap energy. The construction of new and the modernization of existing underground gas storages involves carrying out works on detailed geological exploration of underground gas storages, additional exploration of depleted deposits, etc.

3D and 3C seismic studies are considered the most advanced method of studying the structure of objects, from tectonics and lithology to the distribution of filtration-capacity properties.

Ukraine has 13 underground gas storage facilities with a total volume of active gas exceeding 31 billion m³.

In the book, using the examples of the Solokhiv and Krasnopopiv underground gas storages, the authors demonstrate the possibilities of using 3D and 3C seismic exploration together with borehole studies to create geological models of the underground gas storages in the modern Petrel (Shlumberger) software. The conducted simulations of pore volumes and gas provided an opportunity to prepare recommendations for increasing gas storage volumes and optimizing underground gas storages operating modes.

The work can be useful to geologists, geophysicists, designers of seismic surveys, processors and interpreters of geological and geophysical information, specialists and managers in underground gas storages, students and teachers of higher educational institutions.

ПЕРЕДМОВА

Майбутнє енергетики пов'язують з потребами людства ефективно накопичувати енергію і використовувати її по мірі необхідності. Для цього пропонуються і впроваджуються різні акумулюючі технології з різними коефіцієнтами корисної дії (ККД). На сьогодні дуже перспективним напрямком вважають накопичення електроенергії в літій-іонних акумуляторах (UGV Storage). Інша технологія Power-to-gas передбачає надлишкову електроенергію використовувати для виробництва водню, а далі його перероблювати в метан та зберігати в спеціальних резервуарах і використовувати за необхідністю. Пропонуються і більш екзотичні способи – гравітаційні, термальні та ін. Кожен із способів відрізняється ККД та має як свої плюси так і мінуси та потребує суттєвих фінансових інвестицій.

Разом з тим навряд чи людство в найближчі 30-50 років відмовиться від використання природного газу, в тому числі і для отримання електроенергії. Для цього на протязі багатьох років були створені величезні газотранспортні мережі які поєднують між собою газові родовища, підземні сховища газу (ПСГ), а також споживачів природного газу.

В той же час, стабільність будь-якої газотранспортної системи забезпечується її розвиненою інфраструктурою, основою якої є підземні сховища газу з високим ККД. Розвиток підземного зберігання газу, як джерела достатньо дешевої енергії у всьому світі переживає значний підйом. Можна відзначити наступні тенденції цього процесу: проектування і створення нових ПСГ, збільшення продуктивності існуючих ПСГ, скорочення періоду відбору газу, повномасштабна реконструкція діючих ПСГ та їх автоматизація, скорочення експлуатаційних витрат, підвищення екологічної безпеки тощо.

Переважає більшість європейських ПСГ експлуатуються з достатньо високим коефіцієнтом завантаження – не менше 90%, який на кінець 2019 року досяг 95%, а в таких країнах як Австрія, Франція та Чехія – 99%. До

2030 року прогнозується зростання загального обсягу газу ПСГ країн Європи майже на 35 млрд. м³, до 145 млрд. м³. Отже, виникає попит на додаткові обсяги зберігання газу, в тому числі у газосховищах України. У перспективі система українських ПСГ буде інтегрована до загальноєвропейського ринку послуг зберігання природного газу [1].

Станом на 2021 р. Україна має 13 ПСГ із яких до складу АТ «Укртрансгаз» входить 12 із загальним обсягом активного газу 31 млрд. м³. Діючі мережі газотранспортної системи повинні забезпечувати надійність, як внутрішнього постачання, так і транзитного транспорту газу. Тому вивчення потенційних можливостей ПСГ України є вкрай актуальним.

Спорудження нових та модернізація існуючих ПСГ передбачає проведення робіт із детальної геологічної розвідки ПСГ, дорозвідки виснажених родовищ, обґрунтування необхідності створення ПСГ, їх дослідно-промислової експлуатації тощо. На всіх стадіях розвитку підземного зберігання газу та етапах спорудження ПСГ, одну з ключових ролей відіграють знання про геологічну будову цих об'єктів [2].

Пласти-колектори, у тому числі й ті в яких відбувається зберігання газу на ПСГ, нерідко характеризуються неоднорідністю як за літологічним складом, так і за фільтраційно-ємнісними властивостями (ФЄВ), а також залежністю від петрографічного складу порід та структурно-тектонічної будови.

На сьогоднішній день основним методом вивчення геологічної будови родовищ вуглеводнів, а також підземних сховищ газу є сейсмозвідка 3D. На неї покладаються важливі та складні завдання, пов'язані не тільки з вирішенням структурних задач, але і з визначенням петрофізичних властивостей порід на основі аналізу хвильових полів сейсмічних зображень геологічного середовища. Однак, не завжди сейсмозвідка з використанням поздовжніх хвиль дозволяє вирішити всі геологічні завдання. У цьому випадку підвищення інформативності геофізичних досліджень може бути досягнуто за рахунок використання багатохвильової

сейсморозвідки або сейсморозвідки ЗС, що базується на використанні поздовжніх, поперечних та обмінних хвиль [34-36].

Сучасні методи обробки сейсморозвідувальних даних, атрибутного аналізу та інтерпретації геолого-геофізичної інформації дають змогу не лише виконати достовірні структурні побудови, але і прогнозувати літологічний склад та колекторські властивості гірських порід [3-5]. Саме такий підхід є основою для проектування, створення, оптимізації роботи підземних сховищ газу.

Для обробки даних 3D застосовувались програмні засоби Focus, GeoDepth, Power компанії Paradigm, а для інтерпретації геолого-геофізичної інформації програмний пакет Petrel компанії Schlumberger [5]. Підготовка даних геофізичних досліджень свердловин (сканування, оцифровка (LAS формат) при необхідності, обробка та інтерпретація) проводилась різними ПП, як авторськими (АРМ «ГИС-Подсчет») [18-22] та ін.

У 2007-2008 роках ЗАТ «Укрнафгазгеофізика» було виконано сейсмічні зйомки 3D на Солохівській (Бакейській) [15] та Західно-Солохівській ділянках [6] з метою вивчення глибокозалягаючої продуктивної товщі кам'яновугільних відкладів. Виконана зйомка на 80-90% покрила площу Солохівського підземного сховища газу, створеного у виснаженому газовому покладі байоського ярусу середньої юри. Тому на вимогу АТ «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України» вперше в Україні накопичену геолого-геофізичну інформацію було використано для побудови цифрової постійно діючої геологічної моделі (ПДГМ) Солохівського ПСГ а надалі і Краснопопівського ПСГ.

Автори вважають за доцільне поділитися накопиченим досвідом роботи з вивчення підземних сховищ газу та сподіваються, що викладені результати будуть корисними геологам, геофізикам, проектантам польових сейсмічних досліджень, обробникам та інтерпретаторам геолого-геофізичної інформації, спеціалістам та менеджерам ПСГ, а також студентам та викладачам з відповідних спеціальностей.

Автори висловлюють щирю подяку співробітникам: к. г. н., Мерцію В.В., Сімаченко М.В., Ренкасу Ю.Л., Рюміну В.К., Библеву О.В., Тяпкіній О.М., Маляру В.О., Полуніну О.І., Когут Т.П., Кузнецовій Т. В., Халявці О.К. та іншим, які приймали участь у виконанні досліджень.

1. СОЛОХІВСЬКЕ ПІДЗЕМНЕ СХОВИЩЕ ГАЗУ

Солохівське підземне сховище газу (ПСГ) створене з метою регулювання сезонної нерівномірності газопостачання промислових споживачів Полтавської, Сумської, Кіровоградської і Харківської областей та для забезпечення функціональної надійності магістральних газопроводів (рис. 1.1).

Проекти його створення та експлуатації виконані на підставі наказів №132 від 21.06.1981 р. та №199 від 03.12.1982 р. колишнього Мінгазпрому.

Технологічні показники створення і експлуатації ПСГ визначені в Технологічному проекті ДПЕ, який розроблений УкрНДІгазом в 1982 р. і затверджений Мінгазпромом (протокол № 35/82 від 11.11.1982 р.). В 1988р. за дорученням Мінгазпрому УкрНДІгазом розроблене Доповнення до технологічного проекту, згідно до якого передбачалося збільшити активний об'єм газу на 400 млн. м³, а загальний об'єм зберігання до 2000 млн. м³ (протокол МГП № 6/89 від 27.02.1989 р.).

З 1984 р. розпочалися бурові роботи на площі ПСГ, а з 1985 р. – його облаштування. У березні 1987 р. Солохівське сховище газу введено в експлуатацію, а в 1989 р. виведене на проектні показники. На даний час сховище газу експлуатується в циклічному режимі.

В 2005 році УкрНДІгазом [7] були розроблені корективи до технологічного проекту циклічної експлуатації ПСГ та визначені оптимальні шляхи покращення роботи сховища. Після виконання 2006-2007 роках ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика» в межах Бакейського соляного штока та Західно-Солохівської площі сучасних сейсморозвідувальних робіт за методикою 3D, які на 80-90% покрили ділянку Солохівського ПСГ, з'явилась можливість уточнення існуючих уявлень про геологічну будову юрських відкладів ПСГ, шляхом переобробки сейсмічних польових матеріалів, переобробки даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС) з застосуванням сучасних програмних пакетів.

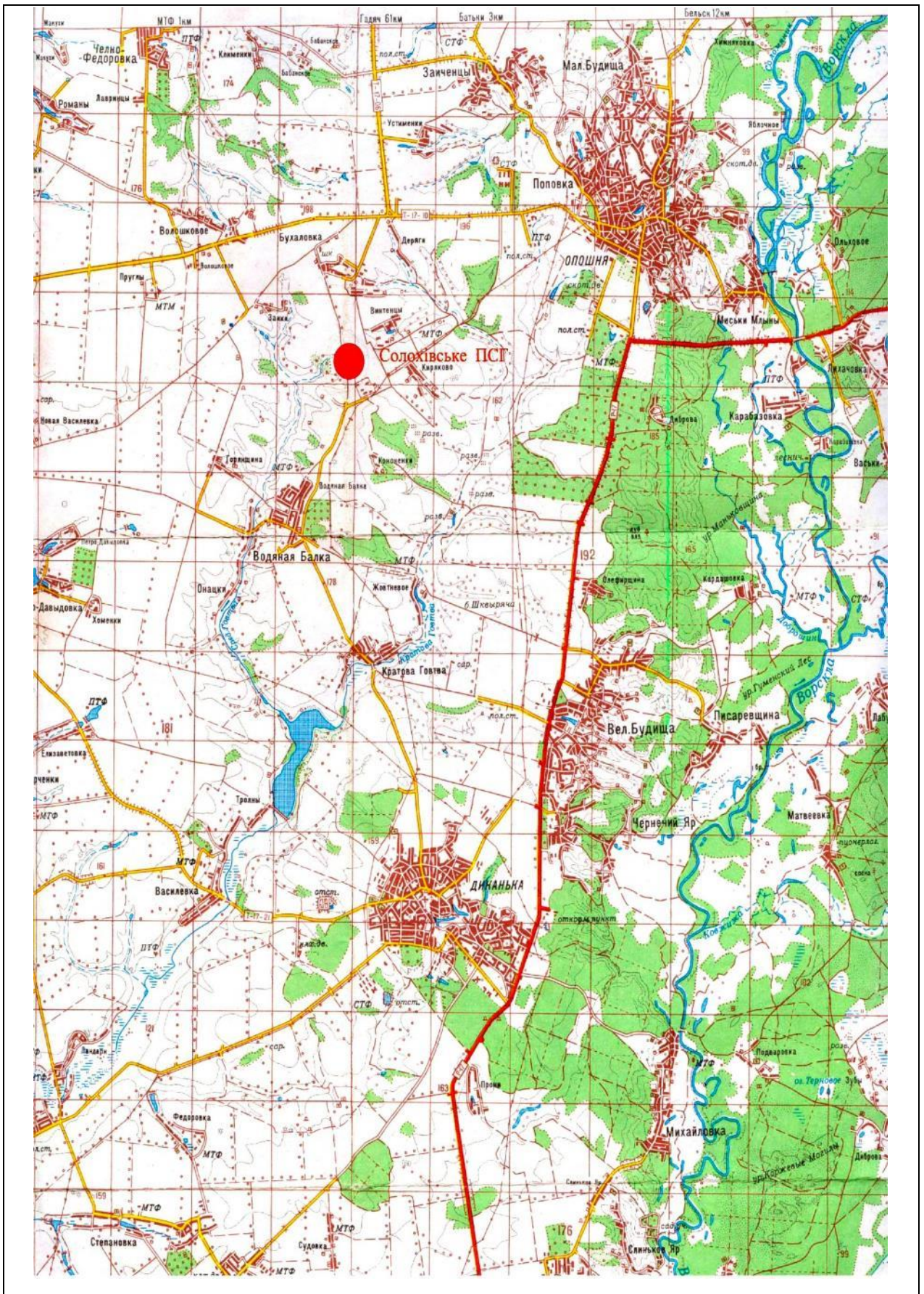


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району робіт

1.1. Коротка історія досліджень площі

Солохівське підняття виявлене в 1952 році в мезозойських відкладах сейсмічними дослідженнями тресту «Укрнафтогазгеофізика» і підтверджене структурно-картувальним бурінням у відкладах київської свити палеогену. У 1953 році почато пошукове буріння з метою промислової оцінки порід мезозою і наприкінці 1954 року з байоського ярусу середньої юри отримано промисловий приток газу (св. 7, 8, 9). У 1957 році родовище прийняте на Державний баланс СРСР із запасами газу юрського покладу 1871 млн. м³. У 1964 році сейсморозвідкою уточнена будова кам'яновугільного комплексу, а в 1966 – отриманий промисловий газ з серпуховських відкладів раннього карбону (св. 29, 5).

На початку вісімдесятих років минулого століття юрський поклад виснажився, і було ухвалено рішення про створення в його геологічному об'ємі підземного сховища газу; рік утворення ПСГ – 1987, а у 1989 році воно виведене на проектний об'єм.

У період з 1984 р. до 1991 р. на Солохівській площі виконувалися бурові роботи з метою створення ПСГ. В 1990-1991 рр. для уточнення деталей будови Солохівського ПСГ з урахуванням його можливого розширення була проведена дорозвідка. Буровими роботами була охоплена крайня східна частина підняття. На крилах і перекліналі було пробурено п'ять із двадцяти п'яти проектних розвідувальних свердловин. Замість буріння свердловин у східній, центральній та західній частинах Солохівського підняття для вивчення його структурного плану і уточнення трасування розривних порушень, була проведена сейсморозвідка.

По результатах сейсмічних досліджень 1964-65 рр. було встановлено, що Солохівська структура значно розширюється в західному та північному напрямках, в результаті чого значна її частина залишається не охопленою сейсмікою та глибоким бурінням. Починаючи з 1967 року сейсмічні дослідження почали проводити і на дальніх перекліналях та крилах

Солохівського підняття. Найбільш інформативними виявилися роботи сеймопартій 30/78-79, 30/82 СУГРЕ, за даними яких по відкладах нижнього карбону від Солохівської площі "відокремилися" Західно-Солохівська, Кирилівська, Устимівська та Покровська структури. Також в межах Кирилівського об'єкта було закартовано Бакейський соляний шток.

Результати сейсмічних досліджень с.п. 25-27, що проводила Східно-Українська геофізична розвідувальна експедиція в 1997-2001 рр. в межах Солохівського "пошукового об'єкта", підтвердили існування двох структурних поверхів: нижнього – значно диференційованого, який складають відклади нижньовізейського, турнейського і девонського віків та верхнього – у складі верхньовізейських, середньо-верхньокам'яновугільних і більш молодших відкладів.

Структурно-геологічними побудовами Солохівського підняття в різний час займалися Брайлівський Г.С., Орел В.Є., Гоцький Б.П., Вороной Є.Є. Всі ці автори сходились в тому, що Солохівське підняття – класична куполоподібна брахіантикліналь зі складною блоковою будовою. Розходження були тільки в кількості блоків та трасування тектонічних порушень. Можливо, це залежало від об'єму інформації, яка була у автора на час побудови структурної карти.

У періоди 1993-2005 рр. відділом ПСГ УкрНДІгазу виконано аналіз всього фактичного матеріалу (результатів буріння свердловин, ГДС, сейсморозвідки) з метою уточнення геологічної будови і структурно-тектонічних особливостей Солохівського підняття.

В 2006-2007 рр. на замовлення НАК «Нафтогаз України» ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика» була виконана сучасна 3D сейсморозвідка в межах Західно-Солохівської площі і Бакейського соляного штоку, основною метою якої було вивчення верхньовізейський відкладів нижнього карбону. Отримана польова інформація дозволила повернутись до детального вивчення юрських відкладів площі.

1.2. Стратиграфія

У геологічній будові Солохівської структури приймають участь відклади палеозою, мезозою та кайнозою [14].

Пошуковими, розвідувальними та експлуатаційними свердловинами розкрита товща порід, приурочена до кам'яновугільної, тріасової, юрської, крейдяної та палеоген-неоген-антропогенової систем. В межах південно-західної перикліналі структури, в штокових умовах залягання, свердловиною № 37 розкрита девонська кам'яна сіль. У зв'язку з тим, що ПСГ створене на базі виснаженого газового покладу байоського ярусу середньої юри, нижче приведена характеристика тільки цих відкладів (рис. 1.2).

Юрські відклади залягають на породах тріасу (T_{3pr} – протопівська свита) із стратиграфічним неузгодженням. Через що тут повністю відсутні відклади нижнього відділу.

На досліджуваній площі так, як і на більшій частині ДДЗ, відклади представлені сіро-барвистими, а у самій верхній частині строкато-барвистими піщано-глинистими породами, які характерні як для морських так і континентальних утворень.

У межах структури відклади юри добре витримані як по літологічному складу (за виключенням нижньої частини), так і по потужності, а також чітко ув'язуються між собою по даним стандартного каротажу. Наявність у породах юри ряду надійних маркуючих горизонтів, дозволяє використовувати їх у якості основних реперів для структурних побудов.

Середня юра.

Середньоюрська система включає байоський та батський яруси.

Байоський ярус (J_{2b}). Складається в нижній частині піщано-глинистими, а у верхній – глинистими осадками.

У підшвенній частині пачки глини містять кутасту гальку кварцу діаметром до 0,2 см, а пісковики переходять в гравелісті відмінності з розмірами гальки до 0,4-0,5 см.

Група		Система		Відділ		Ярус		Під'ярус, свита		Літологічна колонка		Потужність підрозділу, м		Короткий опис порід	
Мезозойська МЗ															
Юрська J															
Верхній J ₃															
оксфордський J _{3o}															
кімеріжський J _{3km}															
до 80															
Верхній J ₃															
келовейський J _{3k}															
до 20															
Середній J ₂															
байоський J _{2b}															
батський J _{2bt}															
верхньобайоський - нижньобайоський J _{2b-bt1}															
до 70-120															
верхньобайоський J _{2b2}															
до 80															
байоський J _{2b1}															
до 52-76															
нижньобайоський J _{2b1}															
до 52-76															
Верхній T ₃															
протопівська T _{3 pr}															
розрахунки до 30															
Крейдова K															
Верхній K ₂															
до 200															
сеноманський K _{2c}															
до 40-45															
нижній K ₁															
ангський K _{1a}															
до 80															
Верхній K ₁															
оксфордський J _{3o}															
до 160															
Глини з підлеглими прошарками вапняків, алевролітів та пісковиків. В підшві пачка чергування глинистих вапняків та глин.															
келовейський J _{3k}															
до 20															
Глини з рідкими прошарками вапняків та пісковиків.															
батський J _{2bt}															
до 80															
Товща чергування сірих, зеленувато-сірих глин, алевролітів та крихких пісковиків, іноді доломітизованих вапняків.															
байоський J _{2b}															
до 70-120															
Нерозділені верхня частина байоського та нижня частина батського ярусів. Глини сірі, зеленувато-сірі тонкошаруваті з рідкими горизонтами алевролітів та сірих глинистих вапняків. Регіональний водотрив.															
байоський J _{2b1}															
до 52-76															
Різномірні пісковики з прошарками темносірих вуглистих глин, алевролітів, вапняків. В підшві зустрічається галька порід тріасу. Пласт-колектор Ю Солохівського ПСГ.															
нижньобайоський J _{2b1}															
до 52-76															
Різномірні пісковики з прошарками темносірих вуглистих глин, алевролітів, вапняків. В підшві зустрічається галька порід тріасу. Пласт-колектор Ю Солохівського ПСГ.															
Верхній T ₃															
протопівська T _{3 pr}															
розрахунки до 30															
Глини строкатобарвисті з малопотужними прошарками глинистих пісковиків та алевролітів.															
Крейдова K															
Верхній K ₂															
до 200															
Одноманітна товща білої писальної крейди з рідкими прошарками крейдоподібного мергелю.															
сеноманський K _{2c}															
до 40-45															
Піски кварц-глауконітові, піскуваті мергелі, прошарки піскуватих глин. Верхній контакт свити умовно прийнятий по пачці пісків із галькою та жорсткою фосфоритів.															
нижній K ₁															
ангський K _{1a}															
до 80															
Верхи розрізу складені пачкою світлосірих глин з прошарками та лізами пісків та пісковиків; потужність її до 14 м. Середня частина - пачка темносірих пісковиків часто глинистих, котрі містять малопотужні горизонти глин. В основі залягає шар піску товщиною 2-4 м кварцового грубозернистого із домішками каоліну.															
кімеріжський J _{3km}															
до 80															
Верхня частина розрізу - пачка строкатобарвистих глин алевролітів та пісковиків, іноді зустрічаються прошарки вапняків та гіпсів. Середня частина - товща прешарування пісковиків кварц-глауконітових дрібнозернистих, місцями глинистих, глин вапнистих та органогенних вапняків. Нижня частина - монолітна пачка кварц-глауконітових пісковиків.															
оксфордський J _{3o}															
до 160															
Глини з підлеглими прошарками вапняків, алевролітів та пісковиків. В підшві пачка чергування глинистих вапняків та глин.															
келовейський J _{3k}															
до 20															
Глини з рідкими прошарками вапняків та пісковиків.															
батський J _{2bt}															
до 80															
Товща чергування сірих, зеленувато-сірих глин, алевролітів та крихких пісковиків, іноді доломітизованих вапняків.															
байоський J _{2b}															
до 70-120															
Нерозділені верхня частина байоського та нижня частина батського ярусів. Глини сірі, зеленувато-сірі тонкошаруваті з рідкими горизонтами алевролітів та сірих глинистих вапняків. Регіональний водотрив.															
байоський J _{2b1}															
до 52-76															
Різномірні пісковики з прошарками темносірих вуглистих глин, алевролітів, вапняків. В підшві зустрічається галька порід тріасу. Пласт-колектор Ю Солохівського ПСГ.															
нижньобайоський J _{2b1}															
до 52-76															
Різномірні пісковики з прошарками темносірих вуглистих глин, алевролітів, вапняків. В підшві зустрічається галька порід тріасу. Пласт-колектор Ю Солохівського ПСГ.															
Верхній T ₃															
протопівська T _{3 pr}															
розрахунки до 30															
Глини строкатобарвисті з малопотужними прошарками глинистих пісковиків та алевролітів.															

Рисунок 1.2 – Стратиграфічний розріз юрської системи свердловин Солохівської площі

При цьому як і в глинах, так і в пісковиках місцями спостерігаються скупчення рослинних рештків.

У середній частині пачки місцями зустрічаються прошарки сірих та темно-сірих, тонкошаруватих плитчастих глин, які містять по площинам нашарування тонкі прошарки алевроліту, у верхній частині пачки переважають сірі дрібнозернисті піски.

Потужність пачки 52-76 метрів.

Нерозчленований байос ($J_2b_2 - bt_1$) – представлений чергуванням глинистих алевролітів брудно-сірого кольору, кварцових пісковиків сірих, землісто- та жовтувато-сірих, мілко- та різнозернистих із сірими, темно-сірими, іноді чорними глинами.

Границя між відкладами байоського та батського ярусів проходить в літологічно однорідних породах і проводиться тільки на основі фауністичних даних. У товщі бату виділяються два горизонти, які відрізняються за літологією і відповідають його нижній та верхній частинам.

Загальна товщина верхньобайоських-нижньобатських відкладів 70-120 м. Нерозчленований байос ($J_2b_2 - bt_1$) слугує покришкою нижньобайоського пласта-колектора (J_2b_1).

Батський ярус (J_2bt).

Нижній бат (J_2bt_1) представлений сірими, блакитно-сірими глинами, інколи алевритистими, шаруватими, іноді слабо вапняковими.

Потужність нижнього бату 42-72 метри.

Верхній бат (J_2bt_2) літологічно виражений чергуванням сірих, місцями зеленувато-сірих мікрошаруватих безкарбонатних глин, алевролітів сірих слюдистих, місцями із скупченням обвуглених рослинних рештків, пісків та доломітизованих вапняків.

Потужність відкладів верхнього бату до 80 метрів.

Верхній відділ юри.

В ДДз границя між середнім та верхнім відділами юрської системи проводиться умовно – по покрівлі мікрошаруватих глин верхнього бату.

На досліджуваній території відклади верхньої юри розвинені повно, складаються переважно морськими осадками, які містять багату мікро- та макрофауну і представлені келовейським, оксфордським та кімеріджським ярусами, відповідно, товщинами до 20 м, 160 м та 80 м.

Кількість задіяних до стратиграфічного аналізу свердловин дорівнює 106 із загальної 124. Далеко не всіма свердловинами ПСГ пласт колектор розкритий на повну потужність яка місцями сягає 81 м. Через це побудова карти ізопакіт колектора раніше не будувалася.

Приклад стратиграфічного розчленування середнього відділу юрської системи у розрізі глибокого буріння свердловин Солохівської площі приведено в таблиці 1.1.

1.3. Тектоніка

Солохівське підняття у тектонічному відношенні приурочене до Петрівсько-Чутівської зони антиклінальних складок (Диканьсько-Солохівський антиклінальний вал), що розташована у центральній приосьовій частині Дніпровсько-Донецької западини. На сході і південному сході, через неглибоку сідловину, ширина якої біля 1,5 км і амплітуда 50-60 м, до нього примикає Диканьське підняття, яке залягає приблизно на 50 м глибше від Солохівського.

Згідно із уявленнями попередніх дослідників про структурно-тектонічну будову Солохівського підняття, по покрівлі байоського пласта-колектора структура являє собою складноблокову, асиметричну брахіантиклінальну складку західного та північно-західного простягання (рис. 1.3). В межах ізогіпси мінус 720 м вона має лінійні розміри 12,8 x 4,5 км і висоту біля 50 м. Основні тектонічні порушення які контролюють дану модель ПСГ були взяті за даними інтерпретації ГДС.

Таблиця 1.1 – Стратиграфічне розчленування середнього відділу юрської системи у розрізі свердловин Солохівської площі

Свердловина			1			2			3			5			19		
Альtitуда ст. ротора			189.2м			184.3м			171.4м			179.6м			187м		
Вибій			2792м			2951м			2996м			3215м			2352м		
Система	Відділ	Ярус\світа	Глибина покрівлі			Глибина покрівлі			Глибина покрівлі			Глибина покрівлі			Глибина покрівлі		
			Поправка на кривизну	Абсолютна відмітка покрівлі		Поправка на кривизну	Абсолютна відмітка покрівлі		Поправка на кривизну	Абсолютна відмітка покрівлі		Поправка на кривизну	Абсолютна відмітка покрівлі		Поправка на кривизну	Абсолютна відмітка покрівлі	
Юрська	Середній	J ₂ ^{b2}	790	6	-600.7	796	1.4	-610.3	782	0.9	-609.7	780		-633.4	749		-562
		J ₂ ^{b1}	842	0.16	-652.6	848	2	-661.7	836	0.9	-663.7	822		-642.4	805		-618
		J ₂ bj-p	890	0.25	-700.5	888	3.2	-700.5	876	0.9	-703.7	874		-694.4	847		-660
		J ₂ bj-q	910	0.32	-720.5	916	4	-727.7	908	1	-735.6	897		-717.4	874		-687
Свердловина			27			28			29			32			33		
Альtitуда ст. ротора			190.5м			186.5м			188.6м			192.1м			194.5м		
Вибій			3932м			3200м			3080м			4280м			3220м		
Юрська	Середній	J ₂ ^{b2}	780		-589.5	751		-564.5	756		-567.4	810		-617.9	803		-608.5
		J ₂ ^{b1}	799		-608.5	802		-615.5	808		-619.4	854		-661.9	855		-660.5
		J ₂ bj-p	840		-649.5	850		-663.5	857		-668.4	897		-704.9	900		-705.5
		J ₂ bj-q	860		-669.5	868		-681.5	879		-690.4	918		-725.9	920		-725.5
Свердловина			34			35			36			37			38		
Альtitуда ст. ротора			191.0м			195.8м			185.4			175.0м			196.2м		
Вибій			3227м			3220м			4505м			3821м			3770м		
Юрська	Середній	J ₂ ^{b2}	791		-600	790		-594.2	812		-626.6	803		-628	803		-606.8
		J ₂ ^{b1}	844		-653	842		-646.2	866		-680.6	868		-693	855		658.8
		J ₂ bj-p	890		-699	888		-692.2	915		-729.6	912		-737	887		690.8
		J ₂ bj-q	916		-725	910		-714.2	935		-749.6	945		-770	911		714.8
Свердловина			39			40			41			42			43		
Альtitуда ст. ротора			191.0м			192.3м			191.6			181.8м			190.2м		
Вибій			3206м			4713м			4804м			3210м			4653м		
Юрська	Середній	J ₂ ^{b2}	759		-568	792	0.3	-599.4	792		-600.4	819		-637.2	845		-654.8
		J ₂ ^{b1}	813		-622	845	0.3	-652.4	845		-653.4	830		-648.2	898		-707.8
		J ₂ bj-p	866		-675	888	0.3	-695.4	891		-699.4	855		-673.2	930		-739.8
		J ₂ bj-q	882		-691	сброс			914		-722.4	879		-697.2	956		-765.8
Свердловина			44			46			47			48			49		
Альtitуда ст. ротора			188.9м			196.4м			174.7м			200.4м			191.7м		
Вибій			4719м			4719м			4808м			5002м			5400м		
Юрська	Середній	J ₂ ^{b2}	787		-598.1	816	0.1	-619.5	791		-616.3	845	0.1	-644.5	798		-606.3
		J ₂ ^{b1}	848		-659.1	869	0.1	-672.5	837		-662.3	897	0.1	-696.5	837		-645.3
		J ₂ bj-p	890		-701.1	911	0.1	-714.6	890		-715.3	932	0.1	-731.5	880		-688.3
		J ₂ bj-q	919		-730.1	933	0.1	-736.6	912		-737.3	955	0.1	-754.5	906		-714.3

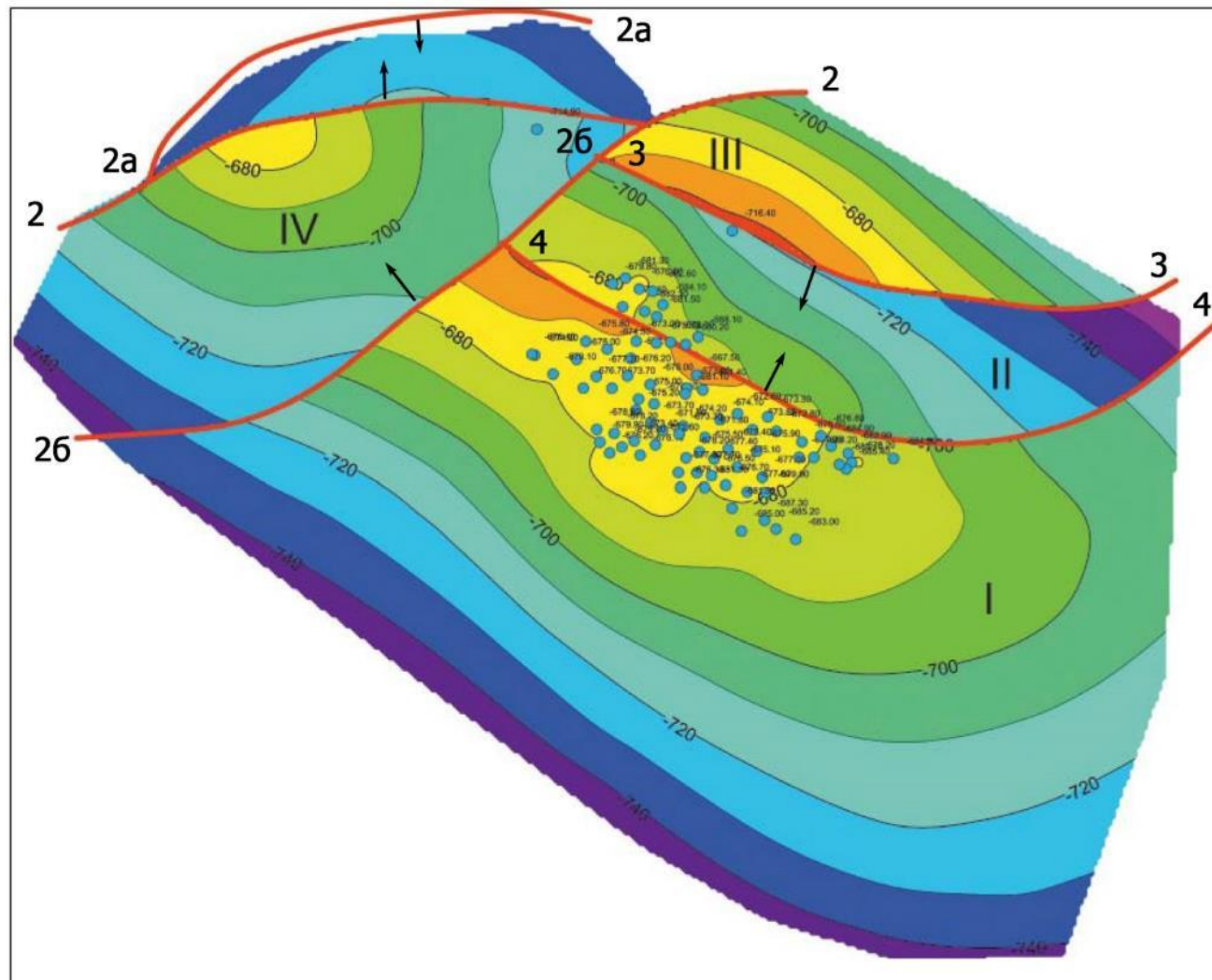


Рисунок 1.3 – Солохівське ПСГ. Структурна карта покрівлі колектору J_{2b} за даними попередніх робіт I, II, III, IV – відповідно, Південний, Центральний, Північний та Західний структурні блоки

Розривним порушенням скидового характеру 2-2 (площина скидувача падає на захід та північний-захід під кутом $50-55^\circ$), Солохівське підняття розділено на дві частини: більш велику - східну і меншу - західну. Тектонічне порушення зафіксоване у свердловинах 33, 22, 41, амплітуда скиду зростає з південного заходу від 5-10 м до 50 м на північ. Східна частина, в якій створене ПСГ, має деякі особливості будови. Так можна відмітити, що це класична брахіантиклінальна складка, яка має велике плоске склепіння та асиметричну будову: південно-західне крило полого (кут падіння $1-1,5^\circ$), північно-східне – більш круте ($2,5^\circ$), перикліналь досить протяжна (біля 5 км) і полого (кут нахилу біля 1°).

Розміри східної частини в контурі ізогіпси мінус 720 м складають $8,4 \times 4,3$ км, а висота – біля 50 м. Розривними порушеннями східна частина розділена на чотири блоки: Північний (III), Центральний (II), Південний (I) та Західний (IV).

Північний блок (III) охоплює північно-східне крило. На півдні та південному сході його межею служить відносно велике по амплітуді порушення 3-3, площина скидувача якого падає на південь під кутом $45-50^\circ$. Воно зафіксоване у свердловинах 20, 40, 78, 27. Амплітуда зміщення байоського пласта-колектора по порушенню змінюється від 50-55 до 30 м.

На заході блок обмежується тектонічним порушенням 2-2. Його розміри в контурі ізогіпси мінус 720 м складають $1,1 \times 2,5$ км, а висота – біля 50 м. Центральний блок (II) обмежений субпаралельними, падаючими на зустріч один одному скидовими порушеннями 3-3 і 4-4 та порушенням 2б-2б, являє собою грабен. Розривне порушення 4-4, яке падає в північному напрямку під кутом $70-75^\circ$, зафіксоване у свердловинах 104, 111, 4 та ін.. Амплітуда зміщення байоського пласта-колектора по порушенню 4-4 складає 20-30 м. Апікальна частина блоку на 10-12 м нижче від Південного та Північного. Його лінійні розміри в межах порушень та ізогіпси мінус 720 м складають $0,9 \times 3,4$ км, а висота - біля 40 м.

Південний блок (I), обмежений скидовими порушеннями 4-4 і 2б-2б, складає приблизно 2/3 площі східної частини підняття. Розміри блоку в межах тектонічних порушень та ізогіпси мінус 720 м складають 6,7×2,6 км, а висота – біля 50 м.

Західний блок (IV), утворений падаючими у західному напрямку порушеннями 2-2 та 2б-2б, являє собою напівсклепіння. Порушення 2б-2б зафіксоване в свердловинах 80, 32, 44. Амплітуда зміщення порід по цьому коливається від 30 м у центрі до 10 м на південному крилі. Апікальна частина блоку знаходиться в районі свердловини 67. Лінійні розміри блоку в межах тектонічних порушень та ізогіпси мінус 720 м складають 3,6×1,6 км, а висота – приблизно 42 м. Із заходу блок екранований скидовим порушенням 2б-2б. Це створює умови для локалізації структурно-тектонічної пастки.

Треба відмітити, що у східній частині підняття скидові порушення не переривають гідродинамічного зв'язку між блоками, так як амплітуда зміщення порід не перевищує товщини байоського пласта-колектора.

Західна частина підняття за своїми розмірами значно менша за східну. Вона має деформовані крила та периклінальне закінчення (структурний ніс). Тут виділяються більш дрібні за розмірами структурно-тектонічні пастки, які ізольовані між собою. Ця частина підняття на північному заході ускладнена грабеном, утвореним порушенням 2б-2б і падаючим йому на зустріч скидовим порушенням 2а-2а. Амплітуда зміщення порід по ньому сягає 25-30 м. Грабен із заходу екранує північний блок.

Крім описаних вище основних порушень, встановлено ще ряд інших малоамплітудних і опіряючих порушень. Вони не мають принципового значення для роботи ПСГ. Майже всі скиди мають передпалеогеновий вік і перетинають відклади до підшови канівсько- бучацького ярусу.

1.4. Фізико-літологічна характеристика байоського пласта-колектора

У результаті розвідувального буріння на Солохівській структурі встановлений та оконтурений газовий поклад, пов'язаний з відкладами середньої юри – піщаним горизонтом байоського ярусу. Вказаний газоносний пласт характеризується добрими колекторськими властивостями на всій площі родовища.

Покрівля байоського пласта-колектора в межах підняття залягає на глибинах від 851 м (свердловина 126) до 956 м (св. 43, 48). Товщина байоського продуктивного пласта коливається від 41 - 42 м (св. 50, 61, 78) до 81 м (св. 111) і в основному складає 60-70 м. Спостерігається зменшення товщини пласта-колектора в свердловинах 32 і 33 до 20 м, у свердловині 40 до 43 м та у св. 54 до 31 м, обумовлене скидовими порушеннями.

На діаграмах стандартного каротажу байоський пласт-колектор характеризується чітко вираженою амплітудою ПС.

Розріз відкладів байоського ярусу починається пачкою, яка представлена чергуванням глинистих алевролітів, кварцових пісковиків дрібно і різнозернистих із безкарбонатними глинами в різній ступені піщанистими. Глини в підшві пачки містять гравій, а пісковики переходять у гравелісті різновиди із розміром зерна до 0,4-0,5 см.

У середній частині пачки місцями зустрічаються прошарки глин тонкошарових, які мають по площині нашарування тонкі пропластки алевролітів. У верхній частині пачки переважають сірі дрібнозерністі піски.

Коефіцієнт пористості порід пласта-колектора по керновому матеріалу коливається в межах від 12,2 до 35 %. У середньому вона складає 20,9 %. При цьому треба мати на увазі, що ці дані отримані по найбільш щільних породах, так як більш рихлі піски розмиваються при бурінні розчином.

По промислово-геофізичним даним, коефіцієнт пористості по розрізу в окремих свердловинах змінюється від 10-13% до 28-35%, що добре узгоджується з первинними даними, визначеними по керну. Середня по покладу пористість – 26,9%. Проникність коливається від $0,7 \cdot 10^{-12}$ до $3 \cdot 10^{-12}$ м². Колектори переважно слабглинисті коефіцієнт глинистості $C_{\text{гл}} < 16\%$, інколи зустрічаються прошарки з $C_{\text{гл}} = 16 - 34\%$.

У зв'язку із слабкою цементацією піщаної фракції виникає необхідність закріплення привибійних зон шляхом встановлення протипіскових фільтрів.

Піщана пачка байосу екранується глинистою товщею верхнього байосу та нижнього бату. Представлена вона тонкодисперсними безкарбонатними глинами, у складі яких суттєву роль грає монтморилоніт. Її товщина коливається від 36 м (св. 4) до 105 м (св. 144) і в основному складає 58-77 м.

1.5 Гідрогеологічна характеристика юрського водоносного комплексу

У розрізі Солохівського підняття водоносні комплекси виділяються у всіх розкритих відкладах від нижньокам'яновугільного до четвертинного віку. Нас насамперед цікавить юрський водоносний комплекс в якому було створено сховище газу. Воно містить нижньобайоський, верхньобатсько-нижньокеловейський і кімериджський водоносні горизонти і залягає на тріасовому водоупорі, який представлений глинистими породами верхньосеребрянської підсвіти товщиною біля 200м.

Нижньобайоський водоносний горизонт залягає на глибинах 851- 956 м. Водовміщуючими породами є піски та рихлі пісковики, товщина яких коливається від 41 до 78 м. Статичні рівні в них встановлені на глибинах 95 м – св. 6, 123-125 м – св. 118, 119, 109-134 м – св. 114, 140, 142, 143 та ін. Горизонт має високу водоносність, при зниженні рівня на 100-150 м дебіт

води по свердловинах 118, 119 сягає 65,9- 84,7 м³ /добу. У свердловині 142 він склав 600 м³/добу при незначному пониженні рівня води. Ще більшою є приймальність свердловин: від 252 до 1108 м³/добу при тисках нагнітання 3,5-11,5 МПа (св. 114, 140, 142, 143 та ін.).

Температура в пласті дорівнює 26-29° С. Пластова вода хлоркальцієвого типу, хлор дво-натрієвого складу з мінералізацією 39,7-53,8 кг/м³ відноситься до розсолів. Її густина 1027-1037 кг/м³. Із мікрокомпонентів у воді присутні бром (37,52-63,32 мг/л), амоній (10,8- 18,0 мг/л), йод (0,84-1,29 мг/л).

Водоносність нижньобайоського горизонту має велику гідрогеологічну область і сприяє прояву активного водонапірного режиму експлуатації ПСГ.

Верхнім водоупором служать тонкодисперсні глини нижньої частини батського і верхньої частини байоського ярусів товщиною 60-70 м. Останній являється також покрівлею газового покладу ПСГ.

Води верхньобатсько-нижньокеловейського горизонту приурочені до дрібнозернистих пісків і слабозцементованих пісковиків. Пластова температура 25° С, тиск – 6,72-6,81 МПа. Вода хлоркальцієвого типу із мінералізацією 16,24-17,7 кг/м³, солоня. Її густина 1009,3-1009,6 кг/м³. Із мікрокомпонентів присутні у воді бром (21,49-26,8 мг/л), амоній (7,2 мг/л), йод (0,42-0,58 мг/л).

Горизонт являється контрольним для спостереження за герметичністю ПСГ.

Верхній водоупор являє собою глинисті відклади верхньої частини келовейського і нижньої частини оксфордського ярусів з товщиною до 110 м.

Кімериджський водоносний горизонт приурочений до рихлих пісковиків товщиною 15-20 м. Один із них залягає в основі кімериджського ярусу, має товщину біля 20 м і використовується як контрольний. Пласти мають високий дебіт. Наприклад у свердловині 75 при зниженні рівня

на 13 м (статичний на глибині 102 м) дебіт склав 2,4 м³/добу. При дослідженні свердловини 76 на приймальність при тиску нагнітання 4,5 МПа її дебіт склав 514 м³/добу.

Температура пласта 23°C, пластовий тиск – 4,38-4,83 МПа. Пластові води гідрокарбонатно-натрієвого типу, хлоридно-натрієвого складу, солонуваті, із слабкою мінералізацією 0,97-3,27 кг/м³.

Верхнім флюїдоупором служать глинисті відклади кімериджського та оксфордського ярусів товщиною 7-10 м. У розрізі оксфордського ярусу є окремі водоносні пласти, які не досліджувались. Областю живлення цих горизонтів є південний схил Воронежської антеклізи, областю розвантаження – долина річки Дніпро.

1.6 Польові сейсмічні і топогеодезичні дослідження

Солохівська площа має характер пологої рівнини з перепадами висот від 143 до 179 м, з ярами та балками. Її розмір становить 212 кв. км. Сейсморозвідувальні роботи на площі виконувались ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика» у період з 28 вересня 2006 р. по 13 серпня 2007 р. Передбачалося детальне вивчення продуктивних горизонтів кам'яновугільних відкладів. Для забезпечення достатньої якості сейсмічних спостережень глибокозалагаючих горизонтів використовувались дослідно-методичні польові роботи.

В результаті цих досліджень з лінійними і нелінійними свіп-сигналами та аналізу спектрів сейсмічних сигналів були вибрані наступні параметри зйомки: тип свіп-сигналу – лінійний; нижня частота – 8 Гц; верхня частота – 80 Гц; довжина – 18 с. Довжина сейсмічного запису становила – 6 с. Кількість накопичень змінювалась в залежності від рівня завад від 4 до 12 і в середньому становила 8.

Була використана методика та параметри 3D спостережень за класичною ортогональною схемою. Кількість прийомних ліній в одиничній

розстановці дорівнювала восьми. Відстань між пунктами прийому становила 50 м. Загальна кількість пунктів збудження становила 19674. На рисунку 1.4 показано схему взаємного розташування ділянки ПСГ та границь сейсмічної зйомки 3D на досліджуваній площі.

Виконана зйомка 3D досліджень в східній частині на 80-90% покриває Солохівське ПСГ. Тому було прийняте рішення щодо додаткового вивчення східної частини Солохівської площі. Для ув'язки сейсморозвідувальних даних Солохівської та сусідньої Матвіївської площі використано відповідний сейсмічний профіль (рис. 1.5).

Зона малих швидкостей вивчалася за допомогою метода заломлених хвиль.

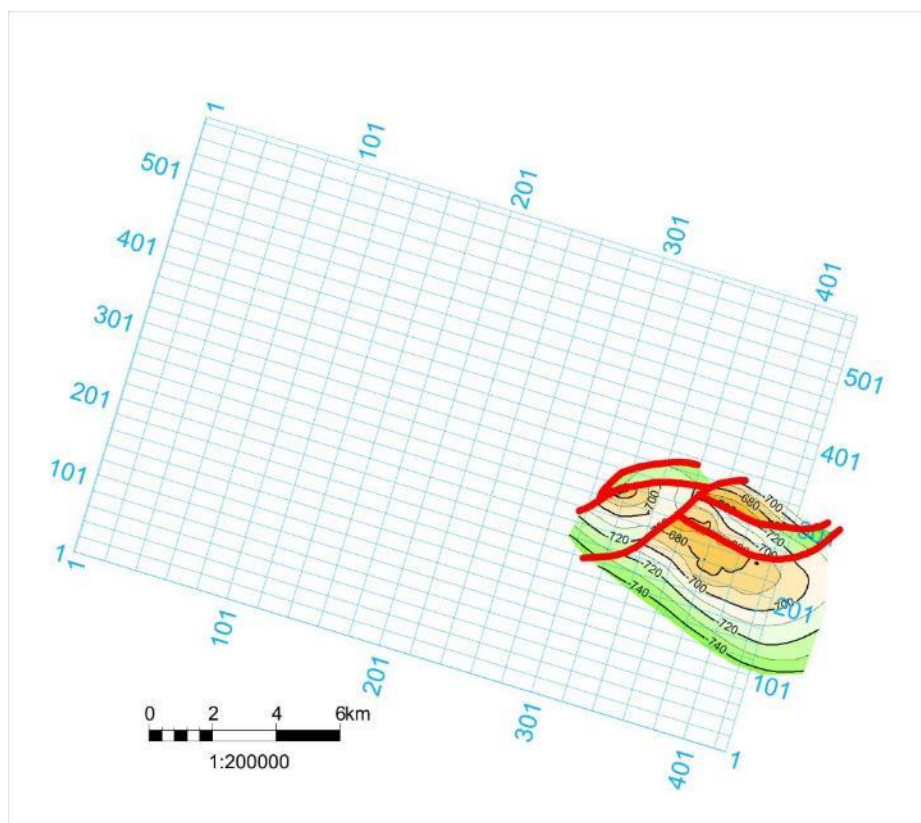


Рисунок 1.4 – Схема взаємного розташування ділянки ПСГ та границь сейсмічної зйомки 3D.

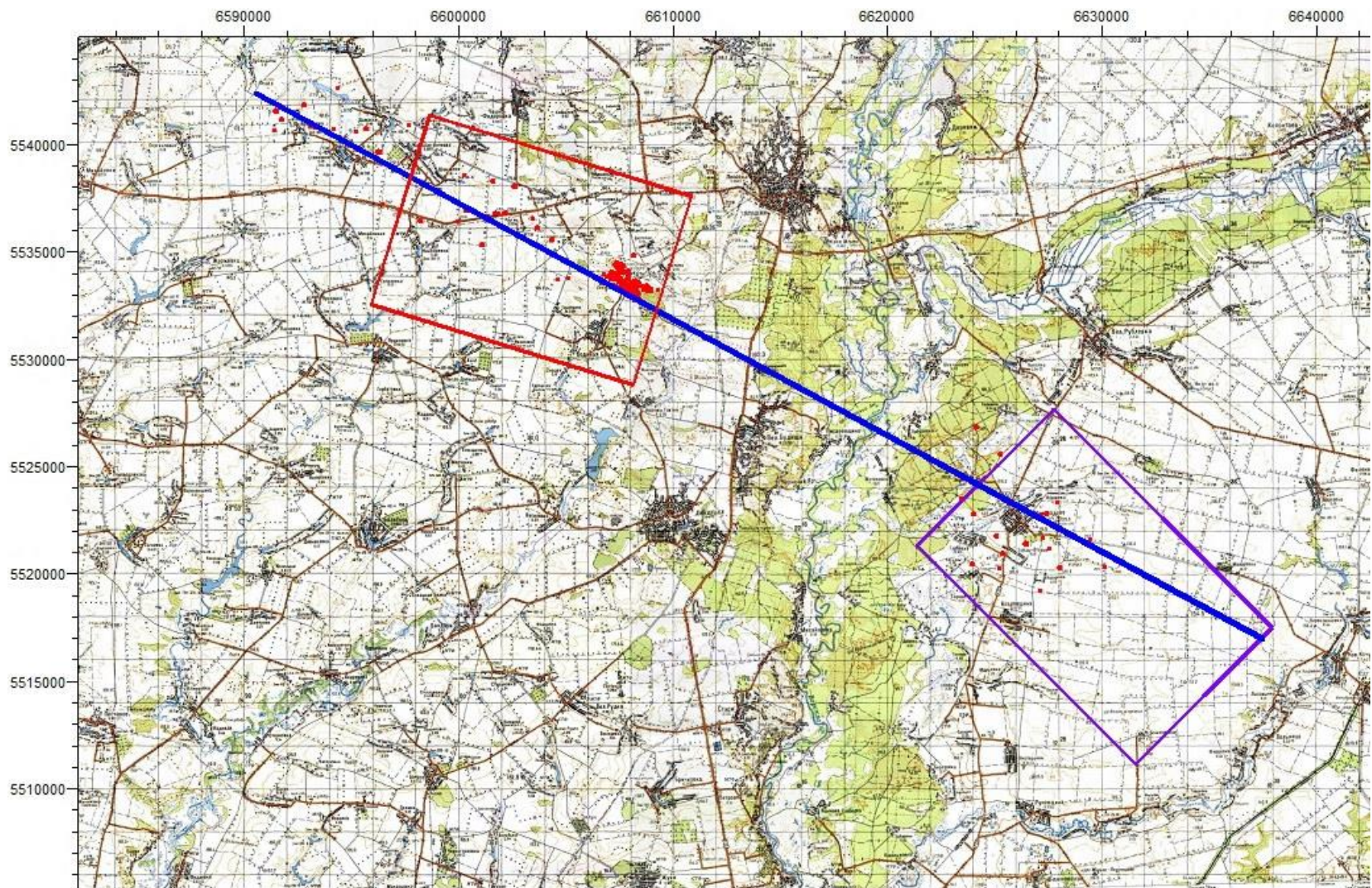


Рисунок 1.5 – Схема розташування сейсмічного профілю для ув'язки сейсмічних зйомок для Солохівської та Матвіївської ділянок.

1.7 Топогеодезичні роботи з уточнення координат свердловин

Створення проектної бази даних ГДС та іншої геолого-геофізичної інформації виконувалось в програмному середовищі системи Petrel (Shlumberger). Цей процес передбачає виконання відповідної підготовки всієї свердловинної інформації, насамперед, обробку та інтерпретацію даних ГДС, загрузки в базу даних (БД) кубу 3D, інклінометрії, стратиграфічних розбивок та географічних координат розміщення свердловин Солохівського ПСГ. На останньому слід зупинитися більш детально. Маючи певний досвід виконання подібних робіт то слід до цього етапу підходити з особливою увагою. Так на час підготовки БД ми мали координати свердловин відзняті одночасно з виконанням зйомки 3D сейсмозв'язки фахівцями ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика». Пізніше нам було представлено звіт, виконаний ТОВ «Укргеоекологія» (м. Харків) [14], в якому також наводився відповідний каталог координат свердловин в системі координат 1963 р. та Балтійській системі висот. Аналіз двох каталогів дозволив виявити розбіжності в координатах СК-42 близько до 30% свердловин, інколи ці похибки сягали навіть до 100-200 м (табл. 1.2). З метою перевірки реальної похибки координат свердловин Солохівського ПСГ топозагоном ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика», повторно була проведена планово-висотна прив'язка свердловин фондів ПСГ. Похибка між спостереженнями ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика» складала перші дециметри. Тому, було прийняте рішення, що в БД ПСГ (Petrel) занести координати свердловин ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика» як більш надійні (табл. 1.3).

Планово-висотна прив'язка свердловин виконана GPS-приймачами фірми GSR-2700 isx.

Таблиця 1.2 – Співставлення зйомок координат свердловин Солохівської площі і ПСГ

№ св.	Зйомка "Укрнафтогазгеофізика" 2008 р		За даними „Укргеоекологія” 2008 р				Відмінності у визначенні координат, м		
	Система координат, 1942р		Система координат, 1963р		Система координат, 1942р		СК - 42		відстань
	у	х	у(63)	х(63)	у(42)	х(42)	dY	dX	
21			5522838,50	5227303,00	6606856,11	5532623,46			
22	6607461,45	5534256,21	5524453,50	5227962,50	6607461,37	5534259,70	0,08	-3,49	3,49
24			5525409,50	5226470,50	6605938,17	5535165,42			
50			5524047,50	5225615,00	6605128,57	5533775,52			
60			5521401,50	5230839,50	6610438,90	5531305,19			
61			5524582,00	5225850,00	6605345,61	5534317,61			
62			5521603,00	5228629,50	6608223,21	5531432,83			
63	6607812,43	5533386,88	5523474,50	5228207,50	6607738,94	5533289,35	73,49	97,53	122,12
64	6606782,55	5533943,61	5524161,00	5227273,50	6606782,47	5533944,34	0,08	-0,73	0,73
65	6608819,78	5533162,00	5523256,00	5229247,00	6608785,24	5533105,66	34,54	56,34	66,08
66	6607574,02	5534039,53	5524233,00	5228068,50	6607574,68	5534042,85	-0,66	-3,32	3,38
67			5525622,50	5225822,50	6605283,37	5535356,68			
68	6607402,72	5534357,83	5524556,50	5227907,00	6607402,46	5534360,80	0,26	-2,97	2,98
69	6608367,84	5533493,91	5523571,00	5228790,50	6608318,44	5533405,27	49,40	88,64	101,48
70	6607512,40	5534266,11	5524461,50	5228014,00	6607512,58	5534269,42	-0,18	-3,31	3,31
71	6608182,90	5534808,87	5524982,50	5228702,50	6608183,36	5534813,16	-0,46	-4,29	4,31
72	6608204,49	5533611,82	5523698,00	5228633,50	6608157,28	5533526,97	47,21	84,85	97,10
73	6607309,22	5533980,52	5524181,50	5227800,50	6607308,53	5533982,43	0,69	-1,91	2,03
74	6608309,71	5533502,53	5523583,00	5228732,50	6608260,07	5533415,33	49,64	87,20	100,34
75	6607856,55	5533666,86	5523852,50	5228339,00	6607857,76	5533671,56	-1,21	-4,70	4,85
76	6607533,38	5534401,60	5524596,00	5228039,00	6607533,08	5534404,69	0,30	-3,09	3,10
77	6607655,77	5534207,24	5524398,00	5228155,00	6607655,63	5534210,66	0,14	-3,42	3,42
78			5525205,50	5228739,50	6608212,89	5535037,29			
79	6607581,70	5534391,17	5524584,00	5228087,00	6607581,46	5534394,30	0,24	-3,13	3,14
80	6608386,02	5533525,98	5523602,50	5228810,50	6608337,38	5533437,42	48,64	88,56	101,04
84			5524245,00	5229434,00	6608939,13	5534100,44			
95	6607436,22	5534476,90	5524674,50	5227944,00	6607435,50	5534479,98	0,72	-3,08	3,16
96	6607627,64	5534384,62	5524576,50	5228132,50	6607627,19	5534388,32	0,46	-3,70	3,73
97	6607348,53	5534435,43	5524635,50	5227855,00	6607347,85	5534438,03	0,68	-2,60	2,69
98	6607512,39	5534364,43	5524560,00	5228017,00	6607512,29	5534367,97	0,10	-3,54	3,54
99	6607698,81	5534291,73	5524481,50	5228200,50	6607698,32	5534295,64	0,49	-3,91	3,94
103	6607476,30	5533915,16	5524111,00	5227965,50	6607475,81	5533917,47	0,49	-2,31	2,36
104	6607417,21	5534276,48	5524474,50	5227919,00	6607417,19	5534279,24	0,02	-2,76	2,76
105	6607570,47	5534244,06	5524437,50	5228071,00	6607570,36	5534247,33	0,11	-3,27	3,28
106	6607740,44	5534177,92	5524366,00	5228238,50	6607740,16	5534181,46	0,28	-3,54	3,55
107	6607945,40	5534063,95	5524245,50	5228439,00	6607944,59	5534067,71	0,81	-3,76	3,85
108	6607159,91	5534034,53	5524240,50	5227653,50	6607159,63	5534036,49	0,28	-1,96	1,98
109	6607934,61	5533798,94	5523981,50	5228421,00	6607935,41	5533803,24	-0,80	-4,30	4,37
110	6607344,81	5534001,65	5524202,00	5227837,00	6607344,33	5534004,13	0,48	-2,48	2,53
111	6607511,68	5534033,88	5524231,00	5228005,00	6607511,28	5534038,73	0,40	-4,85	4,87
112	6607652,57	5534022,80	5524214,00	5228146,50	6607653,28	5534026,46	-0,71	-3,66	3,73
113	6607751,62	5534027,66	5524216,00	5228245,50	6607752,17	5534031,77	-0,55	-4,11	4,14
114	6607858,07	5534012,32	5524197,00	5228351,00	6607858,25	5534016,30	-0,18	-3,98	3,98
115	6607096,06	5533908,91	5524117,00	5227585,50	6607095,79	5533910,78	0,27	-1,87	1,89

Продовження табл. 1.2

№ св.	Зйомка "Укрнафтогазгеофізика" 2008 р		За даними „Укргеоecологія” 2008 р				Відмінності у визначенні координат, м		
	Система координат, 1942р		Система координат, 1963р		Система координат, 1942р		СК - 42		відстань
	у	х	у(63)	х(63)	у(42)	х(42)	dY	dX	
116	6607231,74	5533788,62	5523992,00	5227717,50	6607231,90	5533790,25	-0,16	-1,63	1,63
117	6606803,19	5533937,88	5524155,00	5227294,00	6606803,16	5533939,03	0,03	-1,15	1,15
118	6606830,59	5533805,33	5524018,50	5227417,00	6606930,66	5533806,70	-100,07	-1,37	100,08
119	6607142,52	5533707,21	5523914,00	5227625,50	6607142,55	5533709,21	-0,03	-2,00	2,00
120	6607342,26	5533706,13	5523859,50	5227744,00	6607262,81	5533658,69	79,45	47,44	92,53
121	6607528,03	5533631,27	5523682,50	5227839,00	6607363,67	5533484,95	164,36	146,32	220,05
122	6607637,43	5533596,69	5523586,50	5227901,00	6607428,85	5533391,07	208,58	205,62	292,89
123	6607840,12	5533441,96	5523523,00	5228245,50	6607775,31	5533339,10	64,82	102,86	121,58
124	6608098,60	5533486,27	5523513,50	5228507,50	6608037,50	5533338,35	61,10	147,92	160,04
125	6608324,73	5533416,36	5523496,00	5228743,00	6608273,47	5533328,72	51,26	87,64	101,53
126	6608491,83	5533403,82	5523475,00	5228908,50	6608439,59	5533313,26	52,24	90,57	104,55
127	6608670,73	5533331,03	5523425,00	5229097,50	6608630,17	5533269,59	40,56	61,44	73,62
128	6608873,09	5533301,67	5523396,00	5229299,50	6608833,04	5533247,35	40,05	54,32	67,49
129	6609018,80	5533185,98	5523280,50	5229445,50	6608982,83	5533136,78	35,97	49,21	60,95
130	6608993,00	5533251,50	5523346,00	5229419,50	6608954,66	5533201,38	38,34	50,12	63,11
131	6609310,66	5533213,92	5523308,50	5229737,50	6609273,76	5533174,51	36,90	39,41	53,99
132	6609497,68	5533336,92	5523247,50	5229857,00	6609395,24	5533117,53	102,44	219,39	242,13
133	6608980,99	5533140,60	5523235,00	5229407,50	6608946,37	5533090,03	34,62	50,57	61,29
134	6608932,28	5533173,43	5523267,50	5229359,00	6608896,81	5533120,89	35,48	52,54	63,39
135	6608753,15	5533222,88	5523316,50	5229180,50	6608716,75	5533163,91	36,40	58,97	69,30
136	6608650,68	5533222,08	5523316,00	5229077,50	6608613,82	5533159,97	36,86	62,11	72,22
137	6608354,97	5533265,89	5523344,50	5228765,00	6608300,52	5533178,03	54,45	87,86	103,37
138	6608153,74	5533278,23	5523363,50	5228551,50	6608086,48	5533189,89	67,26	88,34	111,03
139	6607992,30	5533361,73	5523413,50	5228378,50	6607911,90	5533234,09	80,40	127,64	150,85
140	6607954,43	5533261,08	5523322,50	5228321,00	6607857,46	5533141,21	96,97	119,87	154,18
141	6607614,19	5533463,31	5523590,50	5228029,00	6607556,66	5533399,34	57,54	63,97	86,04
142	6607510,13	5533552,28	5523698,00	5227945,00	6607469,11	5533503,98	41,02	48,30	63,37
143	6607326,61	5533254,13	5523443,50	5227705,00	6607237,72	5533241,59	88,89	12,54	89,77
144	6607451,18	5533792,49	5523855,50	5227883,00	6607401,88	5533659,34	49,30	133,15	141,99
145	6607608,04	5533731,94	5523924,50	5228093,00	6607609,47	5533735,31	-1,43	-3,37	3,67
146	6607865,15	5533706,22	5523891,00	5228349,00	6607866,47	5533710,38	-1,32	-4,16	4,36
147	6607976,97	5533694,46	5523875,50	5228460,00	6607977,93	5533698,59	-0,96	-4,13	4,24
148	6608219,63	5533528,36	5523613,50	5228644,50	6608171,09	5533442,88	48,54	85,49	98,30
149	6608430,55	5533506,38	5523580,00	5228853,50	6608381,11	5533416,37	49,44	90,01	102,69
150	6607539,06	5533238,03	5523384,50	5227909,00	6607443,59	5533189,43	95,47	48,60	107,13
151	6607339,13	5533390,94	5523571,00	5227764,50	6607292,93	5533371,02	46,20	19,92	50,31
152			5523490,00	5227889,00	6607420,08	5533294,21			
153	6607647,05	5533310,66	5523433,50	5228030,00	6607562,90	5533242,45	84,15	68,21	108,33
154	6607861,29	5533219,70	5523300,50	5228221,00	6607758,25	5533115,89	103,04	103,81	146,27
155	6608056,42	5533211,94	5523253,50	5228410,50	6607949,22	5533075,24	107,20	136,71	173,72
156	6608216,40	5533154,13	5523237,00	5228609,00	6608148,18	5533065,37	68,22	88,76	111,95
157	6608393,52	5533083,94	5523160,50	5228783,50	6608325,15	5532994,73	68,37	89,21	112,40
158	6608802,37	5533373,48	5523467,00	5229229,00	6608760,21	5533315,96	42,16	57,52	71,32
159			5523022,50	5229894,50	6609440,23	5532893,89			
160	6608247,42	5532711,05	5522793,00	5228623,50	6608177,50	5532622,07	69,92	88,98	113,17
161			5523019,50	5229784,00	6609329,88	5532887,20			
162			5522970,00	5229900,00	6609447,48	5532841,60			

Закінчення табл. 1.2

№ св.	Зйомка "Укрнафтогазгеофізика" 2008 р		За даними „Укргеоecологія” 2008 р				Відмінності у визначенні координат, м		
	Система координат, 1942р		Система координат, 1963р		Система координат, 1942р		СК - 42		відстань
	у	х	у(63)	х(63)	у(42)	х(42)	dY	dX	
163	6608489,39	5532725,88	5522799,00	5228866,00	6608419,68	5532636,16	69,71	89,72	113,62
164	6608627,44	5532654,08	5522722,00	5229001,00	6608557,19	5532563,70	70,26	90,38	114,47
165	6608415,56	5532981,79	5523057,00	5228802,00	6608347,10	5532891,90	68,46	89,89	112,99
166	6608287,87	5532984,54	5523065,00	5228674,00	6608218,89	5532895,62	68,98	88,92	112,54
167	6608137,55	5533030,60	5523116,50	5228525,50	6608068,74	5532942,14	68,81	88,46	112,07
168	6607936,48	5533115,52	5523183,50	5228273,50	6607814,63	5533000,69	121,86	114,83	167,43
169	6607806,90	5533117,41	5523211,50	5228147,00	6607687,25	5533024,46	119,65	92,95	151,51
170	6607695,98	5533410,55	5523521,50	5228098,00	6607627,93	5533332,67	68,06	77,88	103,42
171	6607412,38	5533295,49	5523466,50	5227797,50	6607329,41	5533267,67	82,97	27,82	87,51
172	6607257,71	5533328,84	5523531,00	5227652,50	6607182,32	5533327,30	75,39	1,54	75,40
173	6607236,45	5533418,34	5523623,00	5227650,50	6607177,25	5533419,19	59,20	-0,84	59,21
174	6607821,21	5533014,87	5523108,00	5228140,00	6607683,71	5532920,77	137,50	94,10	166,61
175	6607990,45	5533014,79	5523074,00	5228305,50	6607850,27	5532892,32	140,18	122,47	186,15
176	6608038,12	5533093,85	5523183,50	5228429,00	6607970,05	5533005,89	68,07	87,96	111,23
177	6608181,54	5532871,29	5522956,00	5228563,50	6608112,08	5532782,98	69,46	88,31	112,35
178	6608409,42	5532786,13	5522862,00	5228788,00	6608339,61	5532696,52	69,81	89,61	113,59
1003			5521349,50	5234200,50	6613800,09	5531365,40			
1004			5520456,50	5228102,50	6607734,73	5530269,29			
1012			5520045,00	5232159,00	6611803,06	5529993,36			
1013			5521498,00	5232708,50	6612303,81	5531464,03			
1019			5523607,00	5232124,00	6611649,18	5533552,55			
27	6608923,4	5534652,9	5524802,00	5229437,00	6608923,53	5534657,27	-0,13	-4,37	4,37
40	6608022,3	5534905,8	5525084,00	5228546,00	6608023,54	5534909,39	-1,24	-3,58	3,79

 - кольором виділено розбіжність у визначенні координат більша за 50 метрів

Таблиця 1.3 – Координати свердловин Солохівської площі і ПСГ в системі Гауса-Крюгера-42 (за повторними даними ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика» – 2011р.)

№ свердловини	Координата X	Координата Y	Альтитуда св, м
20	5535085	6608027	185,889
21	5532620	6606857	178,505
22	5534257	6607462	183,015
24	5535163	6605939	178,808
27	5534653	6608925	188,72
28	5534400	6607347	184,33
28	5534401	6607348	183,539
32	5533357	6607769	185,45
36	5536544	6603468	182,451
40	5534906	6608025	188,798
41	5533593	6604664	187,322
48	5537459	6608294	197,176
50	5533772	6605129	186,6
51	5533776	6606950	176,344
52	5533358	6607769	185,88
53	5534274	6607568	186,4
53	5534275	6607569	185,487
54	5535182	6605445	185,845
55	5538032	6602646	177,252
60	5531302	6610440	139,336
61	5534315	6605346	188,771
62	5531429	6608224	182,409
63	5533388	6607813	186,178
64	5533945	6606784	173,055
65	5533162	6608820	175,669
66	5534040	6607575	184,352
67	5535353	6605284	187,176
68	5534358	6607403	183,987
69	5533495	6608368	179,078
70	5534267	6607513	184,179
71	5534810	6608184	187,564
72	5533613	6608205	184,127
73	5533981	6607310	182,027
74	5533503	6608310	179,975
76	5534402	6607534	186,802
77	5534208	6607656	185,579
78	5535034	6608213	184,791
79	5534392	6607582	187,455
80	5533527	6608387	179,42
84	5534097	6608940	194,36
95	5534477	6607436	186,09
96	5534385	6607629	187,594
97	5534436	6607349	183,855
98	5534365	6607513	185,702
99	5534292	6607699	187,289

Продовження табл. 1.3

№ свердловини	Координата Х	Координата Y	Альtitуда св, м
103	5533916	6607477	184,98
104	5534278	6607418	182,546
105	5534245	6607571	184,892
106	5534178	6607741	186,504
107	5534065	6607946	188,908
108	5534035	6607161	178,341
109	5533799	6607935	188,05
110	5534002	6607346	182,577
111	5534037	6607512	182,748
112	5534023	6607653	185,656
113	5534028	6607752	187,233
114	5534013	6607859	188,415
115	5533910	6607097	180,546
116	5533789	6607233	182,991
117	5533939	6606804	173,946
118	5533806	6606931	176,93
119	5533708	6607143	180,017
120	5533707	6607343	183,18
121	5533632	6607529	184,357
122	5533597	6607638	185,053
123	5533443	6607841	186,415
124	5533487	6608099	184,014
125	5533416	6608325	174,56
126	5533405	6608492	173,548
127	5533332	6608671	176,242
128	5533302	6608873	177,285
129	5533186	6609019	172,458
130	5533252	6608993	174,051
131	5533215	6609311	176,124
132	5533114	6609396	174,939
133	5533141	6608982	173,378
134	5533174	6608933	174,675
135	5533223	6608754	176,506
136	5533223	6608651	174,262
137	5533266	6608356	176,267
138	5533279	6608155	182,386
139	5533362	6607993	185,512
140	5533262	6607955	185,698
141	5533465	6607615	182,889
142	5533553	6607511	182,608
143	5533255	6607327	183,601
144	5533793	6607452	185,392
145	5533732	6607609	186,15
146	5533706	6607865	188,9
147	5533694	6607977	187,17
148	5533529	6608220	182,124
149	5533507	6608431	178,242

Закінчення табл. 1.3

№ свердловини	Координата X	Координата Y	Альtitуда св, м
150	5533239	6607539	184,969
151	5533392	6607360	180,557
152	5533338	6607498	182,676
153	5533311	6607648	184,76
154	5533220	6607862	185,611
155	5533212	6608057	183,957
156	5533155	6608217	180,853
157	5533084	6608394	175,695
158	5533374	6608803	178,291
159	5532890	6609440	172,22
160	5532712	6608248	180,75
161	5532883	6609329	170,89
162	5532838	6609448	170,88
163	5532727	6608490	176,121
164	5532655	6608628	175,765
165	5532982	6608416	174,696
166	5532985	6608288	176,492
167	5533031	6608138	180,111
168	5533116	6607937	184,478
169	5533118	6607807	185,917
170	5533411	6607697	184,372
171	5533296	6607413	183,072
172	5533330	6607259	182,213
173	5533419	6607238	179,7
174	5533016	6607822	185,484
175	5533015	6607991	182,688
176	5533095	6608039	182,765
177	5532872	6608182	179,275
178	5532787	6608410	175,017
1003	5531362	6613801	181,176
1004	5530266	6607736	166,256
1012	5529990	6611804	166,705
1013	5531460	6612304	170,326
1019	5533549	6611650	160,938

1.8 Основні положення технології обробки сейсмічних матеріалів

Обробка сейсмозвідувальних даних для Солохівської площі проводилась з використанням сучасних технологій та програмного забезпечення. Загальний об'єм польової інформації перевищує дев'ять мільйонів сейсмічних трас.

1.8.1 Стандартна обробка сейсмічної інформації

Обробка сейсморозвідувальної інформації виконувалась за допомогою програмного забезпечення компанії Paradigm. Рівень приведення сейсморозвідувальних даних становив 150 м над рівнем моря.

На рис. 1.6 показано схеми розташування пунктів збудження та пунктів прийому на площі досліджень. Кольором показано розподіл кратності сейсмічних спостережень, яка є доволі рівномірна незважаючи на складні поверхневі умови.

На рис. 1.7 і 1.8 показано схеми розташування пунктів збудження та пунктів прийому із зображенням рельєфу поверхні спостережень.

Рисунки 1.9 і 1.10 демонструють схеми розподілу статичних поправок за пункти збудження і пункти прийому.

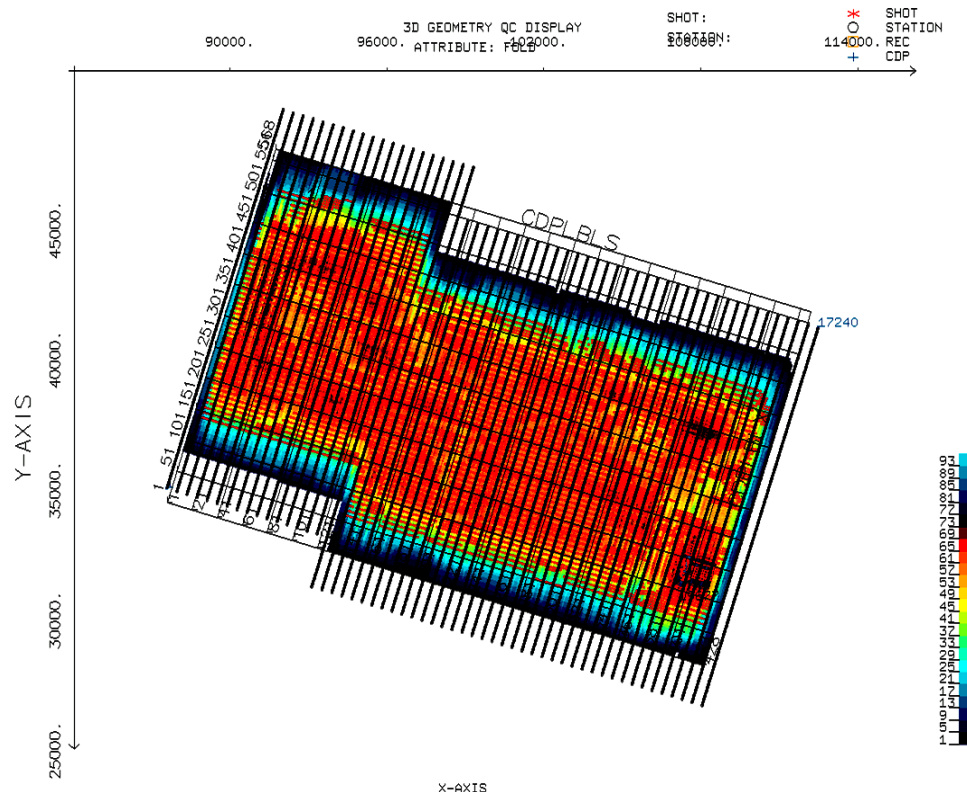


Рисунок 1.6 – Схема пунктів збудження, прийому і розподілу кратності сейсмічних спостережень.

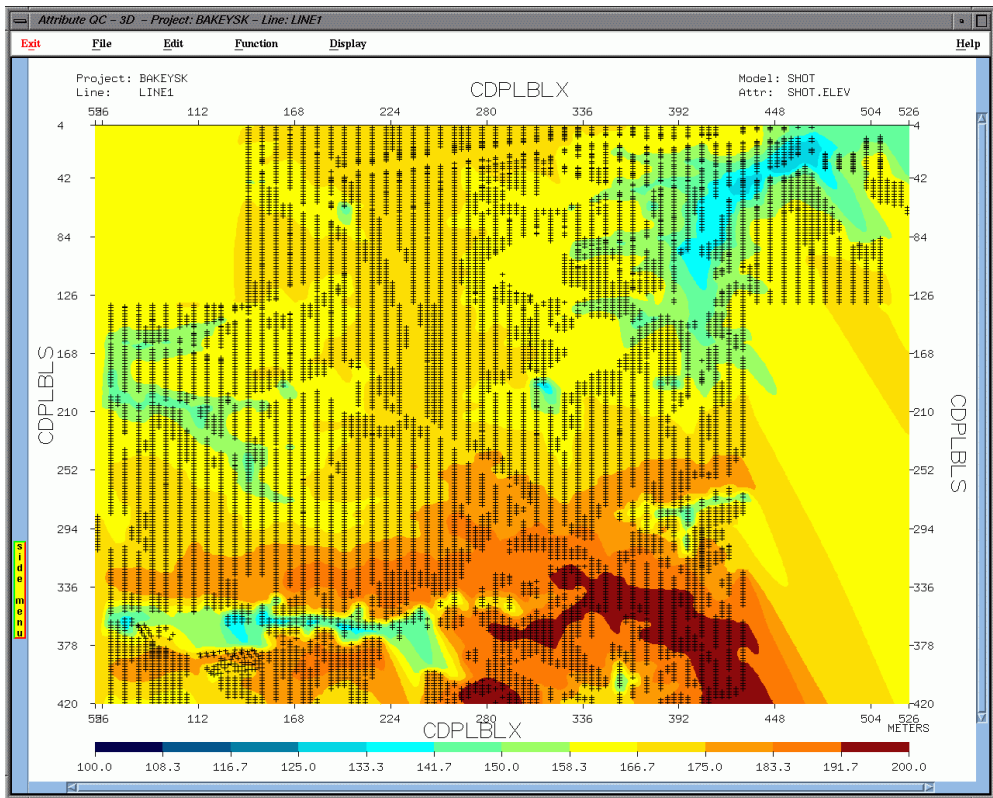


Рисунок 1.7 – Схема пунктів збудження із зображенням рельєфу.

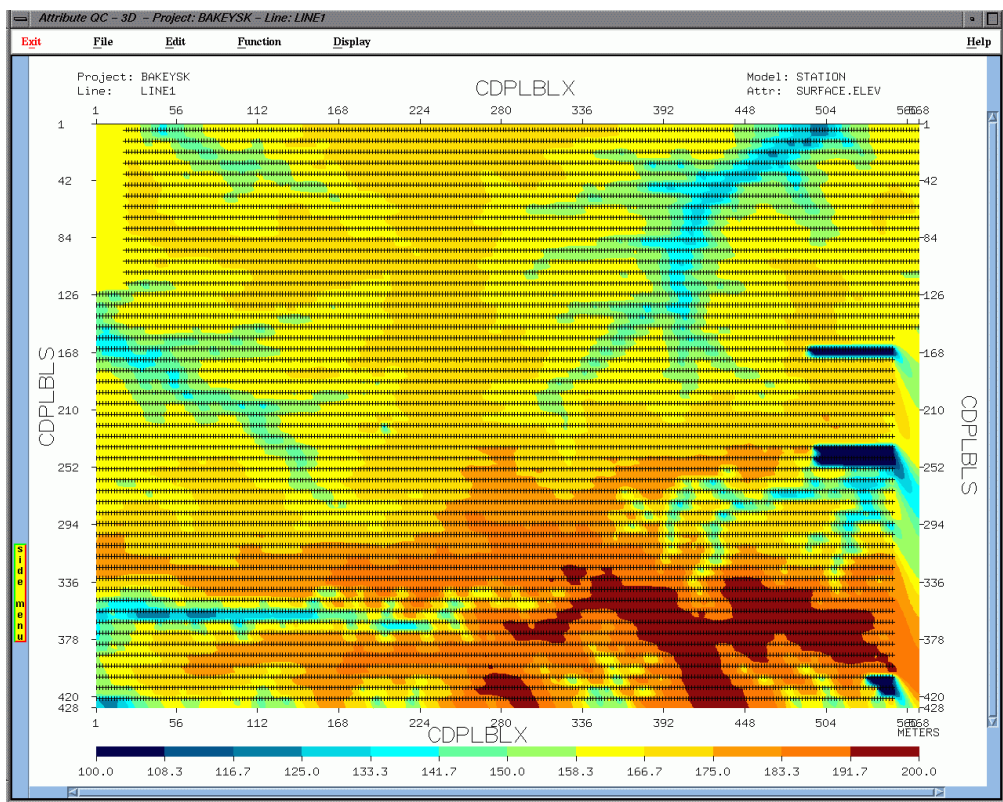


Рисунок 1.8 – Схема пунктів прийому із зображенням рельєфу.

Основні етапи обробки сейсмозвідувальних даних є типовими і виглядають наступним чином:

1. Створення робочого проекту та завантаження польових даних.
2. Присвоєння сейсмічним трасам даних про геометрію сейсмічних спостережень.
3. Редагування даних.
4. Розрахунок статичних поправок.
5. Поверхнево-узгоджене вирівнювання амплітуд, прогнозує деконволюція, усунення звукових хвиль, фільтрація по кутах нахилу для усунення регулярних хвиль-завад, введення поправок за сферичне розходження, нормування сейсмограм тощо.
6. Введення кінематичних поправок та підсумовування даних за методом спільної середньої точки.
7. Підготовка швидкісної моделі для побудови сейсмічного зображення геологічного середовища.
8. Побудова сейсмічних зображень геологічного середовища у різні способи.

Польові сейсмічні записи потребували ручного редагування з метою вилучення з подальшої обробки трас з інтенсивними завадами як регулярного, так і нерегулярного типу. Особливу увагу було приділено трасам поблизу пункту збудження, де присутні завади з великими амплітудами.

За допомогою тестування була оцінена ефективність основних процедур обробки даних, визначені їх оптимальні параметри та необхідність ітерацій для деяких процедур. На рис. 1.11 демонструються польові сейсмограми перед та після застосування необхідних процедур обробки.

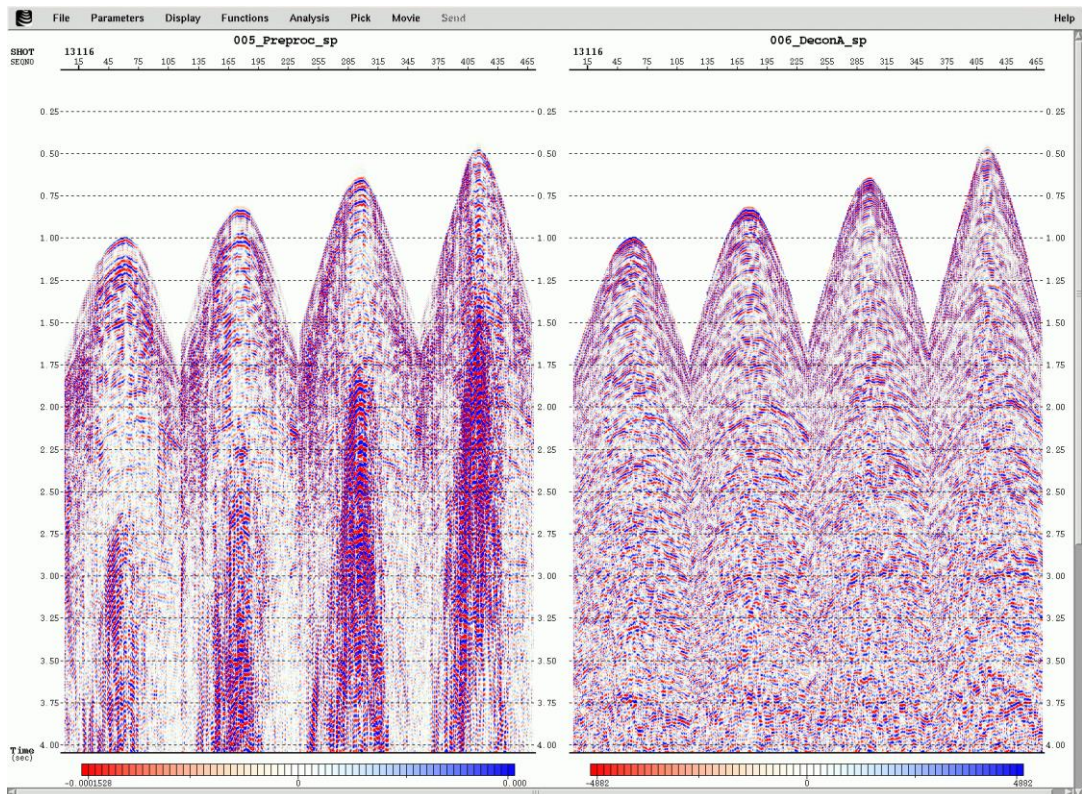


Рисунок 1.11 – Польові сейсмограми перед та після застосування процедур обробки.

На рис. 1.12 – 1.17 показано спектральні характеристики первинних сейсмограм перед та після застосування процедур обробки, які свідчать про підвищення інформативності сейморозвідувальних даних.

Застосування ітерацій для деяких послідовностей процедур обробки привело до помітного покращення якості сейсмічних даних (рис. 1.18).

На рис. 1.19 – 1.21 демонструються горизонтальні зрізи мігрованого кубу для різних рівнів відкладів юри та частково нижнього тріасу (інтервал 470÷670 мс).

Наведені зрізи дають досить повну інформацію про досліджувану площу і свідчать про різку зміну структурного плану з глибиною та складний характер хвильового поля на різних часових рівнях.

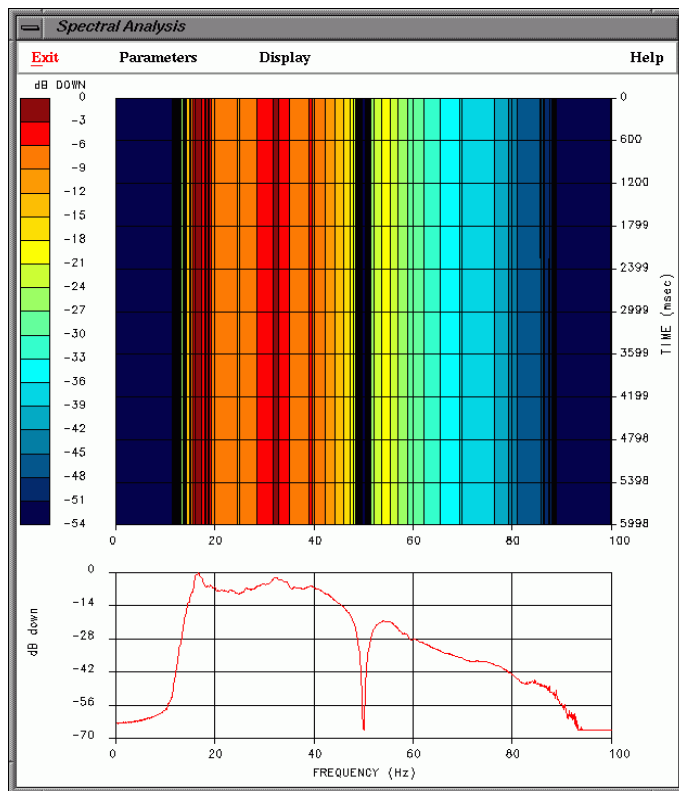


Рисунок 1.12 – Частотний аналіз первинних сейсмограм до застосування процедур обробки.

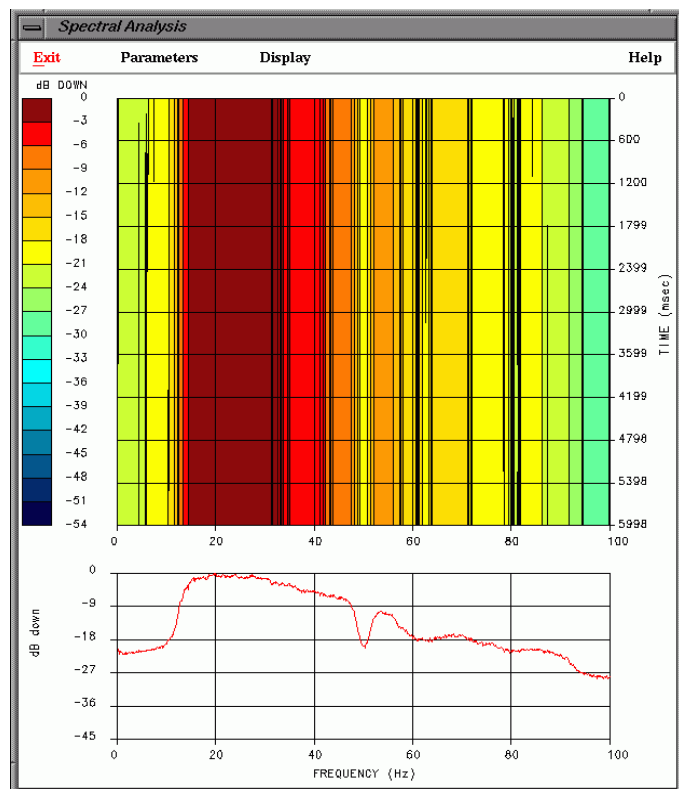


Рисунок 1.13 – Частотний аналіз первинних сейсмограм після застосування процедур обробки

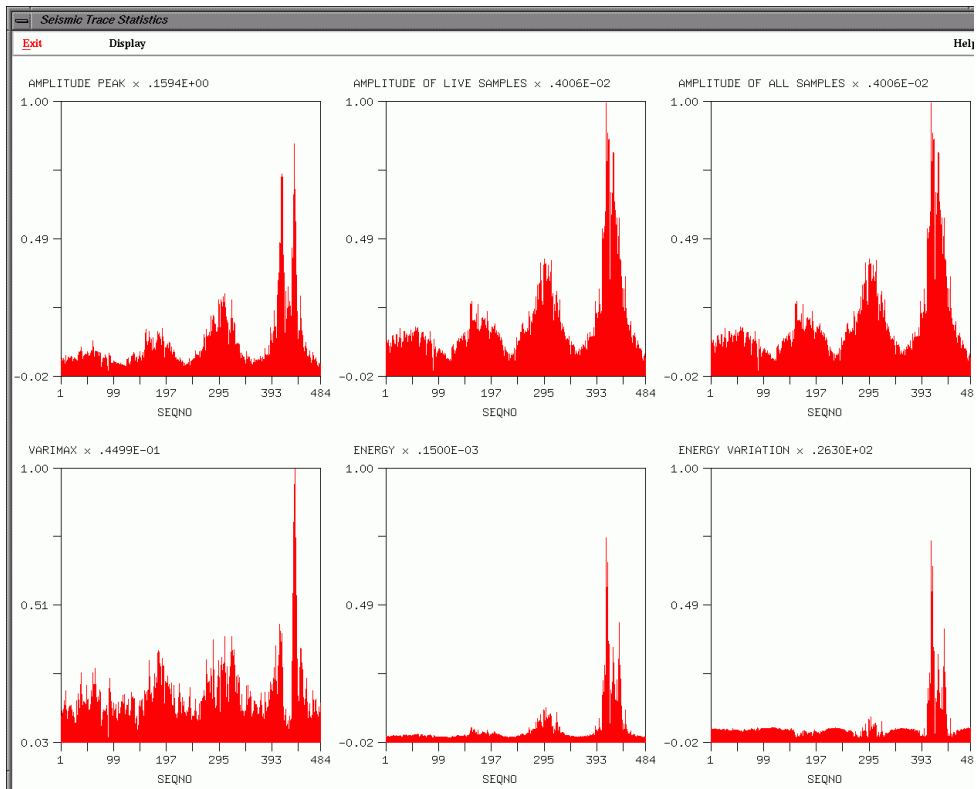


Рисунок 1.14 – Амплітудний аналіз первинних сейсмограм до застосування процедур обробки

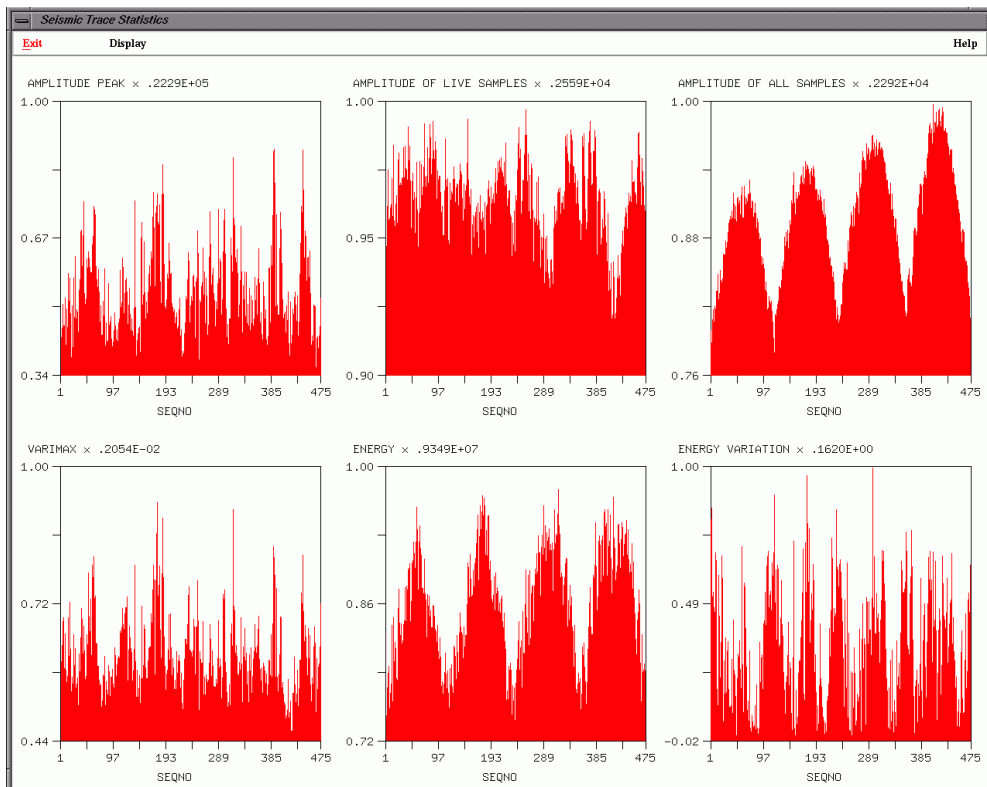


Рисунок 1.15 – Амплітудний аналіз первинних сейсмограм після застосування процедур обробки

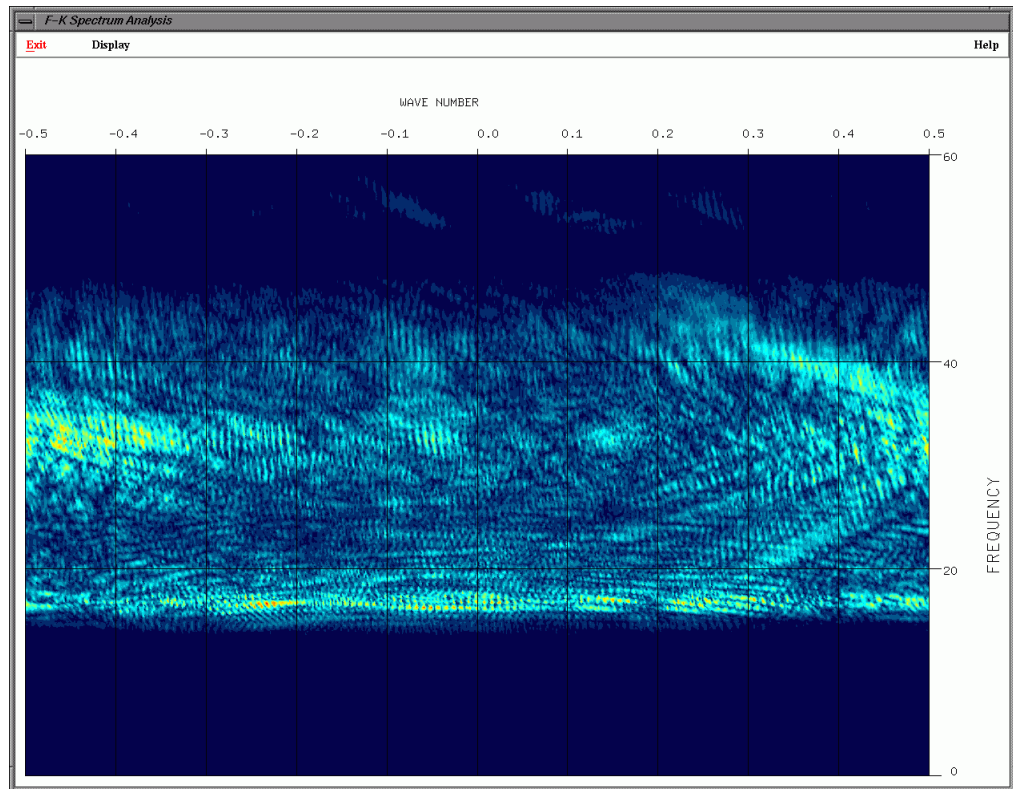


Рисунок 1.16 – Спектральний аналіз первинних сейсмограм до застосування процедур обробки (FK-область)

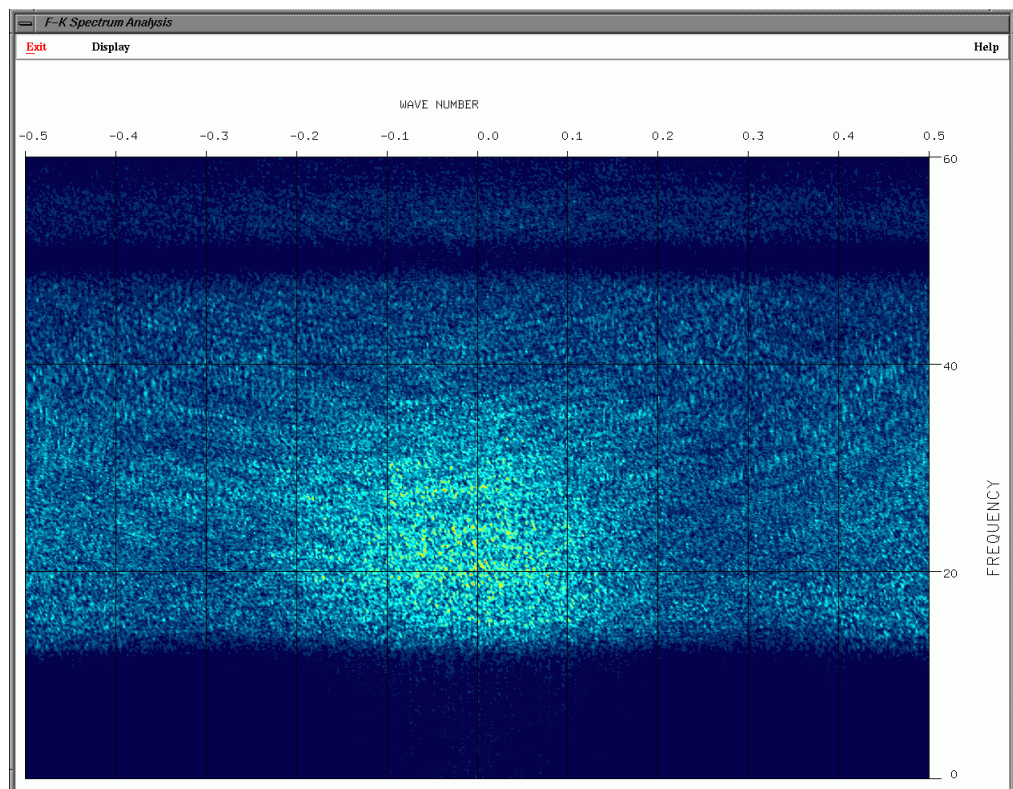
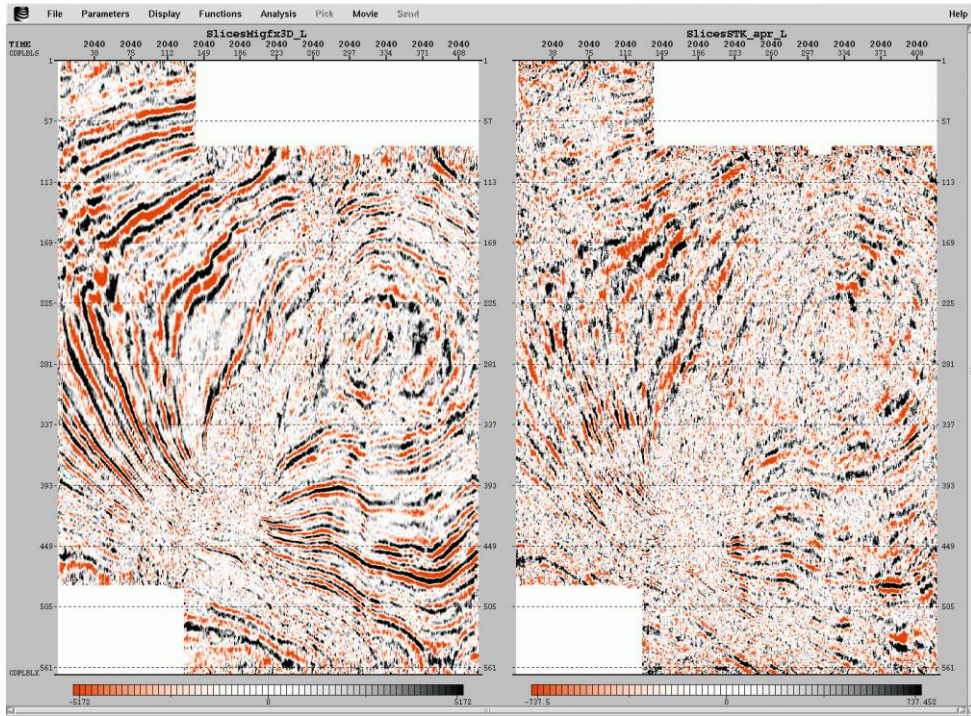


Рисунок 1.17 – Спектральний аналіз первинних сейсмограм після застосування процедур обробки (FK-область)



а

б

Рисунок 1.18 – Горизонтальні зрізи сейсмічного кубу після (а) і до застосування процедур обробки (б).



Рисунок 1.19 – Горизонтальний зріз міграного кубу на рівні 670 мс

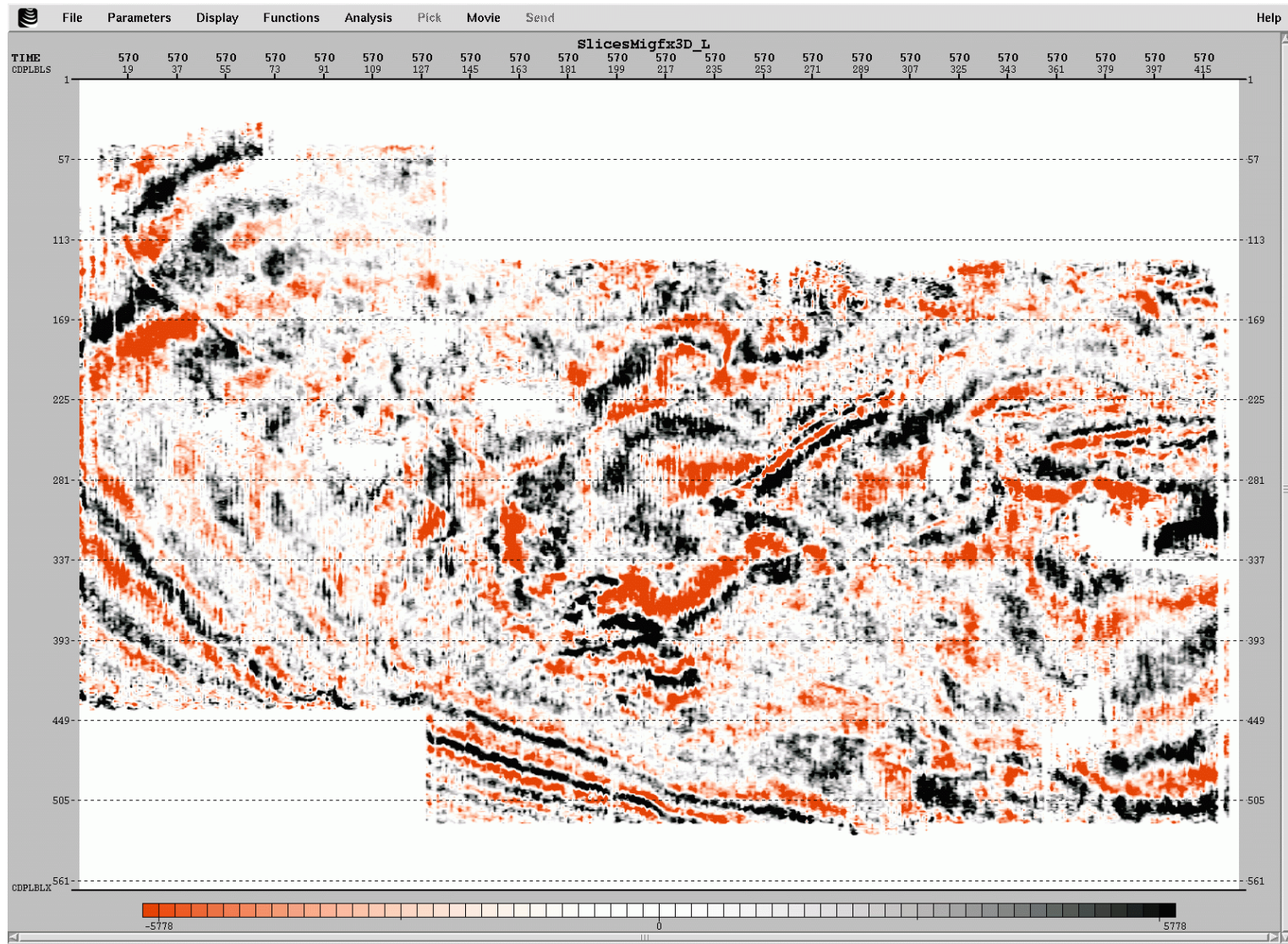


Рисунок 1.20 – Горизонтальний зріз мігрованого кубу на рівні 570 мс

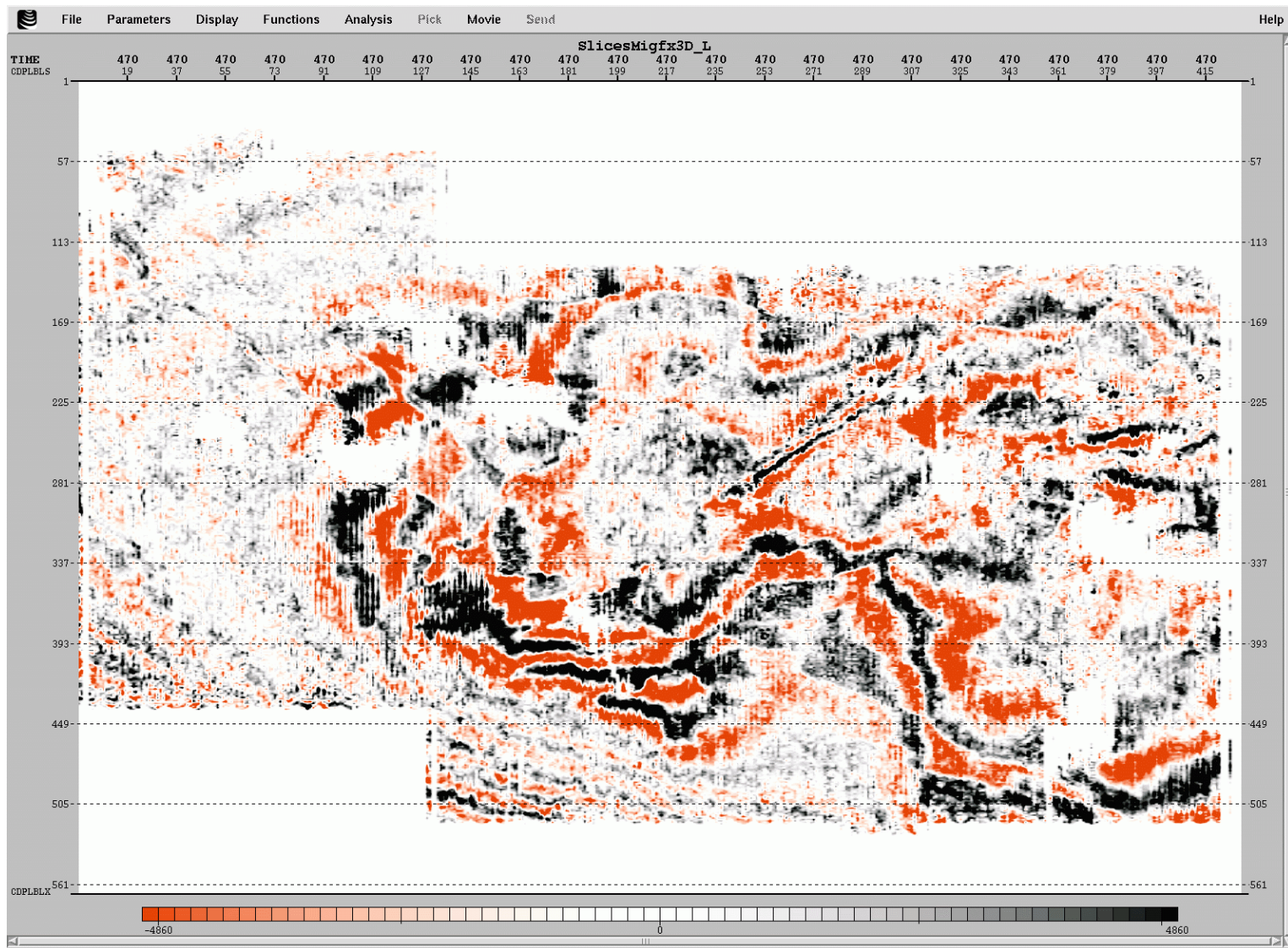


Рисунок 1.21 – Горизонтальний зріз мігрованого кубу на рівні 470 мс

1.8.2 Інтерпретаційна обробка сейсмічних даних

Шаруватий характер геологічного середовища приводить до виникнення анізотропії середніх швидкостей поширення сейсмічних хвиль, що обумовлено заломленням хвиль на границях шарів. Типовою і доволі точною апроксимацією індикатриси променевих швидкостей є еліптична. У цьому випадку за поверхневими сейсмічними даними можна знайти значення лише горизонтальних осей еліптичної індикатриси. Значення вертикальної осі індикатриси може бути знайдене лише з використанням свердловинної інформації.

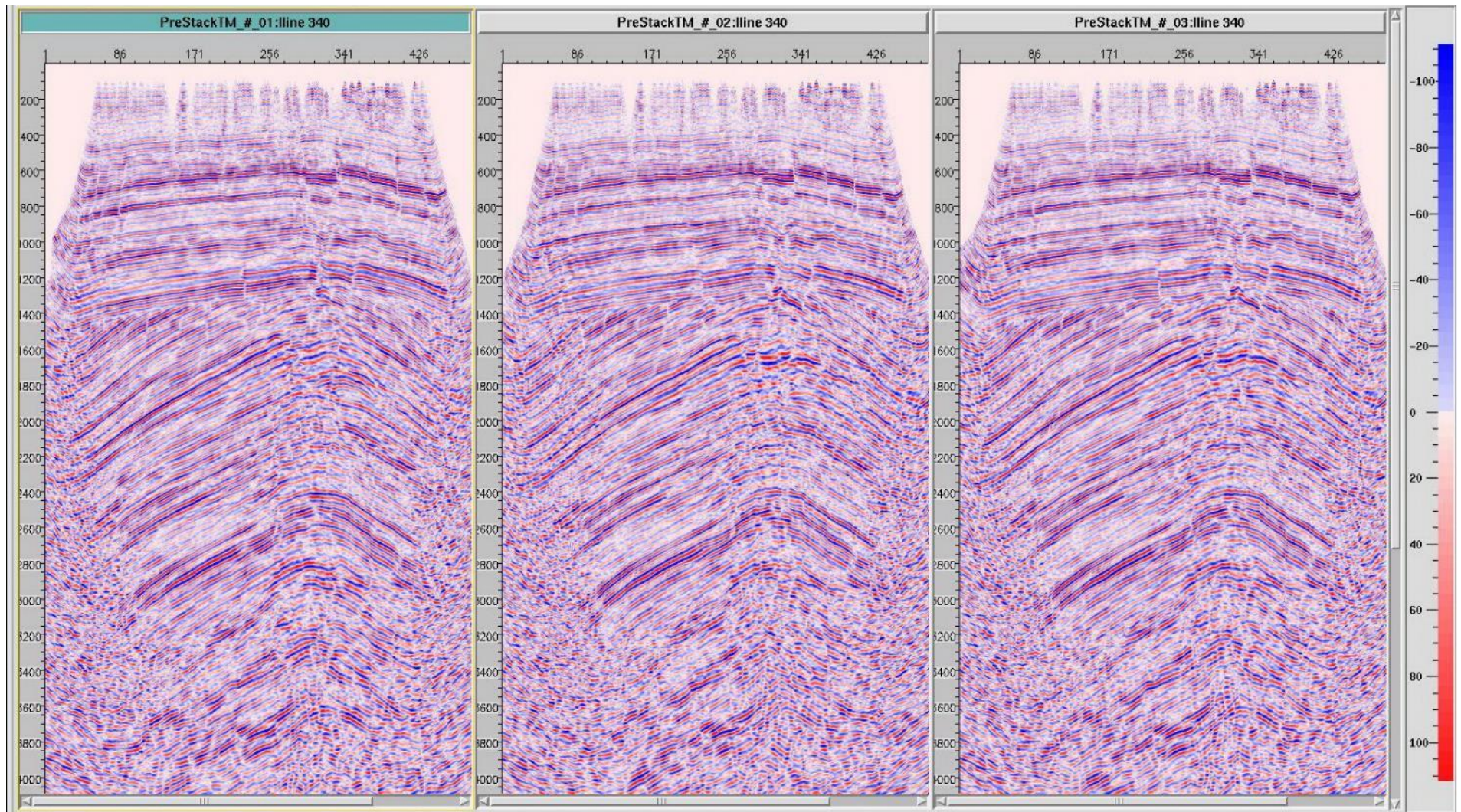
Водночас найбільш якісною є пластова швидкісна модель геологічного середовища. Така швидкісна модель добре узгоджується із геологічною будовою надр, зокрема осадовою товщею гірських порід. Однак створення такої моделі є доволі складною задачею. Це породжує багато підходів до її побудови.

Для Солохівської площі побудова пластової моделі складається з наступних етапів:

- виконання пре-стек часової міграції;
- кореляція опорних горизонтів та побудова карт $t(x,y)$ за даними пре-стек часової міграції;
- горизонтальний аналіз інтервальних швидкостей методом когерентної інверсії з урахуванням заломлення вздовж опорних горизонтів, побудова глибинно-швидкісної моделі.

Деякі з наведених процедур можуть бути виконані у декілька уточнюючих ітерацій (рис. 1.22 – 1.23). Для калібрування глибинно-швидкісної моделі використовується свердловинна інформація по швидкостях та глибинні стратиграфічні репери.

Наявність пластової швидкісної моделі дозволяє побудувати найбільш достовірне сейсмічне зображення геологічного середовища. Процес побудови такого зображення має назву глибинна міграція (рис. 1.22).

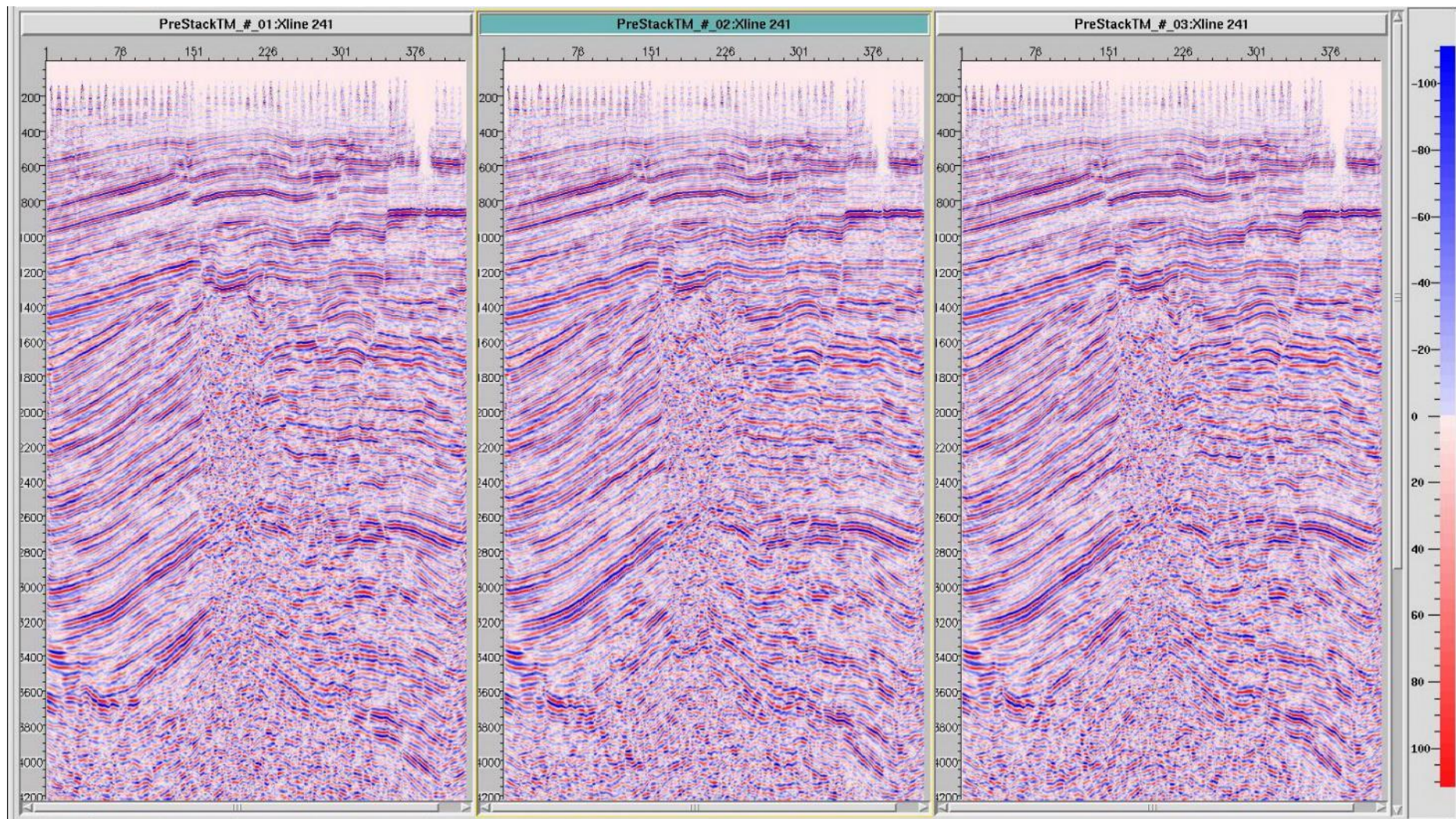


а

б

в

Рисунок 1.22 – Солохівська площа. Поздовжня лінія 340, пре-стек часова міграція з первинною середньоквадратичною швидкістю (а), першим (б) та другим (в) уточненням швидкості



а

б

в

Рисунок 1.23 – Солохівська площа. Поперечна лінія 241, пре-стек часова міграція з первинною середньоквадратичною швидкістю (а), першим (б) та другим (в) уточненням швидкості

На рис. 1.24 показана пластова швидкісна модель для Солохівської площі.

При виконанні розглянутої технології побудови глибинно-швидкісної моделі результат глибинної пре-стек міграції дає приріст інформативності сейсмічних зображень. Це підтверджує рис. 1.25 та 1.26, на яких наведено результати пост-стек і пре-стек часових міграції, а також пре-стек глибинної міграції. Таким чином, глибинна пре-стек міграція (рис. 1.27, 1.28) забезпечує більш точне зображення всіх відбиваючих границь і тектонічних порушень.

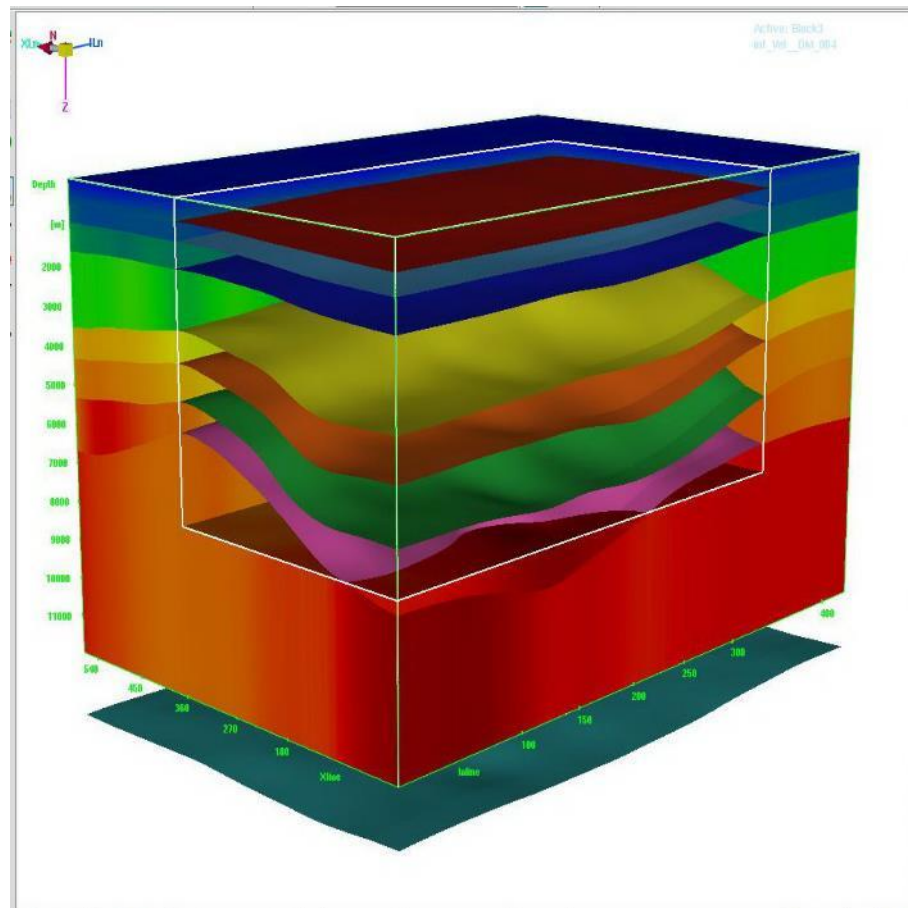
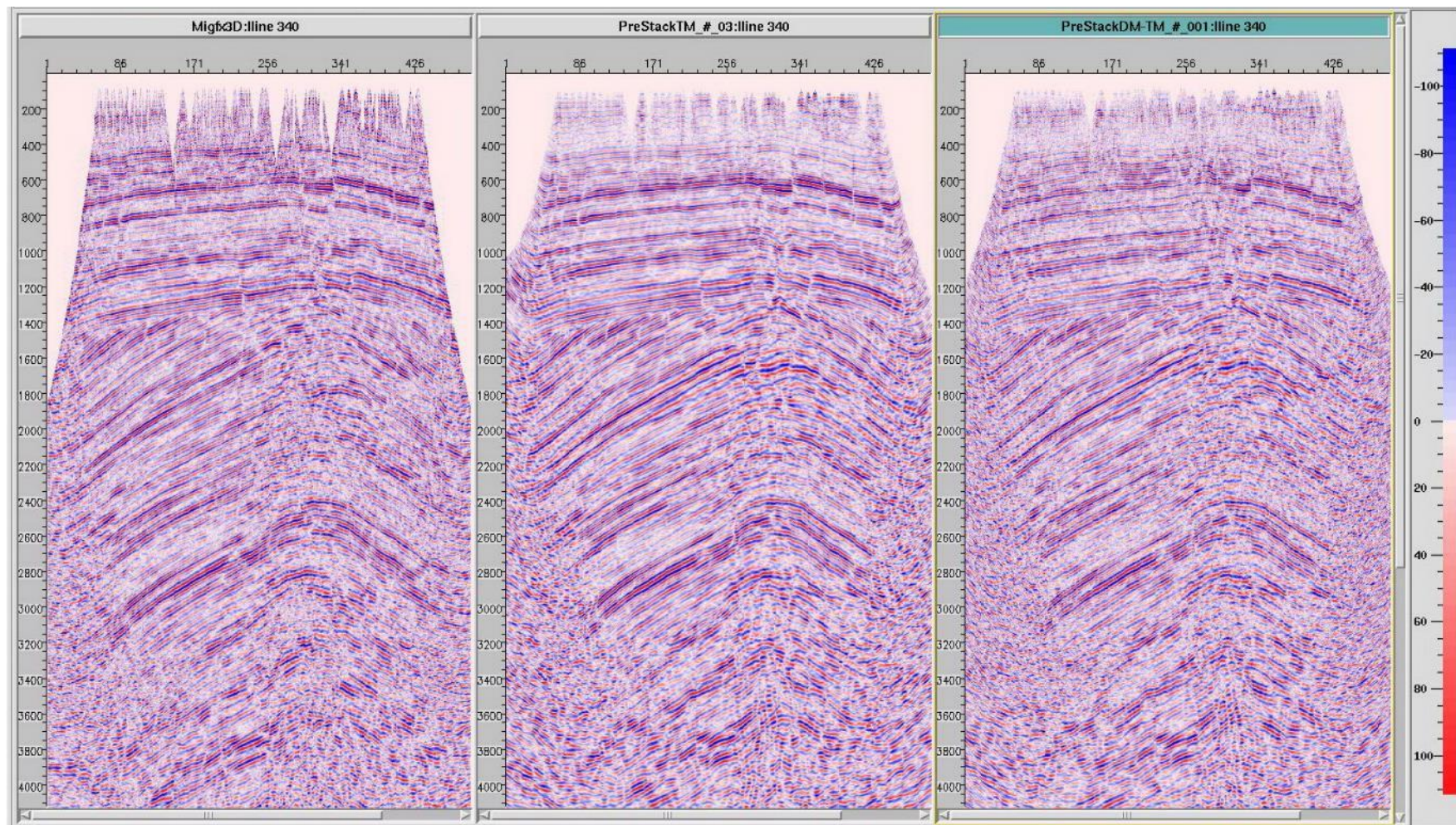


Рисунок 1.24 – Солохівська площа. Пластова модель середовища та куб інтервальних швидкостей

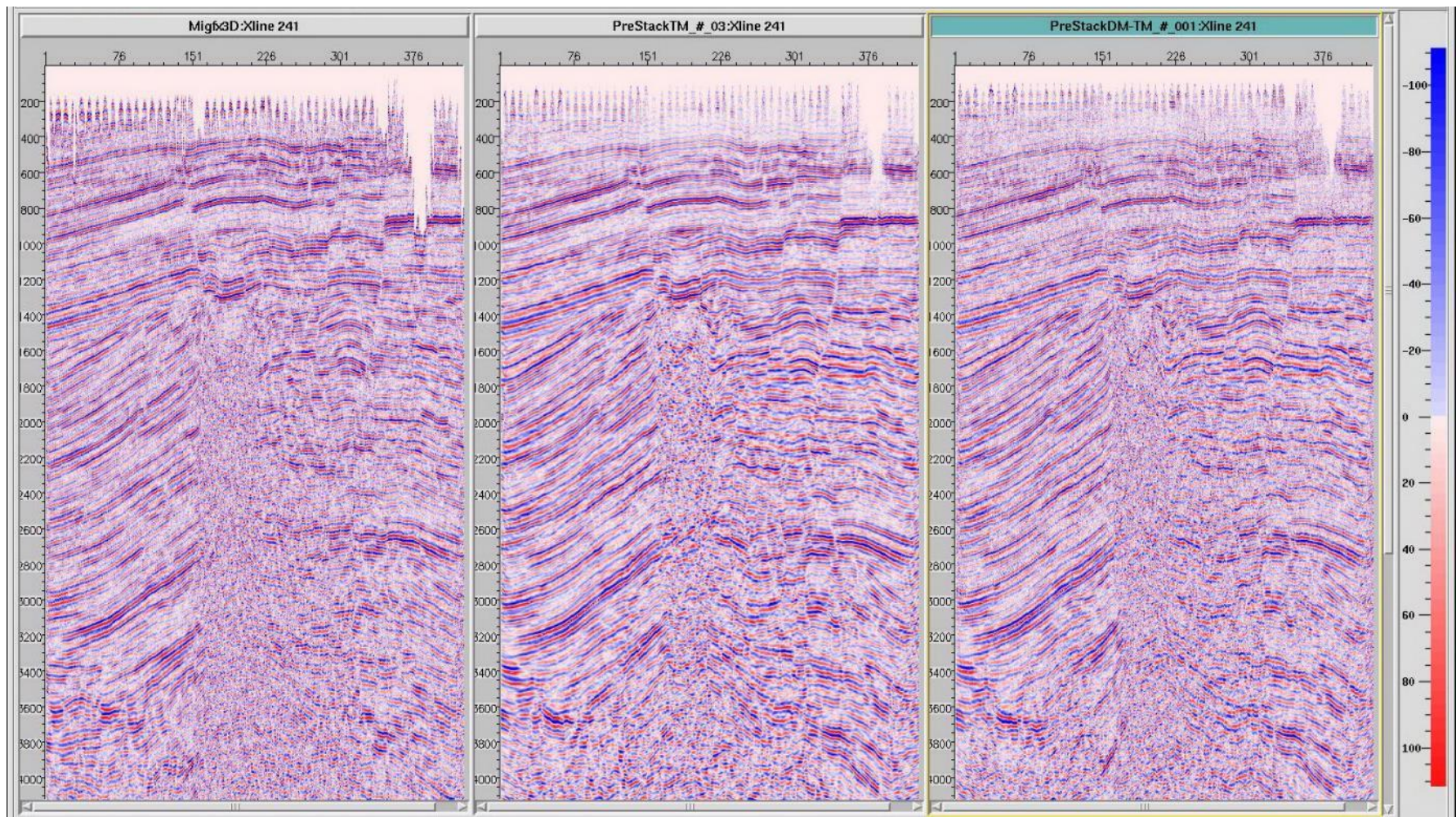


а

б

в

Рисунок 1.25 – Солохівська площа. Поздовжня лінія 340, порівняння пост-стек часової (а), пре-стек часової (б) та пре-стек глибинної міграції (в) в часовій області



а

б

в

Рисунок 1.26 – Солохівська площа. Поперечна лінія 241, порівняння пост-стек часової (а), пре-стек часової (б) та пре-стек глибинної міграції (в) в часовій області

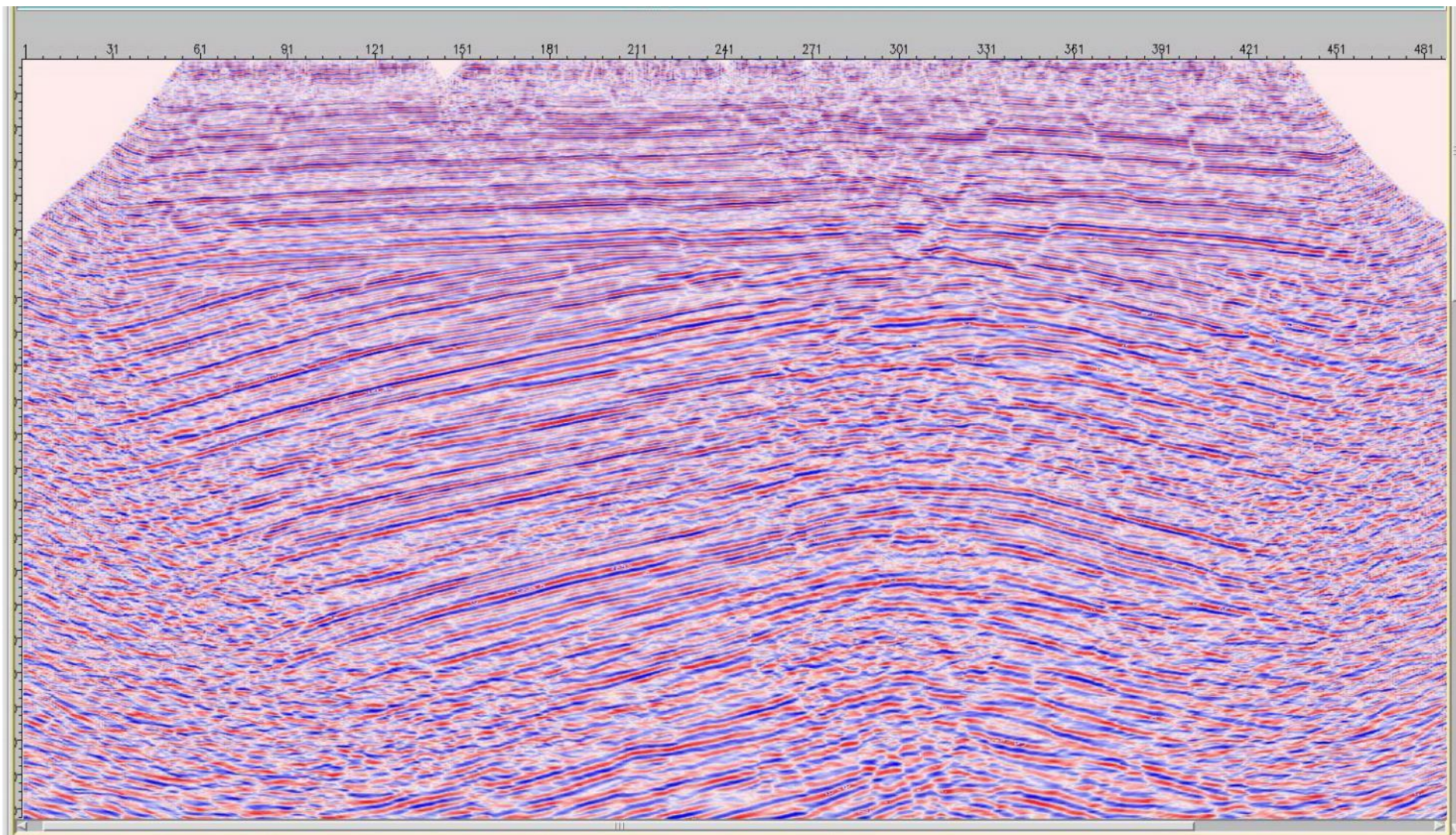


Рисунок 1.27 – Солохівська площа. Поздовжня лінія 340, пре-стек глибинна міграція в глибинній області

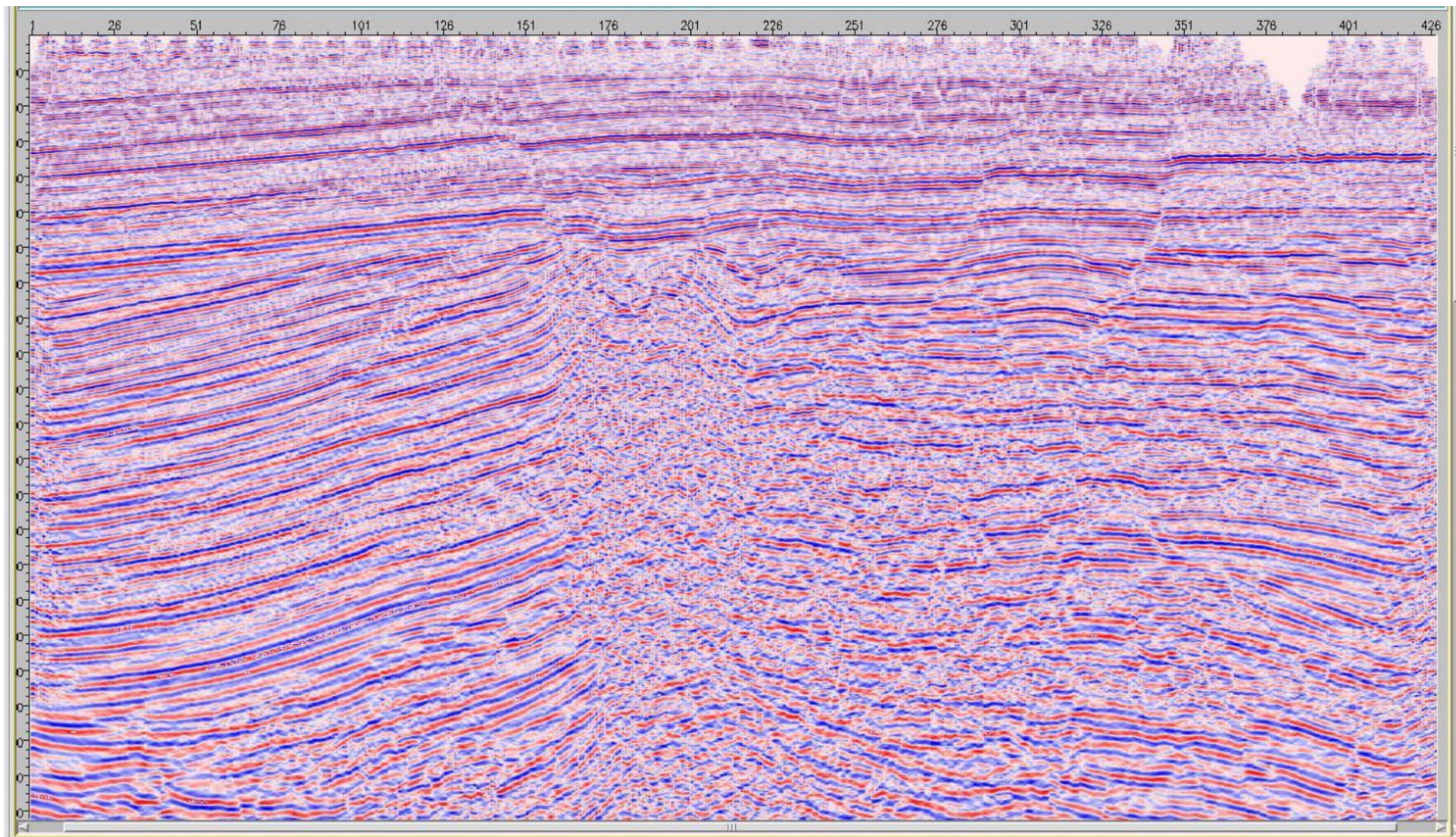


Рисунок 1.28 – Солохівська площа. Поперечна лінія 241, пре-стек глибинна міграція в глибинній області

1.9 Обробка та інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин

На досліджуваній території південно-східної частини Солохівської структури, де розташовано ПСГ, пробурено більше ніж 110 пошуково-розвідувальних та експлуатаційних свердловин. Для створення постійно діючої геологічної моделі (ПДГМ) сховища був зібраний та використаний матеріал не лише по свердловинам фонду ПСГ, а також по свердловинам, які пробурені з ціллю пошуку та видобутку вуглеводнів у відкладах карбону та дають змогу освітити нові блоки створеної моделі. Таким чином, до обробки та інтерпретації включались свердловини з наявним комплексом досліджень в інтервалі залягання колектора байоських відкладів, та які найбільш повно характеризують його в просторі. Всього було використано 106 свердловин.

Для вивчення розрізів свердловин у відкладах середньої юри найчастіше маємо наступний комплекс ГДС: ПС, РК, БКЗ, БК, МБК, ІК, МК, кавернометрія та інклінометрія. Криві записані в масштабі глибин 1:500 і 1:200.

Для ПДГМ резервуару необхідна свердловинна інформація про інтервал залягання колектору, ефективну товщину, пористість, глинистість і піщанистість. Надати таку інформацію за комплексом ГДС дозволяє методика, розроблена та впроваджена в Україні В.Колісніченко [18-22]. Методика спрямована на вирішення задач визначення об'єму порового простору та оцінки мінералогічного складу досліджуваних порід, і базується на комплексуванні методів ГДС пористості-літології: АК, НГК, ГГК-Щ та оцінки глинистості за ГК або ПС, шляхом складання системи лінійних рівнянь у вигляді залежностей фізичних властивостей порід від геофізичних параметрів – ΔT , δ , W , $C_{гл}$ та ін:

$$\begin{aligned}
\Delta T &= \Delta T_p K_{\Pi} + \Delta T_1 V_1 + \Delta T_2 V_2 + \dots + \Delta T_n V_n \\
\delta &= \delta_p K_{\Pi} + \delta_1 V_1 + \delta_2 V_2 + \dots + \delta_n V_n \\
W &= W_p K_{\Pi} + W_1 V_1 + W_2 V_2 + \dots + W_n V_n \\
C_{\text{гл}} &= C_p K_{\Pi} + C_1 V_1 + C_2 V_2 + \dots + C_n V_n \\
1 &= K_{\Pi} + V_1 + V_2 + \dots + V_n,
\end{aligned}
\tag{1.1}$$

де ΔT , δ , W , $C_{\text{гл}}$ – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі, щільність, вміст водню та об’ємна глинистість;

K_{Π} – пористість;

V_1, \dots, V_n – об’єм компонент матриці породи;

$\Delta T_p, \Delta T_1, \dots, \Delta T_n; \delta_p, \delta_1, \dots, \delta_n; W_p, W_1, \dots, W_n; C_p, C_1, \dots, C_n$ – інтервальний час, щільність, водневміст та глинистість порової рідини (р) та компонент матриці породи (1, 2 ... n).

Для однозначності розв’язку завжди вводиться рівняння балансу $1 = K_{\Pi} + V_1 + V_2 + \dots + V_n$. Система рівняння (1.1) може бути вирішена програмою Л. Кнелера ОРТСОМ [24], яка входить до авторських систем обробки даних ГДС на ПЕОМ – ПТК ГИС та АРМ «ГИС-Подсчет» [18-20], або, на сьогодні загальновідомими, пакетами програм Techlog (Schlumberger), IP (Interactiv Petrophysics) або подібними.

Вирішення даної задачі не є тривіальним, тому що вимагає від інтерпретатора знань про досліджувані розрізи, літологію, наявність зон з аномальними властивостями порід. Досить складною є також і методика підготовки фізичних властивостей окремих компонент в моделі гірських порід. Якість наявних матеріалів з ГДС також буває різною.

Наявний комплекс досліджень свердловин у інтервалі залягання колектора байоських відкладів середньої юри зумовив внести певні корективи в наведеній методиці.

Відсутність даних методів АК та ГГК-Щ у інтервалі обробки обмежує застосування системи рівнянь (1.1) в представленому вигляді, оскільки виключаються рівняння інтервального часу розповсюдження повздовжньої

хвилі ΔT та щільності гірських порід δ . Тому методика була адаптована для використання наявного комплексу, а саме методів радіоактивного (ГК, НГК), та електричного каротажів (СК, ПС, БК, БКЗ та ін.).

В зв'язку з недосконалістю вимірів прийнятих методик еталонування апаратури радіоактивного каротажу, реєстрації різними приладами та часто відсутністю достатньо представницьких даних лабораторних досліджень фізичних властивостей порід у межах досліджуваного розрізу свердловини проводилось нормування кривих РК. Нормування ГК проводилось за, загально прийнятою в бувшому СРСР, методикою двох опорних пластів у одиницях подвійного різницевого параметру:

$$\Delta I_{\gamma} = (I_{\gamma} - I_{\gamma, \min}) / (I_{\gamma, \max} - I_{\gamma, \min}) \quad (1.2)$$

де ΔI – подвійний різницевий параметр;

I_{γ} – гама активність вивчаемого пласта за ГК;

$I_{\gamma, \max}$, $I_{\gamma, \min}$ – інтенсивності опорних пластів, для яких $C_{\text{гл}} = 0$ та 100 % відповідно

Для визначення глинистості ($C_{\text{гл}}$) використовувалось найбільш універсальне, на наш погляд, для умов ДДЗ та вищенаведеної моделі рівняння В. Ларіонова [18, 25]:

$$\Delta I_{\gamma} = bC_{\text{гл}} - aC_{\text{гл}}^2 \quad (1.3)$$

Це рівняння покриває весь діапазон глинистості від 0 до 100 %. Його рішення проводиться відносно $C_{\text{гл}}$ при $a = 0,9$ і $b = 1,9$.

Діаграми ПС перераховувались у відносні амплітуди потенціалів самочинної поляризації $\alpha_{\text{ПС}}$:

$$\alpha_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{ПС}} / E_{s \max}, \quad (1.4)$$

які розраховуються як відношення амплітуди $\Delta U_{\text{ПС}}$ у пласті, що інтерпретується, до максимальної амплітуди $E_{s \max}$ на загальній ділянці розрізу.

Колектор байоських відкладів однаково чітко виділяється на діаграмах ГК та ПС у вигляді від'ємної аномалії, проте крива ПС інколи більш диференційована саме в інтервалі залягання колектору (рис. 1.29).

Визначення глинистості за даними самочинної поляризації проводилось виходячи з положення, що в сприятливих умовах міжзернового теригенного колектору справедливе твердження $\Delta I_\gamma + \alpha_{\text{ПС}} \approx 1$. Відомо, що в деяких поліміктових пісковиках і інших породах зв'язок вимірів ГК з глинистістю менш тісний, ніж ПС. Як видно з рис. 1.29, метод ПС краще реагує на наявність тонкошаруватих заглинзованих пропластків. Отже, величина глинистості (з деяким припущенням це значення ототожнюється з цементною речовиною, що заповнює поровий простір) байоського колектору визначалася за методами ГК та ПС. Оскільки, для побудови ПДГМ ПСГ при обробці свердловинної інформації особливу увагу слід приділяти саме тонкошаруватим заглинзованим інтервалам у межах потужного (нижньобайоського) теригенного колектору з міжзерною пористістю, навпроти таких тонких прошарків з погіршеними ФЄВ значення $S_{\text{гл}}$ приймалося за методом ПС.

Визначення нейтронної пористості порід (або вмісту водню W) юрських відкладів проводилось на основі методу НГК ($I_{n\gamma}$), за формулою [22]:

$$W = 10 \frac{[\lg K_{\text{п}} - \frac{I_{n\gamma} - I_{n\gamma, \text{min}}}{I_{n\gamma, \text{max}} - I_{n\gamma, \text{min}}} \times (\lg K_{\text{п.в}} - \lg K_{\text{п.щ}})]}{}, \quad (1.5)$$

де $K_{\text{п.щ}}$ та $K_{\text{п.в}}$ – значення коефіцієнта пористості в опорних пластах, відповідно, щільному (низькопористому) та високопористому, в %.

В якості високопористого пласта ($K_{\text{п.в}}$) вибиралися пласти розмитих глин із водневмістом 35-40%. Оскільки, щільних низькопористих пластів пісковика, або карбонатної породи в досліджуваному розрізі не виявлено, то нормування значень $I_{n\gamma}$ проводилось по нижній неглинистій водонасиченій частині колектору, пористість якої можливо оцінити, з достатньою точністю, за даними методів опору (БКЗ, БК та ін.).

Свердловина №24

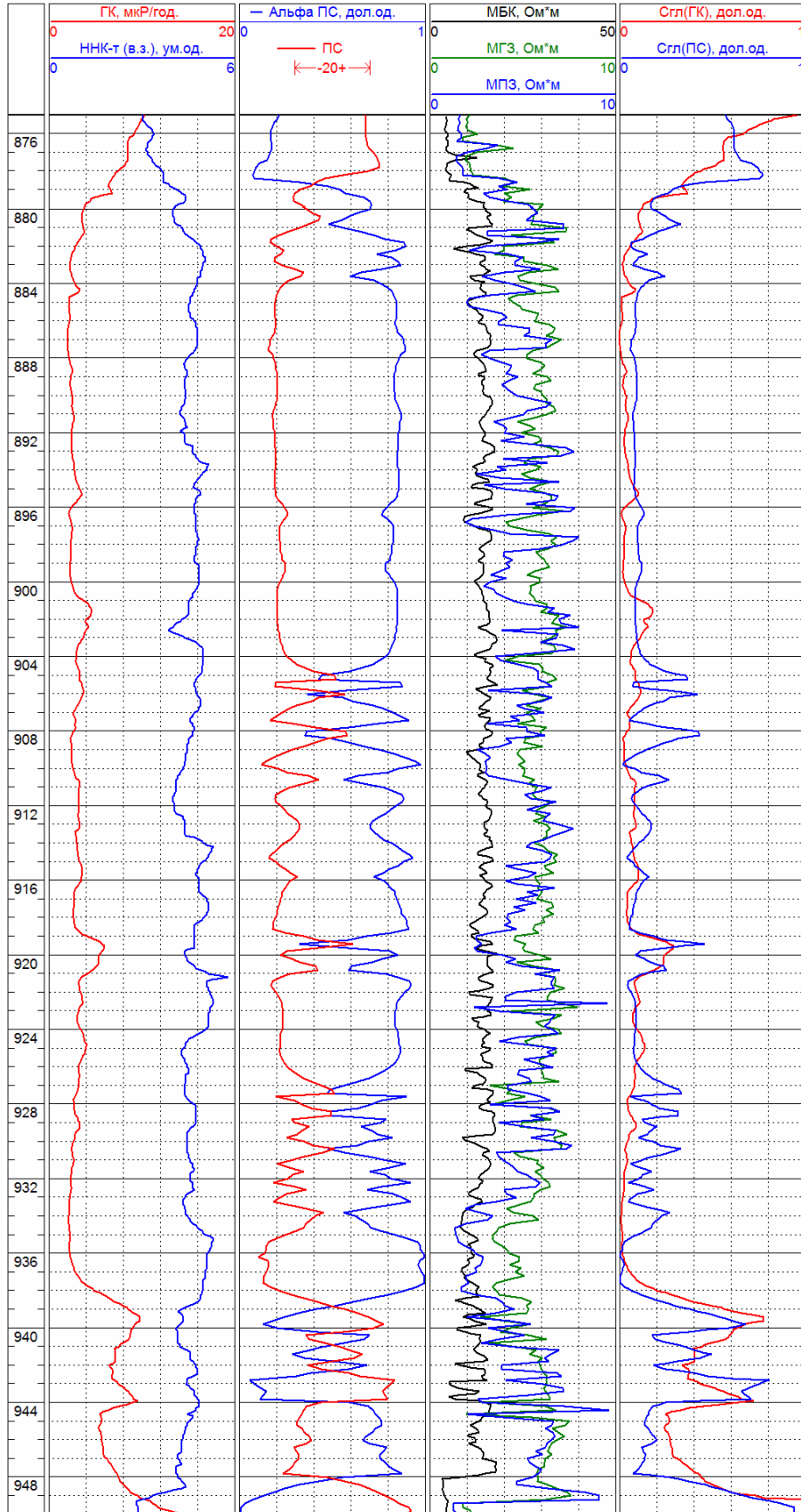


Рисунок 1.29 – Співставлення результатів визначення глинистості за методами ГК ($C_{г\text{л.ГК}}$) та ПС ($C_{г\text{л.ПС}}$) по свердловині 24 Солохівського ПСГ.

Фізичною основою застосування методів опору для визначення пористості опорних міжзернових пластів колекторів являється залежність Арчи-Дахнова параметра пористості P_{Π} від K_{Π} та структури порового простору [26, 27].

$$P_{\Pi} = \frac{a}{K_{\Pi}^m} = \frac{\rho_{\Pi B}}{\rho_B}, \quad (1.6)$$

де m – структурний показник, який залежить від ступеня консолідації та структури порового простору;

a – константа характерна для певного типу відкладів;

$\rho_{\Pi B}$ – питомий опір водонасиченого пласта, в Ом м;

ρ_B – питомий опір води, якою насичений пласт, в Ом м.

При визначенні параметра пористості (P_{Π}) по водонасиченому пласту, опір води визначався з урахуванням хімічного складу та мінералізації. Питомий опір пластових вод для розрізу Солохівського ПСГ брався відповідно до робіт [23] $\rho_B = 0,11$ Ом м, а коефіцієнти $m=2$, $a=1$.

Сам же параметр пористості залежно від наявності даних електрометрії (стандартний каротаж, мікрокаротаж, бокове каротажне зондування) визначився за рівняннями подібними 1.6 по відношенню питомих опорів промивної породи ($\rho_{\Pi\Pi}$) і фільтрату бурового розчину (ρ_{Φ}), або питомих опорів зони проникнення ($\rho_{\text{зп}}$) і суміші води пласта з фільтратом бурового розчину ($\rho_{\text{вф}}$).

Як варіант, визначення питомих опорів в перерахованих зонах може проводитися з використанням вітчизняної програми «Електрометрія» пакету «Геопошук» [27].

На практиці, цей трудомісткий етап оцінки P_{Π} і K_{Π} опорних водонасичених пластів можна спростити, скориставшись оперативними висновками за ГДС, які проводились під час буріння свердловин на ділянці ПСГ, а ще краще скористатися підготовленими в свій час узагальнюючими результатами з геолого-економічної оцінки запасів газу родовища.

Кінцевий етап обробки даних ГДС полягає в визначенні пористості та компонентного складу порід досліджуваного розрізу.

Модель 1.1 була адаптована для відкладів нижньої юри, та має наступний спрощений вигляд:

$$\begin{aligned} W &= W_p K_{\Pi} + W_k V_k + W_{\text{гл}} V_{\text{гл}} \\ C_{\text{гл}} &= 1 \cdot V_{\text{гл}} \\ 1 &= K_{\Pi} + V_k + V_{\text{гл}} \end{aligned} \quad (1.7)$$

де $V_k, V_{\text{гл}}$ – об’єми компонент породи – кварцу (пісковіку) та глини;
 $W_p, W_k, W_{\text{гл}}$ – фізичні властивості, відповідно, порової рідини та компонент породи – кварцу та глини.

При обробці використовувалися наступні величини параметрів:

$$W_p = 1, W_k = -0,035, W_{\text{гл}} = 0,3-0,4.$$

Для контролю надійності рішення рівняння (1.7) було виконано обробку по свердловині №207, єдиній в якій проведено виміри методом АК в нижній частині інтервалу залягання колектору ПСГ. В модель 1.7 було додано ще одне рівняння – метод АК (див. 1.1) з наступними параметрами - $\Delta T_p = 610$ мкс/м, $\Delta T_k = 182$ мкс/м а $\Delta T_{\text{гл}} = 330$ мкс/м. Співставлення значень коефіцієнтів пористості визначених з урахуванням даних АК розширена модель 1.7 та за наведеною вище методикою (1.7) представлено на рис. 1.30а. Як видно з рисунку, наявність даних методу АК по свердловинах Солохівського ПСГ могла б підвищити надійність визначення K_{Π} . Разом з цим запропонована методика дає достатньо надійні результати оцінки K_{Π} .

Також проведено співставлення по всіх 106 свердловинах з методом визначення коефіцієнта пористості за ПС, рівнянням наведеним в роботі [23] (рис. 1.30б):

$$K_{\Pi} = 27,85 \alpha_{\text{ПС}}^{1,192}, r^2 = 0,9 \quad (1.8)$$

Як видно з рисунку, методика основана на рівнянні (1.8), використанні лише даних ПС, має певні недоліки, насамперед, це пов’язано з відсутністю даних про пористість опорного пласту чистих пісковіків, навпроти яких спостерігається максимальна амплітуда E_s_{max} , тому рівняння (1.8) слід налаштовувати для кожної свердловини окремо, але за переважної відсутності результатів вивчення керну зробити це досить складно.

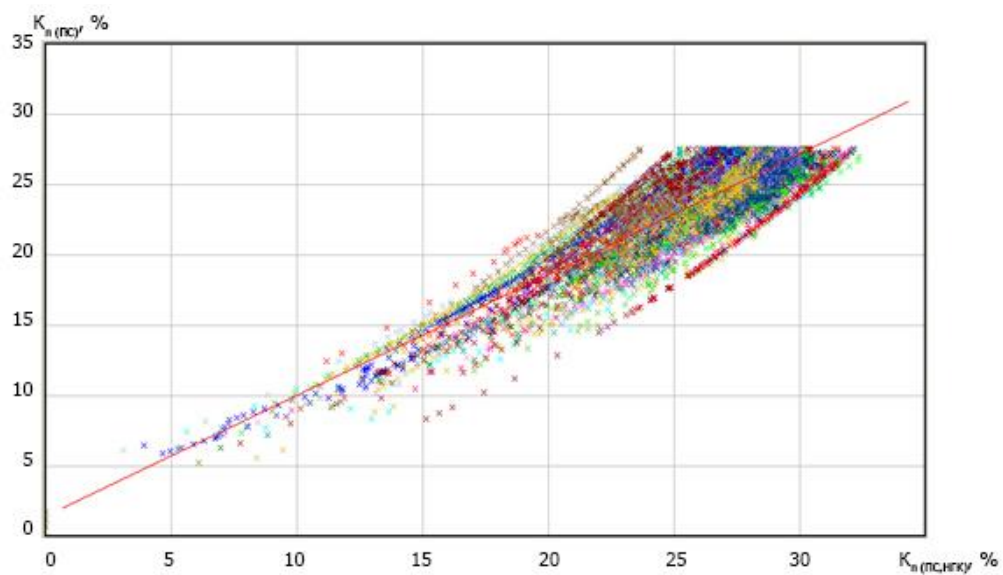
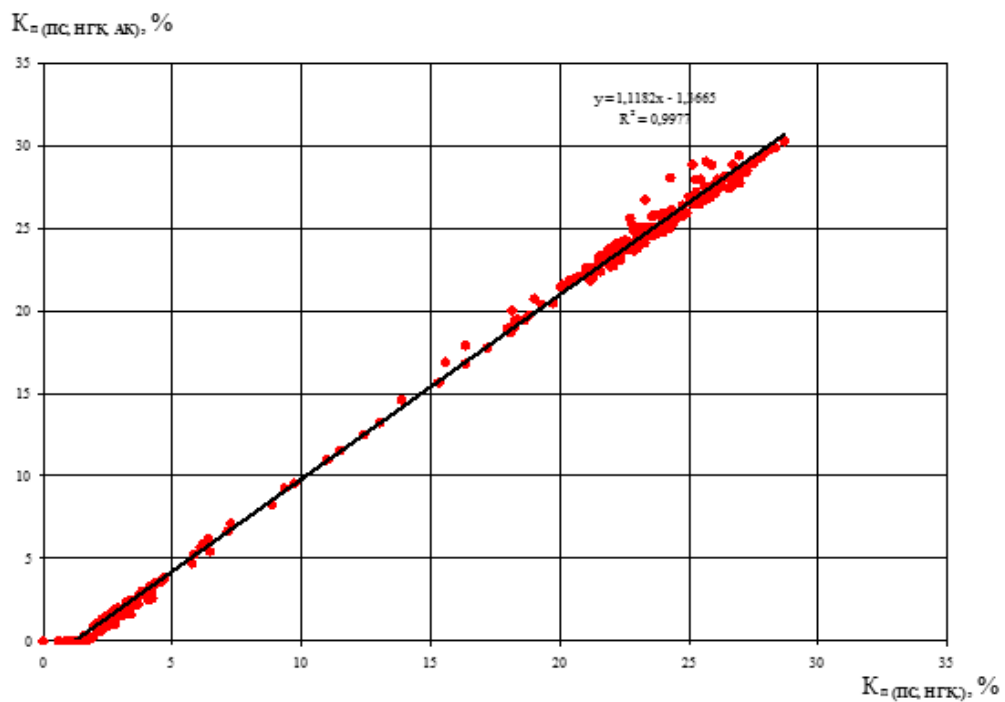


Рисунок 1.30 – Співставлення значень K_p розрахованих за системою рівнянь (1.7) та ПС (1.8):
 а – при включенні в систему даних АК по св. 207;
 б – за даними ПС ($\alpha_{ПС}$) по всіх свердловинах.

Особливо це актуально при поточковій обробці. З рівняння 1.8 видно, що опорний пласт чистих пісковиків із значенням $\alpha_{\text{ПС}}=1$ має максимальну пористість 27,85%, тоді як в роботах [8, 14] зазначено, що пористість порід пласта-колектора по керновому матеріалу коливається в межах від 12,2% до 35%. Тому перевагу в виборі оцінок пористості було віддано моделі 1.7.

За отриманими оцінками коефіцієнтів пористості та глинистості колектору байоського ярусу визначених за матеріалами ГДС були побудовані їх розподіли представлені на рис. 1.31а та 1.31б, відповідно. Максимальні значення $K_{\text{п}}$ колектору дорівнюють 34%.

Приклад результатів поточної обробки ГДС представлено по свердловині № 24 на рис. 1.32. Породи які мають значення $K_{\text{п}} \geq 12\%$ та $S_{\text{гл}} (V_{\text{гл}}) \leq 30\%$ відносилися до проникної частини - колектору.

В результаті обробки матеріалів ГДС за описаною методикою, побудовані поточкові лінійні геоакустичні моделі (ЛГАМ) для 106 свердловин Солохівської площі. Така модель складається з пористості та компонент матриці породи, в нашому випадку, це долі пісковика та глини. Далі формується відповідна база даних ГДС у середовищі програмного комплексу Petrel, яка використовується для подальшої побудови ПДГМ Солохівського ПСГ.

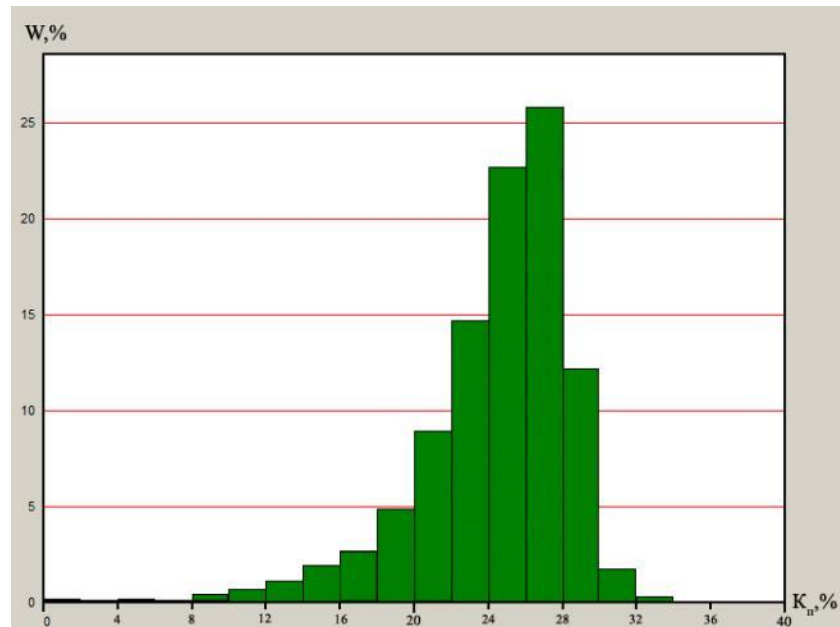
1.10 Створення геологічної моделі Солохівського ПСГ

1.10.1 Формування бази даних проекту

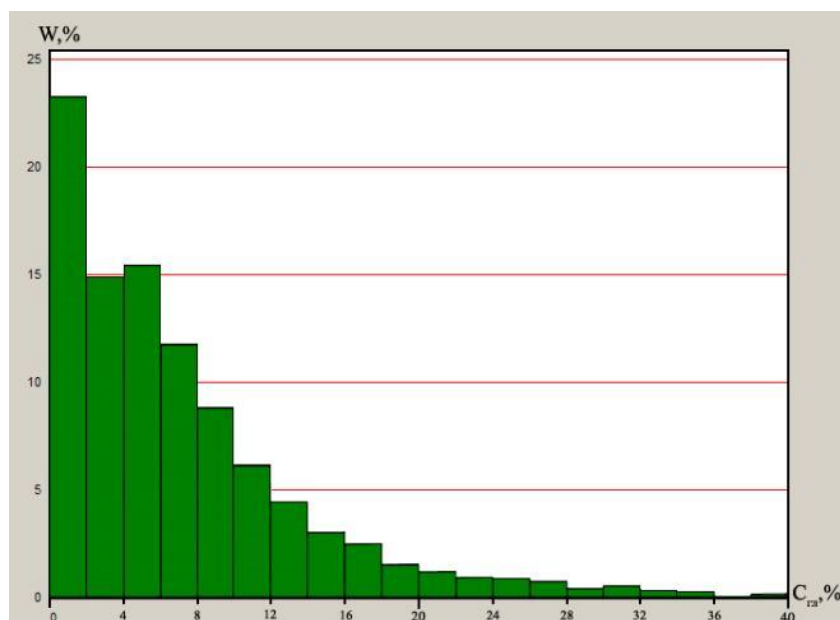
Побудова геологічної моделі Солохівського ПСГ виконувалась у програмному середовищі Petrel (Schlumberger). Процес формування моделі розпочинається з введення у робочий проект інформації по свердловинах фонду Солохівського ПСГ та глибоких свердловинах розташованих в межах Солохівського та Західно-Солохівського родовищ, а саме:

- координати свердловин;

- інклінометрія;
- стратиграфічні розбивки;
- дані методів ГДС та результати їх інтерпретації – ЛГАМ;
- дані вертикального сейсмічного профілювання (сейсмокаротажу).

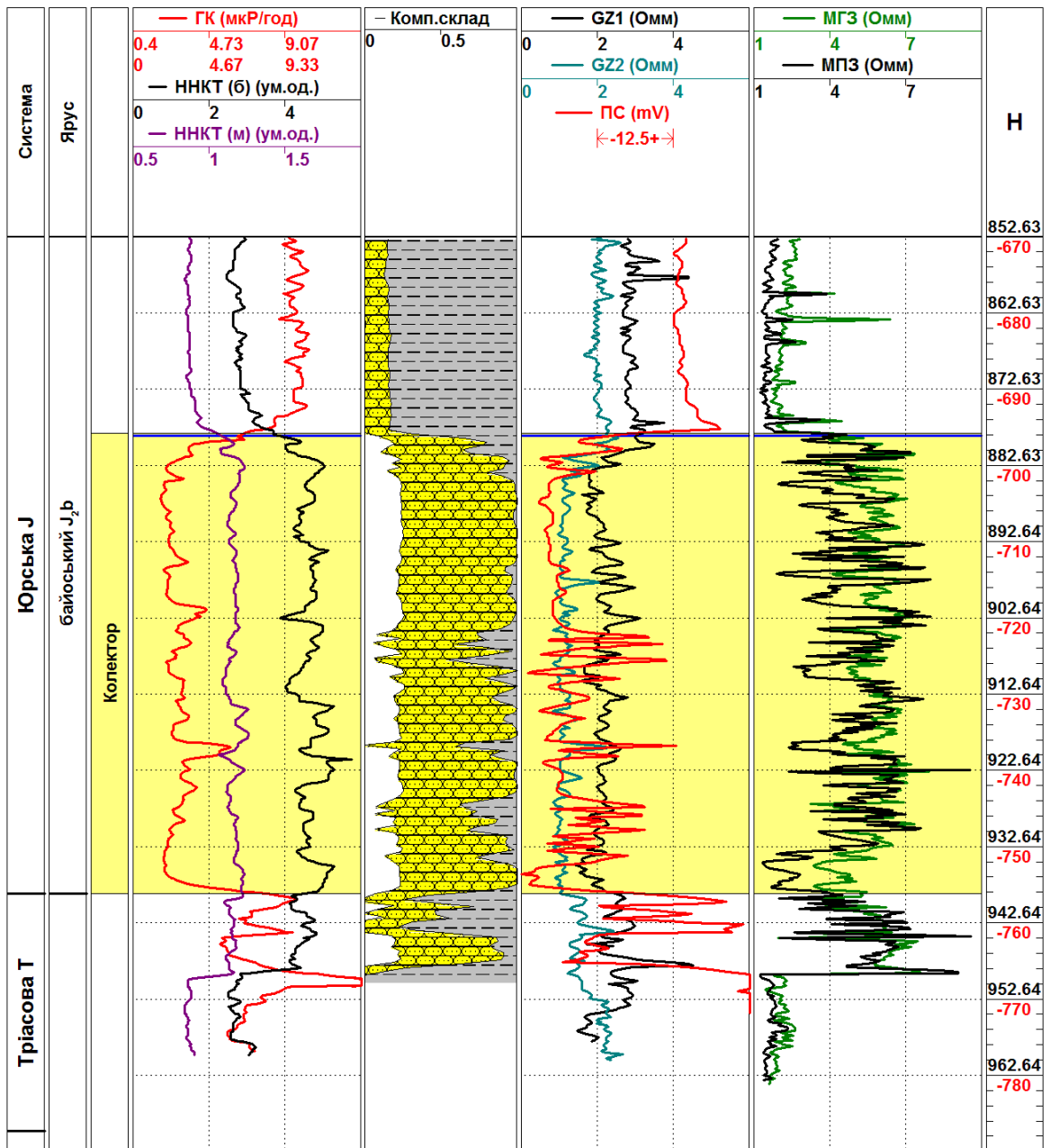


а



б

Рисунок 1.31 – Розподіл колекторських властивостей байоського пласта-колектора за даними ГДС свердловин Солохівського ПСГ: коефіцієнти пористості (а) та глинистості (б)



Умовні позначення



Рисунок 1.32 – Лінійна геоакустична модель по свердловині №24 Солохівського ПСГ

Координати свердловин (табл. 1.3) узгоджуються відповідно до системи координат сейсмічної зйомки.

Для побудови геологічної моделі використана наступна сейсмозвідувальна інформація: об'ємні сейсмічні зображення – 3D, отримані у різні способи обробки, сейсмічні профіля 2D ЗАТ "Укрнафтогазгеофізика" (2011 р), та два ДГП "Укргеофізика" (2003 р.).

На рисунку 1.33 показано фрагмент проекту – розрізи об'ємного сейсмічного зображення та три сейсмічних профілі.

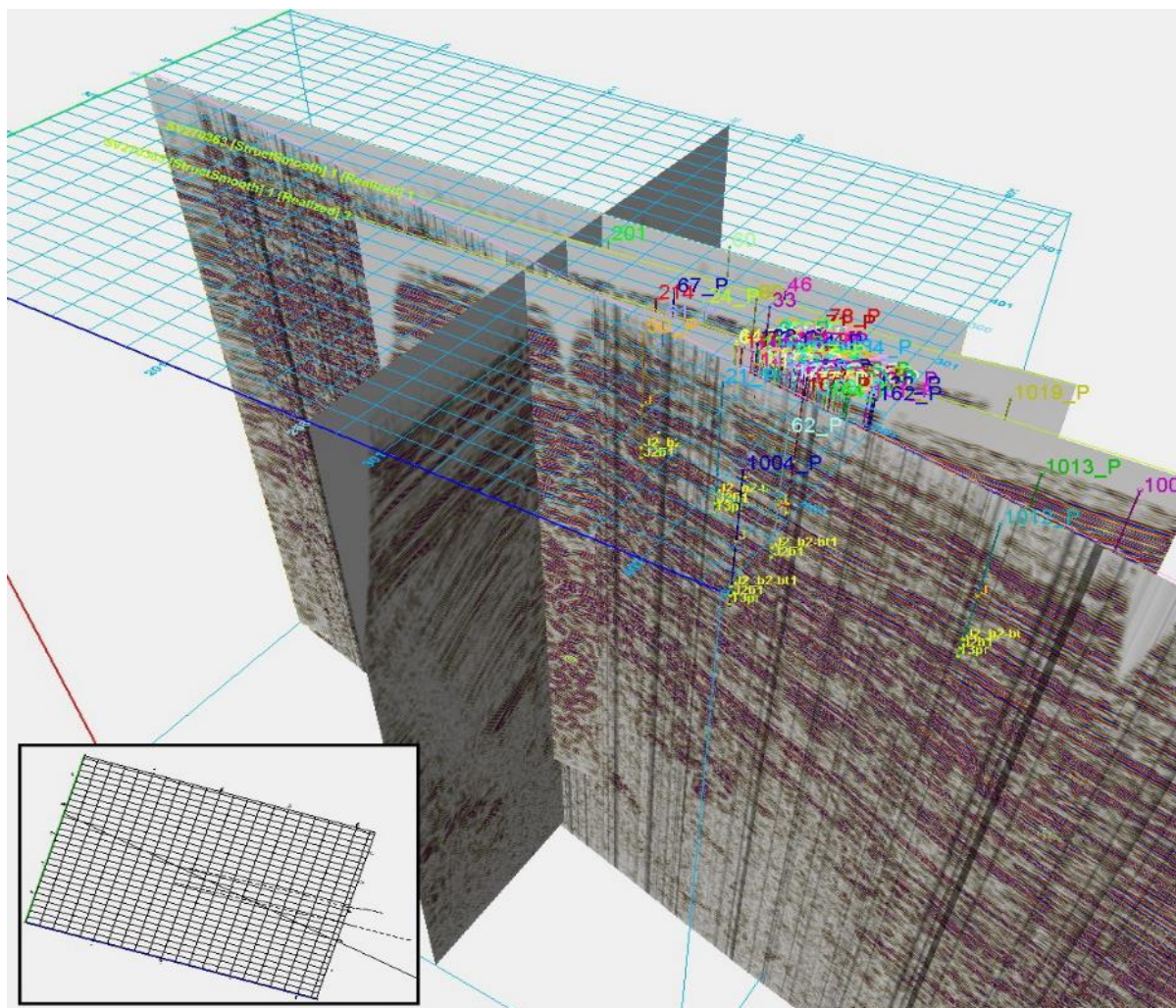


Рисунок 1.33 – Розрізи об'ємного сейсмічного зображення та дані трьох сейсмічних профілів 2D.

1.10.2 Інтерпретація сейсмічних даних та атрибутивний аналіз

Стратиграфічна прив'язка виконана за даними наявних СК для усіх глибоких свердловин Солохівської площі та свердловин фонду Солохівського ПСГ. У якості опорних границь були використані такі, що відповідають стратиграфічним рівням юри (J): відкладам нижнього байосу (J_2b_1) – покрівлі пласта-колектору ПСГ, верхньобайоської-нижньобатської свит ($J_2b_2 - J_2bt_1$) – глинистої покривки колектору; покрівлі протопівської свити верхнього тріасу (T_3pr) – підшви колектору, та дронівської свити нижнього тріасу (T_1dr). Приклади стратиграфічної прив'язки наведено на рисунку 1.34.

Спочатку стратиграфічні відмітки та криві ГДС переводяться у часовий масштаб з використанням вертикальних годографів СК. На другому етапі виконується співставлення отриманої стратиграфічної колонки з сейсмічними трасами. При цьому зроблено припущення про відповідність певних стратиграфічних меж інтенсивним, чітко ідентифікованим фазам.

Після стратиграфічної прив'язки відбиваючих границь (ВГ) проводиться їх кореляція. Приклади трасування тектонічних порушень та кореляції ВГ показано на рисунках 1.35 – 1.36.

Для більш впевненого трасування розломів доцільно використовувати атрибут Ant tracking, інноваційна процедура отримання якого складається з наступних етапів: на першому етапі виконується зменшення шуму сейсмічних даних; на другому – створення кубу (атрибути) - індикатора розломів та виявлення границь. Атрибут Ant tracking значно покращує ідентифікацію розломів шляхом зменшення шумів та пропусканням нерозломних ділянок (рис. 1.37).

На рисунку 1.38 наведено сейсмічний 2D профіль ЗАТ "Укрнафтогазгеофізика" (2011 р.), що використовується для простежування відбиваючих границь на ділянці ПСГ, що виходить за межі площі сейсмічних досліджень 3D.

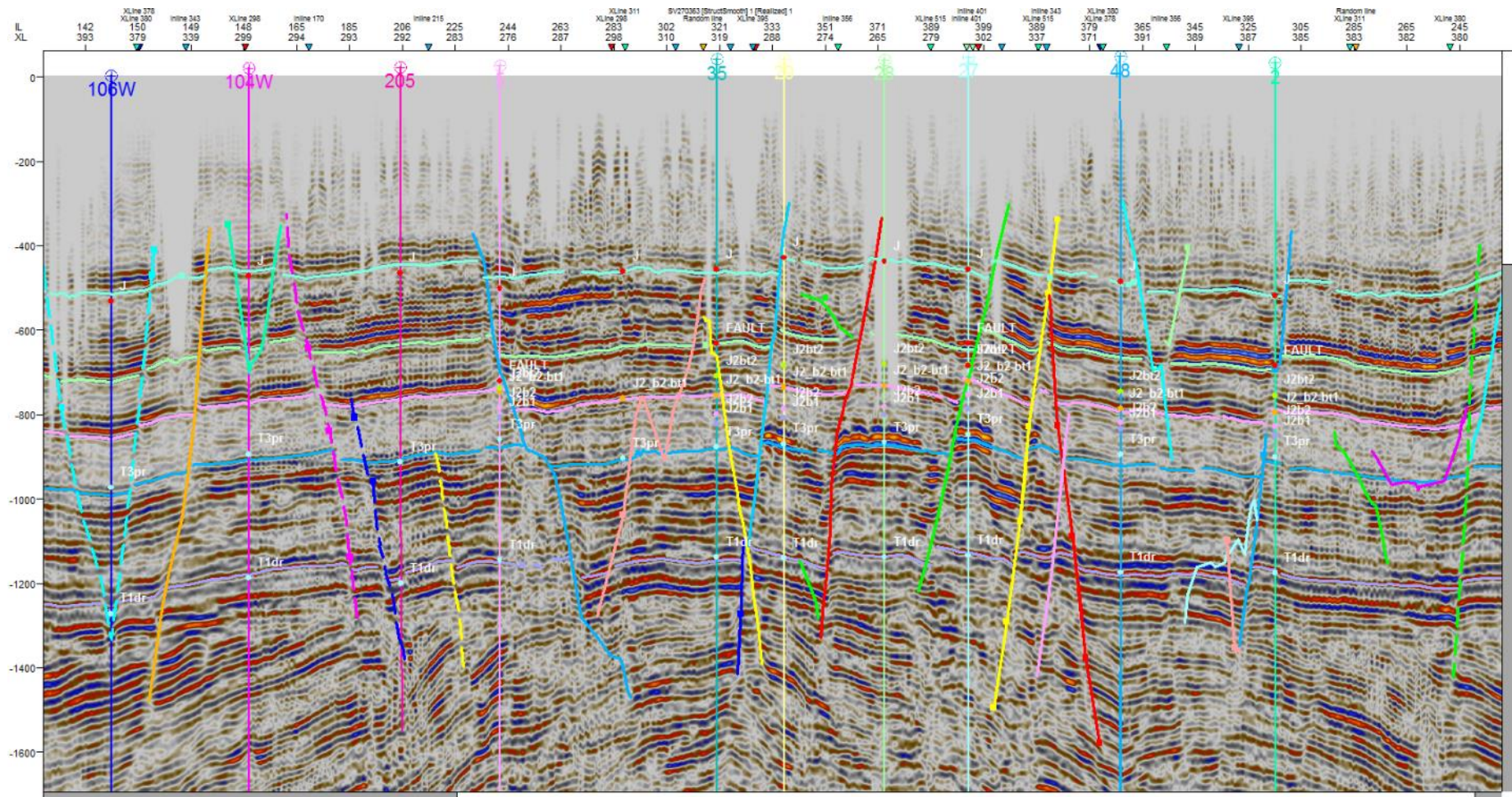


Рисунок 1.34 – Стратиграфічна прив'язка глибоких свердловин з СК Солохівської та Західно- Солохівської площ

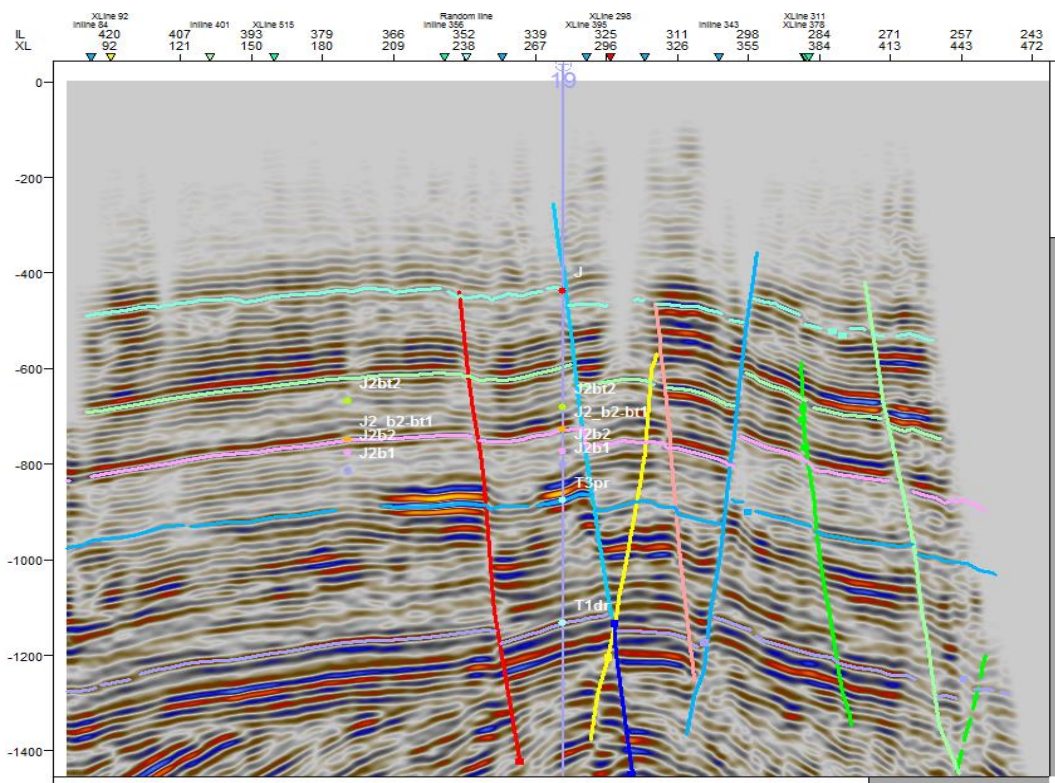


Рисунок 1.35 – Приклад трасування системи розривних порушень та кореляції відбиваючих границь.

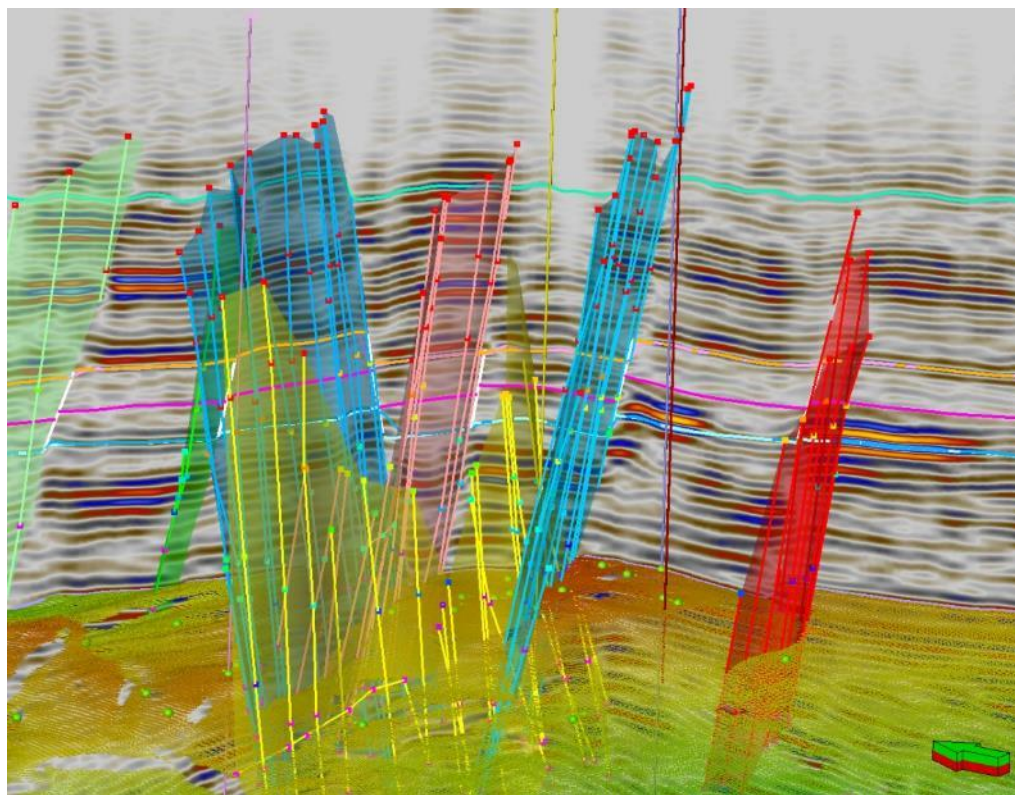


Рисунок 1.36 – Розривні порушення та відбиваючі границі в об'ємному поданні.

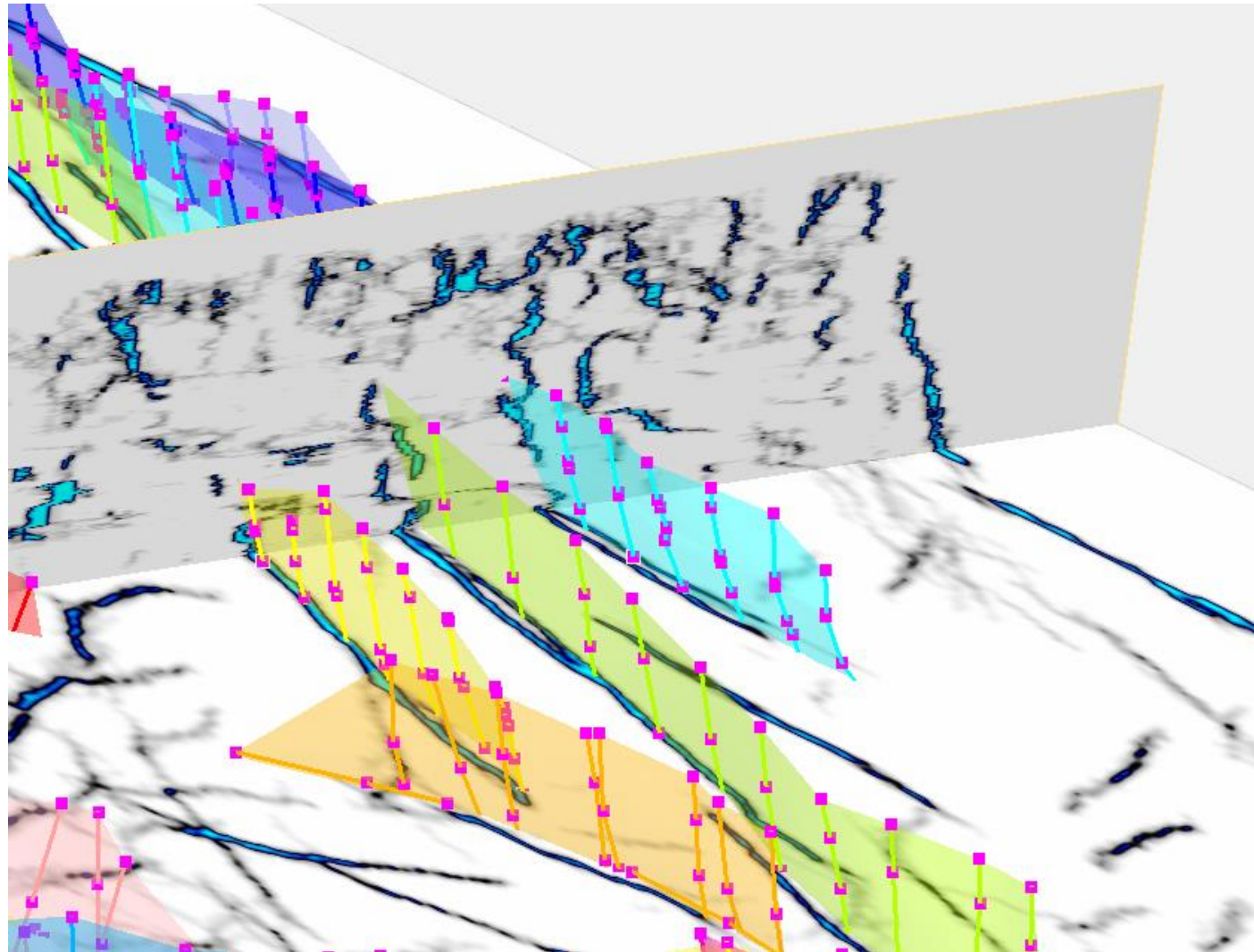


Рисунок 1.37 – Трасування розломів з використанням атрибуту Ant tracking

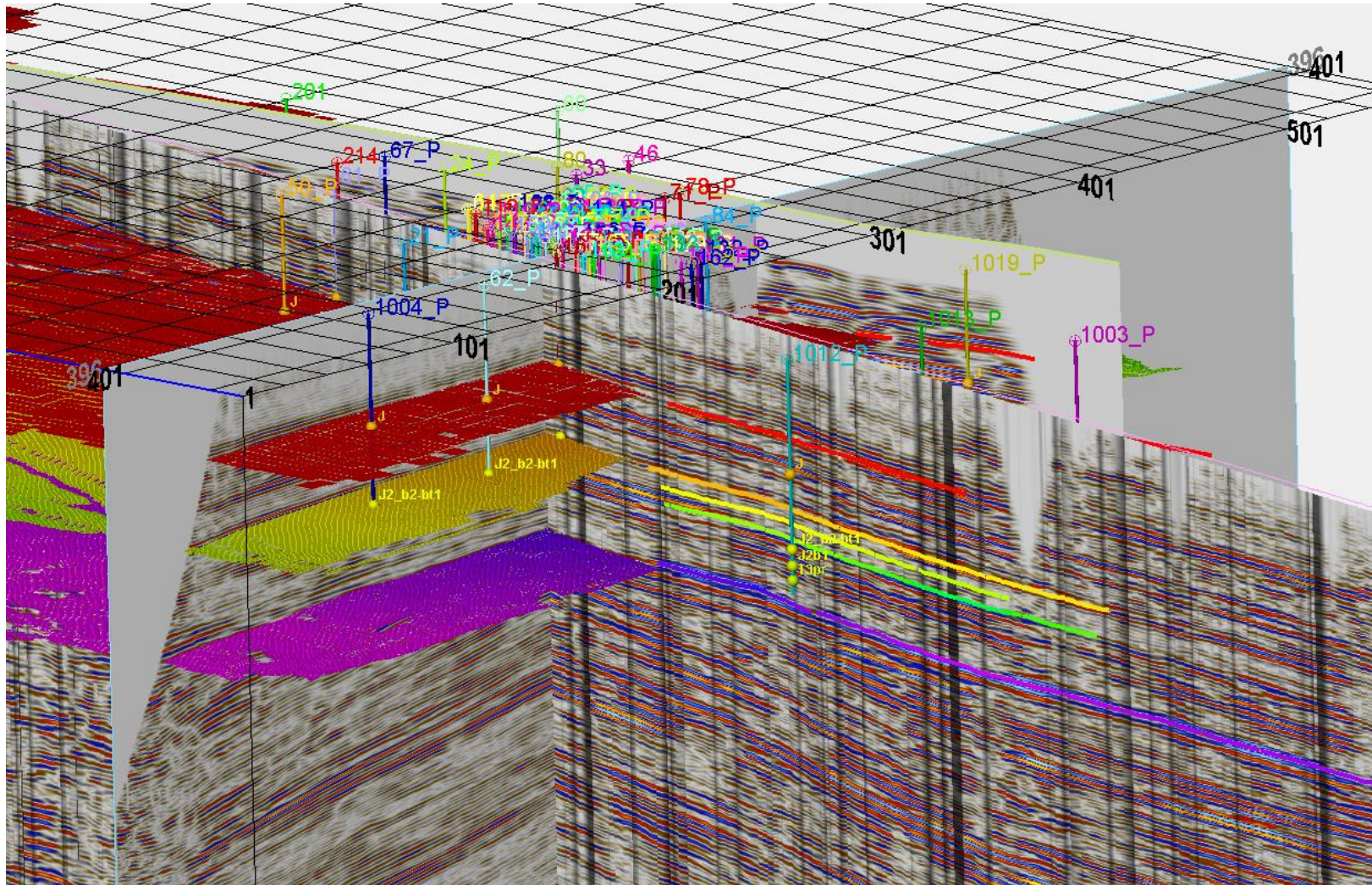


Рисунок 1.38 – Приклад інтерпретації відбиваючих границь на сейсмічному 2D профілю

Крім системи тектонічних порушень та відбиваючих границь на сейсмічному зображенні виділено декілька аномалій хвильового поля типу «яскрава пляма» (рис. 1.39), які інколи характерні для покладів газу. Аномалії відображаються інтенсивним відбиттям у підшві байосу та покрівлі тріасу. Вони характеризуються збільшеними величинами амплітуд та пониженими частотами хвильового поля. Для аномалії у покрівлі тріасу характерна також зміна фази з додатньої на від'ємну. На рисунку 1.39 наведено приклад аномалій типу «яскрава пляма».

В рамках сейсмічної інтерпретації засобами Petrel можливо отримати велику кількість трансформант – атрибутів хвильового поля:

- RMS Amplitude (Середньоквадратичне значення амплітуди);
- Trace gradient (Градiєнт траси);
- Envelope (Огинаюча сигналу);
- Instantaneous Frequency (Миттєві частоти);
- Instantaneous Phase (Миттєві фази);
- Instantaneous Quality Factor (Миттєвий коефіцієнт якості);
- Instantaneous Bandwidth (Миттєва ширина смуги пропускання);
- Variance (Дисперсія);
- Chaos (Хаотичний малюнок сигналів);
- Iso-frequency component (Ізочастотні складові);
- Local Flatness (Локальне згладження);
- Relative Acoustic Impedance (Відносний акустичний імпеданс);
- t^* Attenuation (t^* згасання).

За їх допомогою можливий більш детальний візуальний аналіз хвильової картини, що інколи допомагає виділити ті особливості, які не були замічені при вивченні традиційних часових розрізів. Переважно це якісний, а не кількісний аналіз. В той же час ці атрибути можуть бути використані для обчислення прогностичних трендів розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ) гірських порід з використанням спеціального математичного апарату Petrel.

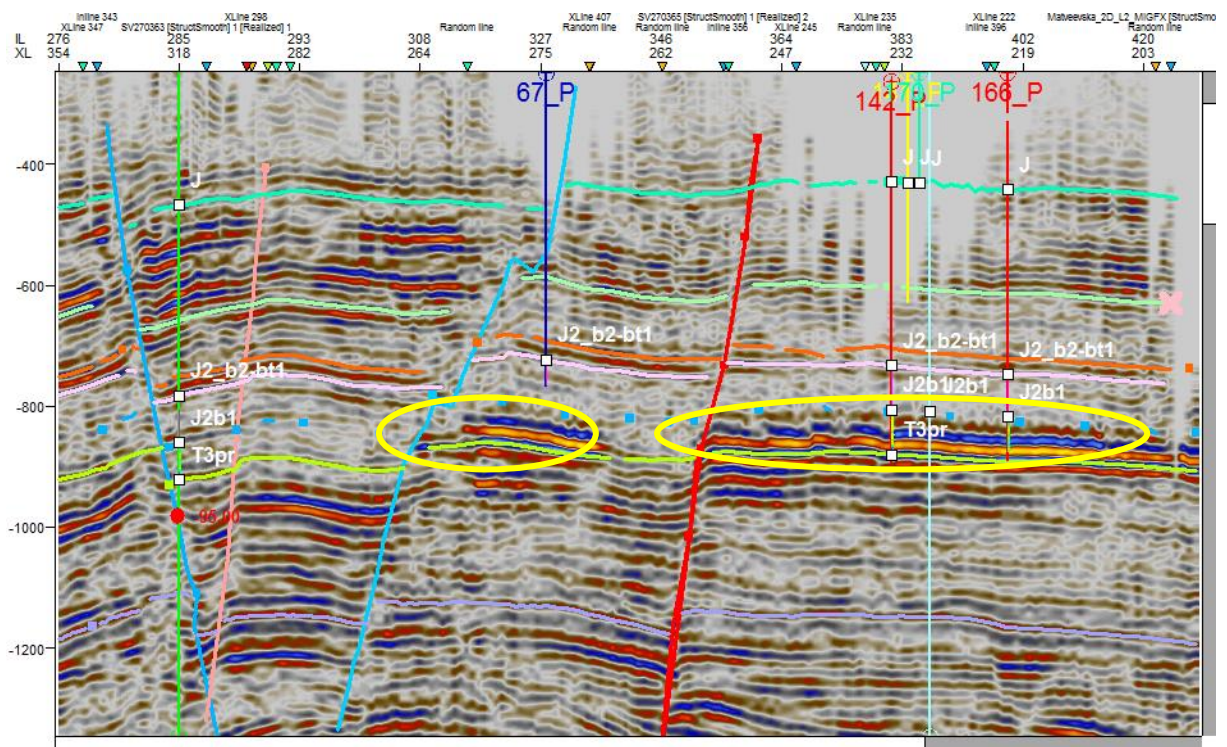


Рисунок 1.39 – Приклади аномалій типу «яскрава пляма».

1.10.3 Побудова структурно-тектонічного каркасу моделі підземного сховища газу та вибір параметрів тривимірної сітки

Із використання можливостей візуалізації, результатів аналізу даних та структурних побудов пакета програм Petrel (Schlumberger) була побудована модель тектонічних порушень та ізохрони поверхонь відбиваючих горизонтів.

Побудова структурно-тектонічного каркасу моделі на основі результатів сейсмічної інтерпретації передбачає вирішення наступних задач: визначення стратиграфічного інтервалу моделі, визначення границь моделі у плані, визначення розмірів комірки (величини ΔX , ΔY , ΔZ) [3, 5].

Для об'ємної цифрової геологічної моделі Солохівського ПСГ був обраний стратиграфічний інтервал нижній байос – нижній бат, тобто інтервали залягання пласта колектора та покришки. Таким чином, структурно-тектонічна модель наслідуює структурні особливості трьох

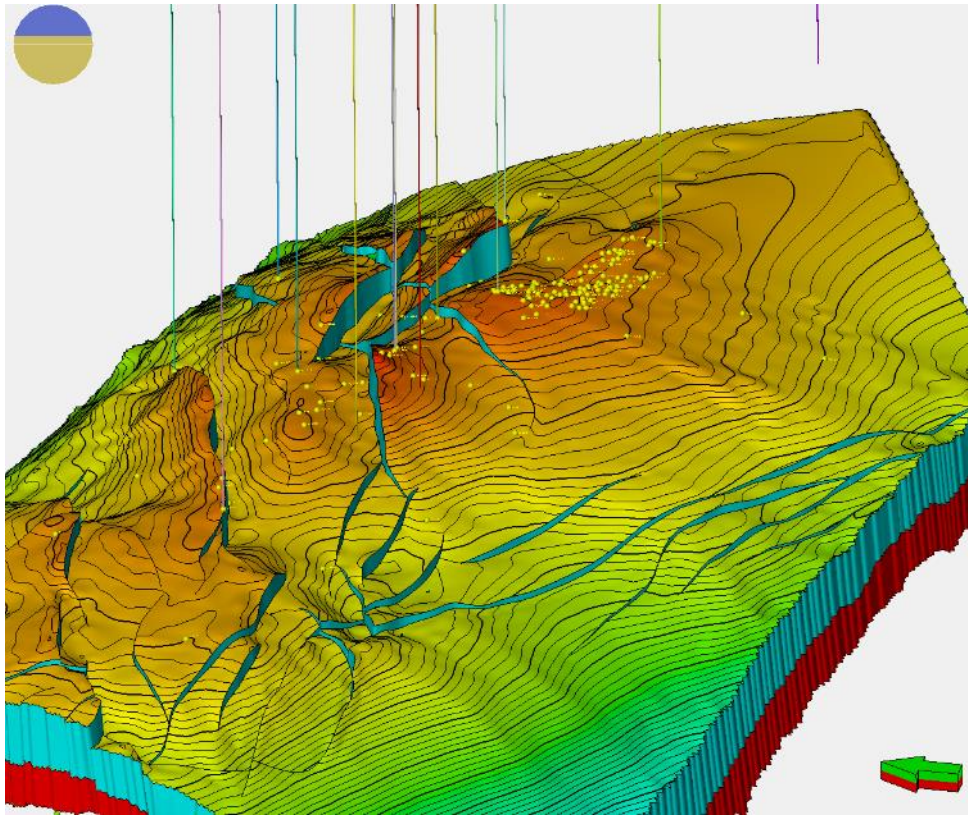
поверхонь – T_{3pr} , J_2b_1 та J_2bt_1 . Границі моделі у плані вибрано з урахуванням геометричних параметрів сейсмічних зйомок та розташування свердловин. Розміри комірки визначались з міркувань забезпечення оптимального співвідношення умов відтворення усіх аспектів геологічної будови – від структурних особливостей до деталізації розподілу ФЄВ. Вони дорівнювали 50×50 м (ΔX , ΔY) у горизонтальних напрямках та 0.8 мс у вертикальному напрямку (ΔZ). Вибір розміру комірки також диктувався міркуванням про можливість найкращим чином описати мінливість ФЄВ по вертикалі. За методичними рекомендаціями побудови цифрових геологічних моделей [3, 5] висота комірки не повинна перевищувати $2/3$ величини рангу вертикальної варіограми даних, у нашому випадку ця величина склала 5,2 м. Тому висота комірки була прийнята $\sim 0,8$ мс у часовому масштабі, що гарантувало не перевищення згадуваних обмежень.

Для розбиття сітки на шари вибрано пропорційну модель нашарування, тобто у кожній точці моделі кількість шарів однакова, а висота комірок від точки до точки може змінюватись разом з загальною товщиною пласта колектора.

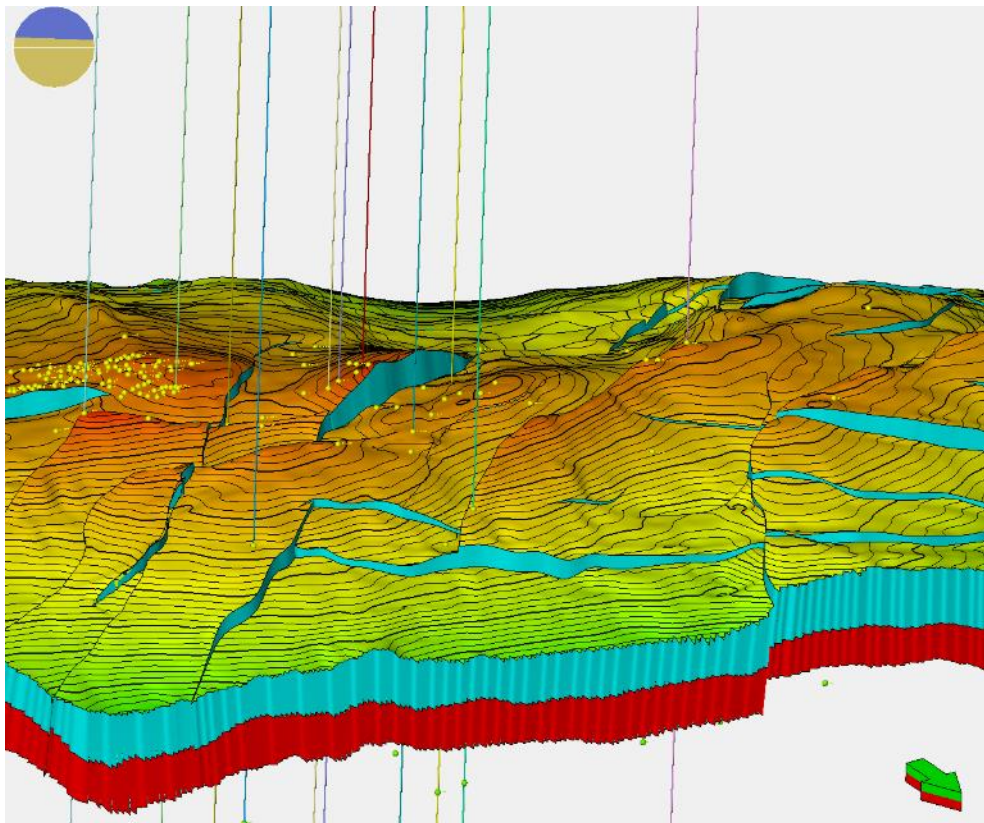
На рисунках 1.40 наведена геологічна модель у часовому масштабі.

1.10.4 Моделювання фільтраційно-ємнісних властивостей Солохівського ПСГ

На першому етапі моделювання за даними геофізичних досліджень у свердловинах були отримані лінійні геоакустичні моделі свердловин, тобто коефіцієнти пористості, глинистості та піщанистості. Їх перераховано на тривимірну сітку геологічної моделі (рис. 1.41). Добрий збіг вхідних та перемасштабованих кривих (зелений колір) свідчить про вдало вибраний вертикальний крок моделі. Для інтерполяції фільтраційно-ємнісних властивостей вибрано стохастичний метод Sequential Gaussian Simulation – стохастичний метод інтерполяції на основі крігінгу.

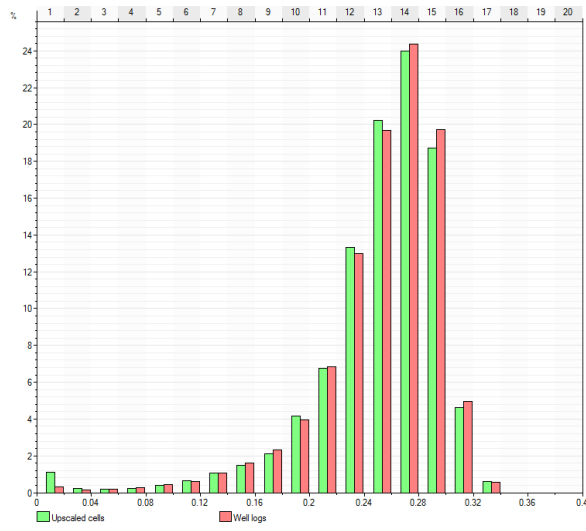


а

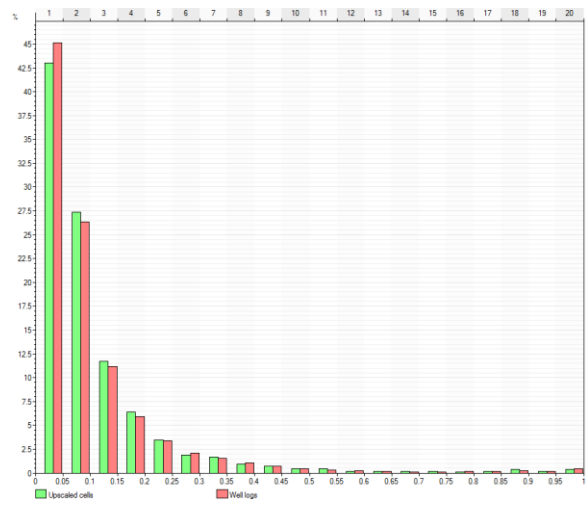


б

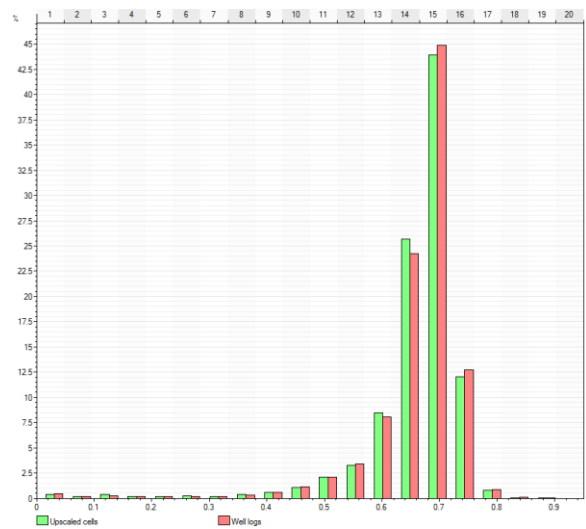
Рисунок 1.40 – Структурно-тектонічна модель у часовому масштабі
а, б – під різними кутами спостережень



а



б



в

Рисунок 1.41 – Розподіли вхідних та перемасштабованих кривих ЛГАМ (коефіцієнти: а – пористості; б – глинистості; в – піщанистості)

Використання варіограм у алгоритмах інтерполяції дозволяє враховувати неоднорідність та просторову анізотропію вихідних даних, а використання тренду – загальну тенденцію поведінки параметру що моделюється. Отже наступними кроками у напрямку моделювання ФЄВ були аналіз вихідних даних з метою розрахунку варіограм та визначення трендів параметрів.

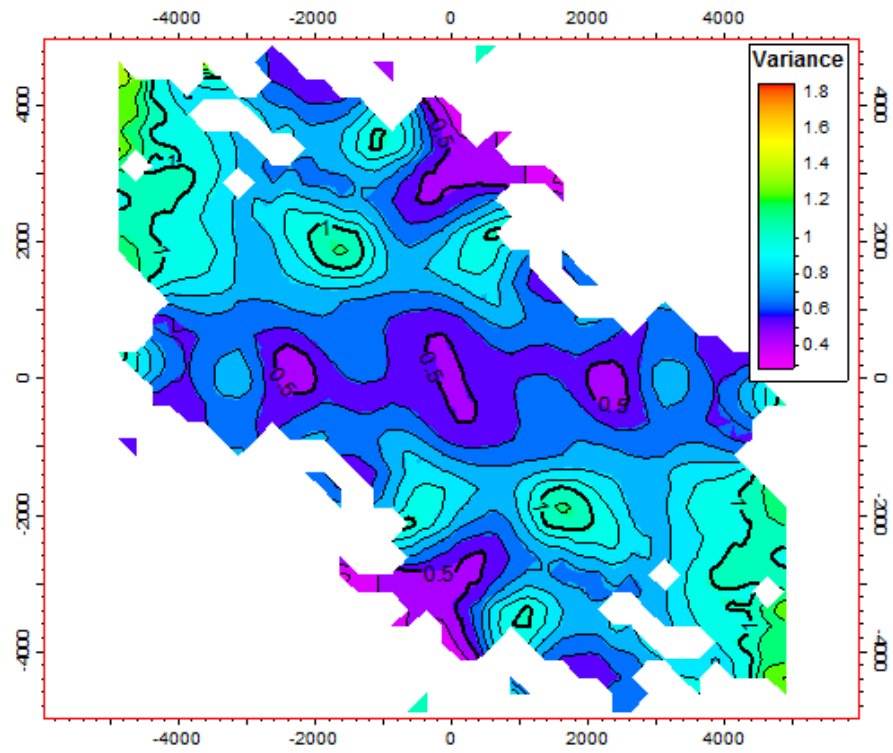
На рисунку 1.42 наведені карта дисперсії та модель варіограми для перемасштабованих кривих коефіцієнта пористості. З карти дисперсії були визначені головний та другорядний напрямки результуючої варіограми.

Визначення трендів параметрів відбувалось за допомогою пошуку зв'язків між свердловинними даними та сейсмічними атрибутами (див. розділ 1.10.2). Такі зв'язки визначались з застосування сучасного методу нейронних мереж. Для побудови нейронних мереж за якими потім можуть проводитися розрахунки трендів використовувались найбільш інформативні сейсмічні атрибути.

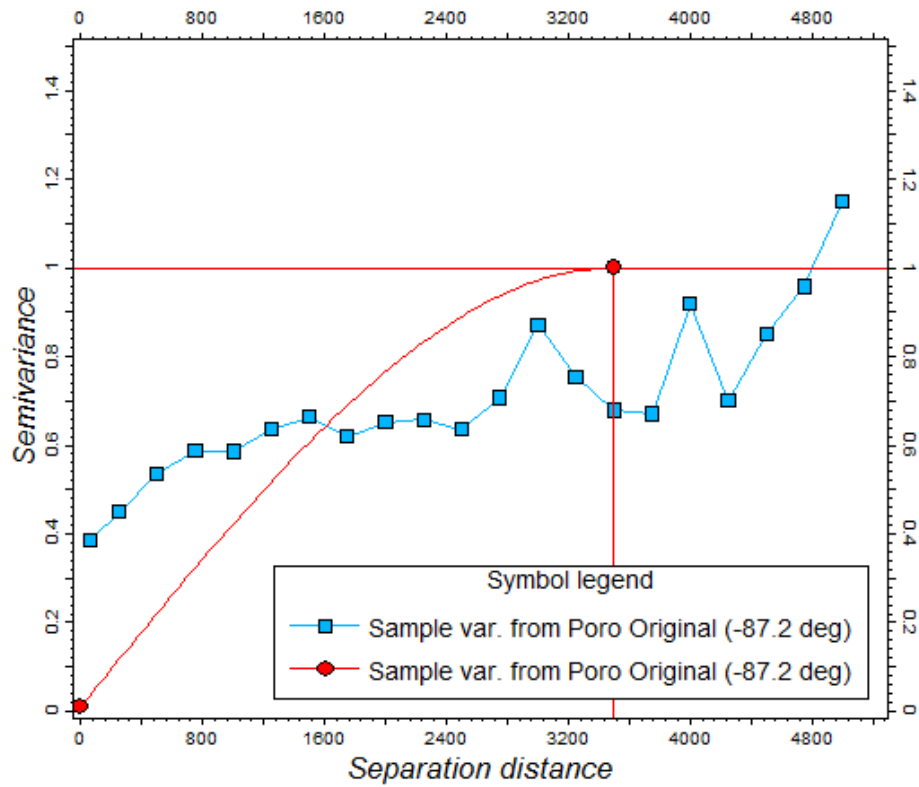
Використовуючи отримані варіограми та тренди розраховані перші наближення просторових розподілів коефіцієнтів пористості, глинистості та піщанистості. Далі ці розподіли додатково нормалізуються відповідно до рівняння балансу для теригенного розрізу $K_{п} + K_{гл} + K_{піс} = 1$. На рисунку 1.43 показано гістограми коефіцієнта пористості до та після виконання процедури нормалізації.

Додатково був розрахований параметр відносної глинистості, який в певній мірі характеризує якість теригенних колекторів [22, 25, 28]:

$$\eta_{гл} = K_{гл} / (K_{гл} + K_{п})$$

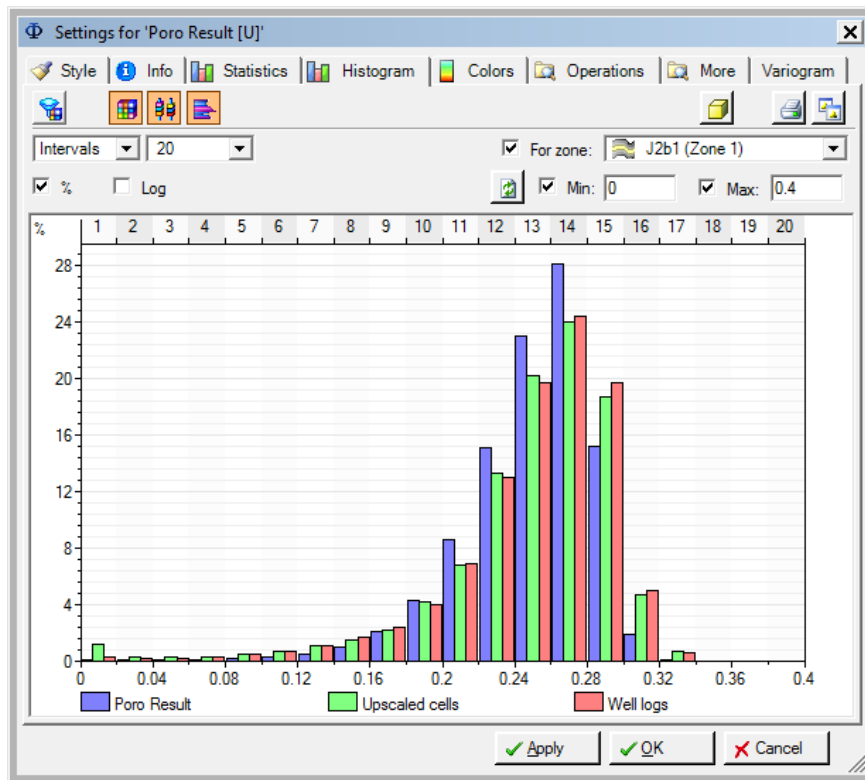


а

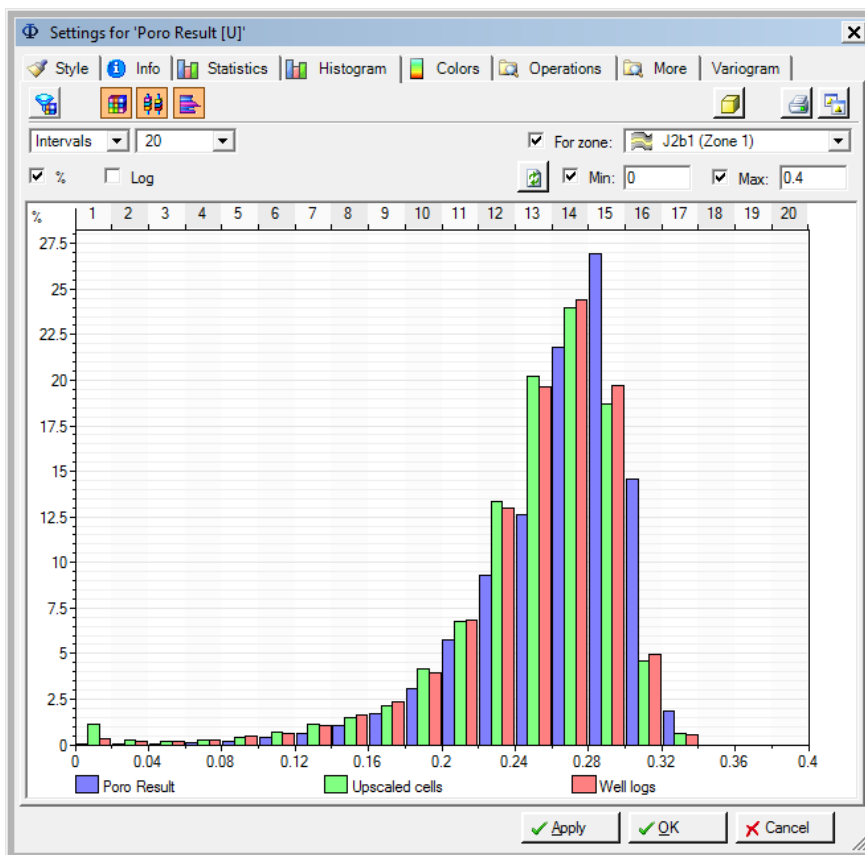


б

Рисунок 1.42 – Карта дисперсії та (а) модель варіограми (б) для перемасштабованих кривих коефіцієнта пористості



а



б

Рисунок 1.43 – Гістограми розподілу коефіцієнта пористості:
 а – до нормалізації; б – після процедури нормалізації.

1.11 Результати інтерпретації даних 3D та буріння

Результати сейсмічної інтерпретації дещо змінили уяву про структурну будову ділянки ПСГ на Солохівській площі. Зокрема, амплітуда порушення, яке відокремлювало Південний та Центральний блоки ПСГ за попередніми побудовами, згасає у склепінній частині складки і далі, згідно з сейсмічними даними, не простежується. Таким чином, два блоки працюючого ПСГ – Південний та Центральний, – наявність гідродинамічного зв'язку між якими була давно визначена, виявились об'єднаними в один, і він отримав назву Південно-центрального (рис. 1.44).

Змінились уявлення також про тектонічну будову ділянок що прилягають до ПСГ у північному та західному напрямі. Були виділені два нових блоки – Північний II та Північно-західний. Система порушень у районі ПСГ в цілому була більш упевнено протрасована та уточнена.

Аномалії хвильового поля типу «яскрава пляма», що спостерігаються на сейсмічних розрізах (рис. 1.39) та картах амплітуд (рис. 1.44) природньо розділяються на декілька зон. Границі цих зон переважно відповідають формам тектонічних блоків. Ці аномалії пов'язуються з наявністю газових покладів, проте історія та походження цих покладів можуть істотно відрізнятись. Найбільша південна аномалія відповідає Південно-центральному працюючому блоку ПСГ. На північ (Північний I блок) та захід (Західний блок) розташовані аномалії, що відповідають виснаженим байоським покладам у блоках родовища, розробка якого закінчилась у 1978 році.

Найменша за площею північна аномалія (Північний II блок), очевидно, відповідає екранованому тектонічними порушеннями покладу газу з початковим тиском та своїм газоводяним контактом.

Розрізи куба пористості в глибинному масштабі дають чітке уявлення про екрануючі властивості порушень при різних УГВК (рис. 1.45).

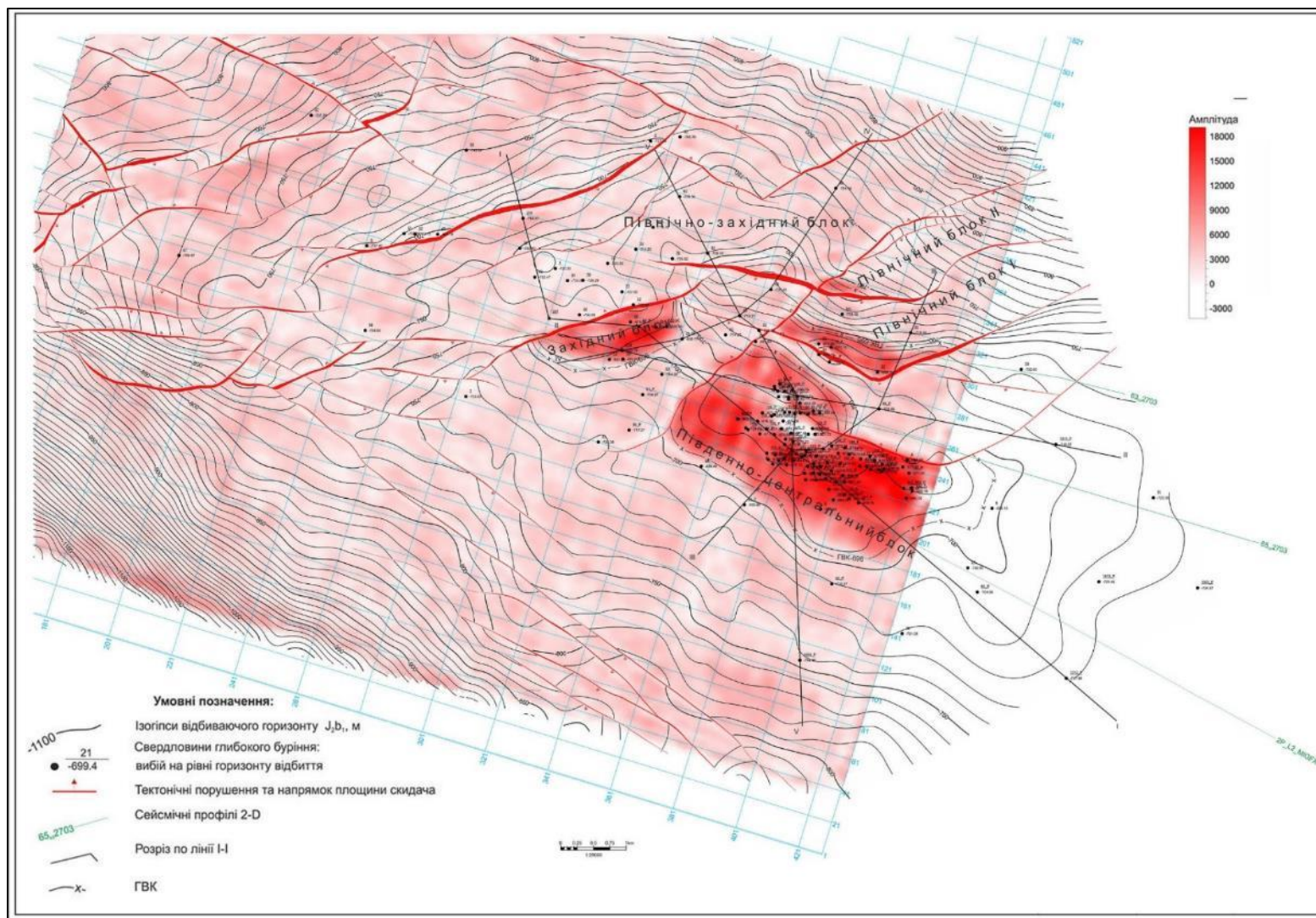


Рисунок 1.44 – Структурна карта по покрівлі колектору за результатами інтерпретації сейсмічної зйомки 3D та карта розподілу значень максимальних амплітуд в інтервалі об’єкта газозберігання. Південно-центральный, Північний I, Західний, Північний II та Північно-західний структурні блоки Солохівського ПСГ за новими побудовами

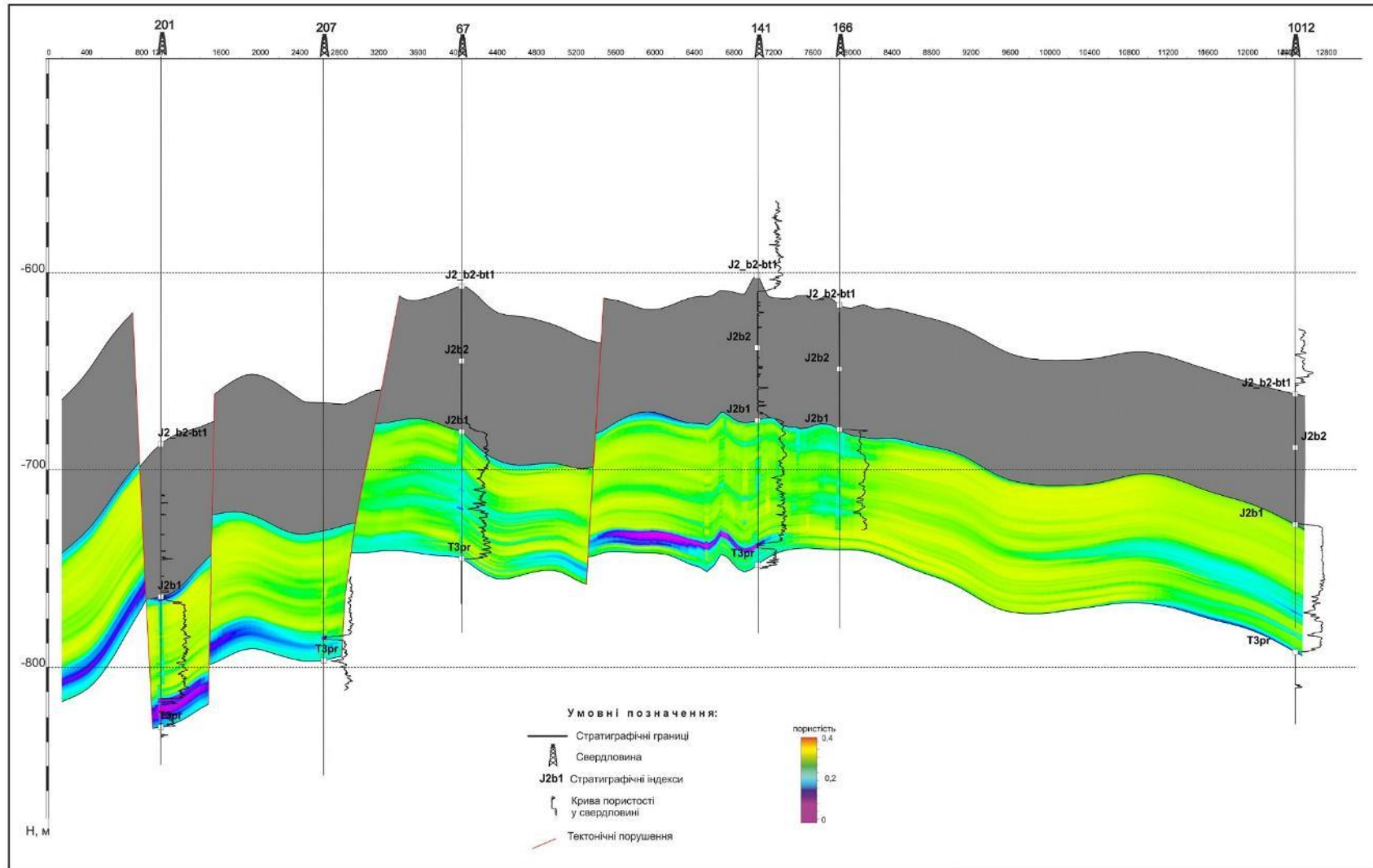


Рисунок 1.45 – Розріз прогнозного коефіцієнта пористості колектору J_{2b1} за даними ГДС та сейсморозвідки 3D через свердловини 201, 207, 67, 141, 166, 1012.

Аналіз форми кривих ГК, ПС та результатів палеорекоконструкцій дав змогу зробити висновок [29] про переважну приуроченість об'єкта зберігання Солохівського ПСГ до системи річкових барів та вздовж берегових островів, що сформувалась у прибережне морських, можливо, дельтових умовах осадо накопичення. Піщані фації колектору перекриваються глинистими фаціями відкладів глибокого моря батського ярусу середньої юри (J_2bt).

На рис. 1.47 показано схеми кореляції через свердловини по лініях профілів вздовж (А-А) та поперек (Б-Б) двох блоків – Південно-центрального та Західного, а на рис. 1.46 – карта палеорельєфу стратиграфічного рівня нижнього байосу середньої юри (J_2b_1). Сучасні тектонічні порушення на карті палеорельєфу показані для зручності визначення положення блоків ПСГ.

Отриманий у результаті моделювання розподіл коефіцієнта пористості (рис. 1.48, рис 1.49) надав можливість більш детально вивчити будову байоського колектору на Солохівській площі та обґрунтовано виконати підрахунок запасів виснаженого родовища в межах контурів потенційного збільшення площі.

За матеріалами підрахунку запасів цього покладу 1958 р у ДКЗ було затверджено 1,489 млрд m^3 газу.

У таблиці 1.4 наведено розрахунок запасів родовища на новій моделі з параметрами підрахунку запасів 1958 р, що добре збігається з даними розробки, за якими у період з 1964 по 1978 рік видобуто 1,871 млрд. m^3 проти 2,084 млрд. m^3 , що доводить геологічну адекватність побудованої моделі байоського колектору.

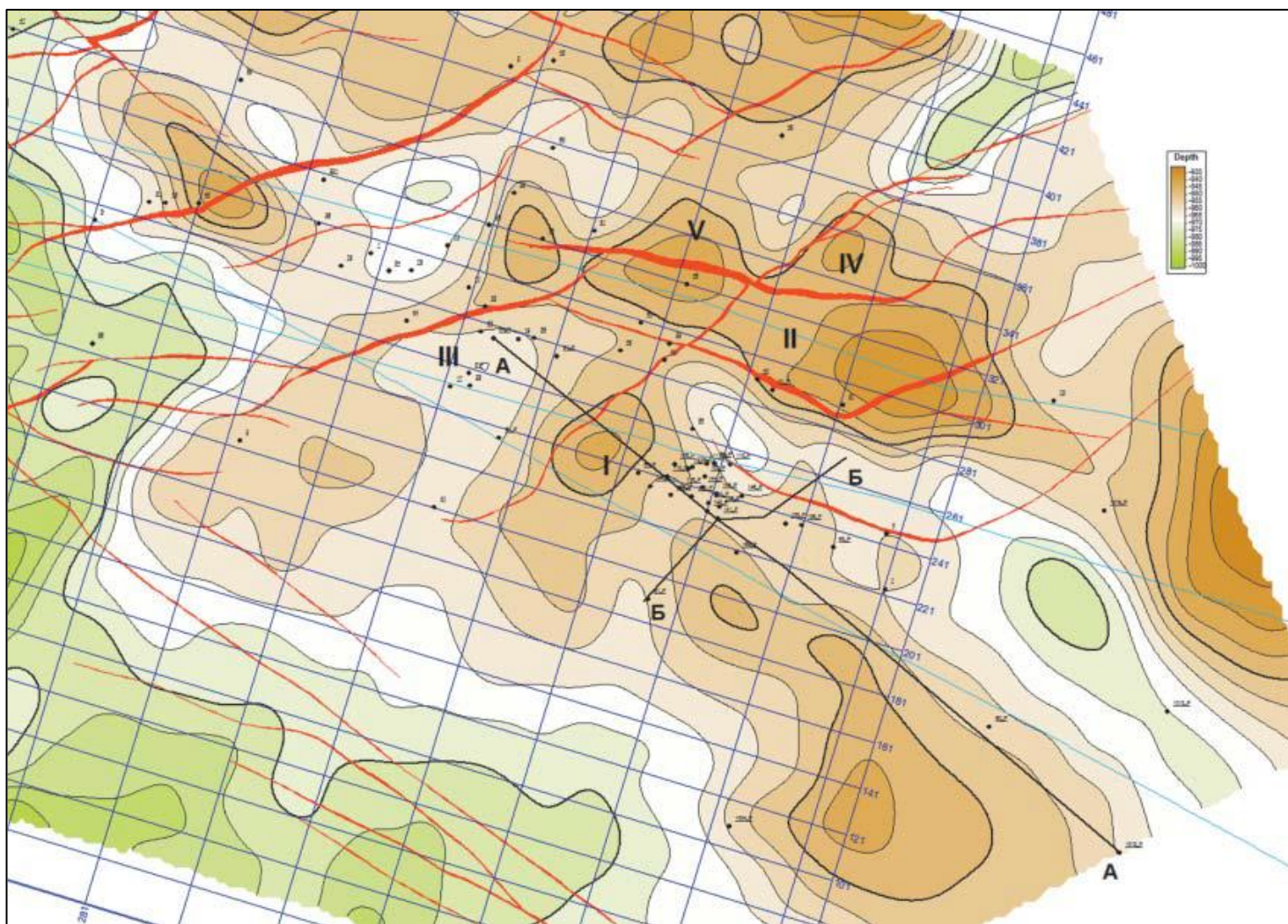
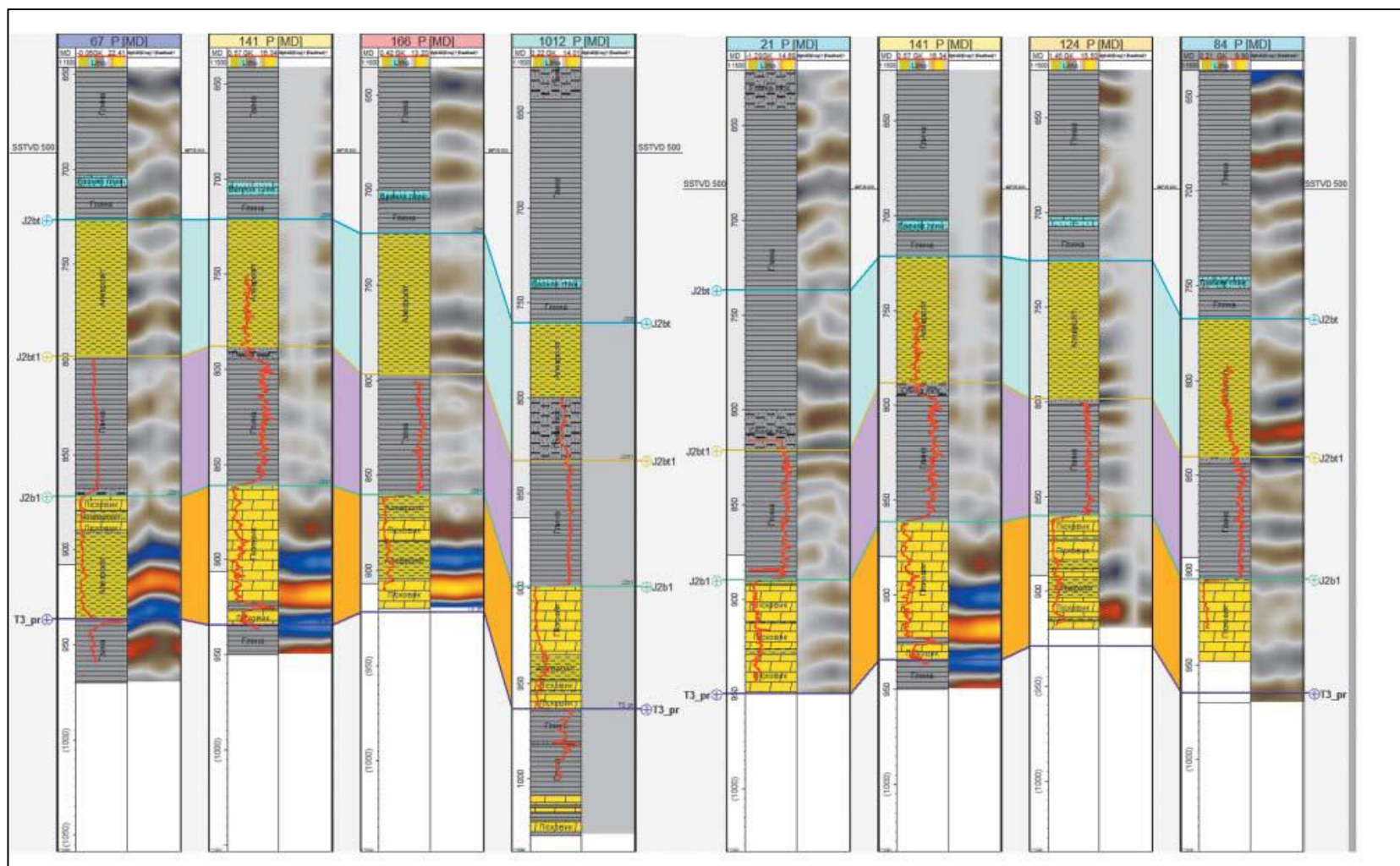


Рис. 1.46 – Карта палеорельєфу стратиграфічного рівня нижнього байосу середньої юри (J_2b_1)
(А-А, Б-Б – лінії профілів)



а

б

Рис. 1.47 – Схеми кореляції через свердловини по лініях профілів А-А (св. 67-141-166-1012), Б-Б (св. 21-141-124-184): а – А-А; б – Б-Б

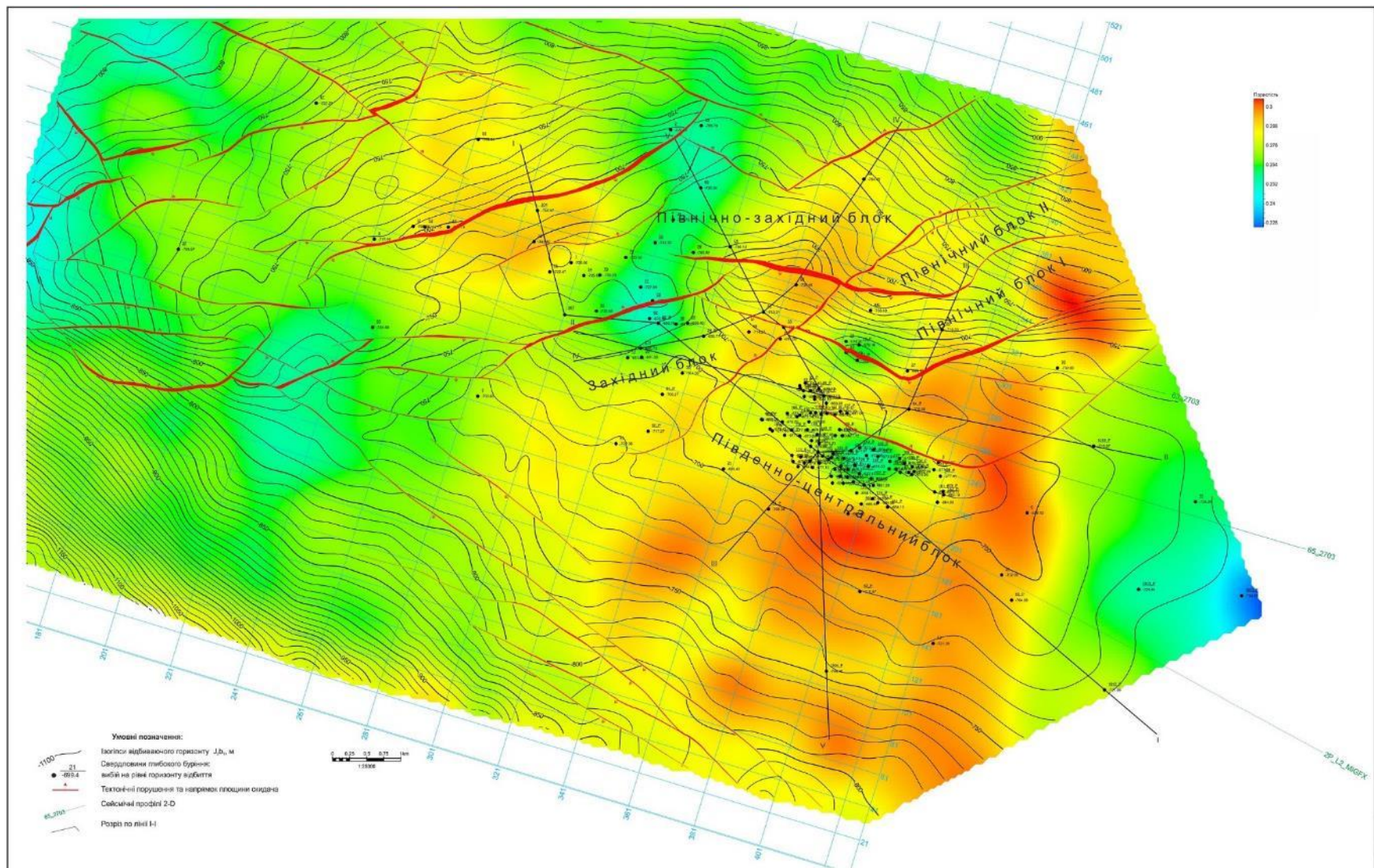


Рисунок 1.48 – Розподіл коефіцієнта середньої прогнозної пористості у стратиграфічному інтервалі J₂b₁-T₃rg середньої юри

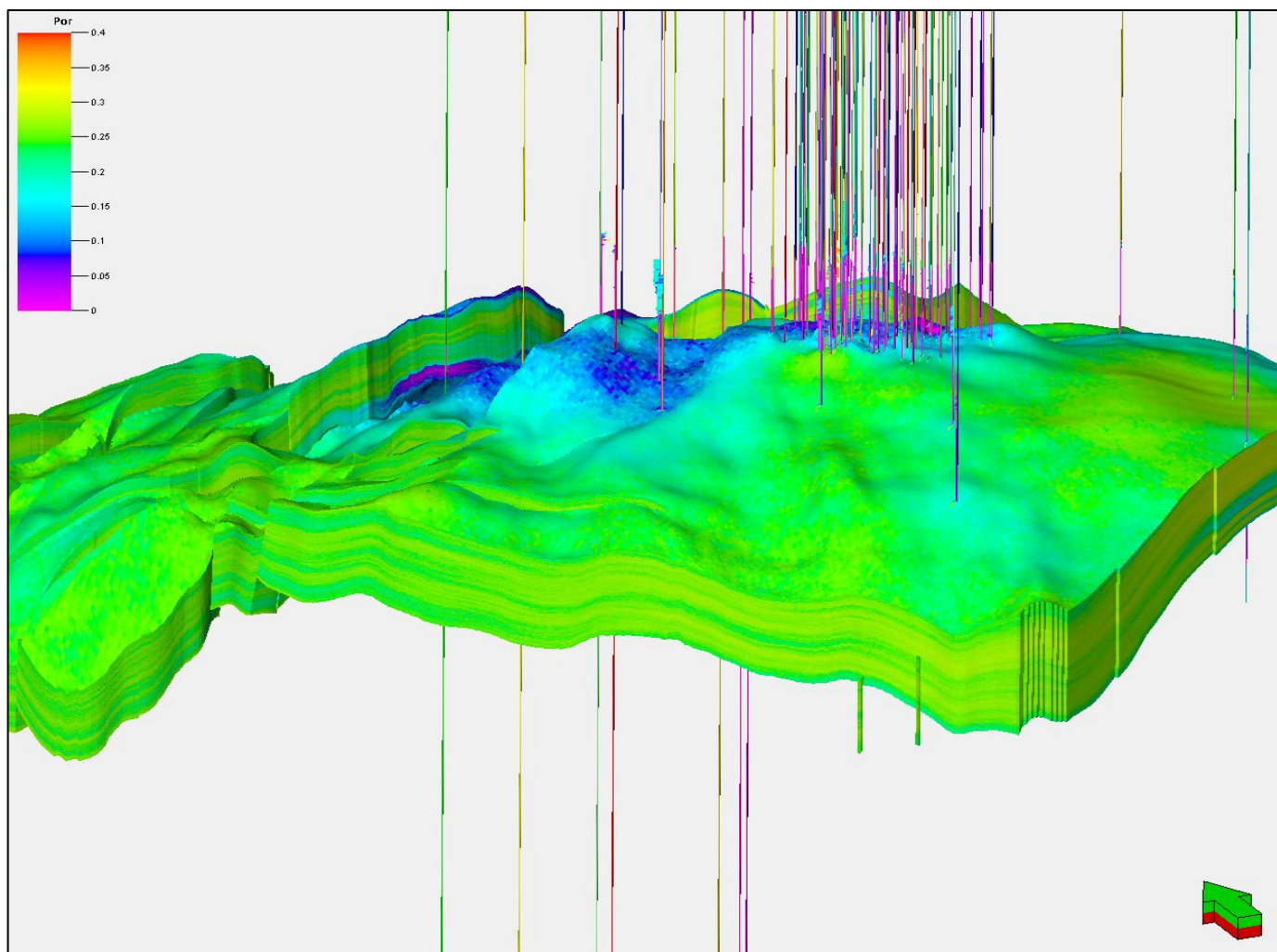


Рисунок 1.49 – Об'ємний розподіл значень коефіцієнта пористості байоського продуктивного пласта Солохівського ПСГ.
у тривимірному зображенні

Таблиця 1.4 Розрахунок запасів газу для блоків Солохівського ПСГ з урахуванням моделі ПСГ-2011

Блоки	Рівень УГВК, м	Поровий об'єм млн.м ³	Коефіцієнт газонасиченості, частка од.	Початковий пластовий тиск, МПа	Залишковий пластовий тиск, МПа	Поправки		Загальні запаси пластового газу, млн.м ³
						на відхилення від закону Бойля-Маріотта	на температуру	
Південно-Центральний	-696	25,417	0,9	8,347	0,1	1,1236	0,982	2084,3
Західний		4	0,9	8,347	0,1	1,1236	0,982	328,0
Північний I		3,661	0,9	8,347	0,1	1,1236	0,982	300,2
Північний II		0,6	0,9	8,347	0,1	1,1236	0,982	49,2
Разом								2761,8

Такий важливий параметр як рівень ГВК прийнятий єдиним для всього родовища та встановлений на абсолютній позначці –696 м.

Звичайно, уточнення геологічної моделі площі не могло залишити без розгляду питання про можливість збільшення об'єму зберігання газу у Солохівському ПСГ.

Очевидно, що це може відбуватися по двом напрямкам - збільшення обсягів зберігання у існуючих блоках, та залученням у роботу ПСГ нових об'єктів газозберігання. Нижче розглянуто та проаналізовано обидва напрямки розширення ПСГ.

На початок створення штучного газового покладу об'єкт розробки старого родовища вважався повністю обводненим – ГВК у Південно-центральному блоці знаходився на абсолютній позначці -674 м, у Західному -684 м, Пластовий тиск зафіксований на рівні гідростатичного та становив 7,96 МПа.

Практично на всіх ділянках склепіння товщина проникної частини нижнього байосу переважає над амплітудами скидів. Аналіз блочної будови території з даними розробки родовища, розподілу залишкових запасів газу та процесу створення та роботи ПСГ дозволив стверджувати про наявність

сполучення окремих (блокових) ділянок між собою та тяжіння до встановлення спільного рівня площини газ-вода.

Аналіз структурно-тектонічної будови та взаємного розташування блоків дозволив разом з працюючим Південно-центральним блоком рекомендувати до залучення у роботу ПСГ інші сусідні – Західний, Північний I, Північний II та Північно-Західний (рис. 1.50).

За результатами гіпсометрії можливо встановити максимально низький, єдиний для усіх блоків, рівень ГВК на абсолютній позначці -710 м, який гарантує відсутність розтікання газу за межі природних пасток (рис. 1.50).

Проте щодо рівня ГВК у блоках необхідно зробити деякі зауваження. Навіть при максимально низькому ГВК у -710 м утворюються дві гідродинамічно не зв'язані системи блоків: перша – Південно-центральний, Західний та Північний I блоки, та друга – Північний II та Північно-західний блоки.

При цьому між блоками першої системи – Південно-центральним та Західним можливі перетоки газу вже при рівні ГВК нижчим за -696 м, а між Південно-центральним і Північним I при рівні контакту нижче -704м.

У другій системі блоків – Північний II та Північно-Західний – гідродинамічний зв'язок по газу з'являється при ГВК нижче -705 м.

Таким чином, задачу розширення Солохівського ПСГ можна розділити на дві черги – перша – збільшення об'ємів зберігання газу у працюючому Південно-центральному блоці з одночасним залученням до експлуатації Західного та Північного I блоків, та друга – створення нових об'єктів газозберігання у Північному II та Північно-Західному блоках та незалежної технологічної системи їх експлуатації.

На основі нової геологічної моделі з'явилась можливість розрахувати декілька варіантів об'ємів зберігання газу у працюючому та рекомендованих до розширення блоках ПСГ. Поправки на відхилення від закону Бойля-Маріотта та температуру для розрахунку об'ємів використані ті ж самі що і в підрахунку запасів 1958 р.

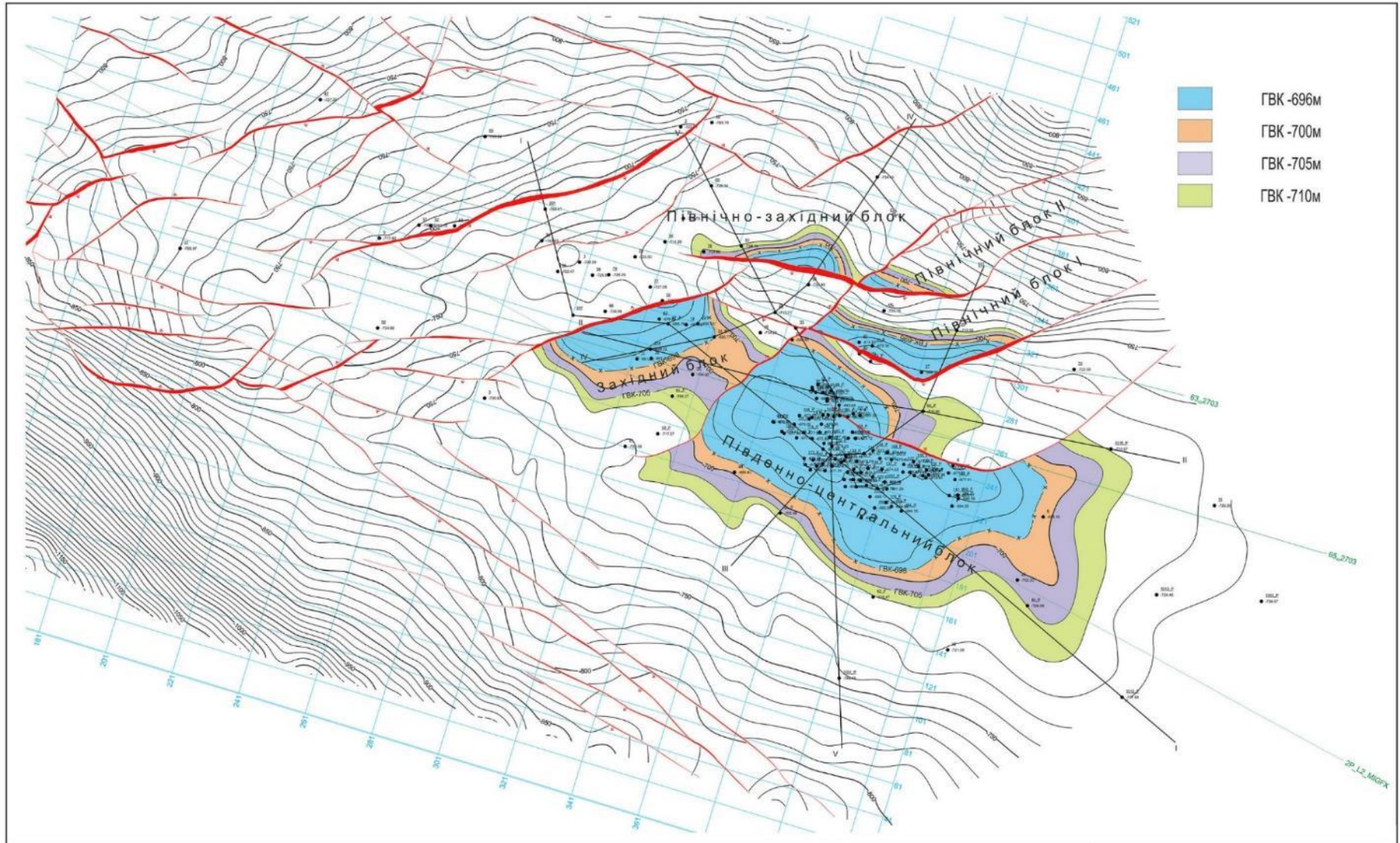


Рисунок 1.50 – . Площі можливого розширення Солохівського ПСГ відповідно до значень рівня ГVK

Зважаючи на особливості створення штучного покладу та процесів, що відбуваються у пласті під час нагнітання газу, для розрахунку можливих об'ємів зберігання газу коефіцієнт газонасичення колектору (K_r) приймався дещо нижчий за $K_r=0,9$ прийнятого для підрахунку запасів в 1958 та дорівнює $K_r=0,85$. Окрім цього, за результатами ГДС контролю свердловин ПСГ останніх років можливо прийняти середнє значення $K_r=0,7$.

У таблицях 1.5 та 1.6 наведені результати цих розрахунків об'ємів зберігання газу у працюючому та рекомендованих до розширення блоках ПСГ. Розрахунки виконані для двох значень K_r – 0,85 і 0,7, та для чотирьох рівнів ГВК -696, -700, -705 та -710. Окрім цього було прийнято за математичним моделюванням виконаним фахівцями УкрНДІГазу [12, 13], що оптимальна для даного колектору величина пластового тиску дорівнює 8,59 МПа.

За першим варіантом величини газонасичення ($K_r=0,85$) максимальний обсяг зберігання газу у Південно-центральному блоці окремо склав 5,81 млрд. м³ газу, а разом з Західним та Північним I блоками – 7,63 млрд. м³ газу. За другим варіантом ($K_r=0,7$) – 4,79 млрд. м³ та 6,28 млрд. м³ газу, відповідно. Таким чином, можливий максимальний обсяг зберігання газу по двом системам Солохівського ПСГ може дорівнювати 6,866–8,337 млрд. м³. В таблиці 1.7 показано розрахунки порового об'єму при різних умовних ГВК, яка свідчить про можливість збільшення об'ємів сховища на 40–200%.

Показники зростання об'ємів зберігання газу в залежності від рівня ГВК та K_r у працюючому та рекомендованих до розширення блоках ПСГ також показано на рисунках 1.51, 1.52.

Отже використання результатів сейсмічної зйомки 3D дозволили уточнити тектонічну модель та визначити нову блокову будову Солохівського ПСГ, а геолого-геофізичне моделювання із залученням атрибутивного аналізу сейсмічних даних дало змогу більш обґрунтовано прогнозувати ФЄВ властивості гірських порід.

Таблиця 1.5 – Розрахунок обсягу газу покладу J_{2b1} для розширення Солохівського ПСГ (при K_r=0,85)

Блоки	Рівень ГВК, м	Поровий об'єм млн.м ³	Коефіцієнт газонасиченості, частка од.	Початковий пластовий тиск, МПа	Залишковий пластовий тиск, МПа	Поправки		Загальні запаси пластового газу, млн.м ³
						на відхилення від закону Бойля-Маріотта	на температуру	
При ГВК –696 м								
Південно-центральный	-696	25,417	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	2026,5
Західний		4	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	318,9
Північний I		3,661	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	291,9
Північний II		0,6	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	47,8
Північно-західний блок		0,96	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	76,5
Разом								2761,6
При ГВК –700 м								
Південно-центральный	-700	35,516	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	2831,6
Західний		6,046	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	482,0
Північний I		4,786	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	381,6
Північний II		0,76	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	60,6
Північно-західний блок		1,396	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	111,3
Разом								3867,1
При ГВК –705 м								
Південно-центральный	-705	51,985	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	4144,7
Західний		9,648	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	769,2
Північний I		6,406	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	510,7
Північний II		2,64	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	210,5
Північно-західний блок		2,12	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	169,0
Разом								5804,1
При ГВК –710 м								
Південно-центральный	-710	72,956	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	5816,7
Західний		14,444	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	1151,6
Північний I		8,29	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	660,9
Північний II		5,7	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	454,5
Північно-західний блок		3,186	0,85	8,59	0,1	1,1236	0,982	254,0
Разом								8337,7

Таблиця 1.6 – Розрахунок обсягу газу покладу J_{2b1} для розширення Солохівського ПСГ (при K_T=0,7)

Блоки	Рівень ГВК, м	Поровий об'єм млн.м ³	Коефіцієнт газонасиченості, частка од.	Початковий пластовий тиск, МПа	Залишковий пластовий тиск, МПа	Поправки		Загальні запаси пластового газу, млн.м ³
						на відхилення від закону Бойля-Маріотта	на температуру	
При ГВК –696 м								
Південно-центральный	-696	25,417	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	1668,8
Західний		4	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	262,6
Північний I		3,661	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	240,4
Північний II		0,6	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	39,4
Північно-західний блок		0,96	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	63,0
Разом								2274,3
При ГВК –700 м								
Південно-центральный	-700	35,516	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	2331,9
Західний		6,046	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	397,0
Північний I		4,786	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	314,2
Північний II		0,76	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	49,9
Північно-західний блок		1,396	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	91,7
Разом								3184,7
При ГВК –705 м								
Південно-центральный	-705	51,985	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	3413,3
Західний		9,648	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	633,5
Північний I		6,406	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	420,6
Північний II		2,64	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	173,3
Північно-західний блок		2,12	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	139,2
Разом								4779,9
При ГВК –710 м								
Південно-центральный	-710	72,956	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	4790,2
Західний		14,444	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	948,4
Північний I		8,29	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	544,3
Північний II		5,7	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	374,3
Північно-західний блок		3,186	0,7	8,59	0,1	1,1236	0,982	209,2
Разом								6866,3

Таблиця 1.7 – Поровий об'єм (млн м³) залежно від положення ГВК

Блок	Рівень ГВК			
	-696	-700	-705	-710
південно-центральный	25,417	35,516	51,985	72,956
західний	4	6,046	9,648	14,444
північний I	3,661	4,786	6,406	8,29
північний II	0,6	0,76	2,64	5,7
північно-західний блок	0,96	1,396	2,12	3,186
загалом	34,638	48,504	72,799	104,576
приріст порового об'єму, %		40	110	200

Достовірність отриманої геологічної моделі підтверджується збігом обсягів видобутих вуглеводнів із виснаженого юрського покладу і початкових запасів родовища, обрахованих за результатами моделювання, а також можливістю пояснення фактичних промислових даних експлуатації ПСГ, які не відповідали попереднім уявленням про його геологічну будову.

Отримана геологічна модель може бути основою для визначення напрямків впровадження заходів з розширення та збільшення обсягів зберігання газу у Солохівському ПСГ.

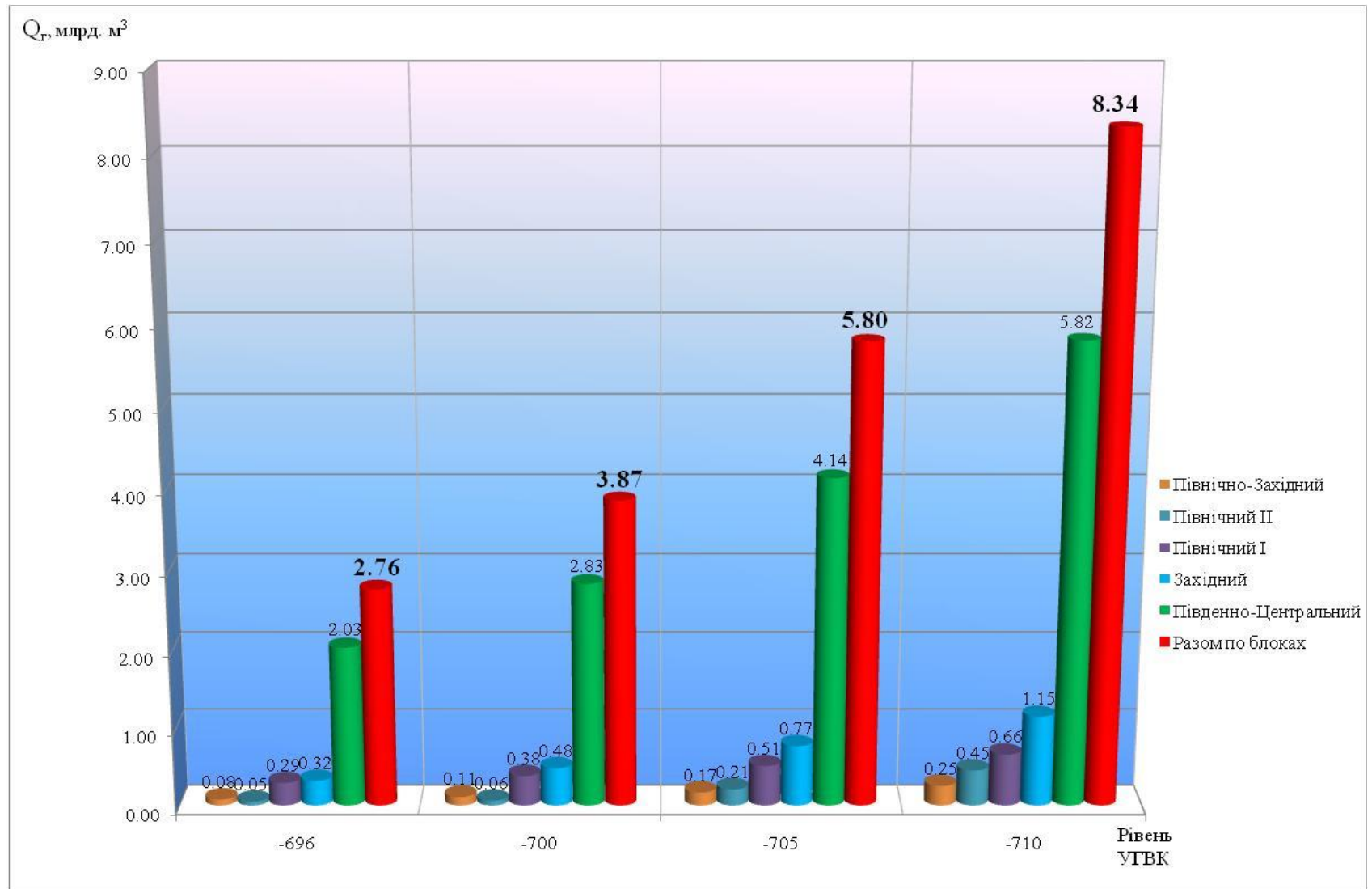


Рисунок 1.51 – Перспективи нарощування об'єму зберігання газу Солохівського ПСГ ($K_r=0,85$).

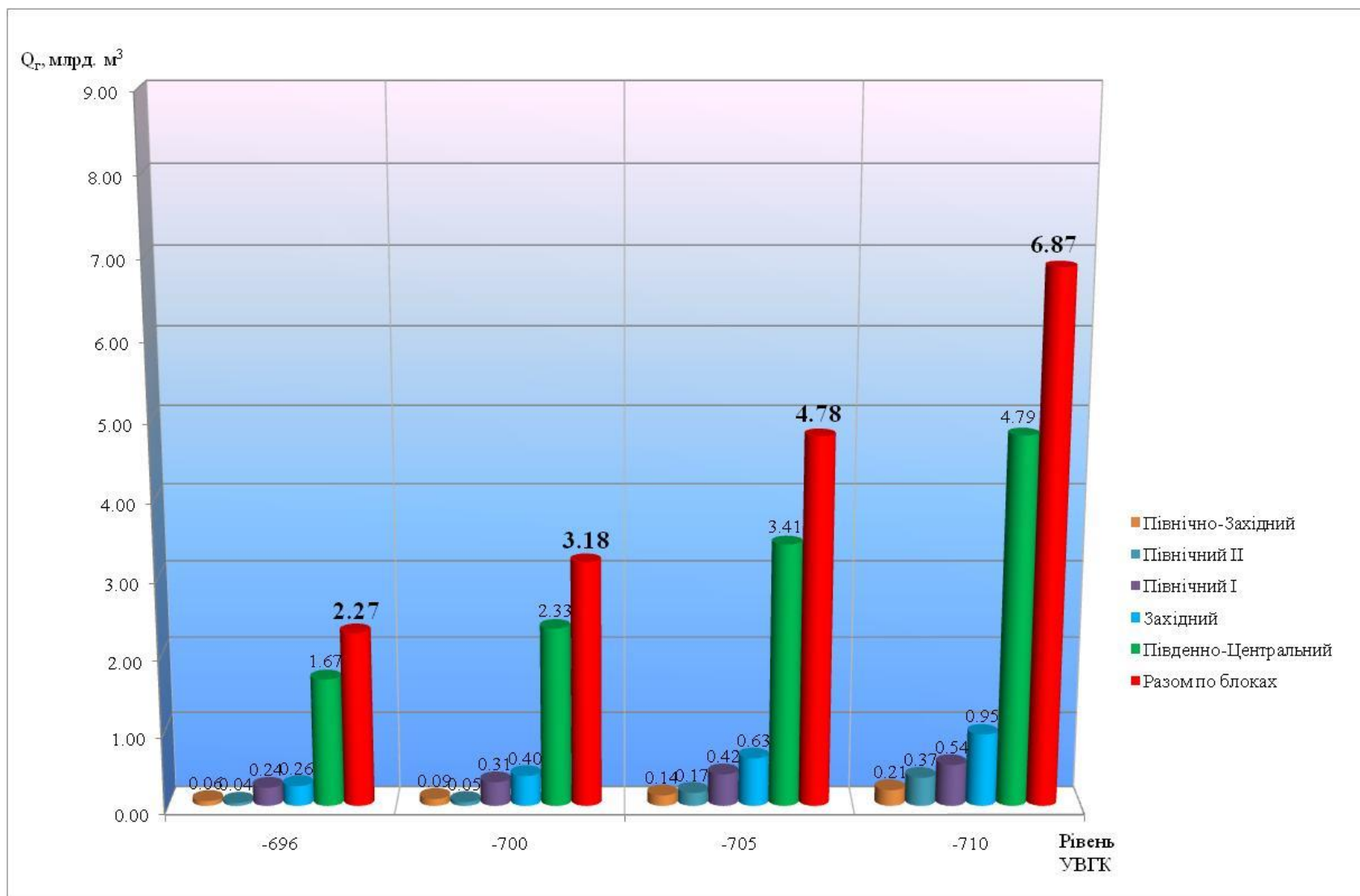


Рисунок 1.52 – Перспективи нарощування об'єму зберігання газу Солохівського ПСГ (K_r=0,7)

2. КРАСНОПОПІВСЬКЕ ПІДЗЕМНЕ СХОВИЩЕ ГАЗУ

Враховуючи вищенаведений позитивний досвід виконання робіт з деталізації геологічної будови на Солохівському ПСГ керівництвом НАК «Нафтогаз України» було запропоновано виконати подібну роботу на Краснопопівському ПСГ.

Краснопопівське підземне сховище газу було запроектовано з метою підвищення надійності газоспоживання Донецького промвузла, де розташовані великі газоспоживачі підприємства в м. Рубіжне, Сєверодонецьк, Лисичанськ та Кремінне. Його створення виконувалось на підставі технологічної схеми, яка була затверджена колишнім Мінгазпромом (Протокол Робочої комісії від 20.04.1973 р. №22/73).

На площі сховища розташовані два населених пункти – у північно-західній частині с. Красна Попівка, а в центральній частині – хутір Піщаний (рис. 2.1).

У виснаженому тріасовому покладі було створене ПСГ з початку загальним об'ємом 1040 млн. м³, а надалі і сьогодні 800 млн. м³, в тому числі активним – 420 млн. м³ газу.

На площі Краснопопівського ПСГ, враховуючи неможливість проведення 3D досліджень через складну інфраструктуру (наявність селища, балок, доріг та технологічного обладнання ПСГ) було заплановано виконання спеціальних досліджень засобами багатокomпонентної 2D сейсмозвідки.

До цього часу на Україні сейсмозвідувальні роботи 3D (2D) [6, 15, 16] проводилися з застосуванням однокомпонентних приймачів, що має певні обмеження при вирішенні складних геологічних задач. Разом з тим, на сьогоднішній день багатохвильова сейсмозвідка вже займає свою відособлену нішу на світовому ринку геофізичних послуг.

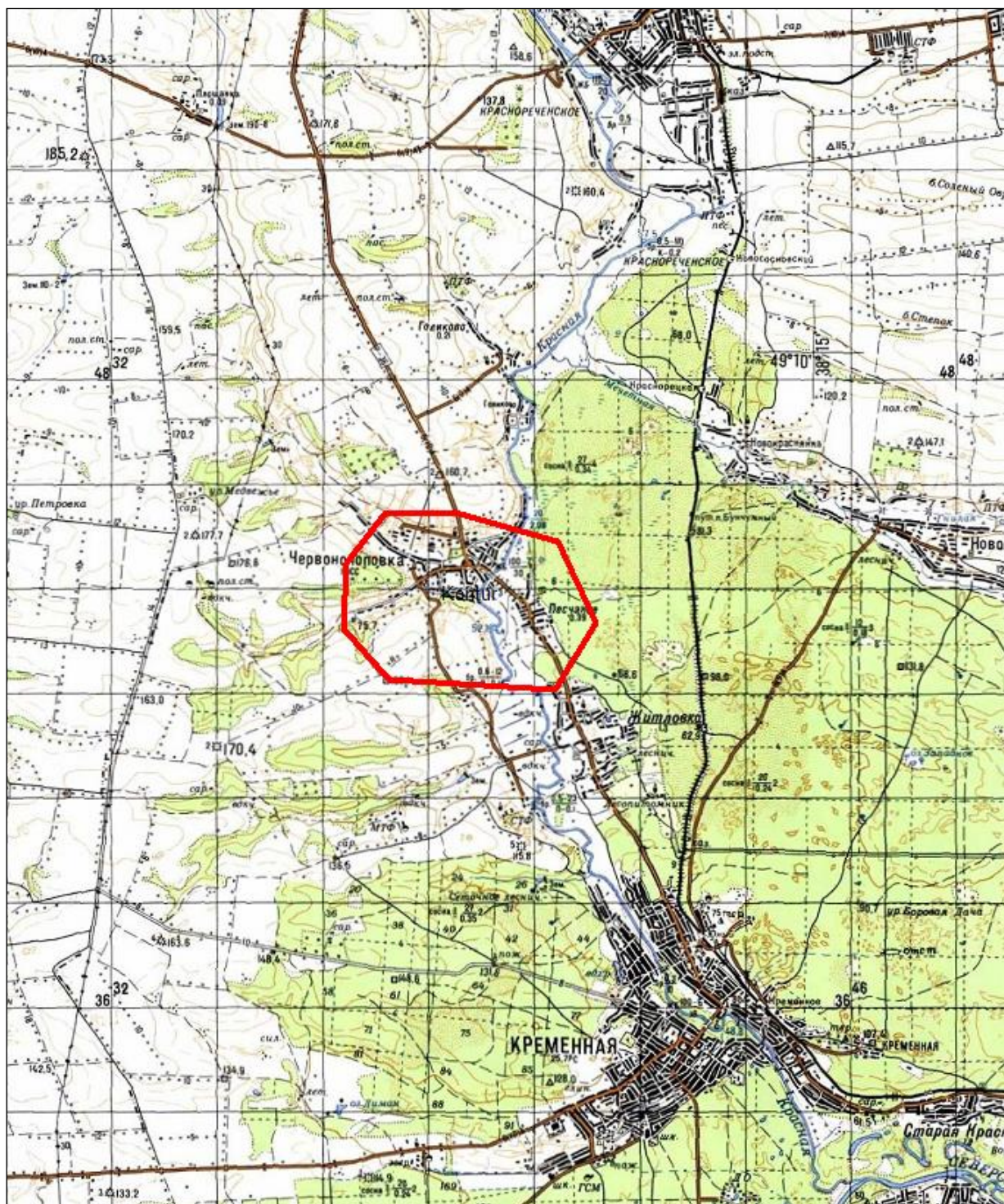


Рисунок 2.1 – Оглядова карта району робіт

З її допомогою вирішується цілий спектр проблем, які неможливо вирішити за допомогою «класичної» сейсмозвідки на базі тільки поздовжніх хвиль. Про можливості багатохвильової сейсмозвідки і існуючі при цьому проблеми, для більш детального ознайомлення читач може звернутись до фундаментальних досліджень виконаних Шехтманом Г. А. [34] та праць Mavko G. [35] та Garotta R. [36].

На сьогодні з усіх існуючих методів багатохвильової сейсмозвідки найбільш широке розповсюдження отримав метод, що використовує відбиті обмінні хвилі тому що роботи на обмінних хвилях не вимагають ніяких додаткових витрат на польові роботи, пов'язані з джерелами збудження поперечних хвиль. Для збудження обмінної хвилі потрібно лише джерело поздовжніх хвиль, а для реєстрації – приймачі для поперечних хвиль. Однак обробка та інтерпретація даних багатохвильової сейсмозвідки є більш складними у порівнянні із сейсмозвідкою на поздовжніх хвилях.

2.1 Геолого-геофізична вивченість площі робіт

Перші відомості про перспективність в нафтогазоносному відношенні Північного Донбасу отримані у другій половині 30-х років минулого століття під час вуглерозвідувальних робіт у західній частині Лисичанського геолого-промислового району Донбасу, коли в ряді свердловин (№№ 1003, 997, 947) вже з невеликих глибин (до 100 м) мали місце короткочасні викиди роз газovanого бурового розчину з відкладів карбону і було закартовано ряд малоамплітудних складок у насувному крилі Північно-Донецького насуву (Кремінські куполи).

Дана інформація стала основним обґрунтуванням академіку Губкіну А.С. для закладання першої в даному районі глибокої свердловини, буріння якої було розпочато в кінці 1940 р. і припинено з початком II світової війни

(свердловина №1-Губкінська). В післявоєнний період нафтогазопошукові роботи на Краснопопівській площі були продовжені після проведення у 1959 р. сейсморозвідувальних робіт МВХ Київською геофізичною експедицією (Мочалова Г.С., 1959 р.). Перший промисловий приплив газу з абсолютно вільним дебітом до 1116 тис. м³ за добу було отримано у 1961 р. з свердловини № 1-Р з горизонту Б-1 (С_{2в}).

Розвідувальне буріння виконувалось на основі структурних планів тріасу та верхньої частини московського ярусу Старобільською (Північнодонецькою) геологорозвідувальною експедицією. В наступні (1961–1965) роки пошуково-розвідувальними роботами отримані промислові припливи газу з башкирських (горизонт Б-12), московських (М-7) та тріасових відкладів (І-2) на ділянці Центрального склепіння (свердловини 1, 7, 8) та з відкладів сребрянської світи на ділянці Західного склепіння Краснопопівської структури. Виявлені поклади переважно пластові, склепінєві та частково тектонічно-екрановані, а по горизонтах Б-12 та М-7 літологічно-екрановані.

Поклади у відкладах сребрянської світи тріасу у Західному та Центральному склепіннях Краснопопівської структури експлуатувалися з 1965 по 1976 р. до повного виснаження. З 1973 р. пастка у відкладах тріасу західного склепіння була переобладнана в режим експлуатації як газового сховища шляхом безкомпресорного закачування газу.

В 1985-1986 роках на Лисичанській площі Північного Донбасу, до якої повністю входить і структурна зона Краснопопівського газового родовища виконана гравіметрична зйомка 1:50000. На отриманих в результаті камеральної обробки матеріалів польових вимірювань на картах залишкового гравітаційного поля досить впевнено простежуються лінії виходу на денну поверхню зон Північнодонецького та Краснопопівського насувів і складчаста структура центрального та західного склепінь Краснопопівської структури у вигляді позитивних аномалій $\Delta g_{\text{зал}}$. (Шемет В.Г., 1986 р.).

У 1984–1986 р.р. в межах східного куполу Краснопопівської структури було пробурене чотири глибокі пошукові свердловини № 100, 101, 102, 103, з яких в останній були отримані прямі ознаки промислової нафтогазоносності серпуховських відкладів нижнього карбону. У зв'язку зі складною будовою і обмеженими запасами окремих горизонтів башкирського ярусу у східному куполі структури частина покладів не розроблялася.

Колекторські властивості газоносних горизонтів родовища наступні: відклади тріасу з відкритою пористістю від 13 до 17%, 7–22% – у горизонті М-7, 8–16% у горизонті Б-1 та 8–10% – продуктивному горизонті Б-12. Безпосередньо на ділянці газосховища поклади у відкладах карбону свердловинами не розкриті оскільки склепінна частина в основному розташована під селищем Красна Попівка.

2.2. Стратиграфія

В геологічній будові Краснопопівського газового родовища і його західного блоку, де створене газосховище приймають участь породи докембрійського кристалічного фундаменту, кам'яновугільні відклади палеозою, тріасові і крейдові відклади мезозою, відклади палеогену, неогену та четвертинні відклади кайнозойського віку. Загальна товщина осадової товщі в межах площі робіт складає 3600–3750 м і збільшується в південно-західному напрямку.

В межах площі робіт основним з продуктивних комплексів осадової товщі є відклади сребрянської свити нижнього тріасу (рис. 2.2), представлені переважно різнозернистими пісковиками загальною товщиною до 40–60 м (інтервал глибин –340 ÷ 400 м).

Група	МЕЗОЗОЙСЬКА МЗ		Літологічна колонка	Потужність підрозділу, м	Короткий опис порід
Система	ТРИАСОВАЯ Т				
Відділ	ВЕРХНІЙ Т ₃				
Ярус	НИЖНІЙ Т ₁				
Свити Донбасу	індський Т _{1і}				
	серебрянська Т _{1с}				
Підсвіта	протогіпська Т _{3рг}				
	нижньопрогіпська Т _{3рг1}				
	серебрянська Т _{1с}				
	верхньосеребрянська Т _{1с2}				
	нижньосеребрянська Т _{1с1}				
	верхньосеребрянська Т _{1с2}				
ПАЛЕОЗОЙСЬКА РЗ	Кам'яновугільна С				
ВЕРХНІЙ С ₃	гжельський С _{3г}				
	араукаритова С _{3г3}				
пересічена до 80					
				до 60	Пачка перешарування в'язких строкатих глин та різнозернистих пісковиків. Глини збагачені піщано-алевритовим матеріалом. Пісковики різнозернисті кварцево-польовошпатові, слюдисті. В розрізі підсвіти пісковики займають значний об'єм.
				до 60	Комплекс строкатих глин з рідкими прошарками карбонатних пісковиків. Глини в тій чи іншій мірі збагачені піщано-алевритовим матеріалом, котрий місцями утворює самостійні прошарки товщиною до 2 метрів. Пісковики слюдисто-карбонатні на карбонатному цементі. Пісковикові шари, як правило, приурочені до середньої та нижньої частинам підсвіти і погано витримані в розрізі.
				до 45	Підсвіта умовно розділена на дві пачки - верхню та нижню. Верхня пачка - товща строкатих, грудкуватих глин з рідкими прошарками (до 1,5 м) пісковиків. Глини мітять стяжіння, включення, лінзи карбонатного матеріалу. Нижня пачка - піщано-карбонатний горизонт потужністю до 25-30 м. Він представлений чергуванням піщано-алевролітових шарів, глин та карбонатних пластів. Піски (крихкі пісковики) різнозернисті кварц-польовошпат-слюдисто-карбонатні на карбонатному цементі. По простяганню товща заміщується в'язкими строкатими глинами. Піщано-карбонатний горизонт є пластом-колектором І-2 (підземне сховище газу).
				пересічена до 80	Товща аргілітів та пісковиків з рідкими прошарками вапняків та алевролітів. Нижня границя свити - вапняк Р1

Рисунок 2.2 – Стратиграфічна колонка Краснопопівської площі

Верхня частина розрізу перекрита аргіліто-алевролітовою товщею, яка служить покришкою для сформованої антиклінальної складки. У виснаженому тріасовому покладі і було створено ПСГ (піщано-карбонатний горизонт І-2)

Загальна товщина відкладів тріасу в межах площі робіт досягає 96–225м.

2.3 Тектоніка

Краснопопівська структура у регіональному тектонічному плані приурочена до зони зчленування Воронежського кристалічного масиву та північних меж Донбасу.

За тектонічним положенням Краснопопівська площа належить до північної зони мілкої складчастості та насувів Донбасу на ділянці їх північно-західного згасання і переходу до ненасувних, скидових структур північного борту ДДЗ.

Основними структурними елементами площі є ділянка північно-західного згасання регіонального Північодонецького насуву з півдня та ділянка західного згасання Краснопопівського насуву (Н=70–400 м), який є північним відгалуженням Північодонецького насуву. Безпосередньо ділянка Краснопопівського газосховища розташована в межах самого західного з трьох склепінь Краснопопівської структури, пов'язаних з тектонічними сдвиго-насувними рухами уздовж площини Краснопопівського насуву.

Окрім пологих площин Північодонецького та Краснопопівського насувів, які є межами структурної ділянки газосховища з півдня та півночі, за сейсмічними даними 60-х років виділено поперечне розривне порушення амплітудою до 50–60 м, що відділяє ділянку газосховища від центрального блоку Краснопопівської структури. Виконаними в межах ділянки газосховища буровими роботами окрім площини Краснопопівського насуву та поперечного скиду, що розділяє західне і центральне склепіння, в свердловині 10-Р

виділений ще один насув (підкид) амплітудою 30 м (глибина 1755 м), який є незгідним порушенням, що ускладнює південно-західне крило структури і простежене сейсморозвідувальними роботами 2D на суміжній Макіївській площі.

Структурні плани західного склепіння Краснопопівської структури по кам'яновугільних та мезокайнозойських відкладах суттєво відрізняються в наслідок мінливості тектонічних рухів в передтріасовий та передпалеогеновий час.

За структурними побудовами по відкладах карбону виконаними за даними структурно-пошукового і розвідувального (свердловини 10-Р, 11-Р, 12-Р) буріння ділянка газосховища являє собою брахіантиклінальну складку з розмірами 3,5–4,0×2,5–3,0 км при амплітуді до 30–40 м. Південне крило склепіння більш круте (7–15°) ніж північно-східне (3–8°).

2.4 Фізико-літологічна характеристика пласта-колектора.

Як резервуар-сховище газу використовується виснажений поклад північно-західного куполу. Об'єктом ПСГ служать відклади нижньосеребрєнської підсвіти нижнього тріасу (колектор І-2 індського ярусу).

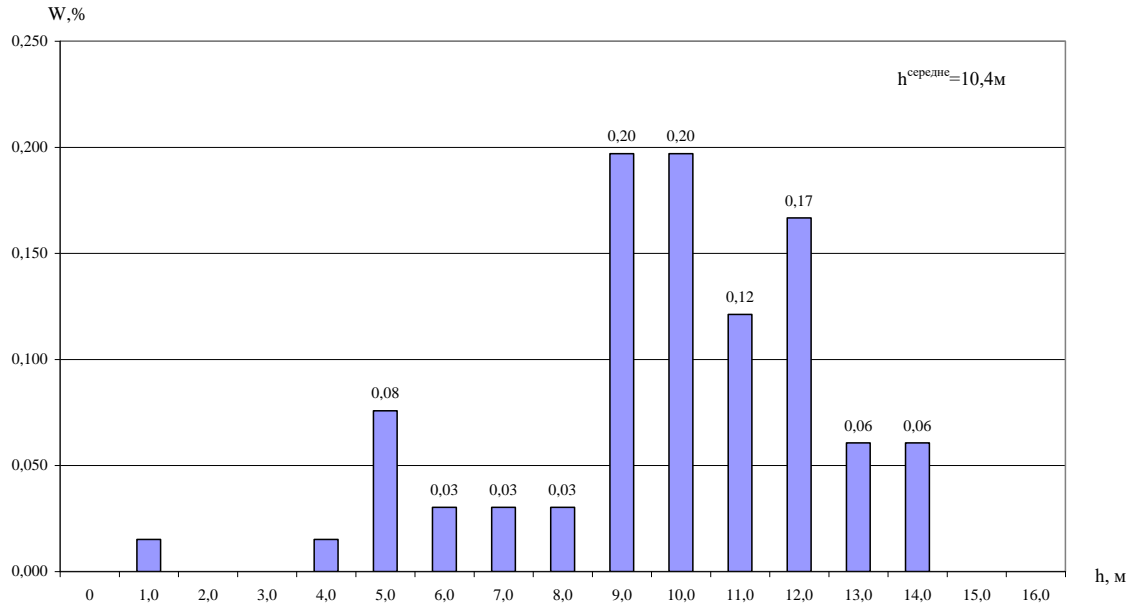
За мінеральним складом розрізняють аркозові і кварц-польовошпатові види пісковиків. Пісковики різнозернисті від дрібно- до грубозернистих. Цемент глинистий, карбонатний або слюдяний; тип порово-базальний. Карбонатність виявляється у вигляді вапнистого цементу, наявності дрібних карбонатних стяжінь, прошарків, конкреційних вапняків. Чисті глини зустрічаються досить рідко; як правило, глинисті породи в тій чи іншій мірі записковані. Для глин характерне строкате забарвлення і наявність включень карбонатної речовини.

Вся ця товща, як і весь комплекс тріасу, сформовані в континентальних умовах. Спостерігаються сильна мінливість розрізу як по вертикалі так і по латералі що свідчить про різноманітність фаціальних обстановок, які існували в період осадконакопичення – від кори вивітрювання і пустель (напівпустель) до озерних, руслових і дельтових. На користь останніх говорить наявність піщаних різновидів порід і їх вельми нерівномірний розподіл у розрізі.

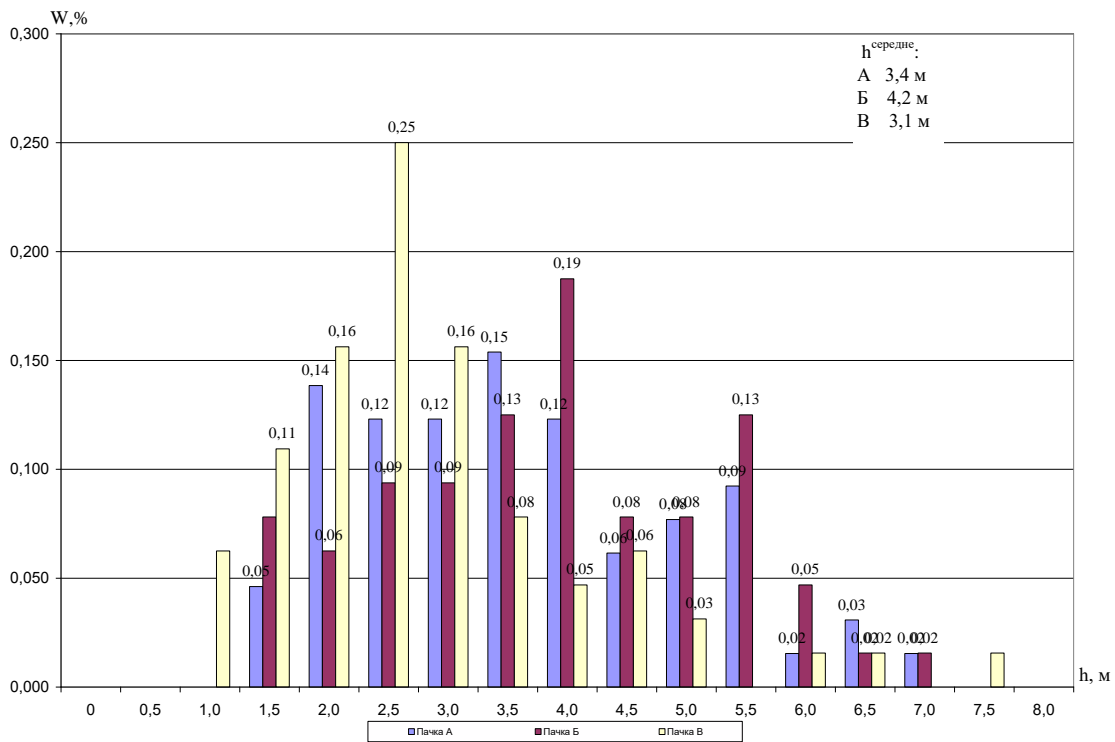
Внутрішня структура пласта-колектора вельми неоднорідна. В цілому глиниста товща буквально пронизана проникними в тій чи іншій мірі різновидами порід невитриманої потужності і мінливого літологічного складу: чисті слабкі пісковики, алевроліти, глинисті піски, кавернозні вапняки. Потужність окремих проникних прошарків коливається від 0,5 до 3 метрів, вони розділені пропластками глин.

Ув'язка окремих пластів між собою в розрізі представляє певну складність, тому проникні різновиди порід умовно зібрані в пакети-пачки, які складаються з одного-трьох шарів. Вибрано схему запропоновану в роботі ТОВ «Укргеоекологія» в 2008 р [14]. Всього умовно виділено три крупні пакети – А, Б, В. Найімовірніше, окремі горизонти не є цілісними, швидко виклинюються і (або) кулісоподібно заміщують один одного по простяганню, хоча всі три складові (пачки А, Б, В) в загальному розрізі пласта-колектора на всій площі простежуються досить чітко.

Розподіли товщин колекторів та коефіцієнта пористості показано на рис. 2.3 та рис. 2.4. Так, для верхньої пачки А найменша товщина шарів (h) дорівнює 1,2 м, а найбільша – 6,7 м, при середній – 3,4. Для коефіцієнтів пористості, відповідно, близько $8,5 \div 21,7\%$ при середньому значенні 12,9%. Пачка Б характеризується наступним: $h = 1,6 \div 7,3$ м (середня 4,2 м), $K_p \approx 8,6 \div 26,4\%$ (середня 16,3%). Відповідно для нижньої пачки В: $h = 1,4 \div 7,8$ м (середня 3,1 м), $K_p \approx 11,0 \div 25,0\%$ (середня 18,2%).

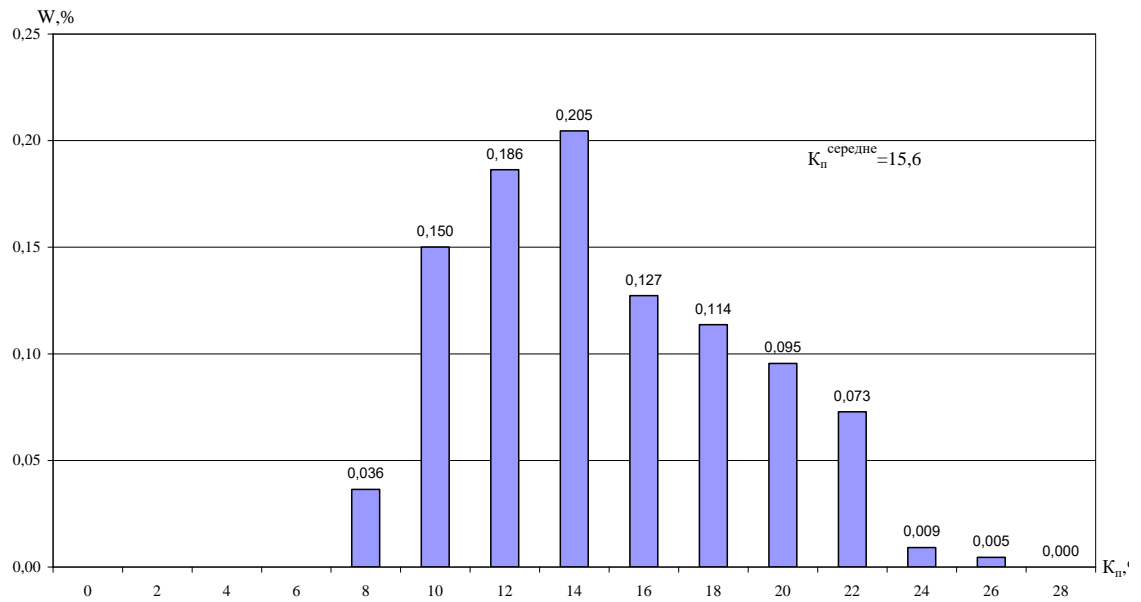


а

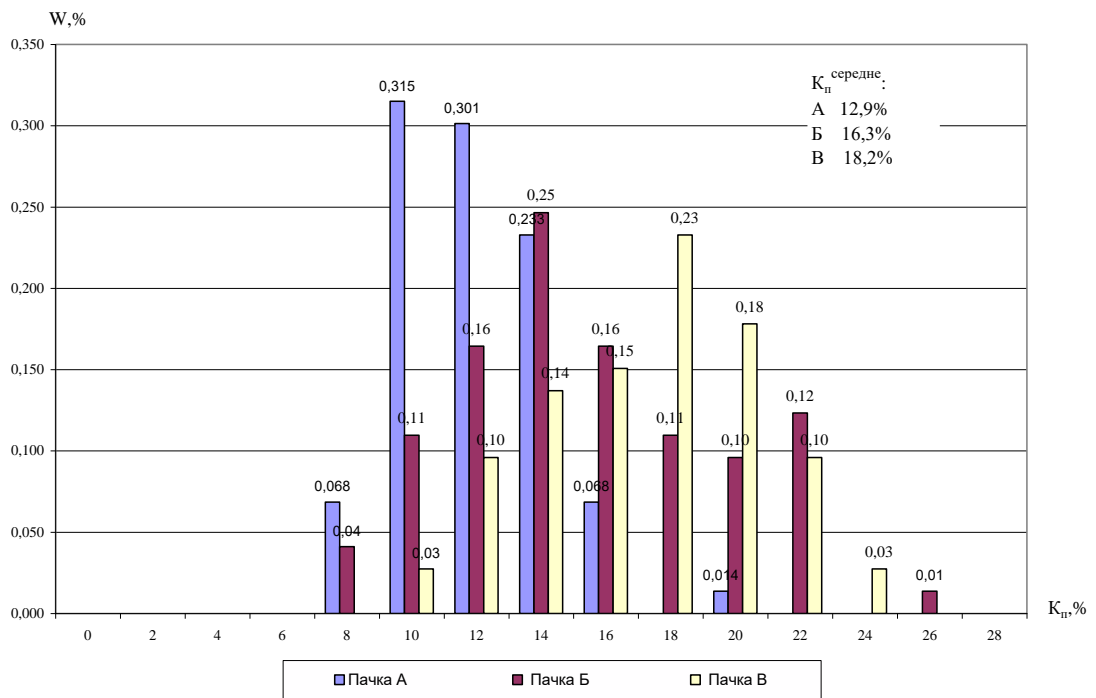


б

Рисунок 2.3 – Розподіл товщин колекторів пласта І-2 по свердловинам Краснопопівського ПСГ
а – для А+Б+В; б – для всіх пачок (А, Б, В)



а



б

Рисунок 2.4 – Розподіл коефіцієнта пористості колекторів пласта І-2 по свердловинам Краснопопівського ПСГ
а – для А+Б+В; б – для всіх пачок (А, Б, В)

На рис. 2.5 для цих пачок А, Б, В наводяться ємнісні характеристики ($K_n^* \times h$ – лінійний ефективний об'єм при коефіцієнті газонасичення $K_r = \text{const}$ і основі 1 м^2). Так, для пачки А має $K_n^* \times h$ дорівнює $0,1 \div 0,8 \text{ м}^3$ (середнє $0,4$): для Б – $0,2 \div 1,5$ (середнє $0,7$) і В – $0,2 \div 1,5$ при середньому значенні $0,6$. Із цього виходить, що найкращими колекторськими властивостями вирізняється пачка Б та нижня пачка В, це й не дивно, тому що кращі ФЄВ характерні для водонасичених пластів, а на більшій частині сховища ця пачка водонасичена, а в апікальних частинах структури газонасичена.

Газонасиченість за даними попередніх досліджень [14, 37-45] коливається в межах 45-80%, що характерно для подібних тріасових відкладів з середніми значеннями ФЄВ.

Газогідродинамічний зв'язок між окремими горизонтами і пачками в цілому ускладнений, про що свідчить непостійність абсолютних відміток газоводяного контакту на час буріння свердловин в період відкриття і розробки тріасового покладу. Аналіз зібраних доступних абсолютних відміток ГВК за період 1971-2019 рр засвідчує що вони коливаються в інтервалі – 409 (св. 72, 1996р) – 336,5 м (св. 39, 1995р) (табл. 2.1). В таблицю були відібрані мінімальні та максимальні глибини ГВК, тільки ті, які в певній мірі відображають рівні ГВК при повній відкачки або ж закачки газу в сховище за період з 1971 по 2010 рр.

Штучний газовий поклад перекривається товщею протопівських глин. По суті, вся протопівська свита є надійним захистом, проте як пласт-покришка прийнята нижня підсвита. Вона представлена однорідними, в'язкими строкатими глинами з рідкими малопотужними пропластками пісковиків. Структурний план покрівлі підсвити аналогічний загальному простяганню порід колектора. Потужність пласта-покришки складає від 63 до 80 метрів.

* K_n беремо середньозважене

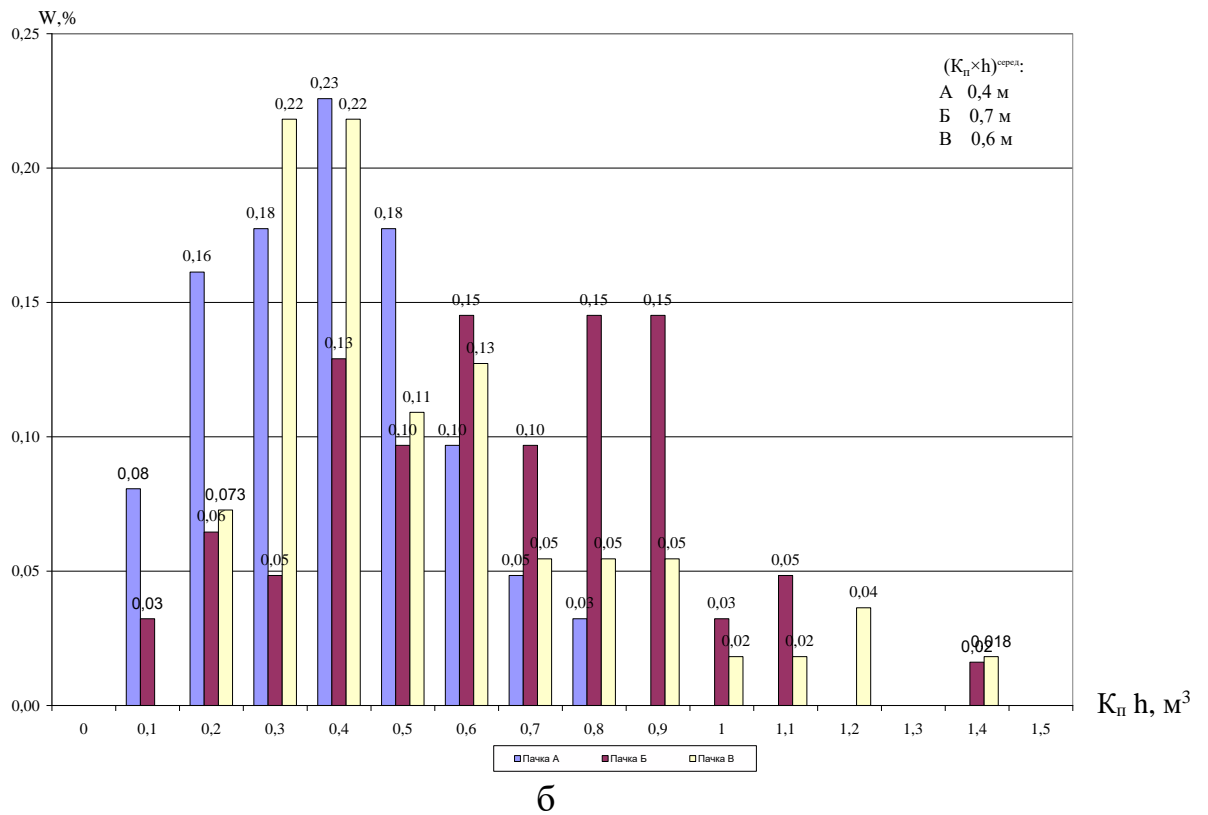
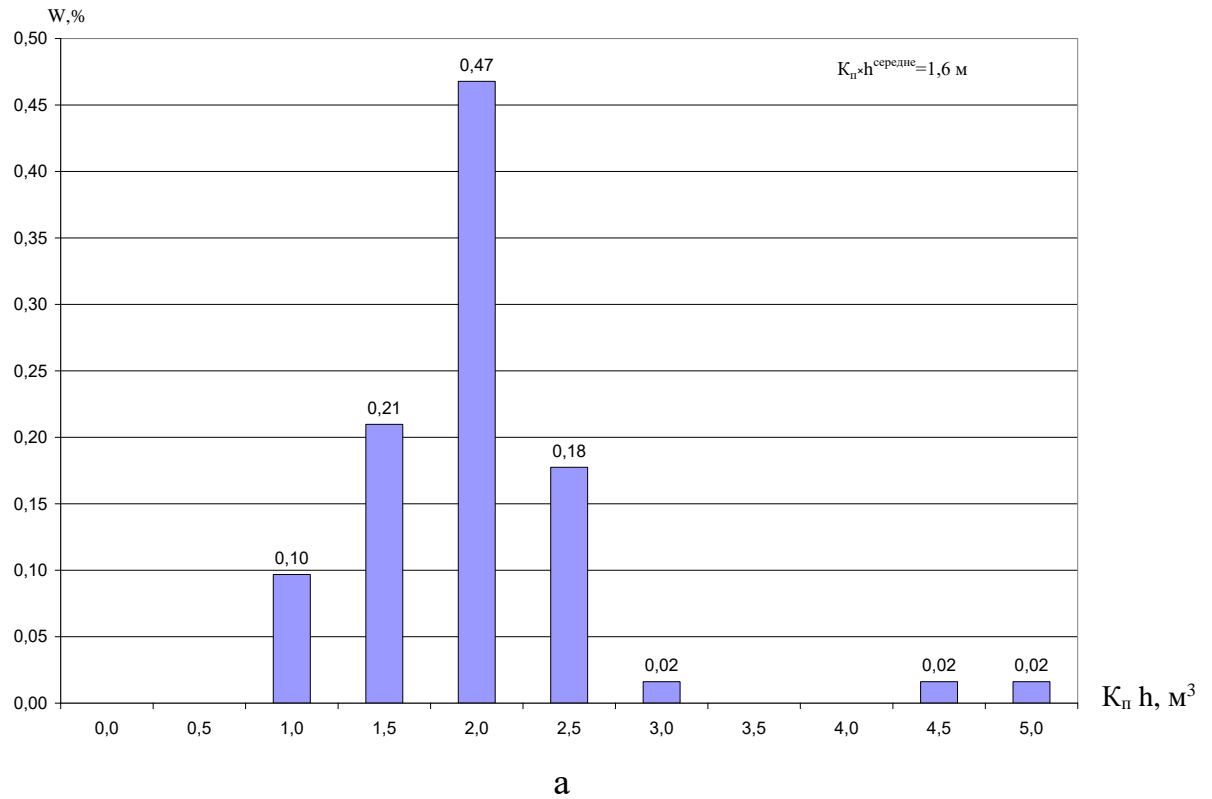


Рисунок 2.5 – Розподіл лінійного ефективного об’єму пласта-колектора І-2 по свердловинам Краснопопівського ПСГ
а – для всіх пачок (А, Б, В); б – для А+Б+В

Таблиця 2.1 – Вибірка абсолютних мінімальних та максимальних глибин ГВК, за роки експлуатації Краснопопівського ПСГ (1971–2010 рр.).

№ св.	Глибини (абс. відмітки), м		ΔН, м
	мін.ГВК/рік	макс.ГВК/рік	
19		400,78/10	
20	385/92	390,34/02	5,3
23	393/92	409/71	16
24	354,6/92	380,8/80	26,2
25	379/91	390,27/02	11,27
26		380/92	
27	390,5/92	400,4/95	9,9
28		390/96	
31	378,91/03	385/92	6,09
32	381/92	381,6/91	0,6
33		386,7/92	
34	377,18/92	392,57/02	15,4
35		377,5/93	
36	377,18/11	389,4/93	12,22
37	379,1/95	390/95	10,9
38		385,6/95	
39	336,5/95	392,8/79	56,3
40	378/95	389/95	11
43		380,4/92	
44		381,3/92	
45	380,8/80	382/92	1,2
46	390/96	401,7/10	11,7
50		383,6/92	
52		386/92	
53		383,1/93	
54		370,7/92	
55	375/96	380,8/93	5,8
56	366,6/92	375/91	8,4
57		364,9/92	
58		380/92	
59		378,3/91	
60	393,5/80	400,7/91	7,2
61	370/95	378/80	8
62		386,2/92	
63		378,5/92	
64	376,57/01	386,5/96	9,93
65		384,1/92	
66		388,7/92	
68		384,8/92	
69		386,5/92	
72	408/96	409/96	1
	Дані використані для побудови поверхонь ГВК, з урахуванням закачки або відкачки газу		

2.5 Польові сейсмозвідувальні дослідження 2D 3С та топогеодезичні роботи.

2.5.1 Топогеодезичні роботи

Територія Краснопопівського ПСГ знаходиться в сільськогосподарському районі з невеликою кількістю сіл з безсистемною забудовою. Рельєф місцевості являє собою пологу рівнину, пересічену ярами та балками, часто заболоченими в заплавах річок або покритими лісом (рис. 2.2). Гідрографічна мережа представлена невеликими озерами та річками. В районі достатньо розвинена транспортна автомобільна мережа. На площі знаходяться декілька трубопроводів з багаточисленними відгалуженнями, високовольтні лінії електропередач, підземні і наземні кабелі зв'язку тощо. Це суттєво ускладнювало проведення сейсмозвідувальних робіт. Тому, положення кожної лінії ретельно перевірялося з нанесенням на карту усіх можливих перешкод і варіантів їх обходу.

В межах площі досліджень також як і на Солохівській площі додатково виконувались роботи з визначення координат усіх наявних свердловин ПСГ та їх альтитуд. Отримані дані наведено в табл. 2.2 в порівнянні з даними ТОВ «Укргеоекологія». Основна кількість координат співпадає с точністю до 5 м. Перевага була віддана даним ТОВ «Укрнафтогазгеофізика».

2.5.2 Сейсмозвідувальні роботи

Збір сейсмічних даних на Краснопопівському ПСГ виконано в 2012 р. (квітень-травень) за технологією багатокомпонентної сейсмозвідки 2-D. Для визначення оптимальних параметрів збудження та прийому сейсмічних коливань було проведено комплекс дослідних робіт.

Таблиця 2.2 – Порівняльна таблиця польових робіт з визначення координат та висот свердловин Краснопопівського ПСГ, проведених ТОВ «Укргеоекологія» та ТОВ «Укрнафтогазгеофізика»

ТОВ «Укргеоекологія»					ТОВ «Укрнафтогазгеофізика»						
Балт. система висот 1963 р.				Alt, м	WGS84		WGS84		Alt, м	Різниця	
					x	y	x'	y'		Δx, м	Δy, м
1	1	5429889,112	6279189,707	68,463	5437083,81	442574,96					
2	2 p	5429832,019	6278283,017	59,242	5437032,72	441668,25					
3	4 p	5433033,186	6276181,942	56,569	5440246,49	439589,08	5440250,717	439593,07	69,67	4,22	3,99
4	7	5430409,953	6278286,619	62,800	5437610,40	441675,66					
5	8	5429304,844	6279584,386	74,503	5436497,17	442965,64					
6	9	5432157,091	6278447,756	67,165	5439355,80	441848,25					
7	10	5432028,184	6275672,346	64,079	5439245,24	439073,06	5439249,513	439077,208	76,24	4,28	4,15
8	11	5435653,195	6274899,572	104,442	5442873,95	438324,47	5442877,86	438328,05	116,69	3,91	3,58
9	12p	5433059,365	6274770,439	143,369	5440281,97	438178,29					
10	13	5430116,055	6278952,456	64,120	5437312,23	442339,30					
11	14	5429537,893	6278391,278	59,242	5436737,99	441774,53					
12	15	5431044,378	6277124,642	56,292	5438252,24	440518,31					
13	16	5429138,118	6278871,779	74,860	5436335,20	442252,21					
14	17p	5430375,627	6278342,791	61,988	5437575,72	441731,58					
15	19	5433947,738	6276043,273	56,616	5441161,61	439456,49	5441165,868	439461,19	68,79	4,26	4,70
16	20	5435300,317	6276275,140	57,563	5442512,14	439697,19	5442516,08	439701,84	69,53	3,94	4,65
17	21	5436094,118	6275505,580	138,703	5443310,71	438933,16	5443314,717	438936,778	150,614	4,01	3,62
18	22	5432787,088	6276534,096	55,356	5439998,17	439939,48	5440002,42	439943,94	67,51	4,25	4,46
19	23	54335637,066	6274824,210	102,498			5442862,20	438252,82	114,57		
20	24	5434220,561	6277093,819	64,675	5441427,40	440508,43	5441431,86	440512,26	76,72	4,46	3,83
21	25	5434900,170	6275955,142	57,726	5442114,26	439374,67	5442118,07	439378,753	69,55	3,82	4,08

Продовження таблиці 2.2

ТОВ «Укргеоекологія»					ТОВ «Укрнафтогазгеофізика»						
Балт. система висот 1963 р.				Alt, м	WGS84		WGS84		Alt, м	Різниця	
					x	y	x'	y'		Δx, м	Δy, м
22	26	5434179,948	6274513,732	79,469	5441403,81	437929,07	5441407,662	437933,84	93,96	3,85	4,77
23	27	5434210,606	6274483,013	77,693	5441434,66	437898,56	5441439,033	437902,79	92,18	4,37	4,23
24	28	5433324,459	6277074,927	60,601	5440531,77	440483,64	5440535,61	440487,43	72,77	3,84	3,79
25	29	5433682,941	6273533,076	114,987	5440913,46	436945,51	5440918,101	436948,77	127,03	4,64	3,26
26	30	5434071,172	6278106,208	68,665	5441271,40	441519,45	5441275,46	441523,38	80,73	4,06	3,93
27	31	5434551,380	6276035,714	56,594	5441765,07	439452,92	5441769,898	439456,89	68,709	4,83	3,98
28	32	5434691,575	6275997,459	56,625	5441905,46	439415,60	5441909,699	439419,416	68,665	4,24	3,82
29	33	5434297,953	6275885,864	56,576	5441512,73	439301,45	5441516,891	439304,86	68,66	4,16	3,41
30	34	5434226,157	6275872,945	56,127	5441441,04	439288,06	5441445,49	439292,21	68,07	4,45	4,15
31	35	5434147,855	6275884,368	56,127	5441362,70	439298,97	5441366,845	439302,60	68,51	4,15	3,64
32	36	5434253,283	6275810,718	56,419	5441468,57	439226,04	5441472,099	439230,37	68,55	3,53	4,33
33	37	5434225,519	6275759,766	57,412	5441441,15	439174,92	5441442,979	439178,15	69,36	1,83	3,22
34	38	5434184,638	6275801,316	56,733	5441400,01	439216,19	5441404,043	439219,39	68,78	4,03	3,20
35	39	5434119,116	6275774,853	56,437	5441334,69	439189,30	5441338,842	439192,31	68,52	4,15	3,01
36	40	5434190,431	6275690,647	56,965	5441406,53	439105,60	5441410,776	439109,10	69,00	4,24	3,50
37	41	5433404,160	6276059,761	56,269	5440618,13	439469,39	5441521,386	439479,34	69,35	903,25	9,95
38	41 бис	5434240,516	6275692,747	57,287	5441456,59	439108,03	5441459,764	439111,06	69,10	3,18	3,03
39	42	5433989,763	6275521,125	87,425	5441207,06	438934,82	5441210,78	438939,09	99,47	3,72	4,27
40	43	5434005,585	6275413,337	93,144	5441223,59	438827,18	5441227,354	438831,13	105,07	3,77	3,95
41	44	5434015,135	6275321,293	96,923	5441233,74	438735,23	5441237,835	438739,11	109,05	4,10	3,87
42	45	5433962,382	6275223,804	102,534	5441181,65	438637,44	5441185,868	438641,43	114,72	4,22	4,00
43	46	5433306,734	6276246,622	55,717	5440519,51	439655,54	5440523,70	439659,80	67,82	4,19	4,26
44	47	5434492,169	6276059,662	56,631	5441705,72	439476,46	5441709,71	439480,77	68,77	3,99	4,30

Продовження таблиці 2.2

ТОВ "Укргеоекологія"					ТОВ «Укрнафтогазгеофізика»						
Балт. система висот 1963 р.				Alt, м	WGS84		WGS84		Alt, м	Різниця	
					x	y	x'	y'		Δx, м	Δy, м
45	48	5433540,688	6276327,839	58,120	5440752,84	439738,26	5440756,78	439742,42	70,21	3,94	4,15
46	49	5434712,070	6277127,208	62,939	5441918,50	440545,05	5441922,675	440549,012	74,828	4,17	3,96
47	50	5433921,952	6275118,091	108,275	5441141,93	438531,50	5441146,236	438535,26	120,55	4,30	3,77
48	51	5434004,641	6274922,172	109,585	5441225,88	438336,20	5441229,835	438340,01	121,63	3,96	3,81
49	52	5433967,948	6274853,875	115,006	5441189,65	438267,68	5441193,296	438271,72	126,99	3,64	4,04
50	53	5433999,626	6274721,181	113,565	5441222,19	438135,25	5441226,431	438139,06	125,71	4,24	3,81
51	54	5434189,609	6277023,461	64,313	5441396,93	440437,90	5441400,544	440441,685	76,407	3,62	3,79
52	55	5434199,707	6276920,021	62,973	5441407,70	440334,56	5441411,567	440338,723	75,077	3,87	4,16
53	56	5434510,506	6277018,854	62,731	5441717,73	440435,41	5441721,31	440439,28	74,93	3,58	3,88
54	57	5434745,973	6277102,301	63,990	5441952,56	440520,37	5441956,808	440524,231	76,161	4,25	3,86
55	58	5434247,424	6276874,307	62,796	5441455,70	440289,18	5441459,846	440292,868	74,852	4,14	3,69
56	59	5435190,043	6276216,258	56,659	5442402,30	439637,60	5442406,087	439641,634	68,786	3,79	4,04
57	60	5433946,652	6277433,409	65,327	5441151,36	440846,09	5441155,233	440850,627	77,483	3,87	4,54
58	61	5434648,395	6276892,053	62,267	5441856,40	440309,56	5441860,055	440313,861	74,146	3,65	4,30
59	62	5434629,258	6276055,407	56,854	5441842,79	439473,11	5441846,719	439477,15	68,855	3,93	4,04
60	63	5434774,203	6276035,703	56,585	5441987,81	439454,37	5441992,072	439458,445	68,734	4,27	4,07
61	64	5435107,388	6276137,919	56,427	5442320,19	439558,75	5442326,23	439561,97	68,54	6,04	3,22
62	65	5434890,540	6276129,522	56,620	5442103,48	439548,92	5442107,76	439552,42	68,77	4,28	3,50
63	66	5434904,179	6276032,090	56,581	5442117,76	439451,62	5442120,75	439455,41	68,76	3,00	3,79
64	67	5435018,146	6276087,981	56,716	5442231,31	439508,24	5442235,517	439512,761	68,765	4,21	4,52
65	68	5434674,613	6276125,861	56,574	5441887,66	439543,84	5441892,17	439547,76	68,80	4,51	3,92
66	69	5434136,311	6277057,885	64,316	5441343,42	440471,96	5441347,96	440476,37	76,45	4,54	4,41
67	70	5434998,914	6276680,343	60,215	5442208,18	440100,25	5442213,215	440103,406	72,694	5,03	3,16

Продовження таблиці 2.2

ТОВ «Укргеоекологія»							ТОВ «Укрнафтогазгеофізика»				
Балт. система висот 1963 р.				Alt, м	WGS84		WGS84		Alt, м	Різниця(м)	
					x	y	x'	y'		Δx, м	Δy, м
68	71	5433883,607	6274997,114	114,690	5441104,40	438410,31	5441108,428	438413,74	126,74	4,03	3,43
69	72	5433217,733	6275548,842	102,199	5440435,14	438957,44	5440438,515	438962,48	114,94	3,37	5,04
70	73	5436000,031	6276469,698	56,916	5443210,30	439896,28					
71	80	5434053,590	6278078,009	68,944	5441254,01	441491,14	5441258,19	441495,05	81,03	4,19	3,90
72	100	5429945,194	6279002,346	66,324	5437141,11	442388,05					
73	101	5430781,181	6278331,480	62,387	5437981,19	441722,95					
74	103	5429528,597	6278387,757	59,091	5436728,72	441770,95					
75	101p	5430796,754	6278290,473	62,790	5437997,03	441682,06					
76	823	5431331,241	6276020,098	59,142	5438546,27	439416,08					
77	820	5431756,738	6276615,647	58,573	5438967,68	440014,20					
78	821	5431005,070	6276195,444	60,874	5438219,07	439589,21					
79	836	5430838,342	6276527,306	58,426	5438050,22	439919,85					
80	818	5430730,265	6277038,963	58,996	5437938,81	440430,59					
81	818a	5430766,678	6277009,177	54,816	5437975,41	440401,06					
82	828	5430367,053	6277220,451	56,659	5437574,54	440609,62					
83	816	5430387,023	6276822,768	58,820	5437597,13	440212,22					
84	Інв. №3238	5432508,615	6276119,273	54,632	5439722,54	439522,98					
85	Інв. №10089	5431917,952	6276406,809	57,988	5439130,21	439806,51					
86	Інв. №3233	5432435,465	6276520,529	60,015	5439646,77	439923,60					
87	Інв. №3236	5432230,622	6276609,888	58,318	5439441,42	440011,57					

Закінчення таблиці 2.2

ТОВ «Укргеоекологія»					ТОВ «Укрнафтогазгеофізика»						
Балт. система висот 1963 р.				Alt, м	WGS84		WGS84		Alt, м	Різниця	
					x	y	x'	y'		Δx, м	Δy, м
88	Інв. №10085	5432061,519	6276130,277	59,248	5439275,54	439531,03	5441362,40	440427,22	77,06		
89	819	5431339,088	6276373,457	60,105	5438551,79	439769,35	5442629,778	439703,266	69,177		
90	835	5431247,619	6276674,920	58,622	5438458,36	440070,10	5441963,1	440376,642	74,686		
91	Інв. №3243	5431660,283	6276207,358	58,754	5438873,95	439605,44					
92	806	5430089,554	6277037,451	58,741	5437298,36	440424,86					
93	Інв. №3245	5430957,601	6276865,149	58,970	5438167,21	440258,34					
94	1a	5432425,028	6276421,044	55,951	5439636,99	439824,08					
95	2m	5432424,718	6276423,778	55,761	5439636,67	439826,81					

Всього на площі виконано сейсмозв'язувальні роботи на 18 профілях різної довжини загальною довжиною – 74.42 пог. км. (рис.2.2, 2.3). Всі профілі розташовані з урахуванням положення свердловин. Основні параметри сейсмічної зйомки наступні:

тип свіп-сигналу:	лінійний;
нижня частота:	14 Гц;
верхня частота:	90 Гц;
довжина свіп-сигналу:	12 с;
система спостережень	центральна-симетрична
кількість активних каналів для X,Y та Z компонент	181x3=543
мінімальна відстань джерело-приймач	L min = 0 м
максимальна відстань джерело-приймач	L max = 1350 м
крок пунктів прийому	$\Delta X_R = 15$ м
крок пунктів збудження	$\Delta X_S = 15$ м
крок середніх точок	$\Delta X_0 = 7,5$ м
кратність спостережень	90
загальна смуга частот збудження	14-90 Гц
довжина запису	8 сек
інтервал дискретизації за часом	1 мс
кількість накопичень	1-2

Контроль якості польових робіт проводився шляхом оперативної обробки сейсмозв'язувальних даних на базі польової експедиції (рис. 2.4 - 2.7).

2.6 Особливості даних багатокомпонентної сейсмозв'язки (2D-3C)

Обробка даних багатокомпонентної сейсмозв'язки є ітераційним процесом. За результатами кожної ітерації обробки і подальшої інтерпретації будується модель розподілу пружних параметрів геологічного середовища.

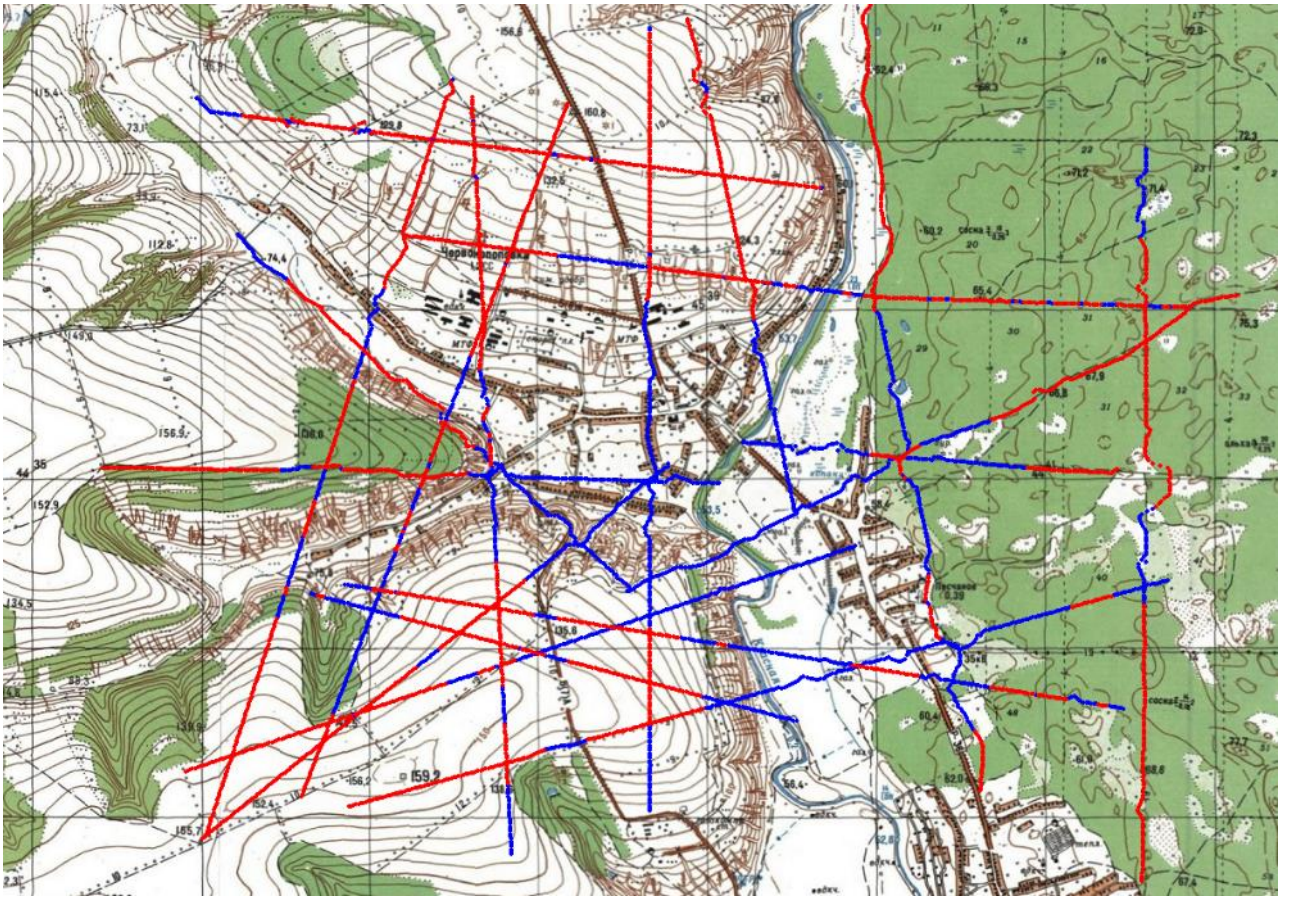


Рисунок 2.2 – Система спостережень на топографічній карті

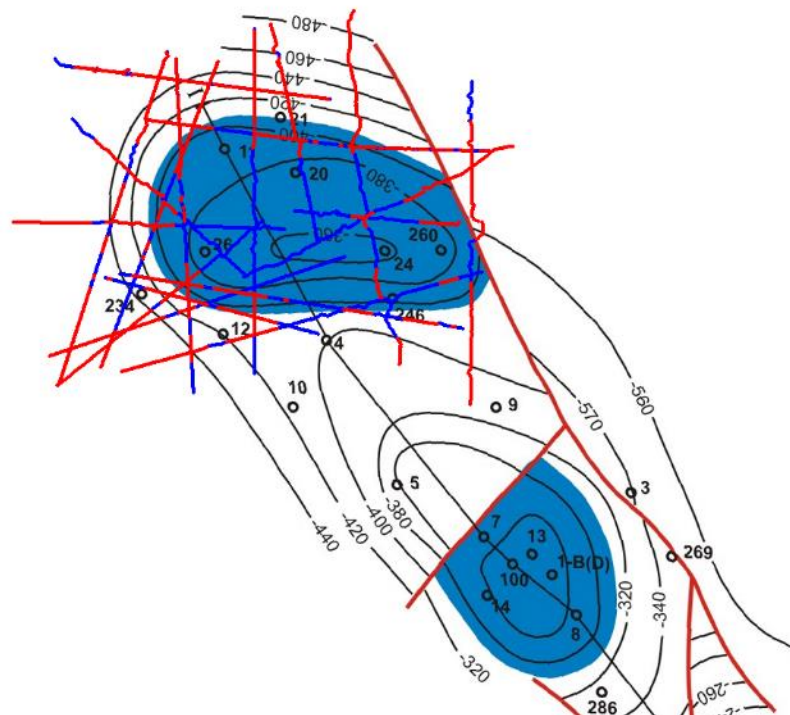


Рисунок 2.3 – Система спостережень на структурній карті

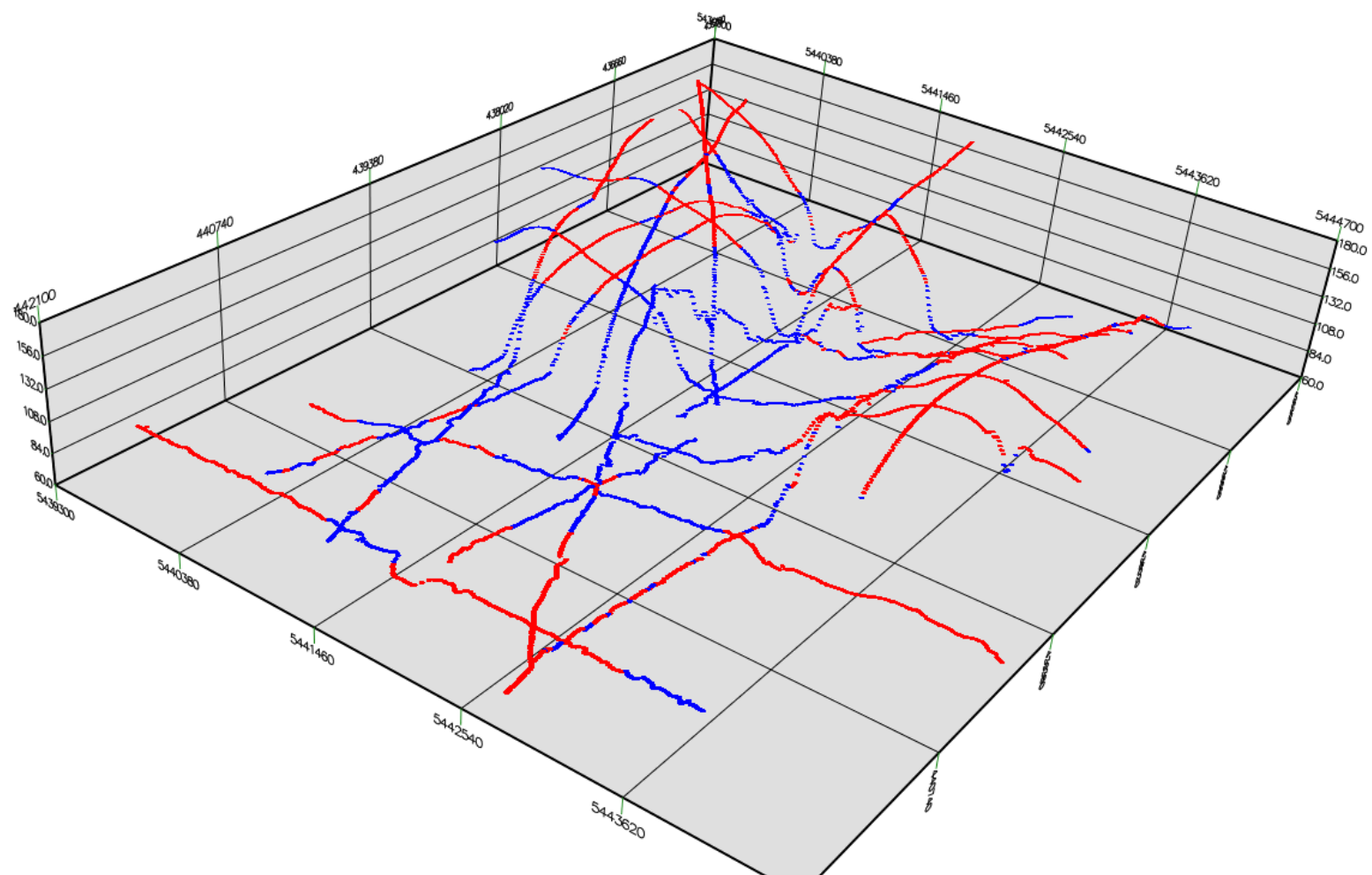


Рисунок 2.6 – Схема рельфу ліній спостереження

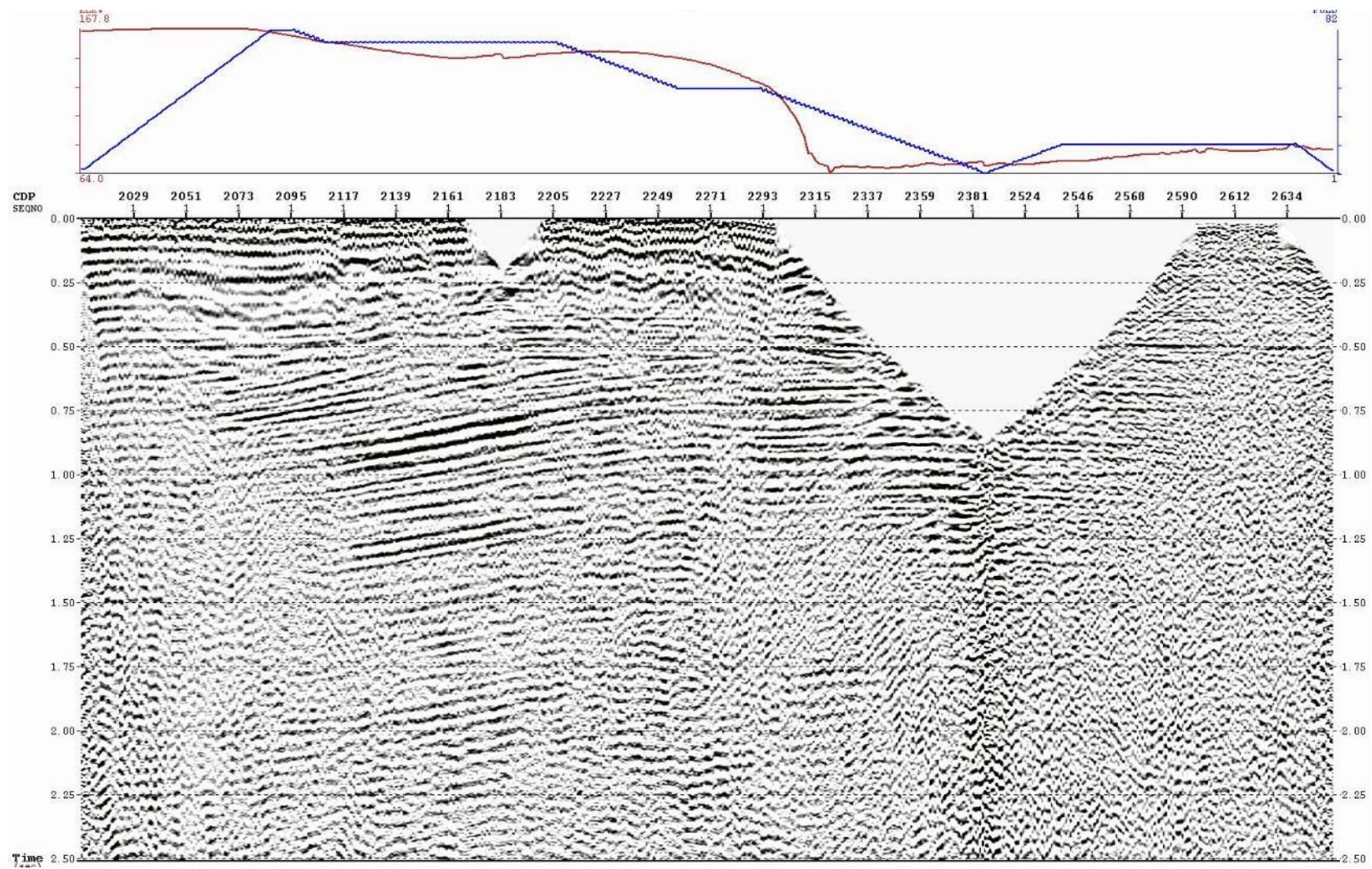


Рисунок 2.7 – Часовий розріз по лінії 10

Додатковим фактором, що ускладнює використання сейсмічних методів на базі обмінних хвиль, є нестійкість процесу обробки та інтерпретації. Це вимагає залучення апріорної інформації про розподіл швидкостей поздовжніх (P) і поперечних (S) хвиль у середовищі. Однак, переваги практичного використання методів багатокomпонентної сейсмозвідки в значній мірі компенсують наявні труднощі роботи з обмінними хвилями. З'являється можливість отримання поверхонь шарів із слабкою акустичною контрастністю [35, 36].

Розрізи різних типів хвиль відображають дещо різні властивості геологічного середовища, через формування хвильових пакетів, що відрізняються навіть при оптимальних для кожного типу хвиль умовах спостереження. Аналіз зсувної компоненти (S-хвилі) збільшує інформативність сейсмічного хвильового поля. В ньому проявляються нові, непомітні в області P-хвиль геологічні об'єкти. У ряді випадків у полі поздовжніх хвиль, наприклад під газовою шапкою, формується зона тіні, і побудова якісних структурних поверхонь стає ускладненою. На поперечну хвилю, на відміну від поздовжньої, насичення пор гірських порід практично не впливає. Отже з'являється можливість структурних побудов в газонасичених інтервалах.

Обробка сейсмічних обмінних відбитих PS хвиль має деякі особливості, що відрізняє її від роботи з традиційними даними PP хвиль. Наприклад, підрахунок кратності спостережень, особливості обчислення кінематичних поправок тощо.

Проблемним є визначення статичних поправок для S-хвилі, які в декілька разів більші ніж поправки для P-хвилі при тому ж положенні на поверхні спостережень. На відміну від швидкості P-хвиль, на швидкість S-хвиль не впливає рівень ґрунтових вод. Тому статичні поправки S-хвиль не корелюються з поправками для P-хвиль.

2.6.1 Формування моделі середовища по повздожній і поперечній хвилям.

Для визначення швидкісних характеристик розрізу було проаналізовано дані робіт ВСП на сусідніх площах – Макіївській та Передільській. Побудована первинна модель швидкісних та пружних параметрів (рис. 2.8). На рисунку використані такі позначення: H_{100} – лінія приведення 100 метрів над рівнем моря, T_p – вертикальний годограф для повздожньої хвилі, T_s – годограф для поперечної хвилі (T_p та T_s в мс).

Інші похідні параметри розраховуються за наступними формулами [48].

Середня швидкість:

$$V(p \vee s)_{av} = \frac{H}{T(s \vee p)}, \quad (2.1)$$

де V_{av} – середня швидкість для повздожньої (V_p) і поперечної (V_s) хвиль, м/с;

H – глибина від рівня приведення, м;

Інтервальна швидкість V_{int} для P і S хвиль:

$$V(p \vee s)_{int} = \frac{\Delta H}{\Delta T(s \vee p)}, \quad (2.2)$$

де ΔH – база (крок) по глибині, м;

ΔT – час пробігу P або S хвиль на інтервалі ΔH , мс.

Пластова швидкість V для P і S хвиль:

$$V(p \vee s) = \frac{\Delta h}{\Delta T(s \vee p)}, \quad (2.3)$$

де Δh – потужність пласта, м.

З застосуванням середніх, інтервальних і пластових швидкостей P і S хвиль відповідно розраховуються різні параметри – відношення $G = \frac{V_s}{V_p}$,

$K = \frac{V_p}{V_s}$, та коефіцієнт Пуасона:

$$P = \frac{(1 - 2 \cdot G^2)}{2 \cdot (1 - G^2)}, \quad (2.4)$$

2.6.2 Побудова початкової кінематичної моделі площі для різних типів хвиль.

На першому етапі будується кінематична модель сейсмограми ВСП для усіх можливих відбиттів як по повздовжнім так і по обмінним хвилям (рис. 2.9), а також імовірні траси однократних відбиттів для трьох типів хвиль – PP, PS і SS у глибинному масштабі. Вірогідність спотворення хвилі SS передбачалося ще на етапі проектування польових робіт, тому і було обрано час реєстрації даних більш ніж звичайно (9 секунд). Це дозволило отримати розрізи не тільки для PP і PS хвиль, але і для SS хвиль.

Для моделювання трас однократних відбиттів застосовувався елементарний імпульс сейсмічного сигналу (рис. 2.9), який був вилучений з хвильового поля. Надалі ці траси використовувались для ототожнення хвиль різних типів.

2.6.3 Моделювання хвильових полів.

Для більш впевненого ототожнення хвиль різних типів було застосовано математичне моделювання хвильових полів з початковою швидкісною та пружною моделлю середовища (рис. 2.8).

Змодельовані ймовірні хвильові поля як для вертикальної так і горизонтальної компонент ВСП (рис. 2.10) та можливих (для даної площі) сейсмограм PP, PS і SS хвиль (рис. 2.11) стандартної наземної приймальної розстановки.

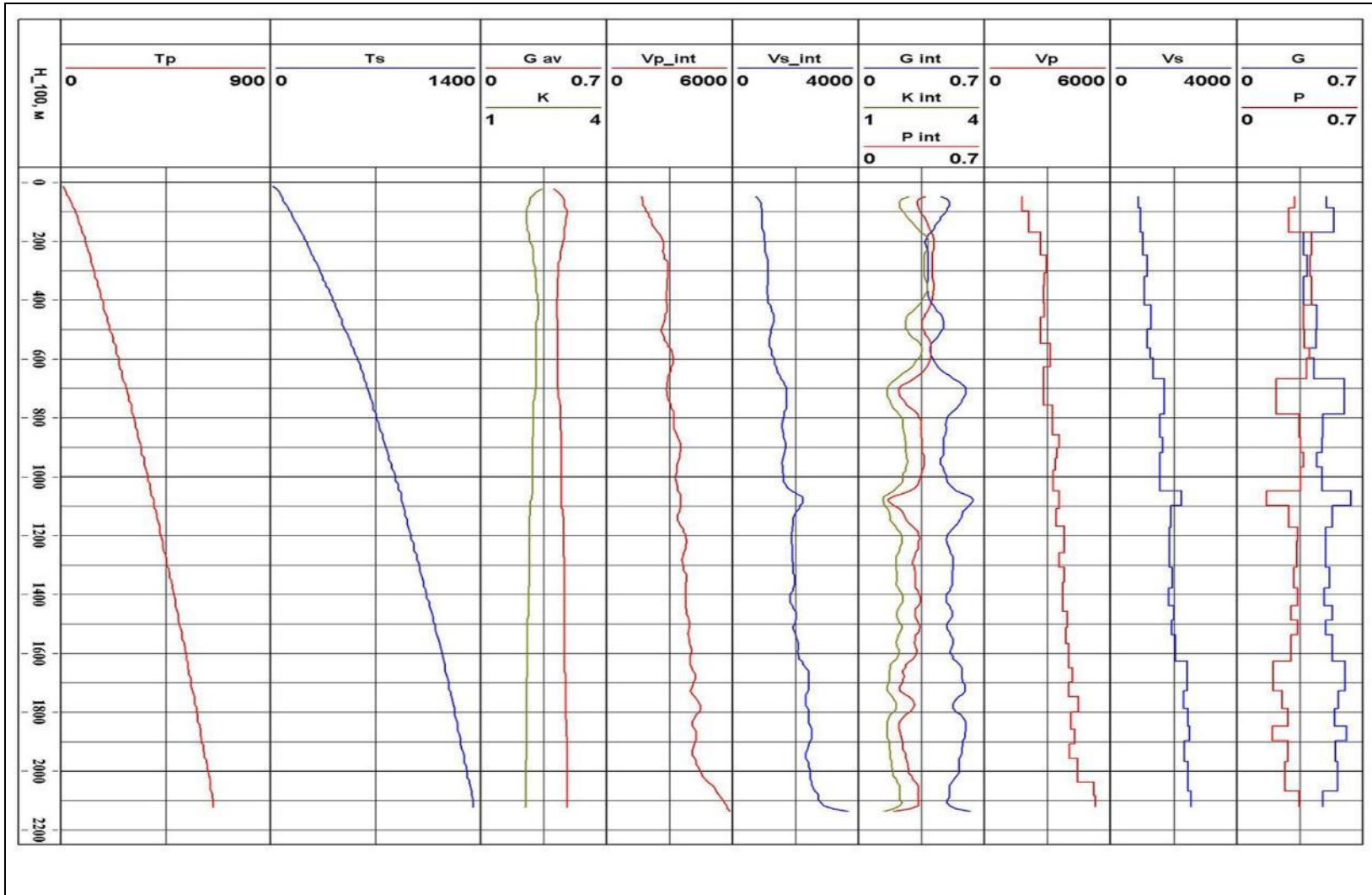


Рисунок 2.8 – Первинна модель розрізу по швидкісних та пружних параметрах на площі досліджень (пояснення у тексті)

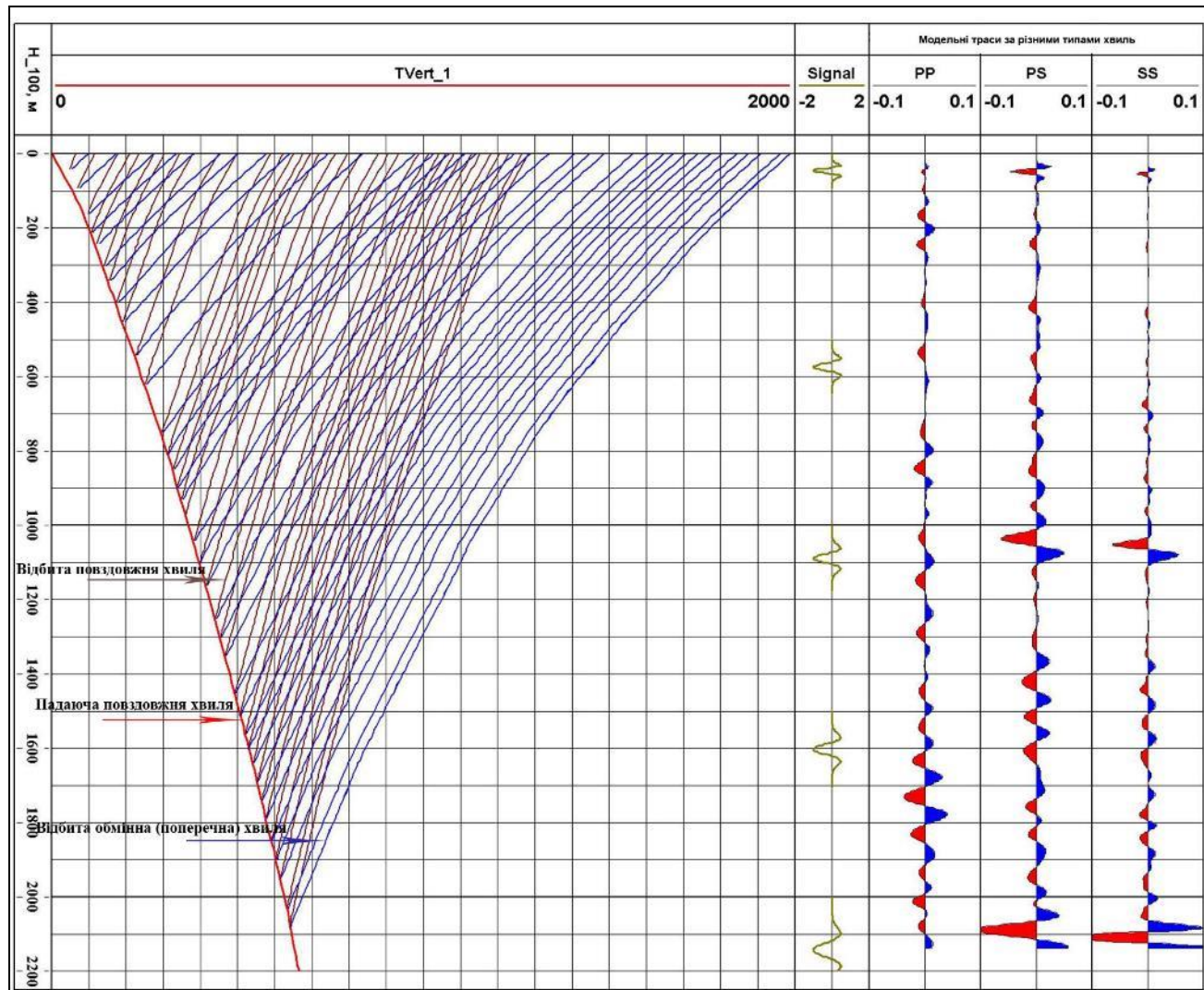


Рисунок 2.9 – Кінематичне моделювання можливих відбиттів хвиль різних типів

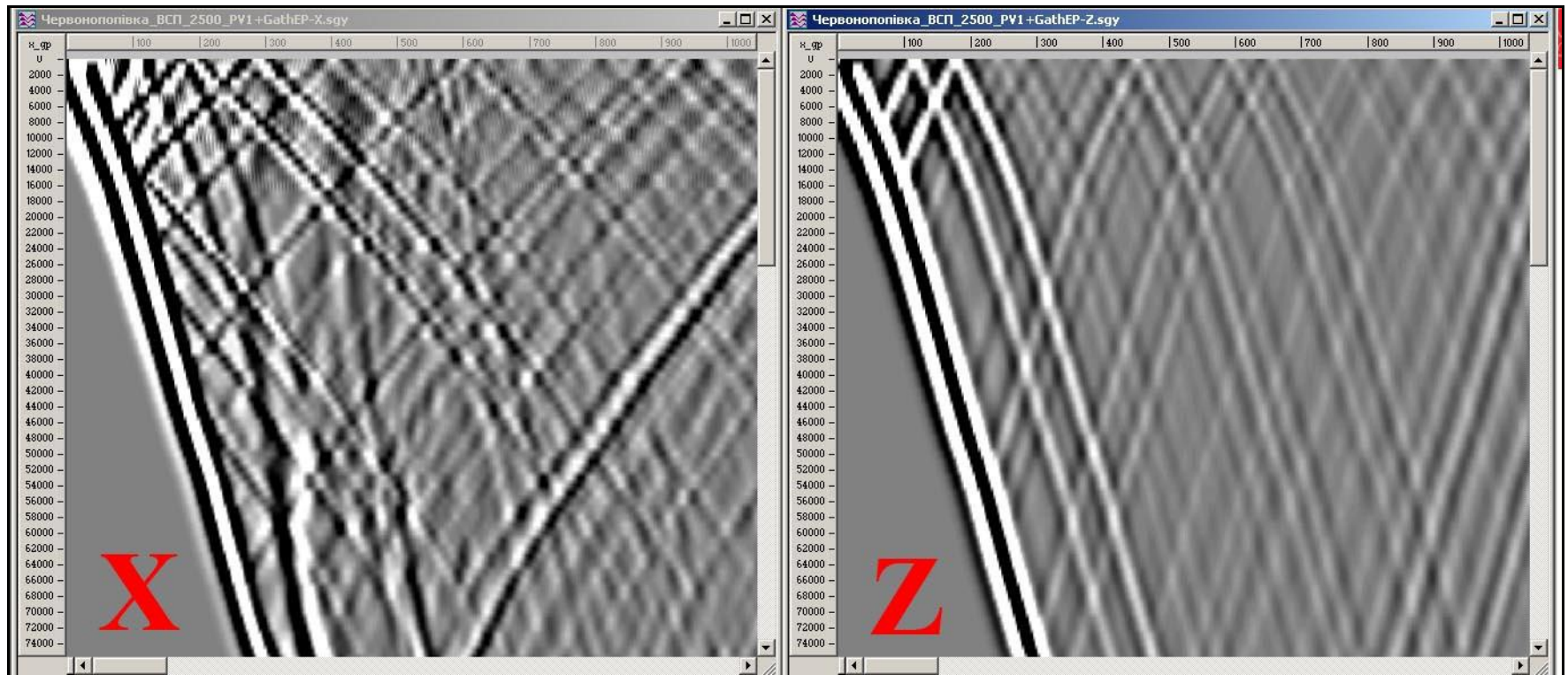


Рисунок 2.10 – Повнехвильове моделювання хвильового поля для горизонтальний (X) і вертикальний (Z) компонент ВСП

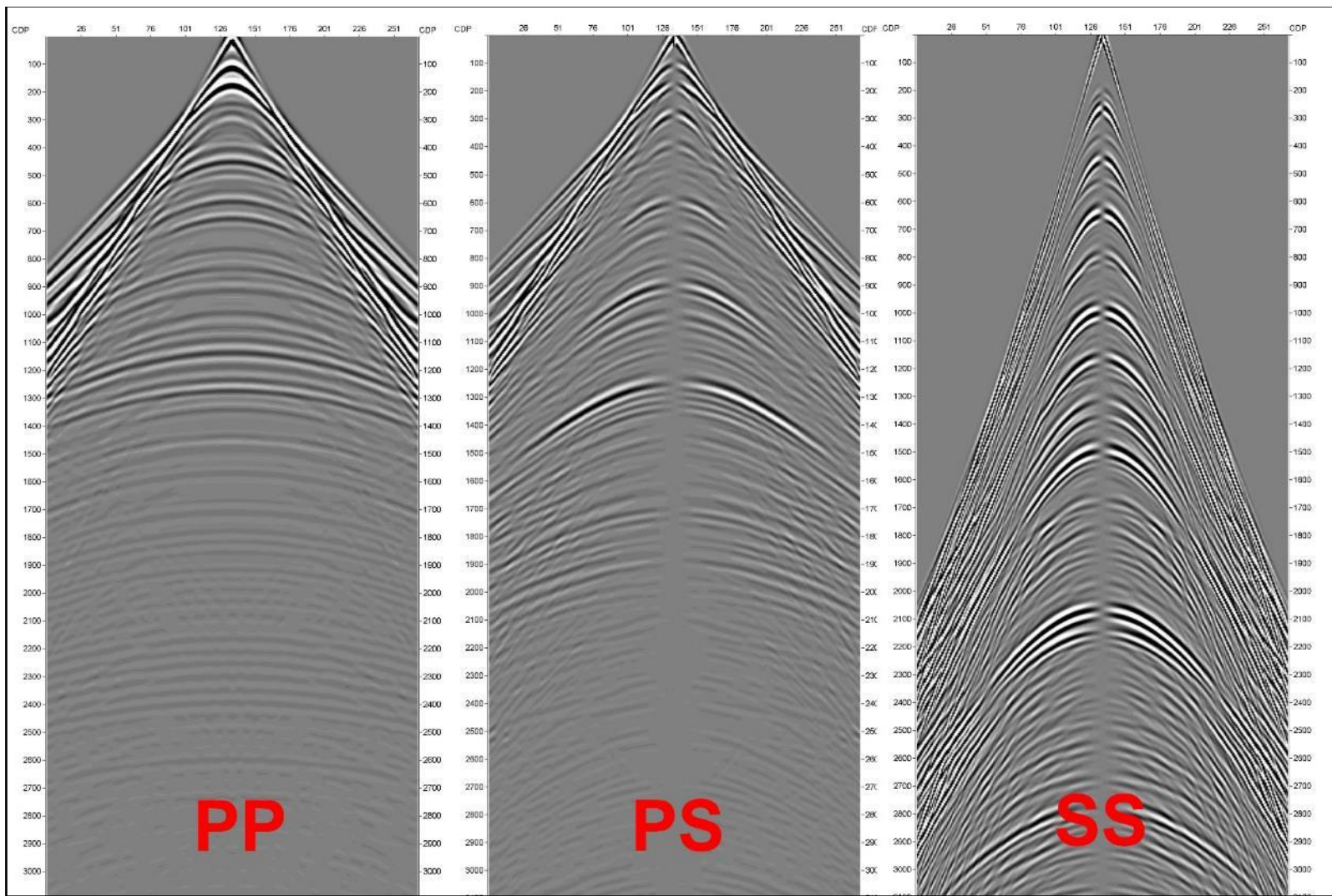


Рисунок 2.11 – Повнехвильове моделювання хвильового поля для PP , PS і SS хвиль

2.6.4 Основні положення технології обробки 2D ЗС

Основні процедури обробки сейсморозвідувальних даних наступні. Для профілів 2D для Z-компоненти (поздовжньої хвилі) використовувалася традиційна послідовність процедур обробки даних сейсморозвідки на поздовжніх хвилях.

Послідовність процедур обробки сейсморозвідувальних даних 2D для X- та Y-компонент (поперечних хвиль) має наступні особливості:

- створення моделі спільної точки обміну (СТО) та орієнтація компонент X та Y відповідно до умов розстановки;
- інтерактивне редагування даних та аналіз полярності;
- попередня обробка сейсмограм X- та Y – компонент;
- підсумовування та часова міграція сейсморозвідувальних даних обмінних хвиль.

На рис. 2.12 показані приклади сейсмограм, які були використані при інтерактивному аналізі швидкостей та гамма-функцій.

Приклади інтерактивного аналізу швидкостей підсумовування по методу спільної середньої точки (ССТ) та аналізу значень гамма-функцій показані на рис. 2.13 – 2.14.

Результати виконання процедур включених до графу обробки представлені на рис. 2.15-2.18.

Згідно методики, яка була описана вище, для кожного профілю було розраховано коефіцієнти Пуассона, які надалі використовувалися при інтерпретації даних (рис 2.19).

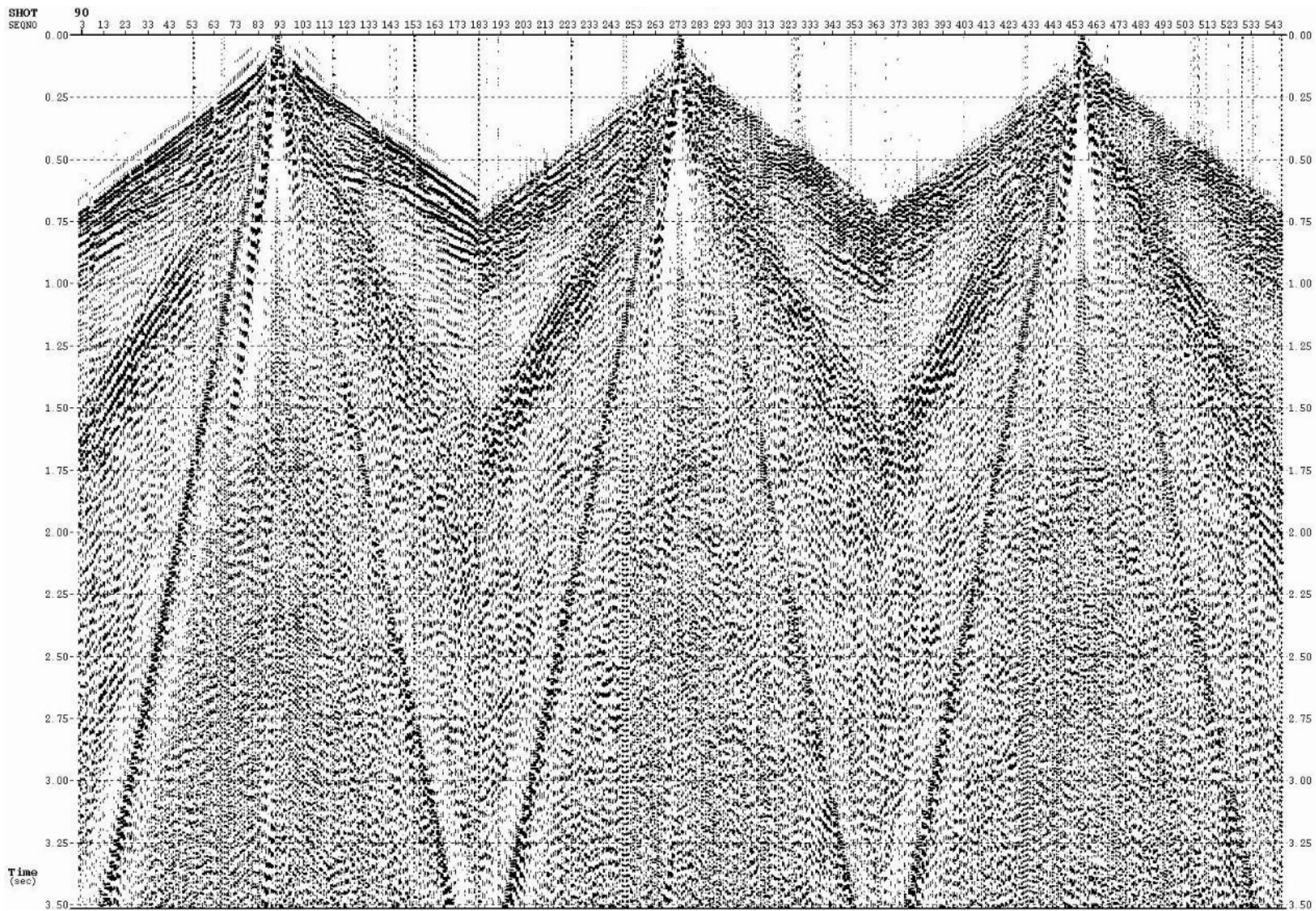


Рисунок 2.12 – Приклад багатокомпонентної сейсмограми (лінія 1) з розділеними компонентами (відповідно Z, X та Y)

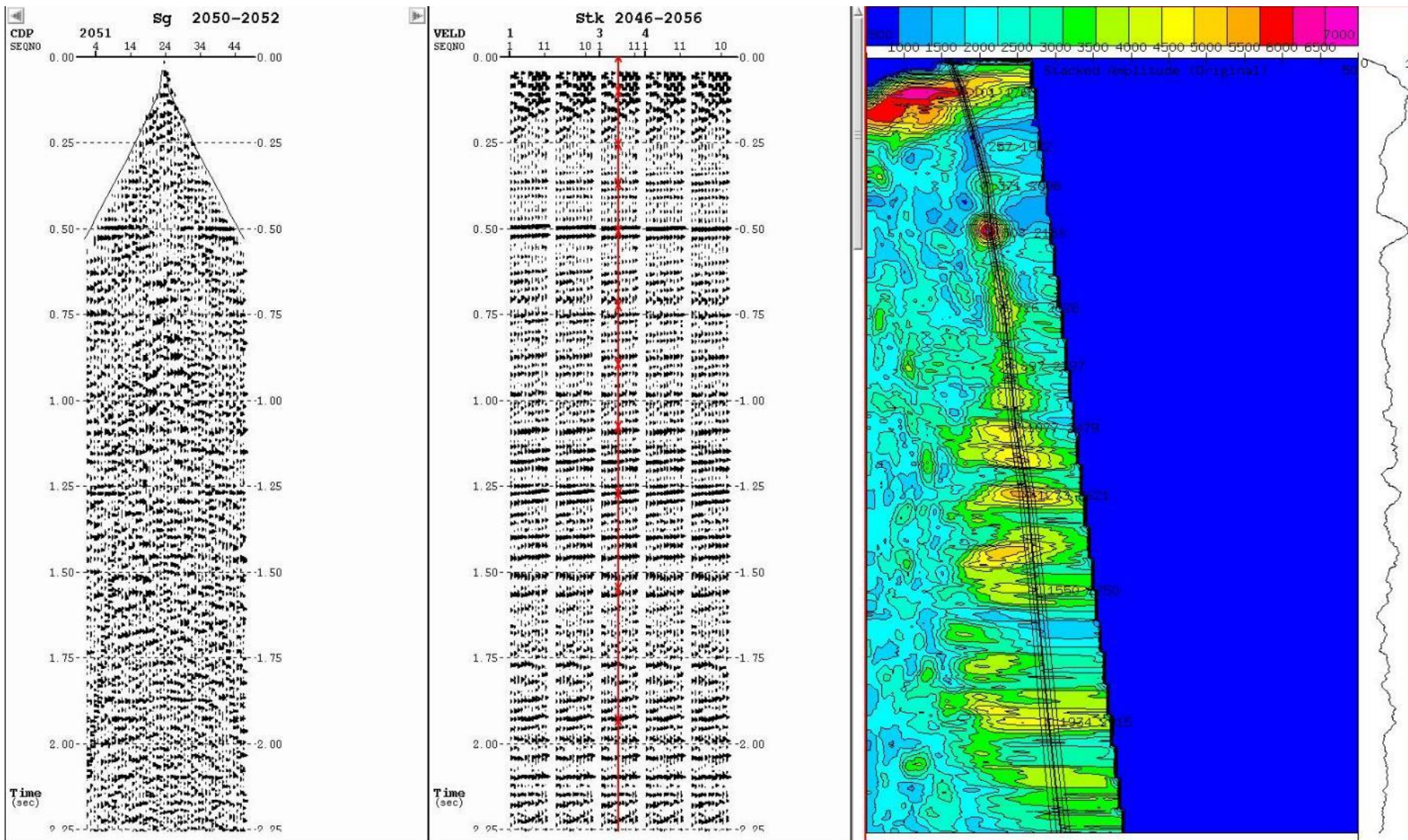


Рисунок 2.13 – Приклад аналізу швидкостей підсумовування по ССТ (лінія 1)

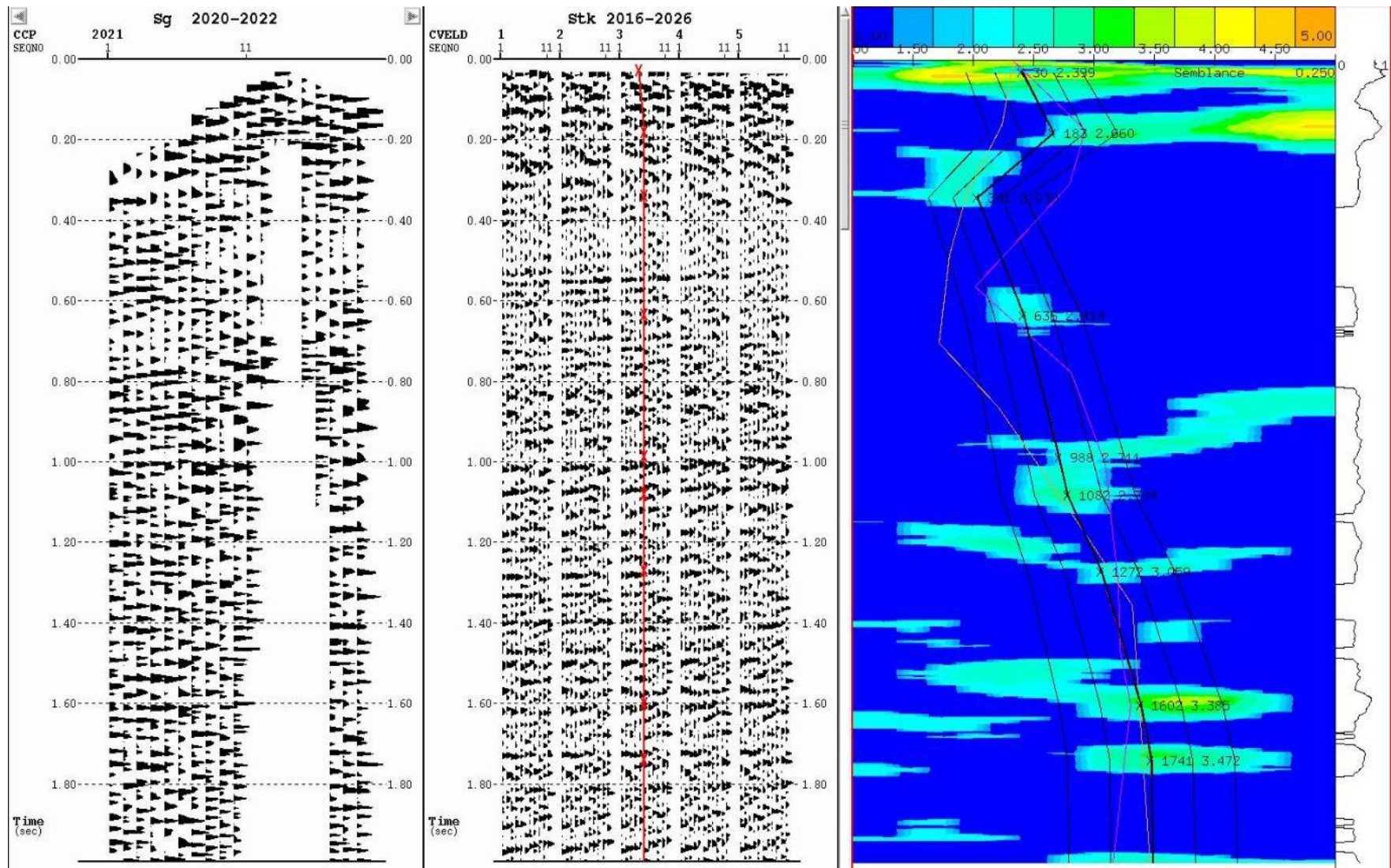
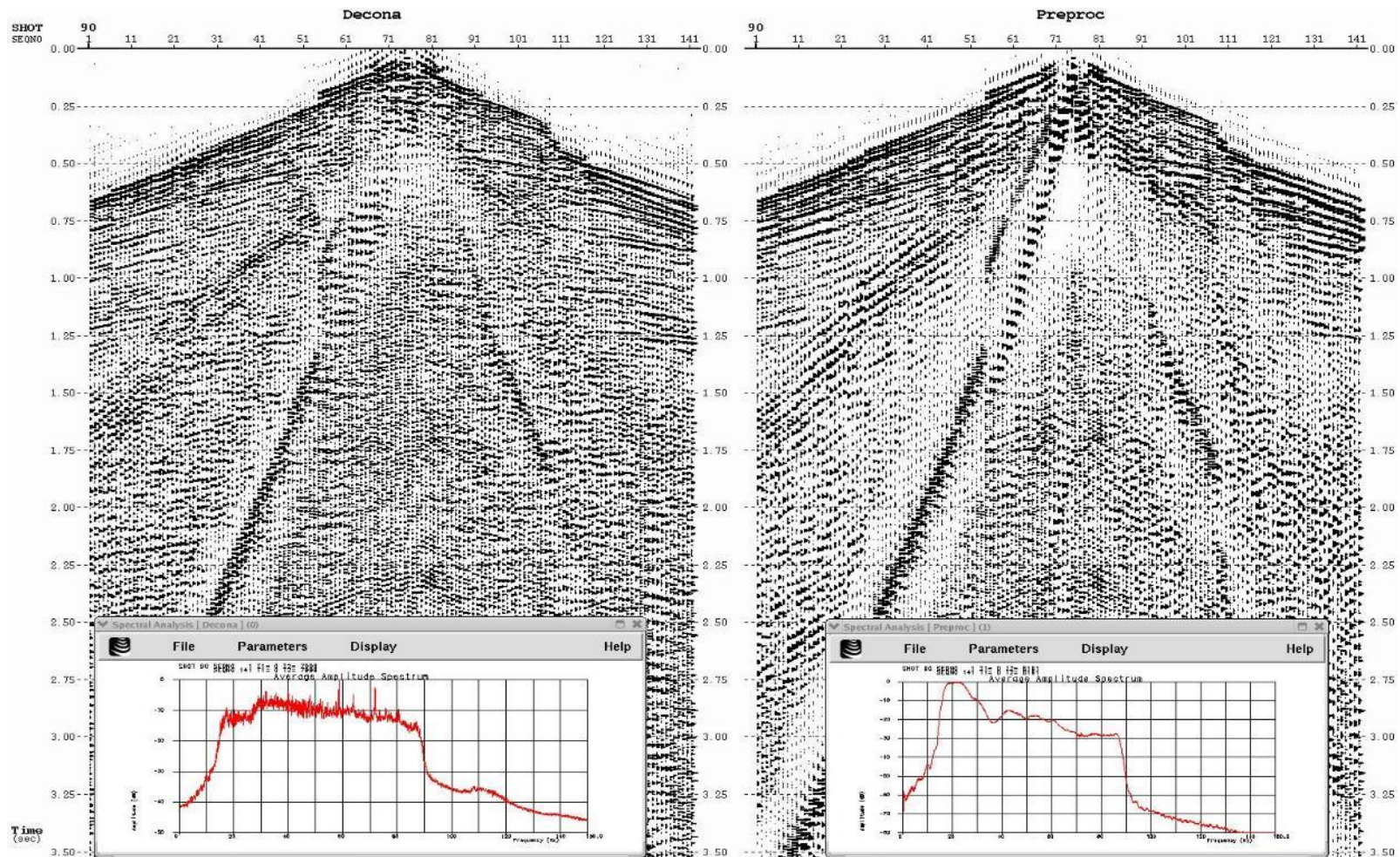


Рисунок 2.14 – Приклад аналізу значень гамма-функцій по СТО X компонента (лінія 1)



а

б

Рисунок 2.15 – Приклад сейсмограми по Z компоненті:

а – після деконволюції; б – перед деконволюцією.

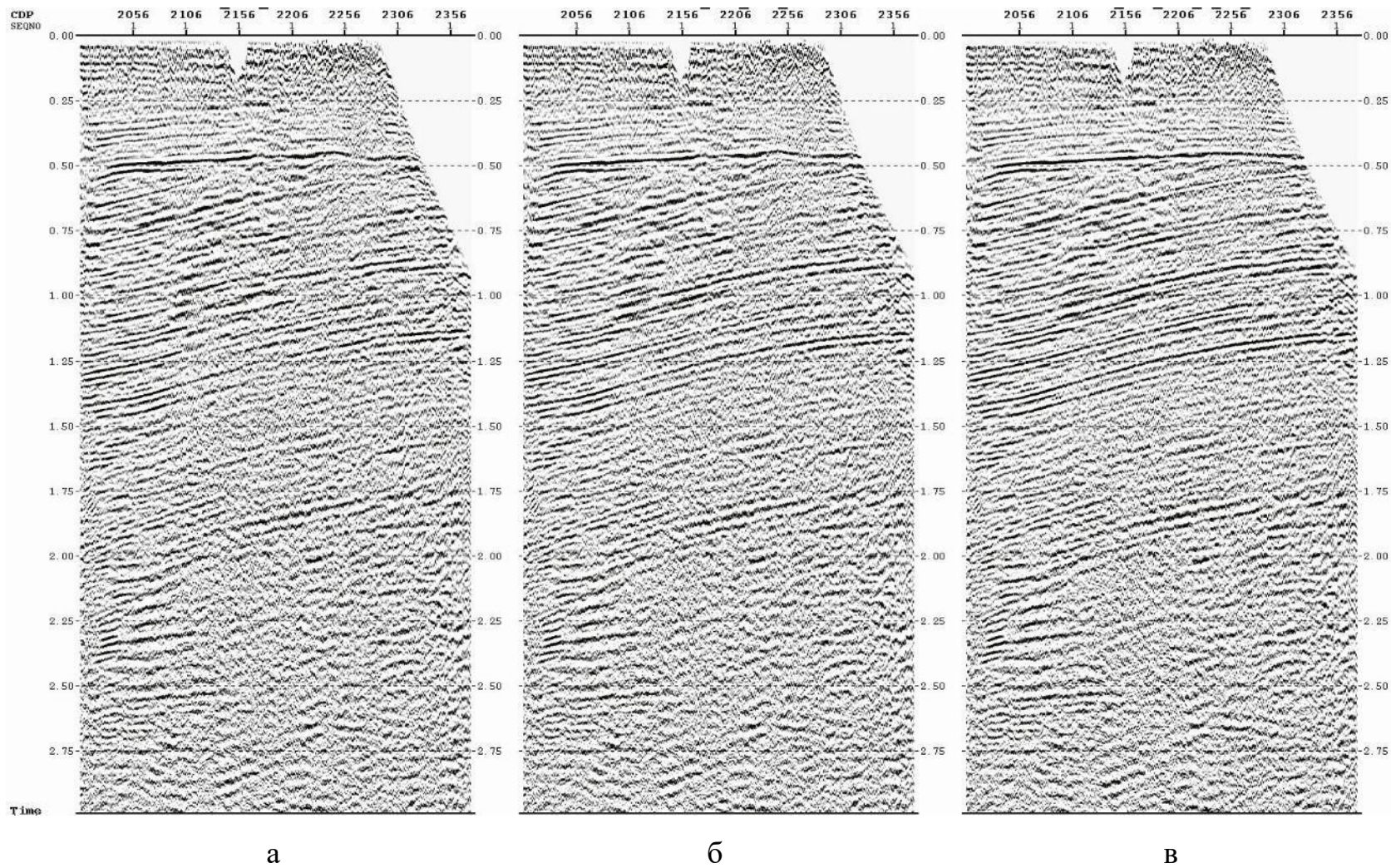
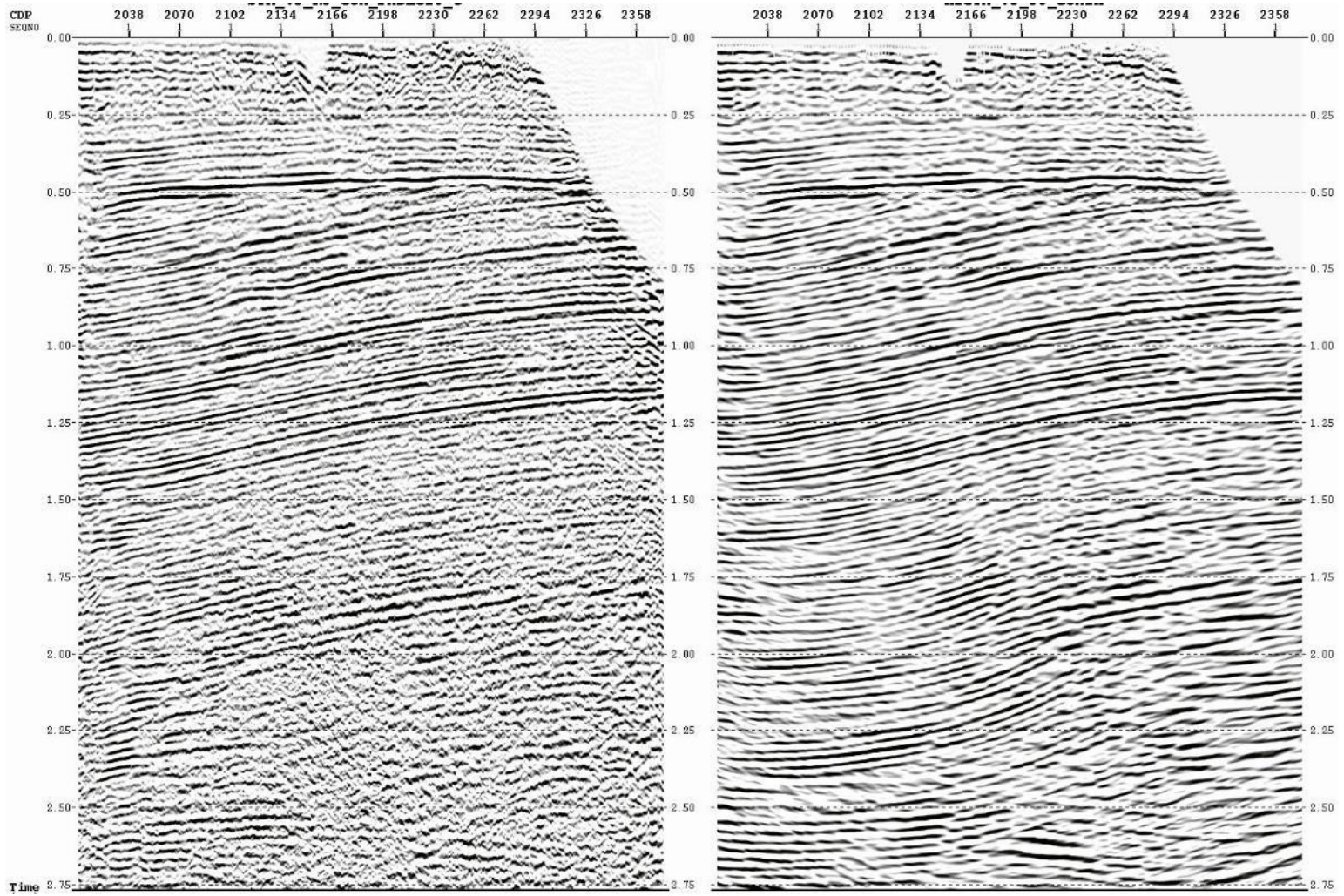


Рисунок 2.16 – Часовий розріз по лінії 1, Z компонента:
а – вхідний; б – після першого аналізу швидкостей; в – після першої корекції статичних поправок)



а

б

Рисунок 2.17 – Часовий розріз по лінії 1, Z компонента:
 а – результуюча сума; б – результат міграції

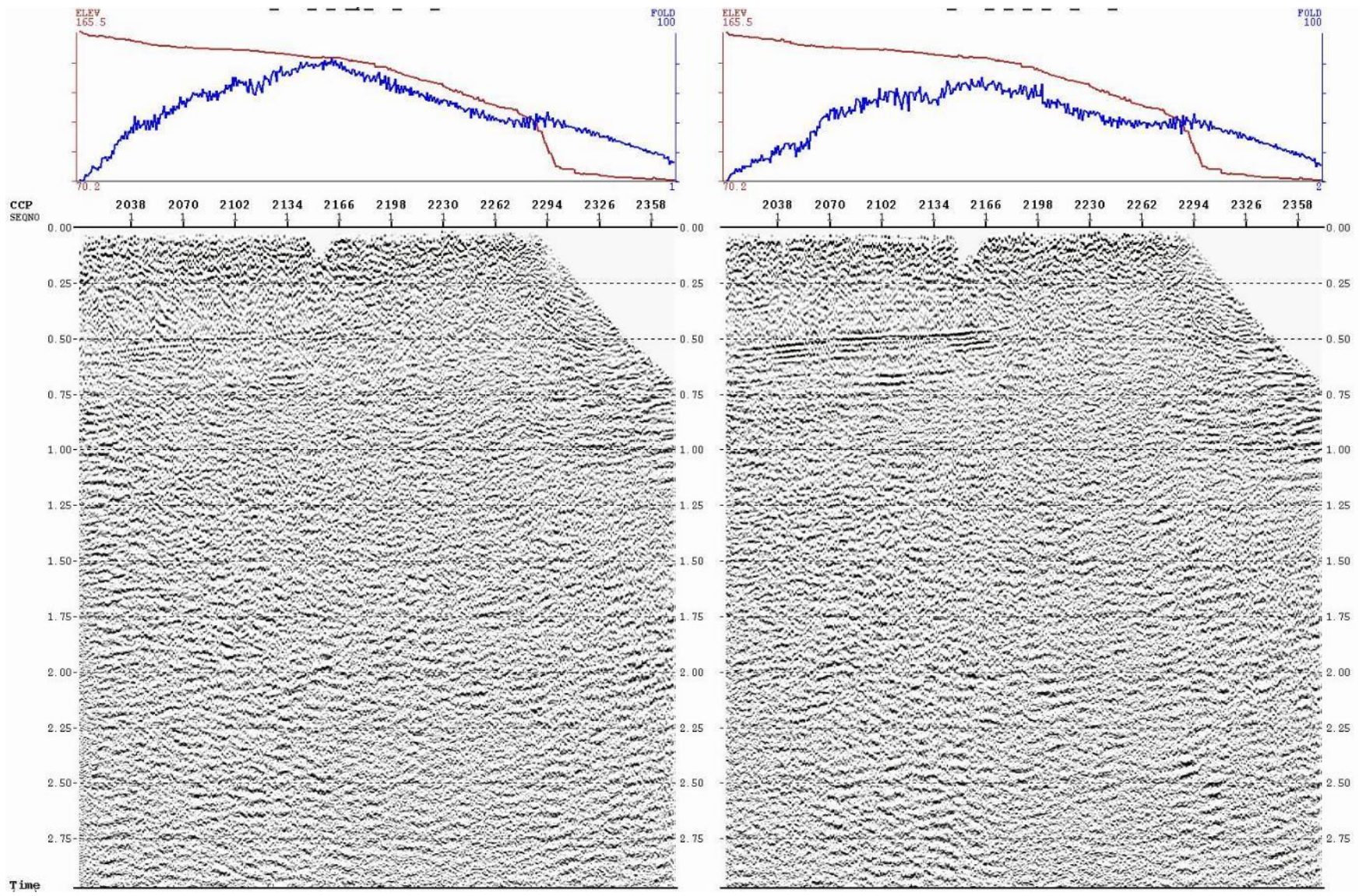


Рисунок 2.18 – Часовий розріз по лінії 1 Y та X компоненти

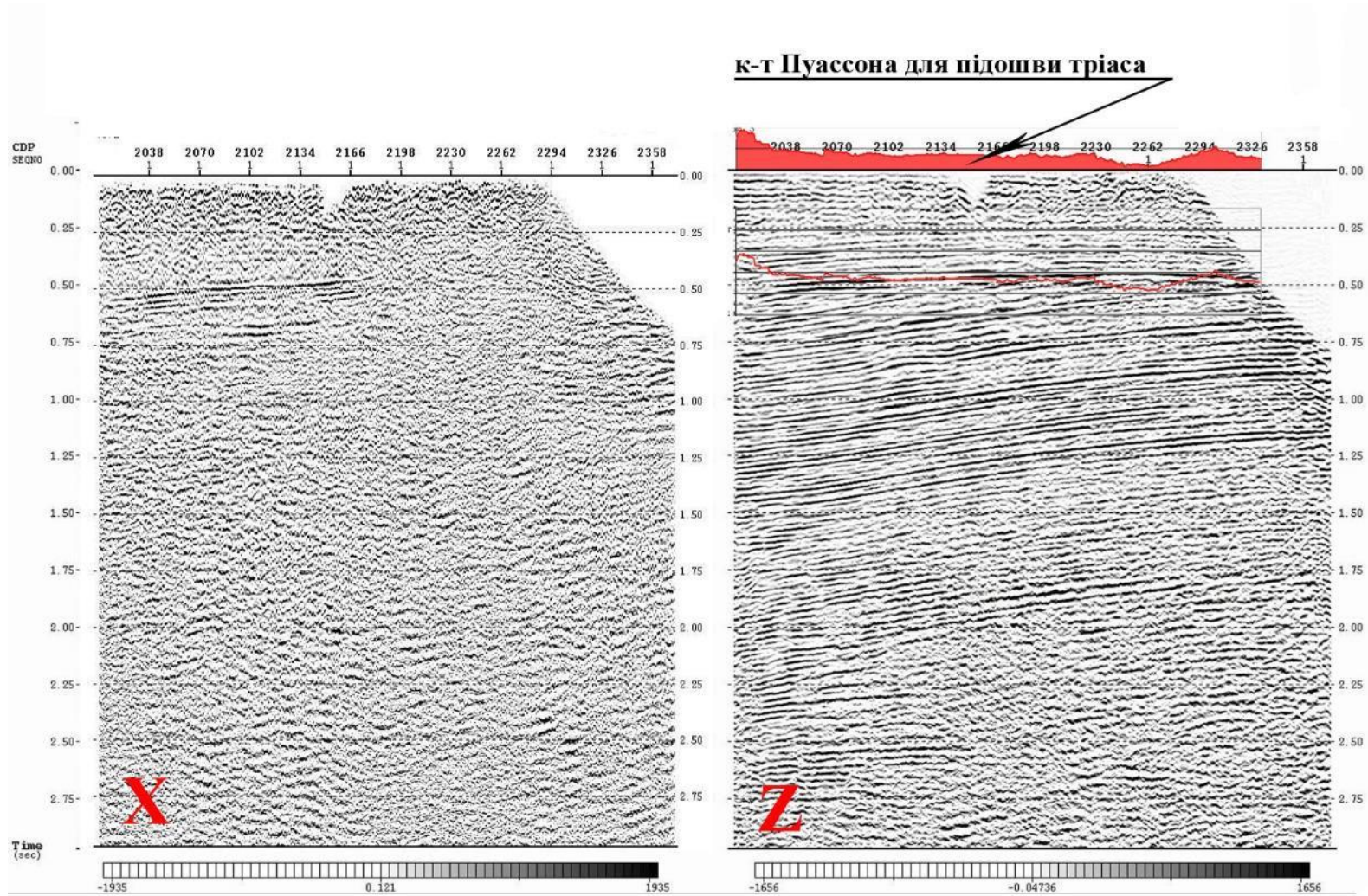


Рисунок 2.19 – Приклад розрахунку коефіцієнта Пуассона по розрізам X та Z компоненти (лінія 1)

2.7 Обробка та інтерпретація даних ГДС та створення геолого-промислової бази в програмному середовищі PETREL.

На досліджуваній території Краснопопівської структури, де розташовано ПСГ, пробурено більш ніж 80 свердловин. Для створення геолого-геофізичної моделі сховища використано зібраний матеріал не лише по свердловинах фонду ПСГ, а також по свердловинам, які пробурені з ціллю пошуку та видобутку вуглеводнів у відкладах карбону. Таким чином, в БД ГДС загрузались дані по свердловинах з наявним комплексом досліджень в інтервалі залягання колектора у відкладах тріасу.

Для створення моделі резервуару необхідна свердловинна інформація про інтервал залягання колектору, ефективну товщину, пористість, глинистість і піщанистість. В даному випадку частково були використані результати роботи Є.М. Терехова по створенню геолого-картографічного матеріалу на площі Краснопопівського підземного сховища газу [14] та ін. [37-45].

Сформована БД ГДС містить інформацію про просторове розташування свердловин (координати та альтитуду устя, глибина вибою та інклінометрія), дані геофізичних досліджень у свердловинах (СК, МК, БКЗ, ПС, ІК, РК (ГК, НГК)) та результати їх інтерпретації.

Для інтерпретації наявного комплексу ГДС застосовувались основні положення методики, що викладена вище, при розгляді Солохівського ПСГ.

Коефіцієнт пористості (K_p) порід-колекторів переважно визначався на основі даних методу потенціалів самочинної поляризації (ПС), як найбільш поширеного методу за всі роки створення та експлуатації ПСГ. Сприятливою передумовою для застосування цієї технології з'явилася наявність достатньо тісного зв'язку (рис. 2.20) між спостереженими амплітудами ПС і пористістю порід:

$$K_{\text{п}} = 15,699 \times \alpha_{\text{ПС}} + 7,3966, \quad (2.5)$$

Крім методу ПС також, як і для Солохівського ПСГ, застосовувалась методика на базі методу опорів. В такому разі пористість середовища розглядається як характеристика, яка залежить від параметра пористості (P_p) і визначається по рівнянням 1.6 Арчі-Дахнова, для найбільш поширених типів порід з коефіцієнтами $a=1$ та $m=2$.

Співставлення матеріалів, які отримані різними методиками (електрозонди БКЗ і ПС), показало, що збіжність результатів добра. За основу визначення пористості порід була вибрана технологія розрахунку за методом ПС, інколи переваги віддавалися оцінкам пористості, визначеної за методами опорів, особливо для випадків коли $\alpha_{\text{ПС}} > 0,75$ і, коли маємо заниження оцінок пористості [26, 28]. Приклади поплатової обробки та інтерпретації даних ГДС наведені у табл. 2.3, рис. 2.21 та на фрагменті характерного кореляційного розрізу (рис. 2.22) продуктивних горизонтів колектору І-2. Для подальшого використання всі ці каротажні дані було загружено в БД програмного середовища Petrel, де вирішувалися структурні побудови і була створена геолого-геофізична модель ПСГ.

2.8 Інтерпретація геолого-геофізичної інформації

2.8.1 Інтерпретація даних сейсморозвідки

Сейсмичні (польові і свердловинні) дані були приведені до рівня 100 м.

Хвильове поле характеризується високою роздільною здатністю. Як приклад на рис. 2.23 наведено мігрований розріз по профілю 10.

Тектонічні порушення трасувались згідно з прийнятими ознаками (зони втрати кореляції, зміщення осей синфазності тощо).

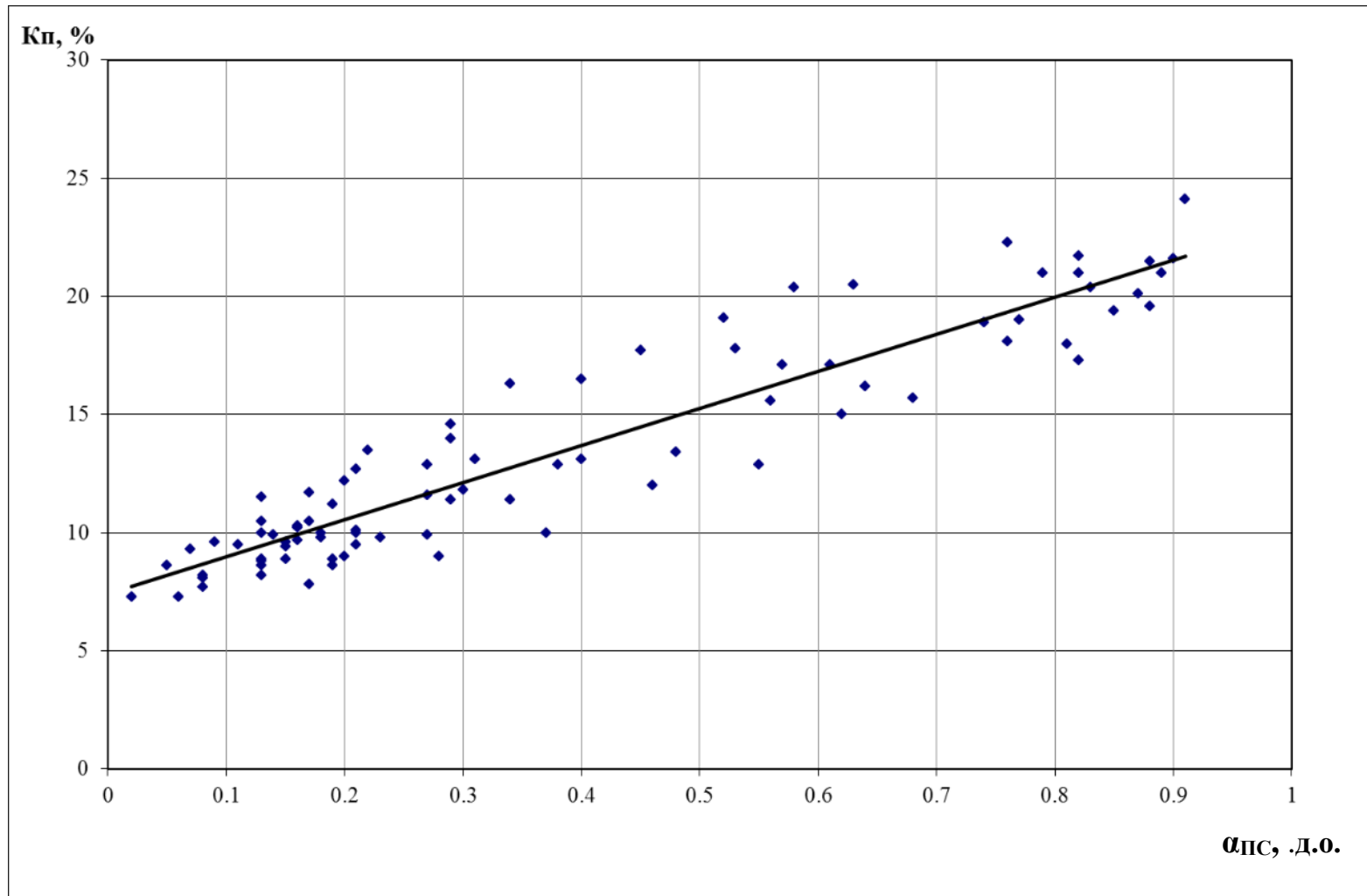


Рисунок 2.20 –Залежність коефіцієнта пористості Кп від $\alpha_{ПС}$ для порід Краснопопівського ПСГ

Таблиця 2.3 – Приклад оцінки коефіцієнта пористості за даними ГДС (пласт І-2)

Інтервал пласта-колектора, м				Проникні прошарки в об'ємі колектору				Дані для розрахунку параметра пористості							Параметр пористості			Пористість								
від	до	разом	ефективна потужність, м	умовний індекс пачки	від	до	потужність прошарку, м	ефективна потужність пачки, м	опір розчину (рр), Омм	опір фильтрагу (рф), Омм	Z	опір пласта (ρ _п) прийнятний, Омм	опір зони проникнення (ρ _{зп}) прийнятний, Омм	опір водонасиченого пласта, Омм	α _{лс}	по водонасиченому пласту	по мікрозондам	по зоні проникнення	по водонасиченому пласту, %	по мікрозондам, %	по зоні проникнення, %	по α _{лс} , %	прийнята, %			
Свердловина 20																										
431,5	462,6	31,1	13,4		431,5	432,8	1,3		1,50	1,004		4,56		4,56	0,20	22,8			9,5			10,5	10,5			
				A	437,5	438,9	1,4	1,4	1,50	1,004		4,10		4,10	0,14	20,5					10,3			9,6	10,3	
				B	446,1	448,8	2,7	5,3	1,50	1,004	1,71	7,00	20,9		0,34		10,2	12,2				17,5	15,3	12,7	17,5	
					450,3	452,9	2,6		1,50	1,004	1,71	14,35	18,0		0,47		10,2	10,5				17,5	17,1	14,8	17,5	
				B	454,8	457,9	3,1	6,7								0,41									13,8	13,8
					459,0	462,6	3,6					6,80			0,60		9,5					18,4			16,8	18,4
Свердловина 29																										
533,7	564,0	30,2	12,1	A	539,3	541,6	2,3	2,3	1,76	1,213		4,10	2,5	4,10	0,63	20,5			10,3			17,3	17,3			
				B	549,7	552,9	3,2	5,2	1,76	1,213		1,78	8,3	1,78	0,30	8,9					19,4			12,1	19,4	
					554,2	556,2	2,0		1,76	1,213		0,76		0,76	0,77	3,8					36,8			19,5	30,0	
				B	559,4	564,0	4,6	4,6	1,76	1,213		1,00		1,00	0,89	5					29,9			21,4	29,9	

Закінчення таблиці 2.3

Інтервал пласта-колектора, м				Проникні прошарки в об'ємі колектору				Дані для розрахунку параметра пористості							Параметр пористості			Пористість								
від	до	разом	ефективна потужність, м	умовний індекс пачки	від	до	потужність прошарку, м	ефективна потужність пачки, м	опір розчину (рр), Омм	опір фильтрагу (рф), Омм	Z	опір пласта (ρп) прийнятий, Омм	опір зони проникнення (ρзп) прийнятий, Омм	опір водонасиченого пласта, Омм	α _{пс}	по водонасиченому пласту	по мікрондам	по зоні проникнення	по водонасиченому пласту, %	по мікрондам, %	по зоні проникнення, %	по α _{пс} , %	прийнята, %			
Свердловина 33																										
427,9	457,5	29,6	9,4	A	435,1	437,2	2,1	2,1	2,00	1,412	1,56	11,80	24,6		0,54			11,2			16,3	15,9	16,3			
				B	443,4	448,4	5,0	5,0	2,00	1,412	1,71	14,40	24,2		0,56				10,0			17,7	16,2	17,7		
				B	455,2	457,5	2,3	2,3	2,00	1,412	1,71	12,40	20,4		0,77					8,4			20,2	19,5	20,2	
Свердловина 52																										
492,6	521,2	28,5	11,2	A	499,0	502,7	3,7	3,7	1,50	1,004					0,39		16,6			12,1		13,5	13,5			
				B	509,0	513,0	4,0	4,0	1,50	1,004		1,90		1,90	0,76	9,5	10,8		18,4	16,7		19,3	19,3			
				B	516,1	518,2	2,1	3,5	1,50	1,004									11,2			16,3			16,3	
					519,7	521,1	1,4		1,50	1,004									9,2			18,9			18,9	
Свердловина 63																										
425,0	454,6	29,6	12,5	A	434,8	439,0	4,2	4,2	1,10	0,700	1,56	3,90	14,6		0,28			13,4			14,3	11,8	14,3			
				B	442,8	445,0	2,2	2,2	1,10	0,700	1,71	8,10	20,2		0,25				16,9			12,0	11,3	12,0		
				B	448,5	450,7	2,2	6,1	2,50	1,840		4,15				0,42									14,0	14,0
					450,7	452,7	2,0								0,29											
				452,7	454,6	1,9																14,2	14,2			

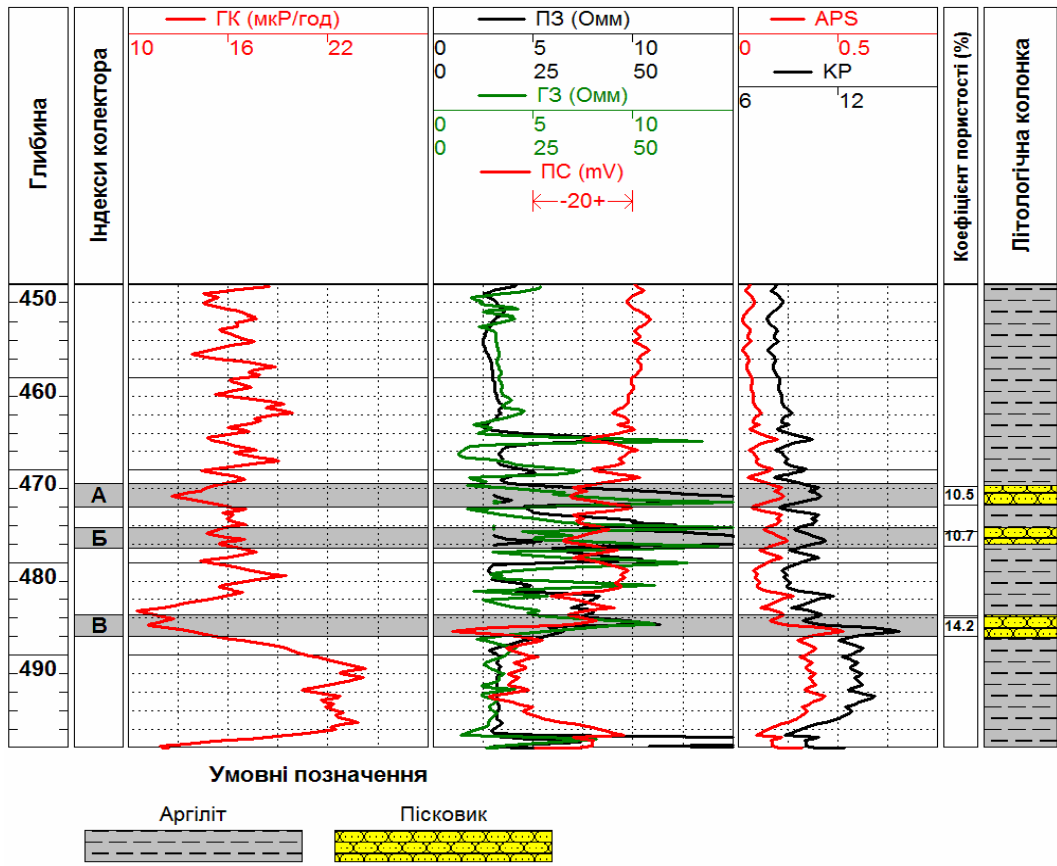


Рисунок 2.21 – Приклад обробки даних ГДС (св. 249-Краснопопівська)

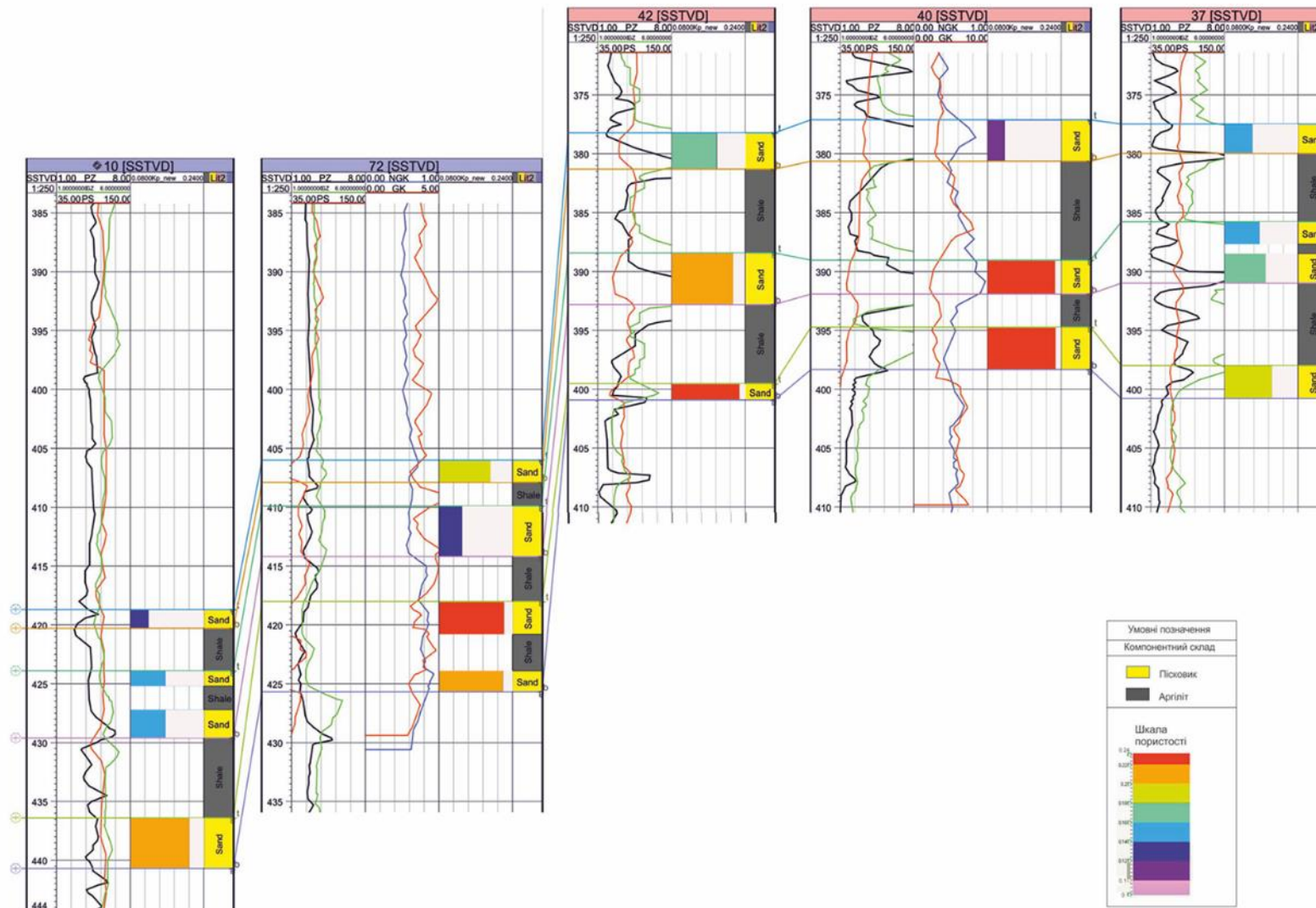


Рисунок 2.22 – Фрагмент кореляційного розрізу через свердловин № 10-72-42-40-37

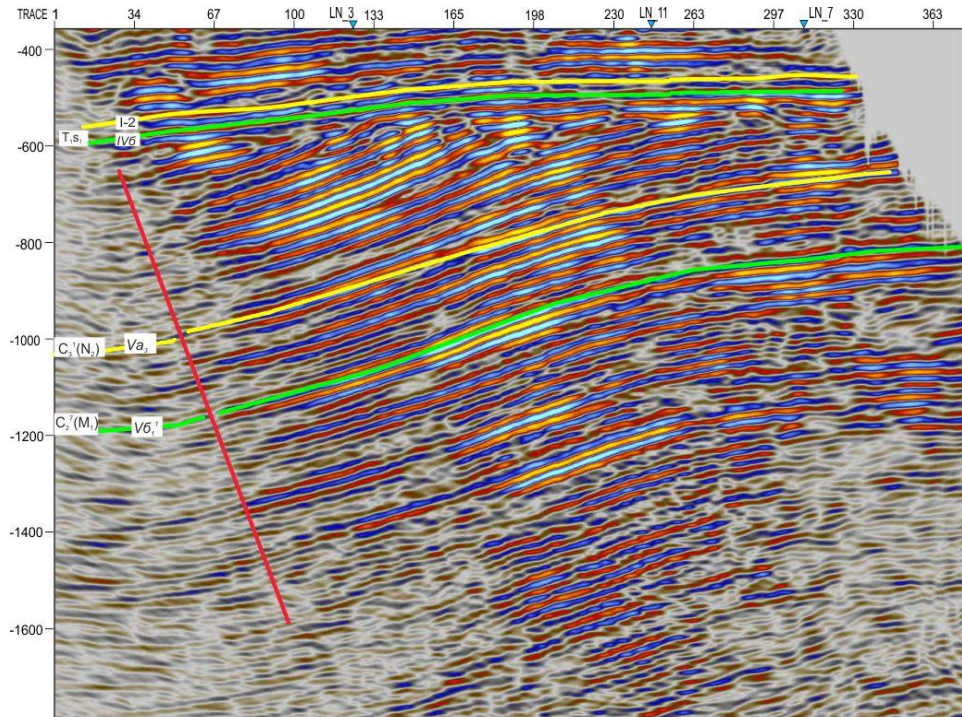


Рисунок 2.23 – Мігрований розріз по профілю 10

Висока якість сейсмічних даних дозволила впевнено відкорелювати цільові горизонти, на основі яких були створені дві часові моделі: перша – по покрівлі та підшві колектора I-2, друга - по поверхні вапняків C_3^1 (N_2), C_2^7 (M_1). На основі змодельованих швидкісних залежностей та відбиттів в свердловинах (рис. 2.8, 2.9) побудовані глибинні моделі. Крім того побудовані структурні карти по цільових горизонтах. Для визначення зон розповсюдження колекторів був зроблений атрибутивний аналіз (див. розділ 1.10.2). Вибрано атрибути, що характеризують амплітудні та частотні характеристики хвильового поля – миттєва амплітуда, відносний акустичний імпеданс, домінуюча частота та ін.

В результаті сейсмічної інтерпретації дещо змінилася уява про структурну будову ділянки ПСГ на Краснопопівській площі. Структурні карти по покрівлі та підшві колектора I-2 нижньосеребрянської підсвити нижнього тріасу відображають будову Краснопопівського підняття (рис. 2.24). Воно представляється у вигляді брахіантикліналі північно-західного

простягання з куполом в східній частині. Зі сходу складку обмежує площина Краснопопівського насуву (амплітуда 60-200 м). «Перо» Краснопопівського насуву (амплітуда 15 м) ускладнює склепінну частину структури і розділяє її на два блоки. Західну перикліналь складки ускладнює западина, що поділяє її на два структурні виступи: Північно-західний в межах свердловини 23 та Південно-західний в межах свердловини 27.

Північно-західна частина представляється у вигляді тераси, що ускладнена невеликою западиною, а Південно-західна – у вигляді структурного носу. Південна частина складки також містить структурний виступ. Розміри складки по ізогіпсі -409м складають $5,75 \times 3$ км.

Структурні плани по мезокайнозойських та кам'яновугільних відкладах суттєво відрізняються внаслідок тектонічних рухів в передтріасовий час (рис. 2.25). Складка має більш правильну форму, апікальна частина ускладнена трьома склепіннями: Північно-західним, Східним та Південним. На площі закартовано два насиви з площинами падіння на північ. Порівнюючи структурні побудови минулих років з результатами даної роботи (рис. 2.26), можна відмітити, що морфологія поверхні Краснопопівського ПСГ має більш складну форму. Траси Краснопопівського насуву та положення апікальних частин майже співпадають, але морфологія поверхонь значно відрізняється (рис. 2.26).

2.8.2 Прогноз фільтраційно-ємнісних властивостей вивчаємих об'єктів

Кінцева мета подібних робіт – створення ПДГМ ПСГ, якою окрім побудови структурно-тектонічної моделі передбачається обрахування початкового об'єму газу. Останнє потребує надійних кількісних оцінок коефіцієнта пористості та ефективних товщин колекторів. В нашому випадку ми маємо ситуацію коли роздільна здатність сейсмічного хвильового поля суттєво менша ніж товщини вивчаємих колекторів.

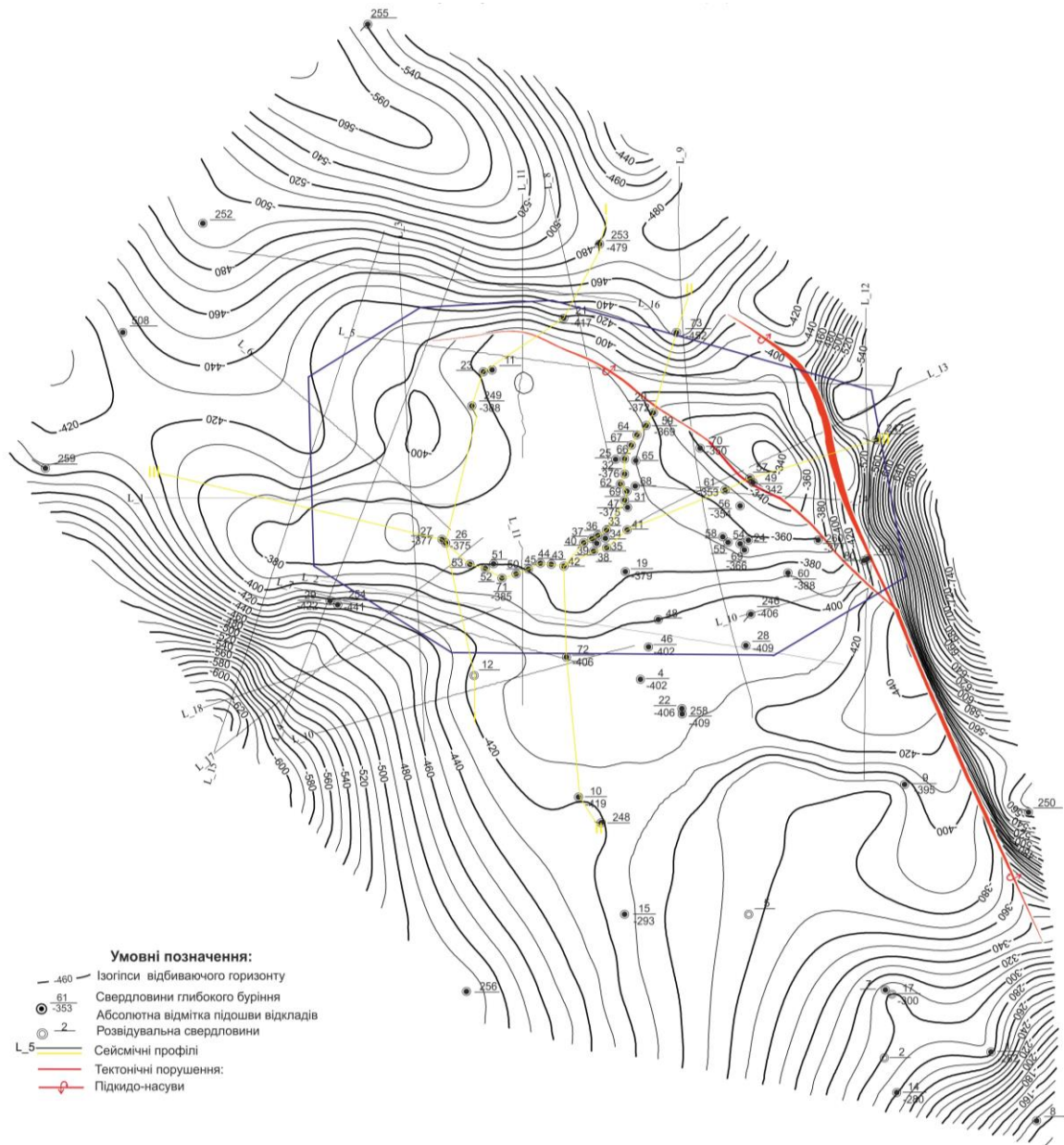


Рисунок 2.24 – Структурна карта по покрівлі колектору І-2 нижньосеребрянської підсвіти T_{1S1}.

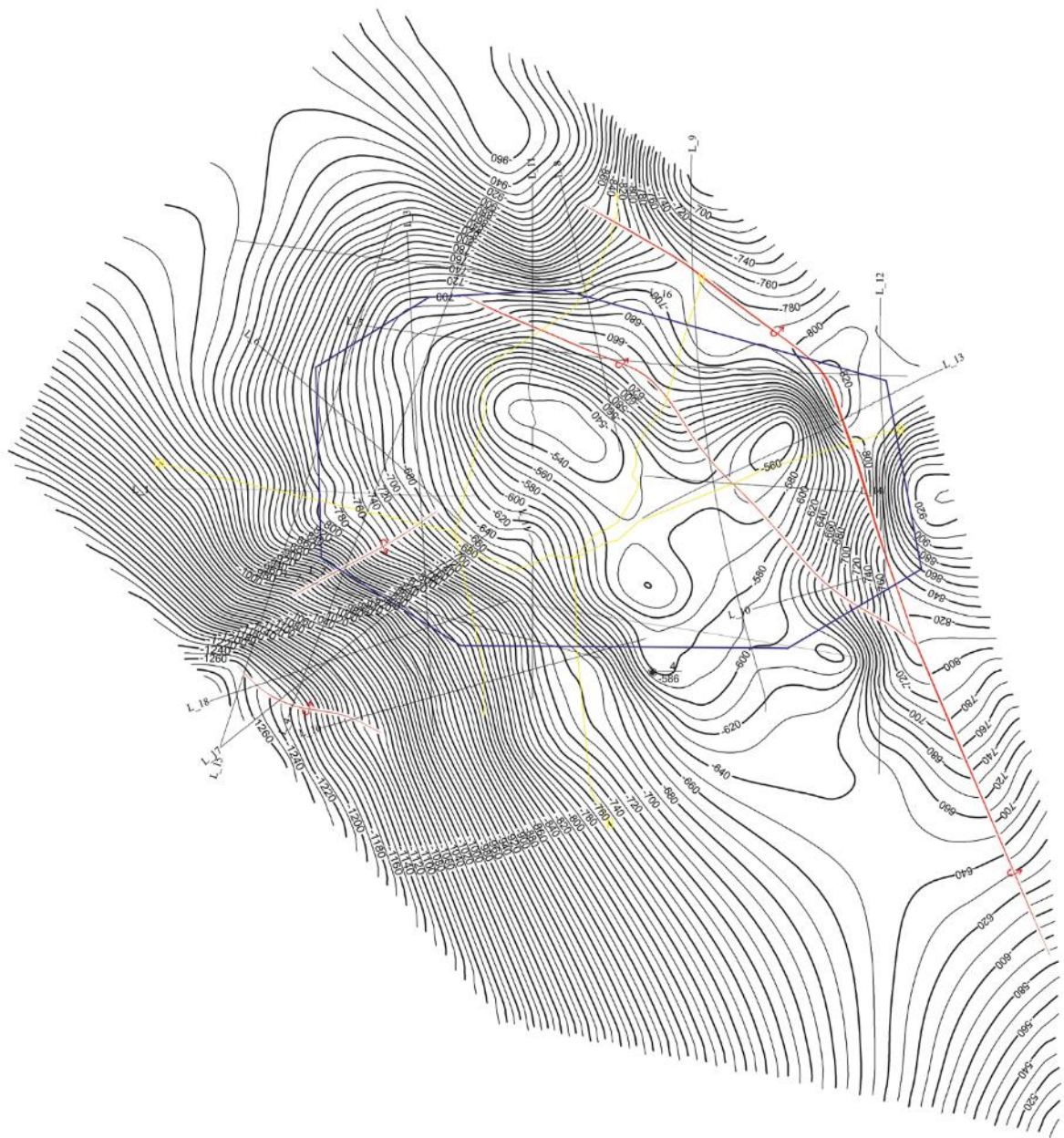


Рисунок 2.25 – Структурна карта по покрівлі вапняка N_2 ісаївської свити верхнього карбону $C_3^1(N_2)$

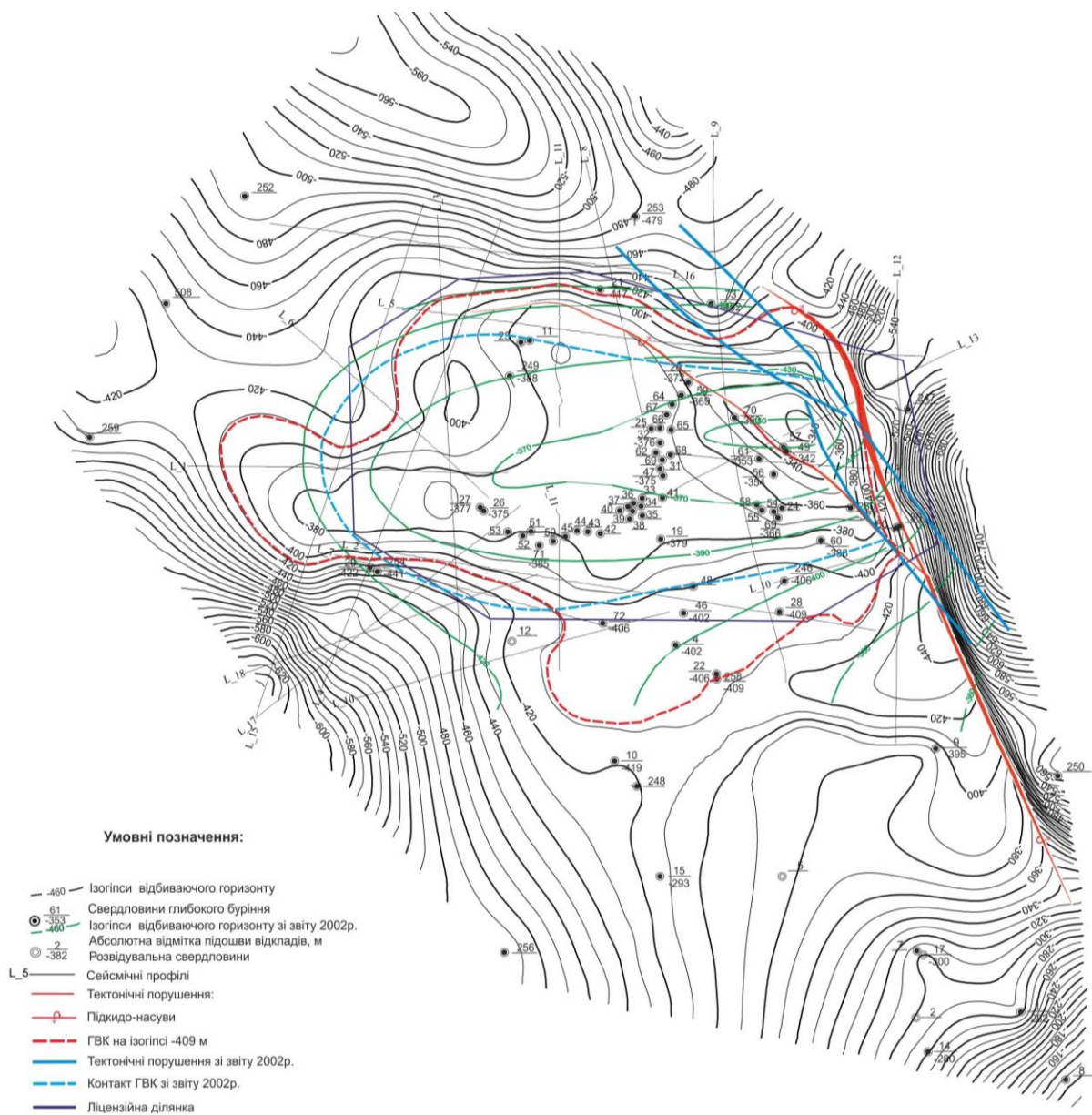


Рисунок 2.26 – Співставлення нових структурних побудов колектору І-2 нижньосеребрянської підсвити T_{1S1} з даними попередніх років.

Статистичні характеристики товщин пластів А, Б, В наведено вище. Відповідно середні значення дорівнюють для пласта А – 3,4 м, Б – 4,2 м, В – 3,1 м, а загальна товщина цих пісковиків в хвильовому сейсмічному полі займає в масштабі $2T$ близько одного періоду. Тобто сейсмічні параметри можуть характеризувати товщу ПСГ лише в середньому по всіх пісковиках А-В. Накопичений авторами позитивний досвід прогнозу ФЄВ базується на застосуванні програм пакету Petrel, даних 3D сейсмозвідки та ГДС, насамперед, акустичного та, по можливості, щільнісного каротажу.

Але в свердловинах Краснопопівського ПСГ відсутні дані АК, тому виконати акустичну інверсію сейсмічних даних неможливо, а отже і неможливо адекватно залучити хвильове поле до просторового прогнозу характеристик ФЄВ. А щоб виконати хоча б напівкількісний (тобто в трендовому варіанті) прогноз пористості чи літології на основі кореляції тих чи інших параметрів (атрибутів) хвильового сейсмічного поля із свердловинними даними необхідно мати досить стійку статистичну вибірку свердловин, при умові що вони розміщені на сейсмічних профілях.

Застосування отриманих сейсмічних атрибутів – миттєвих амплітуд, відносного акустичного імпедансу, домінуючої частоти та ін., перетворення їх в відповідні карти та співставлення з свердловинними даними показало їх низьку ефективність навіть при якісній інтерпретації. Застосування їх для алгоритмів нейронних мереж, як це було показано вище на Солохівському ПСГ, також виявилось незадовільним.

Певні надії покладалися на новий інформаційний параметр – коефіцієнт Пуасона (V_p/V_s) отриманий завдяки спеціальній обробці багатохвильової сейсмозвідки 2D 3C шляхом вилучення з хвильового поля окрім РР додатково обмінних PS хвиль, які ототожнюють з S хвилею. Очікувалось що карти коефіцієнта Пуасона дадуть можливість відслідковувати контури пузиря газу в колекторі ПСГ (рис. 2.27). Зона понижених значень коефіцієнта Пуасона (фіолетовий колір) в центральній частині площі може бути пов'язана з положенням ГВК на момент проведення польових робіт. Свердловинні данні щодо підтвердження цього факту відсутні.

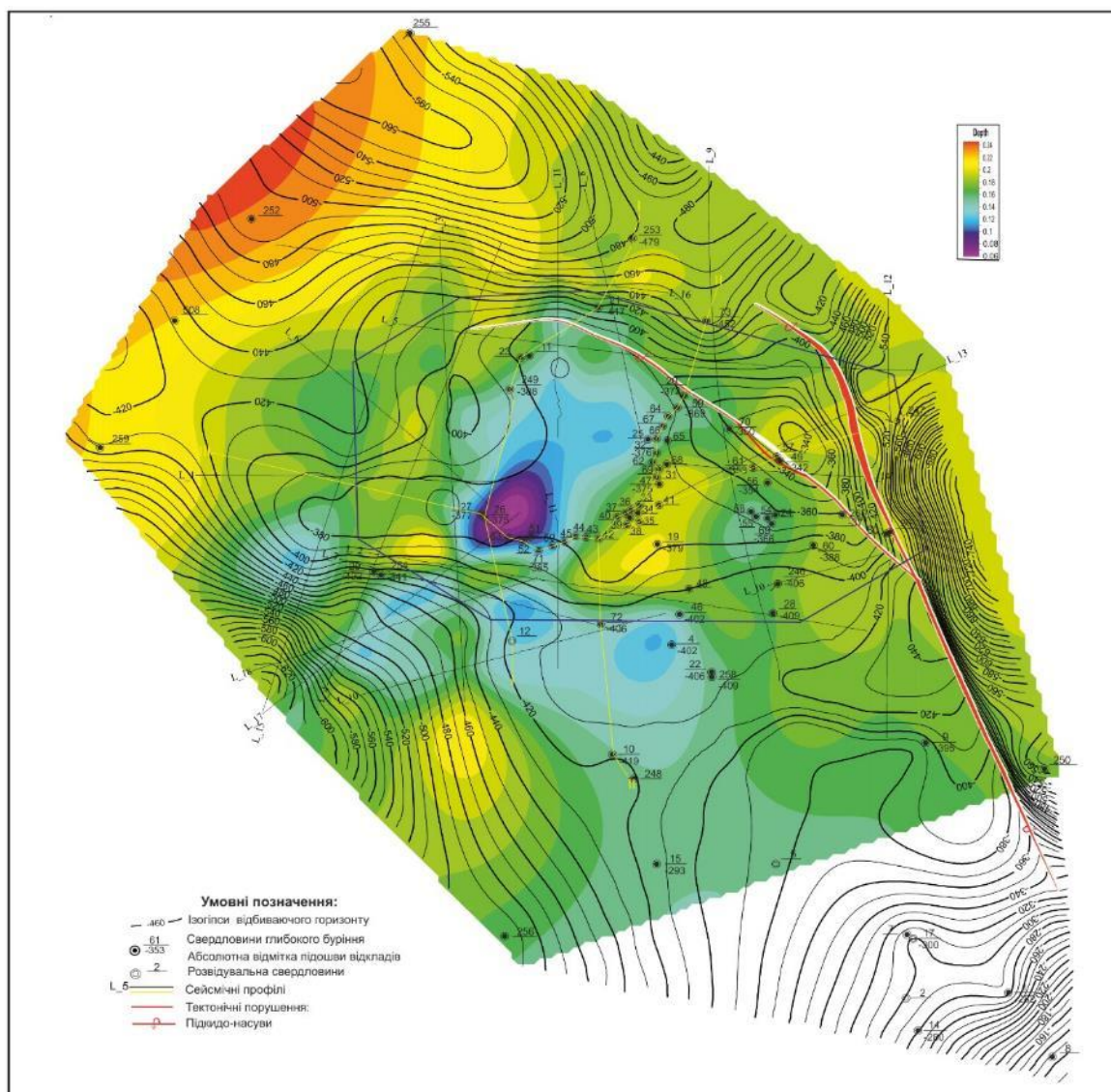


Рисунок 2.27 – Краснопівівська площа. Карта розподілу коефіцієнту Пуассона по відбиваючому горизонту IVб

Якщо звернутися до праці Шехтмана Г. А. [34] то за кордоном в період 1999-2009 роки було виконано багато проектів з багатохвильової сейсмозв'язки, однак чіткої відповіді на економічну доцільність цих досліджень не наведено. Окрім цього застосування даної технології потребує розв'язання низки складних проблем: вибір рівняння приведення при формуванні зображення середовища, врахування статички, подавлення завад, врахування анізотропії при міграції в часовій області до підсумовування. Всі ці проблеми відображаються при отриманні кінцевого результату [34-36].

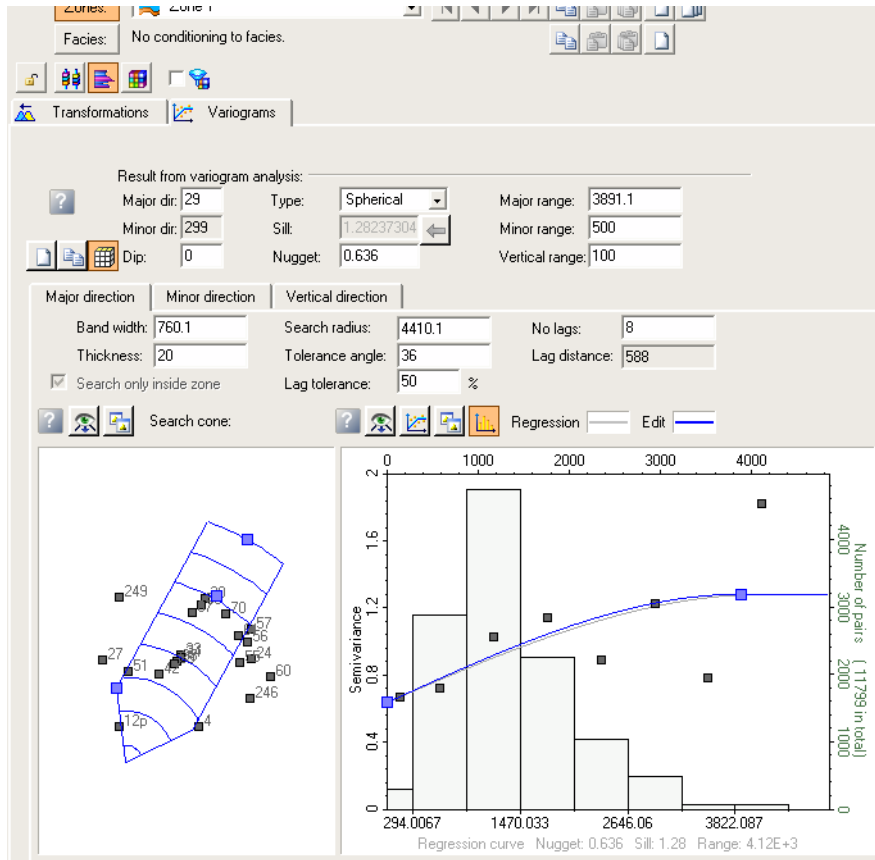
Враховуючи вищенаведене прогноз ФЄВ Краснопопівського ПСГ виконано на основі аналізу та детальної просторової кореляції свердловинних даних стосовно літології та коефіцієнту пористості відповідних пластів пісковиків А, Б, В, що власне складають об'єм ПСГ.

Для цього виконано побудову тонкошаруватої 3D моделі на основі геометрії покрівлі пісковика А та подошви пісковика В.

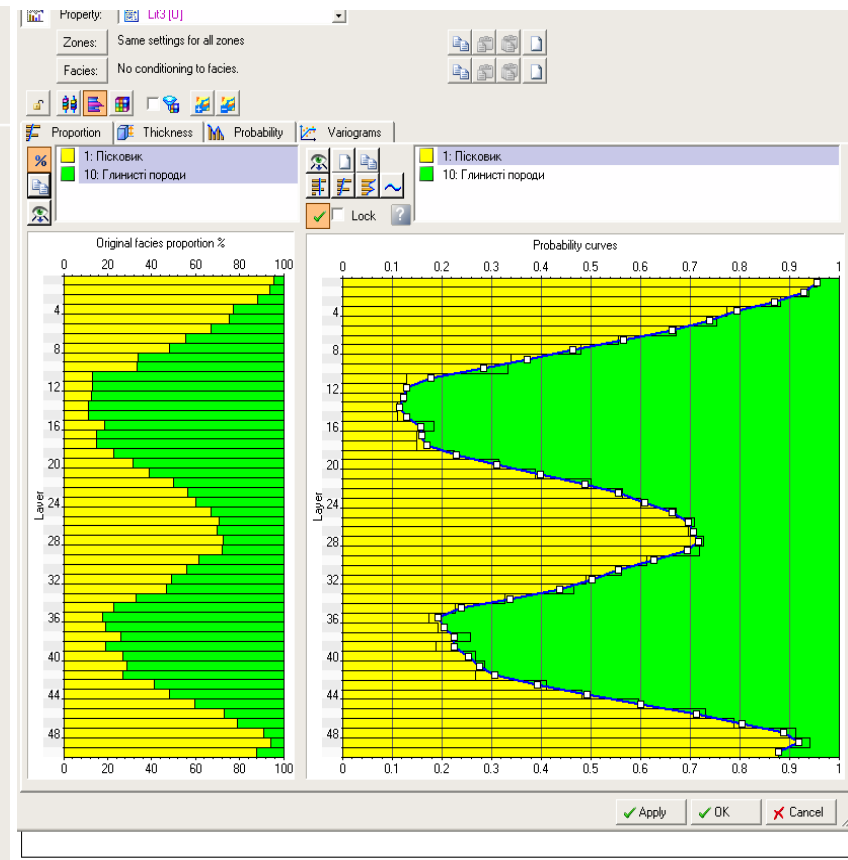
Закони латеральної інтерполяції контролюються варіограмою визначеною за свердловинними даними (рис.2.28 а). У вертикальному напрямку розподіл проінтерпольованих значень літології контролюється взаємовідношенням пісковик-глинисті породи (рис. 2.28 б) в середньому по всіх свердловинах. Для прогнозу літології використано методику крайгінг-інтерполяції. В результаті отримано детальну просторову кореляцію пісковиків ПСГ (рис. 2.29).

Наступний крок – інтерполяція значень пористості в межах виділених пісковиків. Параметри просторової інтерполяції було взято такі як і для інтерполяції літології, за виключенням вертикального розподілу, так як він був уже врахований при побудові моделі літології.

В результаті отримано детальний куб значень коефіцієнта пористості в межах пісковиків ПСГ (рис. 2.30).



а



б

Рисунок 2.28 – До вибору параметрів крайгінг-інтерполяції літології (а- просторова варіограма, б- розподіл пісковик-глинисті породи по вертикалі в межах ПСГ за свердловинними даними)

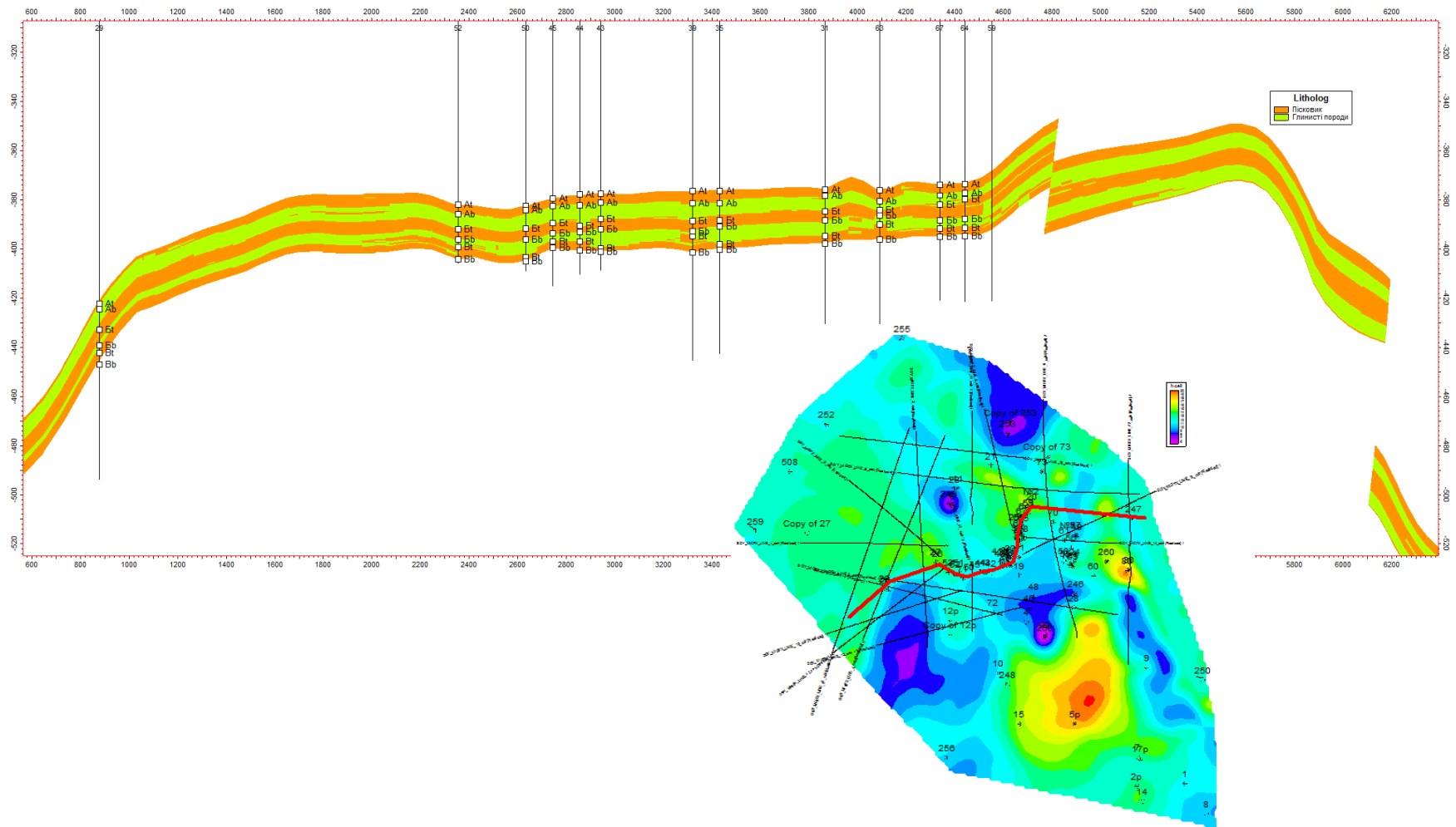


Рисунок 2.29 – Розріз літології по лінії свердловин 29-52-50-45-44-43-39-35-31-63-67-64-59 (на врізці- карта середньої ефективної товщини, червона лінія – розріз).

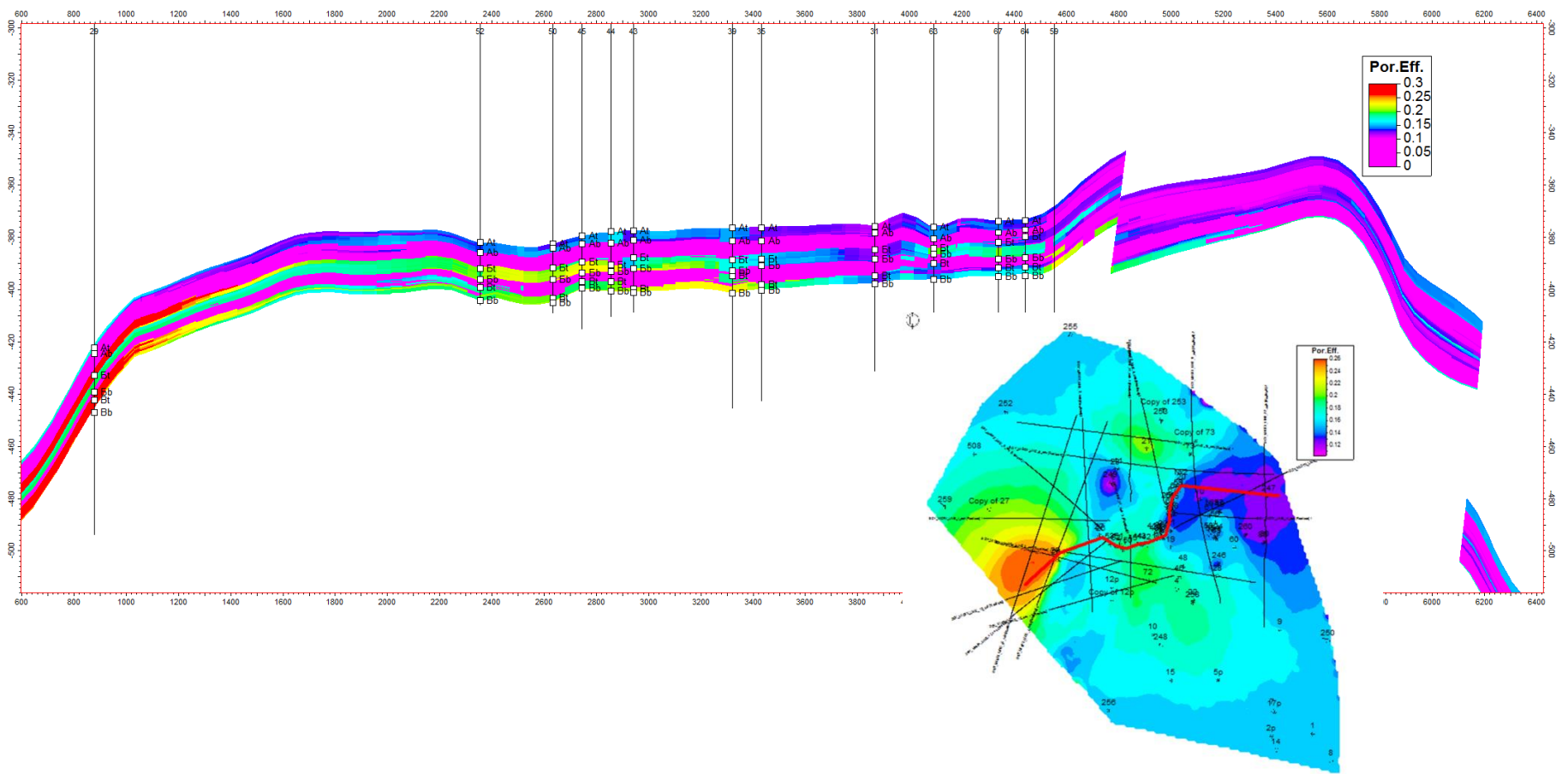


Рисунок 2.30 – Розріз коефіцієнта пористості по лінії свердловин 29-52-50-45-44-43-39-35-31-63-67-64-59 (на врізці-карта середньої пористості в інтервалі пластів А-В, червона лінія – розріз).

За емпіричною формулою $K_{пр}=(79*(K_p)^3/0,3)^2$ також було розраховано коефіцієнт проникності на основі обчисленого кубу пористості в товщі колектора І-2 ПСГ .

Отримані в результаті моделювання розподіли ФЄВ дали змогу більш детально вивчити будову колектора І-2. На розрізах коефіцієнта пористості (рис 2.30, 2.31) та карті пористості (рис 2.32) відображено розподіл цього параметру в межах всього колектора. Склепінена та Північно-західна частини складки характеризуються пониженими значеннями пористості (12-16%), в той час, як в Південній частині спостерігаються високі значення пористості (18-26%). Ефективні та загальні товщини знаходяться в прямій залежності – зменшеним загальним товщинам відповідають менші ефективні. З пористістю ефективні товщини не мають прямої кореляції: в Південній частині площі зменшеним значенням ефективних товщин відповідають збільшені значення коефіцієнта пористості та розрахованої проникності.

2.9 Оцінка початкових запасів газу об'ємним методом з урахуванням геологічної моделі Краснопопівського ПСГ.

Створена за даними свердловинних та сейсмічних досліджень структурно-тектонічна модель Краснопопівської площі пласта-колектора І-2 та виконані побудови карт (підшви, покрівлі, коефіцієнта пористості тощо) надають можливість обчислювати початкові запаси газу об'ємним методом. В таблиці 2.4 наведено такі розрахунки в залежності від тисків, коефіцієнтів газонасичення та різних рівнів газо-водяного контакту. Моделювання базувалося на наступних припущеннях. Газоводяний контакт на глибині – 404 м було взято з підрахунку запасів [44]. Тиск у 5,2 МПа та 1,4 МПа взято близько початкового, у відповідності до розробленого УкрНДІГазом проекту [38]) (табл. 2.4)

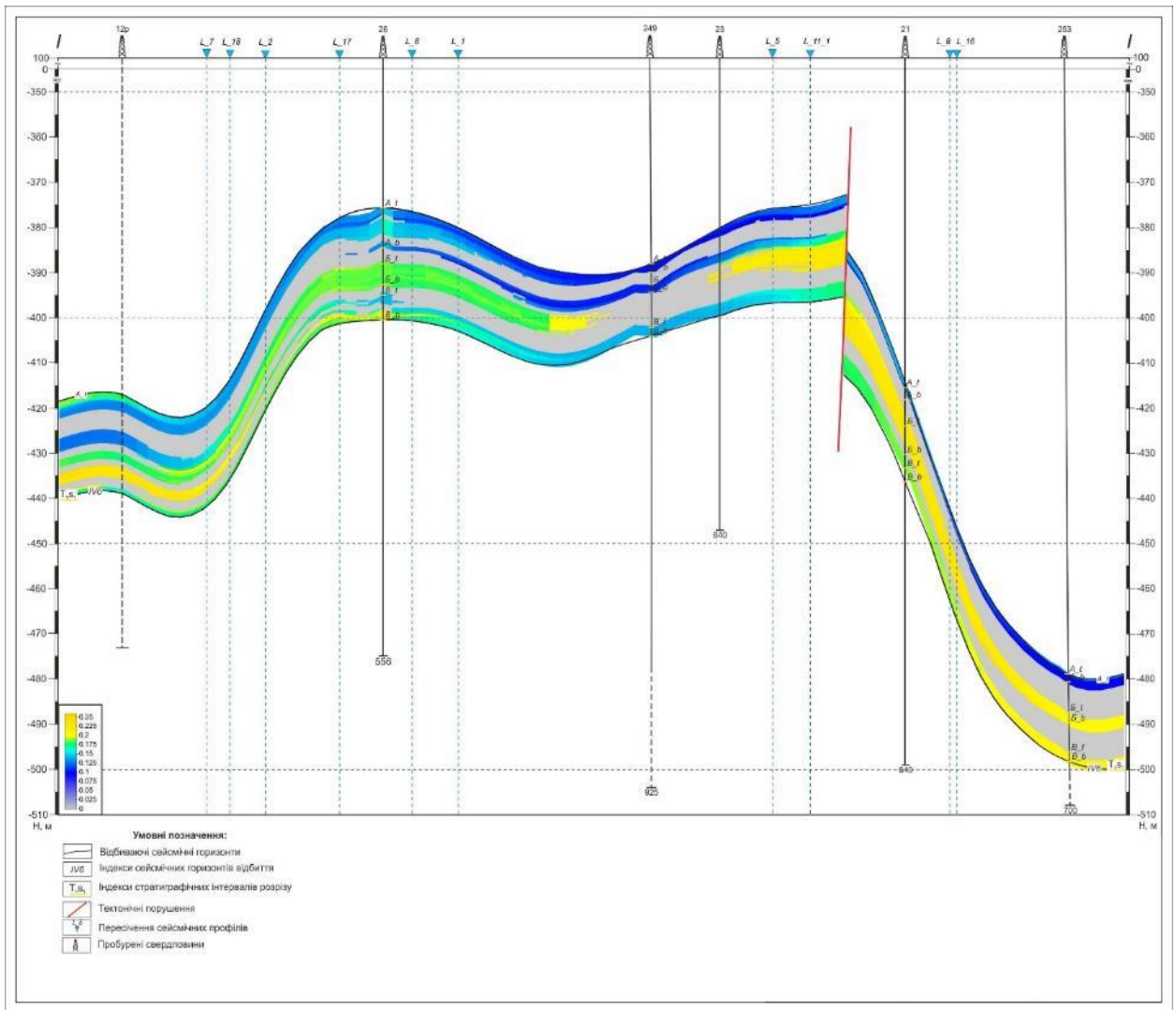


Рисунок 2.31 – Розріз коефіцієнту пористості колектору І-2 за даними ГДС

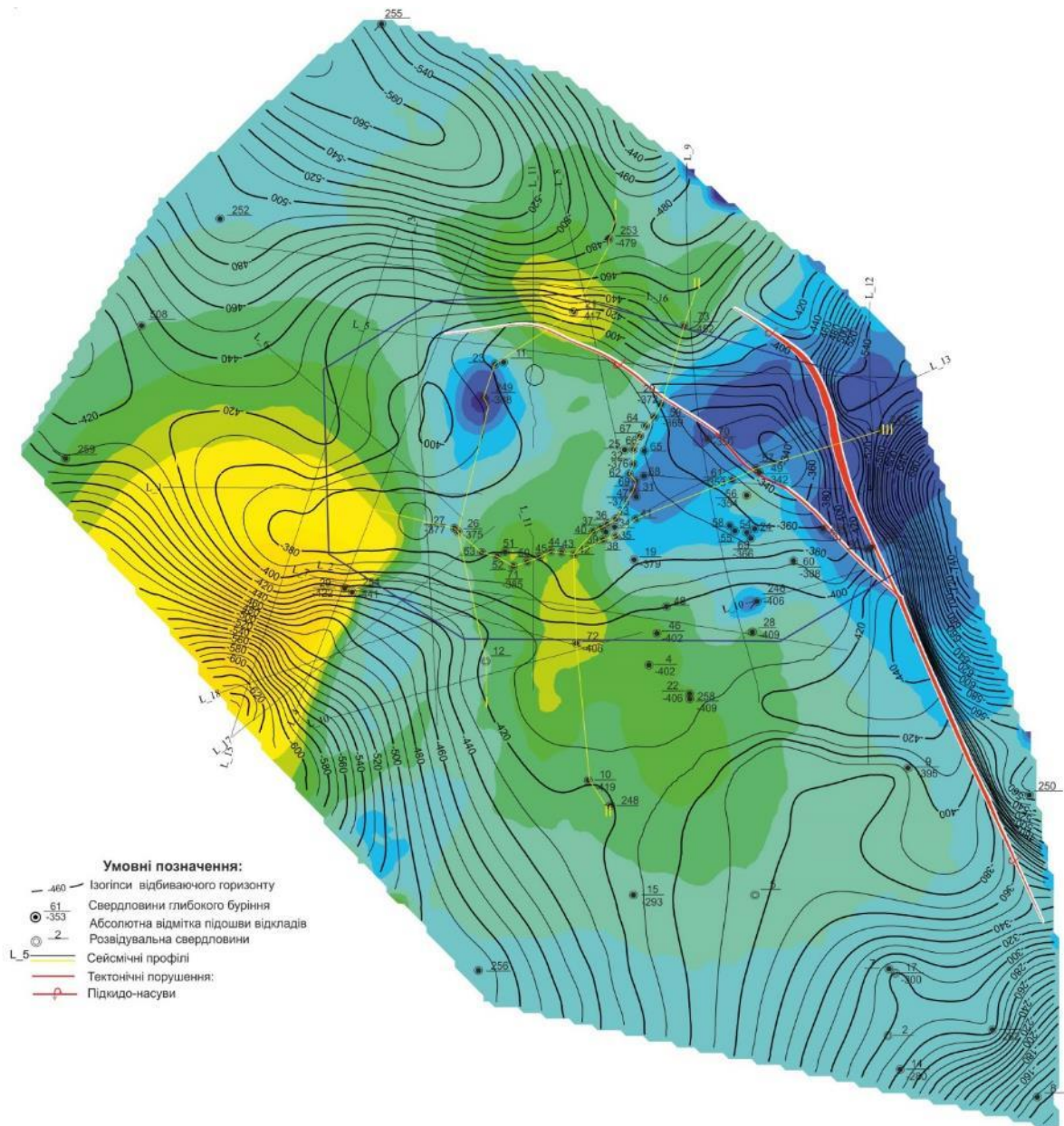


Рисунок 2.32 – Карта розподілу коефіцієнта пористості в межах колектора І-2 нижньосеребрянської підсвіти T_{1S1} .

Таблиця 2.4 – Техніко економічні показники експлуатації ПСГ

Показники	Одиниці вимірювання	Варіанти		
		I	II	III
Загальний об'єм газу	млн. м ³	800	800	800
Активний	млн. м ³	380	420	315
Буферний закачаний	млн. м ³	220(40*)	190	295(105*)
в т. ч. залишковий		190	190	190
Залишкові запаси	млн. м ³	190	190	190
Пластовий тиск				
-максимальний	МПа	5,20	5,20	5,20
-мінімальний	МПа	1,40	1,40	1,58
Продуктивність максимальна на початок сезону	млн. м ³ добу	4,8	5,2	4,5
Період відбирання	Доба	161	201	120

Примітки: * - об'єм газу, який необхідно перевести в буферний;

В результаті вивчення історії ПСГ з часу його створення по цей час [37-43] було встановлено, що критичною межею для сховища можна прийняти ГВК в -409 м. Так, в роботі [42] відмічається, що контур газового покладу у Північно-західній частині району (св. 23) проходить на абсолютній відмітці мінус 405–409 м. В роботі [39] зазначається, що коли із Краснопопівського родовища було відібрано більше 50% первинних запасів, газо-водяний контакт на півночі структури знаходився в районі св. 21. Далі на захід в районі св. 23 пласт-колектор був повністю газонасичений і ГВК залягав на відмітці –409 м. На кінець періоду закачки (1996 р.) ГВК проходив на абсолютній відмітці –408-409 м в св.72. Виходячи з того, що цей рівень ГВК в -409 м досягається при максимальному тиску в 5,2 МПа на кінець періоду закачки, то його можна вважати критичним при експлуатації сховища, коли перетоки газу ще не уможливлюються. Наприклад, при великих тисках $P \approx 5,04$ МПа в 9-му місяці 1996 році об'єм газу сягав 762,64 млн м³ [38].

В деякі роки згідно з технологічними показниками за період 1979–2001 рр. закачувалось і понад 800 млн м³ газу (862–1987 р., 835 – 1990 р., 837 – 1991 р), але даних щодо рівнів ГВК в ці періоди немає.

Виходячи із даних наведених в роботах [37-43] автори узагальнили інформацію щодо ГВК в спостережених свердловинах ПСГ, починаючи з 1971 по 2010 рр. Ці дані зведено до таблиці 2.1 Відмічається різниця в положенні ГВК на різних ділянках ПСГ. Це є наслідком того, що пласт-колектор неоднорідний по складу. Досить часто пісковик заміщується глинистими породами, товщина яких сягає 3–7 м.

Відмічаються зміни ГВК між періодами закачки та відкачки газу, які сягають 26 м (св.. 24) і навіть більше 56 м (св.. 39) за весь період експлуатації ПСГ. Підтверджується криволінійність ГВК та його нахил з східної півночі на західний південь (рис. 2.33, 2.34). Враховуючи, що ПСГ це «мінлива структура» і кількість спостережень ГВК на конкретний рік завжди недостатня було сформовано вибірку найменших та найбільших глибин ГВК. В таблиці 2.1 вони відмічені сірим кольором. Дані мінімальних та максимальних відміток ГВК також були використані для розрахунків порових об'ємів та об'ємів газу.

Отримані результати моделювання порових об'ємів та газу засобами Petrel наведено в табл. 2.5

Таблиця 2.5 – Розрахунки порових об'ємів та об'ємів газу.

ГВК, м	Поровий об'єм, млн м ³	Тиск, МПа	Кг, %	Об'єм газу, млн м ³
-409	19	5,2	0,63	622,4
			0,7	691,6
			0,75	741,0
-404	16,5	5,2	0,63	540,5
			0,7	600,6
			0,75	643,5
Мінімальний ГВК	7,4	1,4	0,63	65,3
			0,7	72,5
			0,75	77,7
Мінімальний ГВК	7,4	1,58	0,63	73,7
			0,7	81,8
			0,75	87,7
Максимальний ГВК	12,3	5,2	0,63	402,9
			0,7	447,7
			0,75	479,7

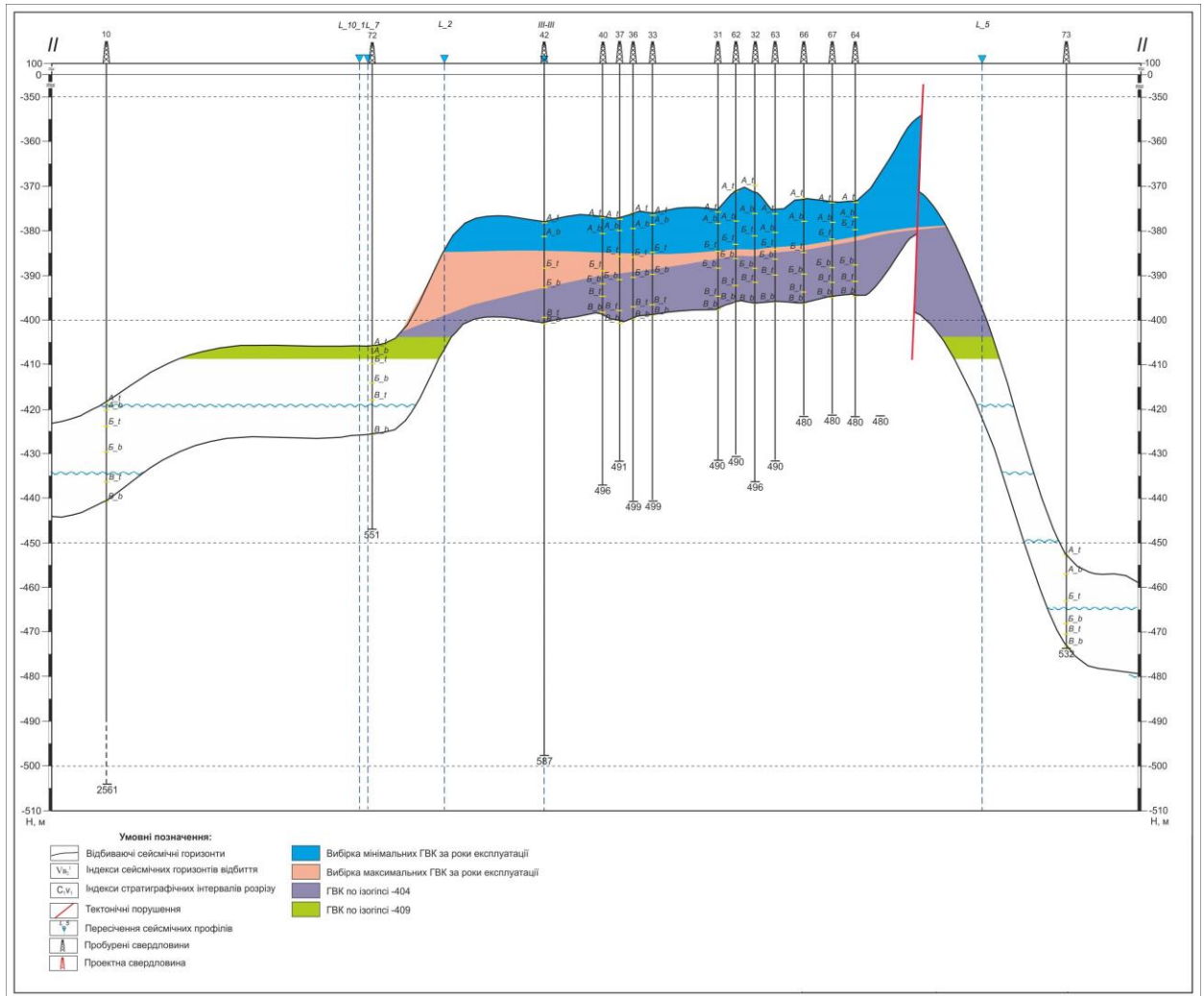


Рисунок 2.33 – Різні положення ГВК на профілі II-II.

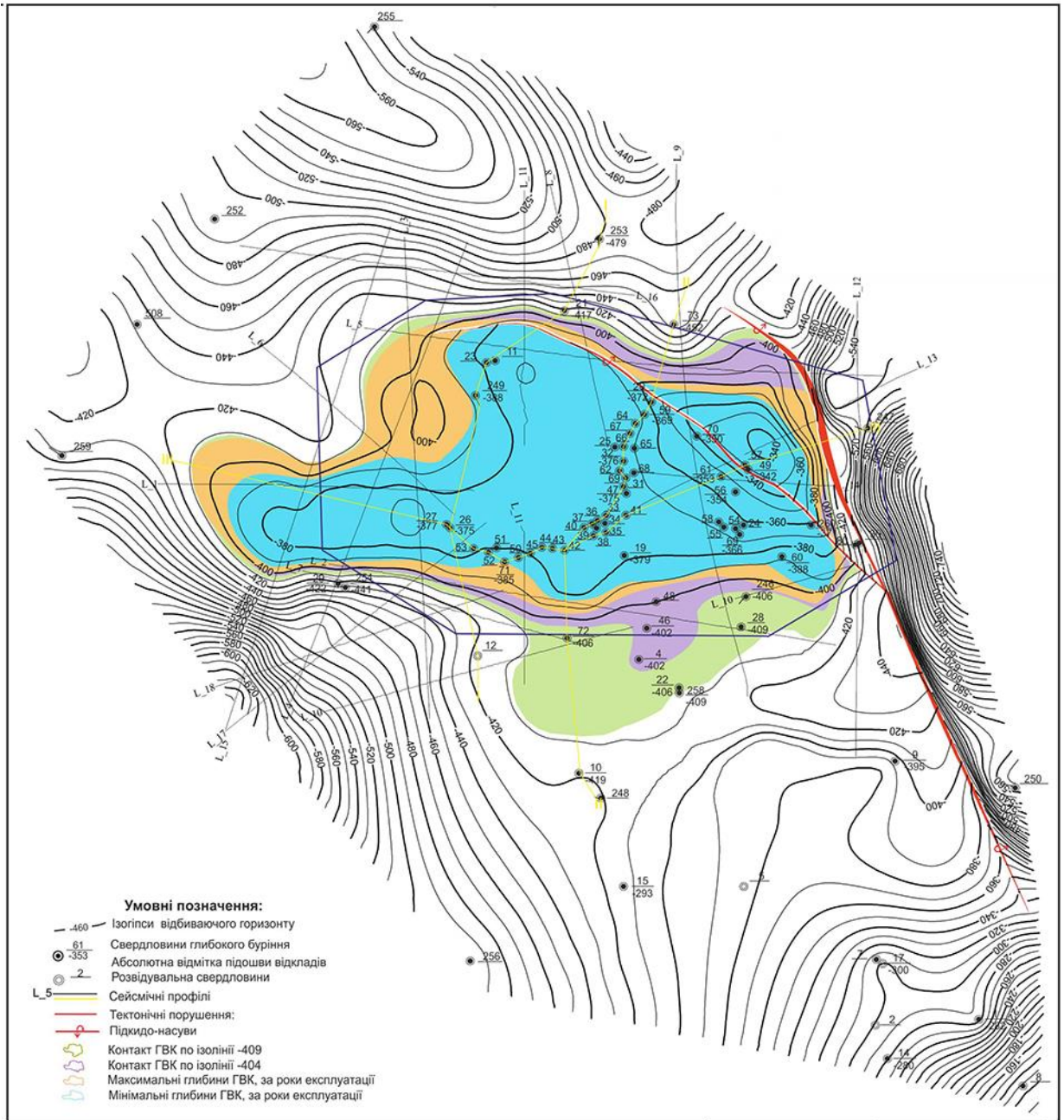


Рисунок 2.34 – Зображення різних положень ГВК на структурній карті по покрівлі колектору I-2 нижньої підсвіти T_{1S1}.

Таким чином, при максимальному коефіцієнті газонасичення 75% отримано об'єм газу який дорівнює 741 млн. м³. Це дещо менше ніж прийнято в «Технологічному проєкті...» (табл.2.4, варіант 2) в 2002 році. На наш погляд, якщо врахувати наведені в Державному балансі України від 1998 р [49] залишкові запаси по покладу Т1(І-2) в 142 млн.м³ (протокол ГКЗ СРСР №5388 від 1968 р.), або 190 млн. м³, як було прийнято на початку створення ПСГ (01.01.1973), то отримані об'єми початкових запасів газу в 741 млн. м³ та відповідний поровий об'єм в 19 млн. м³ можна вважати достатньо обґрунтованим. Він відповідає межах загально прийнятої похибки в 10%.

Виходячи з цього слід вважати, що «Техніко-економічні показники експлуатації ПСГ», які були затверджені ДК «Укртрансгаз» в 2004 році є обґрунтованими та достатньо оптимальними.

Розширення Краснопопівського ПСГ по відкладах тріасу (І-2) недоцільне. Разом з цим створена нова модель ПСГ може бути використана для оптимізації та покращення режимів експлуатації сховища.

ВИСНОВКИ

Таким чином ми сподіваємось що нам вдалося донести до читачів той перший досвід який ми отримали при вирішенні завдань створення постійно-діючих геологічних моделей підземних сховищ газу, насамперед, за даними сейсморозвідки та іншої геологічної і промислової інформації. Корисним досвідом було використання різних технологій польових сейсмічних досліджень: на Солохівському ПСГ – 3D, а на Краснопопівському ПСГ – 2D - 3C (3-х компонентна реєстрація хвиль). Враховуючи сучасний стан багатоконпонентної сейсморозвідки, а саме складності проведення збору інформації трьохкомпонентними приймачами та її обробки, доцільність вивчення ПСГ сейсмічними методами сьогодні залишається за сейсморозвідкою 3D.

Викладені послідовності процедур обробки даних сейсмічних 3D спостережень забезпечують отримання результатів достатньої якості та роздільної здатності.

Застосування сучасного ПЗ Petrel (компанії Schlumberger) надає можливість вирішити низку (ланцюг) задач, від створення інтегрованої бази геолого-геофізичних даних (сейсморозвідки, ГДС та ін.), інтерпретації накопиченої інформації, прогнозу розповсюдження колекторів і до створення постійно діючої геологічної моделі ПСГ.

Надбанням наведених вище досліджень є досвід створення 2-х ПДГМ для Солохівського і Краснопопівського ПСГ. Так для Солохівського ПСГ (байоський колектор середньої юри) з'явилась можливість розширення сховища на 40-200%, як за рахунок збільшення об'ємів зберігання газу у працюючому Південно-центральному блоці з одночасним залученням до експлуатації Західного та Північного I блоків, так і створення нових об'єктів газозберігання у Північному II і Північно-західному блоках. Можливий максимальний обсяг зберігання у двох системах становитиме 8,3 млрд.м³. В той же час створена модель Краснопопівського ПСГ по відкладах тріасу може бути використана для оптимізації та покращення режимів експлуатації

сховища. Проведена оцінка початкових запасів газу пласта-колектора І-2, яка становить 741 млн. м³ при ГВК мінус 409 м. підтверджуються що «Техніко-економічні показники експлуатації ПСГ», затверджені в 2004 році АТ «Укртрансгаз», достатньо оптимальні.

Наведені два різних приклади та підходи до вирішення питань створення ПДГМ ПСГ засвідчують про позитивний досвід та доцільність долучення до цього 3D сейсмозв'язки і сучасних програмних засобів. Актуальним також буде залишатися питання сумісної творчої роботи фахівців поріднених спеціальностей . Необхідно критично підходити до отриманих результатів своїх попередників, будь-то часові розрізи, карти та ін., а також звертати увагу на те що будуть робити далі з отриманими результатами інші фахівці. І на останнє хотілось щоб ця робота сприяла детальному вивченню, як мінімум ще 11 українських ПСГ, а можливо і створенню нових, як ефективних природних резервуарів зберігання природного газу.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. План розвитку газосховищ оператора газосховищ Акціонерного товариства «Укртрансгаз» на 2021-2030 роки. Київ, 2021.
2. Ширковский Л.И., Задора Г.И. Добыча и подземное хранение газа. – М.: Недра, 1974.
3. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ИПЦ «Маска», 2009 – 376 с.
4. СОУ-74.2-20077720-042:2011. Геолого-технологічні цифрові моделі (порядок створення та використання). НАК «Нафтогаз України». 2011.
5. Schlumberger. Курс «Введение в Petrel», учебное пособие. Houston. 2010. 400 с.
6. Архіпова С.Л. та ін. Проведення сейсморозвідувальних досліджень 3D на Західно-Солохівській площі в центральній частині ДДз. Звіт ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика». Київ. 2008.
7. Дополнение к технологическому проекту ОПЗ Солоховского ПХГ. Отчет УкрНИИГаз. Харьков. 1988.
8. Уточненный технологический проект эксплуатации Солоховского ПХГ. Отчет УкрНИИГаз. Харьков. 1990.
9. Разработать мероприятия по увеличению активного газа Солоховского ПХГ и осуществить авторский надзор за созданием и эксплуатацией ПХГ УМГ "Киевтрансгаз". Отчет УкрНИИГаз. Харьков. 1993.
10. Уточнити параметри циклічної експлуатації Солохівського ПСГ за умовами його розширення. Звіт (заклучний) УкрНДІГаз. Харків. 1997.
11. Розробити техніко-економічне обґрунтування реконструкції підземних сховищ газу України з метою підвищення їх продуктивності та скорочення терміну відбирання газу. Звіт про НДР (заклучний) УкрНДІГаз. Харків. 2000.
12. Здійснити авторський нагляд і виконати аналіз поточного стану створення та експлуатації східного комплексу підземних сховищ газу. Звіт про НДР (заклучний) УкрНДІГаз. Харків. 2000.

13. Розробити корективи технолічного проекту створення та експлуатації Солохівського ПСГ. Звіт УкрНДІГаз. Харків. 2005.
14. Терехов Є.М. Створення геолого-картографічного матеріалу на площі 12-ти підземних сховищ газу ДК «Укртрансгаз» (УНГ «Київтрансгаз»). Звіт ТОВ «Укргеоекологія». Харків. 2008.
15. Буртовий С.С., Колісніченко В.Г. та ін. Звіт «Проведення сейсморозвідувальних досліджень 3D на бакейській площі в центральній частині ДДз». ПрАТ «Геофізична компанія Надра». Київ. 2007.
16. Колісніченко В.Г., Тяпкіна О.М., Барташук Л.О. Звіт «Сейсмічні дослідження з переобробки та пеєінтерпретації матеріалів робіт минулих років по Західно-Солохівській площі». ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика». Київ. 2011.
17. Ренкас Ю. Л., Колісніченко В.Г. Звіт «Детальні багатоконпонентні 2D сейсморозвідувальні роботи на Краснопопівському підземному сховищі газу». ТОВ «Володар». Київ. 2012
18. Колисниченко В.Г. и др. Отчет «Опытно-методические работы по освоению ВК ГИС СМ-4 и совершенствованию программного обеспечения обработки данных ГИС нефтегазовых скважин применительно к условиям Мингео УССР». Киев. УТГФ. 1989.
19. Колисниченко В.Г. и др. Временные методические рекомендации по комплексной технологии обработки и интерпретации данных ГИС с целью решения сейсморазведочных задач (на базе применения системы ПТК ГИС). ПГО «Укргеофизика». Киев. 1991.
20. Колисниченко В.Г., Сиранчук А.С. Компьютерные технологии построения линейных литолого-геоакустических моделей разрезов по данным ГИС с целью решения сейсморазведочных задач. Сборник трудов (ч. II) «Проблемы интерпретации данных ГИС на ЭВМ». Тюмень. 1992.
21. Колисниченко В.Г. и др. Отчет «Внедрение и совершенствование компьютерной технологии обработки данных геофизических

- исследований нефтегазовых скважин применительно к условиям организаций ГПП «Укргеофизика». Киев. УТГФ. 1992.
22. Колисниченко В.Г. и др. «Параметрическое обеспечение сейсморазведки по данным ГИС и бурения с целью оптимизации разведки и разработки месторождений углеводородов (на примере изучения картамышских отложений Кобзевского ГКМ)». НТВ «Каротажник», № 5 (170). Тверь. 2008. с. 20-29.
23. Брайловский Г.С., Лопушан П.А., Геологическое строение и подсчет запасов Солоховского и Руновщинского месторождения. ЦИИЛ «Укрвостокнефтеразведка». Ромны. 1958.
24. Кнеллер Л.Е., Гайфуллин Я.С., Рындин В.Н. Автоматизированное определение коллекторских свойств, нефтегазонасыщенности по данным каротажа. – Москва. 1990. ВИЭМС.
25. Ларионов В.В. Радиометрия скважин. М. Недра. 1969.
26. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. Москва. 1985.
27. М.Д. Красножон, ВД. Косаченко, Комплексна інтерпретація матеріалів ГДС з використанням комп'ютерної технології «Геопошук». Київ, УкрДГРІ. 2007. с. 254.
28. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». 2003.
29. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. –Лг: Недра. 1972. с. 216.
30. Лісний Г.Д. Практичні аспекти побудови об'ємних сейсмічних зображень за сейсмограмами спільних джерел. Київ. 2012.
31. Колісниченко В.Г., Библів О.В. та ін. звіт «Створення постійно діючої геологічної моделі Солохівського ПСГ на основі результатів детальної високороздільної 3D сейсморозвідки та переінтерпретації даних свердловин на сучасних програмних комплексах». Київ. 2011.

32. Библів О.В., Соловійов І.В. Сейсмічні дослідження 3D та геолого-геофізичне моделювання у задачах проектування, створення, оптимізації роботи та розширення підземних сховищ газу. Геолог України №4 (40). 2012. с. 70-77.
33. Берман Л.Б., Нейман В.С. Исследование газовых месторождений и подземных хранилищ газа методами промышленной геофизики. М.. Недра. 1972. с. 216.
34. Шехтман Г.А., Коротков И.П. Эталоны и тенденции развития многоволновой сейсморазведки. Технологии сейсморазведки, №4. 2012. с. 5-14.
35. Mavko G., Chan C., Mukerji T., 1995, Fluid substitution: Estimating changes in V_p without knowing V_s . Geophysics 60: 1750-1755.
36. Robert Garotta. Поперечные волны: от регистрации до интерпретации. Лекции для высших учебных заведений. 2000, серия №3, с. 227.
37. Кліменко Ю. М., Ляховий В. О. Звіт «Геолого-технологічний з експлуатації Краснопопівського ПСГ за період закачування і відбирання 2011-2012рр.» Сєверодонецьк. Донбастрансгаз. 2012.
38. Юрченко В. Ф. Звіт «Розробити корективи до технологічного проекту циклічної експлуатації Краснопопівського ПСГ». Харків. УкрНДІгаз. 2002.
39. Юрченко В. Ф. Звіт «Виконати аналіз експлуатації Краснопопівського та Вергунського ПСГ і розглянути можливість розширення останнього». Харків. УкрНДІгаз. 1996.
40. Юрченко В. Ф. Отчет « Рассмотреть возможность создания ПХГ на базе Лобачевского ГКМ и осущ. Авторский надзор за эксплуатацией Краснопоповского и Вергунского ПХГ». Харків. УкрНДІгаз. 1995.
41. Юрченко В. Ф. Отчет «Уточнить параметры циклической эксплуатации Краснопоповского ПХГ». Харків. УкрНДІгаз. 1993.
42. Юрченко В. Ф. Отчет «Уточненная технологическая схема циклической эксплуатации Краснопоповского ПХГ и осуществление авторского надзора за созданием Вергунского ПХГ». Харків. УкрНДІгаз. 1992р.

43. Юрченко В. Ф. Отчет "Разработка технологических проектов создания подземных газохранилищ, анализ и оптимизация работы действующих ПХГ ВПО Укргазпром». Харьков, УкрНИИГаз. 1981.
44. Абражевич С. В. Геологическое строение Краснопоповского газового месторождения и подсчет запасов по состоянию на 01.11.1965г.(Луганская обл.). Харьков. 1968.
45. Зайковський П., Макарова Л. Предварительное заключение о запасах газа Краснопоповского месторождения, по данным интерпретации промыслово-геофизических материалов. Киев, 1962.
46. Атлас родовищ нафти і газу України. Львів. Видавництво «Центр Європи». 1998., т. I-III.
47. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. К., Наукова думка. 1989. с. 204.
48. Интерпретация данных сейсморазведки (справочник под редакцией О.А. Потапова). М. Недра. 1977.
49. Державний баланс запасів корисних копалин України, Газ природний, випуск 23. Київ. 1998.

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	6
1. СОЛОХІВСЬКЕ ПІДЗЕМНЕ СХОВИЩЕ ГАЗУ	10
1.1. Коротка історія досліджень площі	12
1.2. Стратиграфія	14
1.3. Тектоніка.....	17
1.4. Фізико-літологічна характеристика байоського пласта-колектора	22
1.5 Гідрогеологічна характеристика юрського водоносного комплексу	23
1.6 Польові сейсмічні і топогеодезичні дослідження.....	25
1.7 Топогеодезичні роботи з уточнення координат свердловин.....	28
1.8 Основні положення технології обробки сейсмічних матеріалів	34
1.8.1 Стандартна обробка сейсмічної інформації.....	35
1.8.2 Інтерпретаційна обробка сейсмічних даних	47
1.9 Обробка та інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин.....	55
1.10 Створення геологічної моделі Солохівського ПСГ.....	63
1.10.1 Формування бази даних проекту.....	63
1.10.2 Інтерпретація сейсмічних даних та атрибутний аналіз.....	67
1.10.3 Побудова структурно-тектонічного каркасу моделі підземного сховища газу та вибір параметрів тривимірної сітки.....	73
1.10.4 Моделювання фільтраційно-ємнісних властивостей Солохівського ПСГ.....	74
1.11 Результати інтерпретації даних 3D та буріння	80
2. КРАСНОПОПІВСЬКЕ ПІДЗЕМНЕ СХОВИЩЕ ГАЗУ	97
2.1 Геолого-геофізична вивченість площі робіт	99
2.2. Стратиграфія	101
2.3 Тектоніка.....	103
2.4 Фізико-літологічна характеристика пласта-колектора.	104
2.5 Польові сейсмозвідувальні дослідження 2D 3C та топогеодезичні роботи.	111
2.5.1 Топогеодезичні роботи.....	111
2.5.2 Сейсмозвідувальні роботи	111
2.6 Особливості даних багатокомпонентної сейсмозвідки (2D-3C).....	117
2.6.1 Формування моделі середовища по повздовжній і поперечній хвилям.	123
2.6.2 Побудова початкової кінематичної моделі площі для різних типів хвиль.....	124
2.6.3 Моделювання хвильових полів.	124
2.6.4 Основні положення технології обробки 2D 3C	129
2.7 Обробка та інтерпретація даних ГДС та створення геолого-промислової бази в програмному середовищі PETREL.....	138
2.8 Інтерпретація геолого-геофізичної інформації.....	139
2.8.1 Інтерпретація даних сейсмозвідки	139
2.8.2 Прогноз фільтраційно-ємнісних властивостей вивчаємих об'єктів	146
2.9 Оцінка початкових запасів газу об'ємним методом з урахуванням геологічної моделі Краснопопівського ПСГ.	156
ВИСНОВКИ.....	164
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	166