

УДК 550.834:622.12

СЕЙСМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ УГЛЕНОСНЫХ ПОРОД ДЛЯ ПРОГНОЗА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Кенжин Б. М.

(ТОО «Машизавод №1», Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан)

Сухинина Е. В., Компанец А. В., Бородин Д. С.

(УкрНИМИ НАНУ, г. Донецк, Украина)

У статті розглянуто досвід сейсмічних досліджень вуглевміщуючих відкладів Донбасу. Стисло описані сейсмічні методи з конкретними прикладами їх успішного застосування для прогнозу геологічних неоднорідностей вугільних пластів. Наведено особливості використання сейсмічних методів на вугільних родовищах, аналіз їх ефективності та напрямки подальшого розвитку.

The experience of seismic research of coal containing deposits in Donbass is under review in the article. The short description of the methods with concrete samples of their successful application for the geological inhomogeneity of the coal layer forecast is giving. The peculiarities of usage of seismic methods on coal deposits, analysis of their effectiveness and the directions of further development are giving.

Планирование горных работ при добыче угля в шахтах всегда опирается на геологический прогноз условий залегания угольных пластов, их тектонической нарушенности и других геологических неоднородностей. Геологический прогноз составляется на этапе разведки и доразведки угольных месторождений по данным бурения разведочных скважин и уточняется в процессе эксплуатации шахты при отработке угольных пластов. Довольно

часто геологический прогноз не подтверждается, особенно при прогнозе мелкоамплитудных тектонических нарушений и локальных геологических неоднородностей, что значительно усложняет процесс угледобычи.

По отношению к размерам всего шахтного поля фактические данные скважин о состоянии угольных пластов являются точечными (одномерными) и редкими. Простираение зон геологических неоднородностей в угольных пластах устанавливается путем создания пространственных моделей строения угленосного массива по сети разведочных скважин. Как любая мысленная конструкция модель это лишь приближение к реальной геологической картине.

Более полную (двумерную) информацию об угольных пластах дают геофизические методы, в частности сейсмические исследования методом непрерывного профилирования. Строго говоря, фактические данные представляют собой двух-трех мерный массив поля упругих волн. Информация о геологических неоднородностях в угольном пласте извлекается при решении обратной задачи сейсморазведки, а именно восстановлении вторичных источников упругого поля в глубине массива по значениям поля упругих волн, зарегистрированных на поверхности массива. Такими поверхностями являются горные выработки в подземном варианте, либо поверхность земли при наземных сейсмических исследованиях.

Несмотря на то, что обратные задачи имеют бесконечное множество решений, за всю историю развития сейсморазведки в мире разработаны такие методы сбора первичной информации, дальнейшей обработки и интерпретации, которые значительно сужают область возможных решений и позволяют получать модель неоднородного строения исследуемых массивов пород с заданной точностью.

Сейсмические исследования угольных пластов, как одно из направлений сейсморазведки, адаптировали наиболее успешные технологии обработки и интерпретации сейсмических сигналов. В то же время сейсморазведка углеводородного массива горных пород имеет особые черты, которые повлияли на методику полевых исследований и обработки материалов.

В данной статье рассмотрен опыт применения сейсморазведки на угольных месторождениях бывшего СССР, в основном Донбасса, где, несмотря на экономические трудности, исследования продолжались без перерыва, начиная с середины 20 века [1-7].

Особенность сейсморазведки угле вмещающего массива связана с размерами внешней по отношению к массиву пород поверхности, на которой могут быть размещены источники и датчики упругих волн. Это всегда ограниченная поверхность.

В шахтных исследованиях она определяется размерами горных выработок, их доступности при проведении исследований. В настоящее время в Донбассе наиболее удобные с точки зрения угледобычи пласты уже отработаны. Работа проводится на резервных участках шахтных полей с очень сложным геологическим строением и плохой сохранностью примыкающих к ним старых горных выработок, либо готовятся к отработке новые пласты. При вскрытии новых участков одиночными горными выработками часто случаются взрывы газа и выбросы пород.

В Карагандинском угольном бассейне в связи с неустойчивостью горных выработок одиночные выработки более доступны для сейсмических исследований. Большая часть аварий на угольных шахтах Карагандинского бассейна вызвана отсутствием достоверной информации о тектоническом строении угольного пласта впереди забоя горных выработок.

Чтобы обеспечить безопасность горных работ были разработаны **методы сейсмической локации (МСЛ)** тектонических нарушений впереди забоя горной выработки. Первые исследования были выполнены Трифоновым А. С. в лаборатории шахтной сейсморазведки УФ ВНИМИ. После внедрения в шахтную сейсморазведку цифровых регистрирующих сейсмостанций исследования были продолжены на новом уровне [8]. Исследования выполняются по многократной системе наблюдений в ограниченном пространстве вблизи забоя горной выработки. В основе метода лежит идея регулируемого направленного приема (РНП), предложенная Ф. Рибером и Л. А. Рябинкиным в 30-х годах 20 века [9].

В применении к шахтной сейсморазведке метод РНП получает следующую реализацию. По обеим стенкам горной выработки располагаются точки возбуждения упругих волн на базе $2-5\lambda$ с шагом $1/4 < dx < 1/2$, где λ - длина информационной волны. Сейсмические датчики располагаются в забое горной выработки. Время прихода отраженных волн и направление сейсмических лучей по отношению к горной выработке определяются способом разновременного суммирования исходных сейсмограмм и сравнения энергии волн по разным стенкам горной выработки. Для уверенного трассирования тектонических нарушений измерения необходимо повторять, смещая сейсмическую установку по мере продвижения забоя горной выработки.

Примеры успешного применения метода рассмотрены ниже.

Исследование методом сейсмической локации было проведено в 1989 г. на шахте им. 21 съезда КПСС ПО «Добропольеуголь». Необходимо было определить положение сброса в угольном пласте l_3 , который по геологическим данным простирается с нижней стороны 4-ого северного вентиляционного штрека под углом 10° к нему (рис. 1).

Для решения этой задачи сейсмические исследования были проведены двумя методами: ОГТ и методом локации впереди забоя 4-ого северного вентиляционного штрека. Возбуждение и прием упругих волн были ориентированы в плоскости угольного пласта на поперечные волны.

В результате были определены расстояния от 4-го северного вентиляционного штрека небольших участков тектонических нарушений и их ориентация по отношению к штреку.

Для проверки сейсмического прогноза шахта прошла горную выработку в сторону прогнозируемого тектонического нарушения. На расстоянии 38 м и 52 м от забоя на момент проведения сейсморазведки были встречены тектонические нарушения разной амплитуды (от 0,4 м до мощности значительно превышающей мощность угольного пласта). Данные проходки подтверждают сейсмический прогноз (рис. 2).

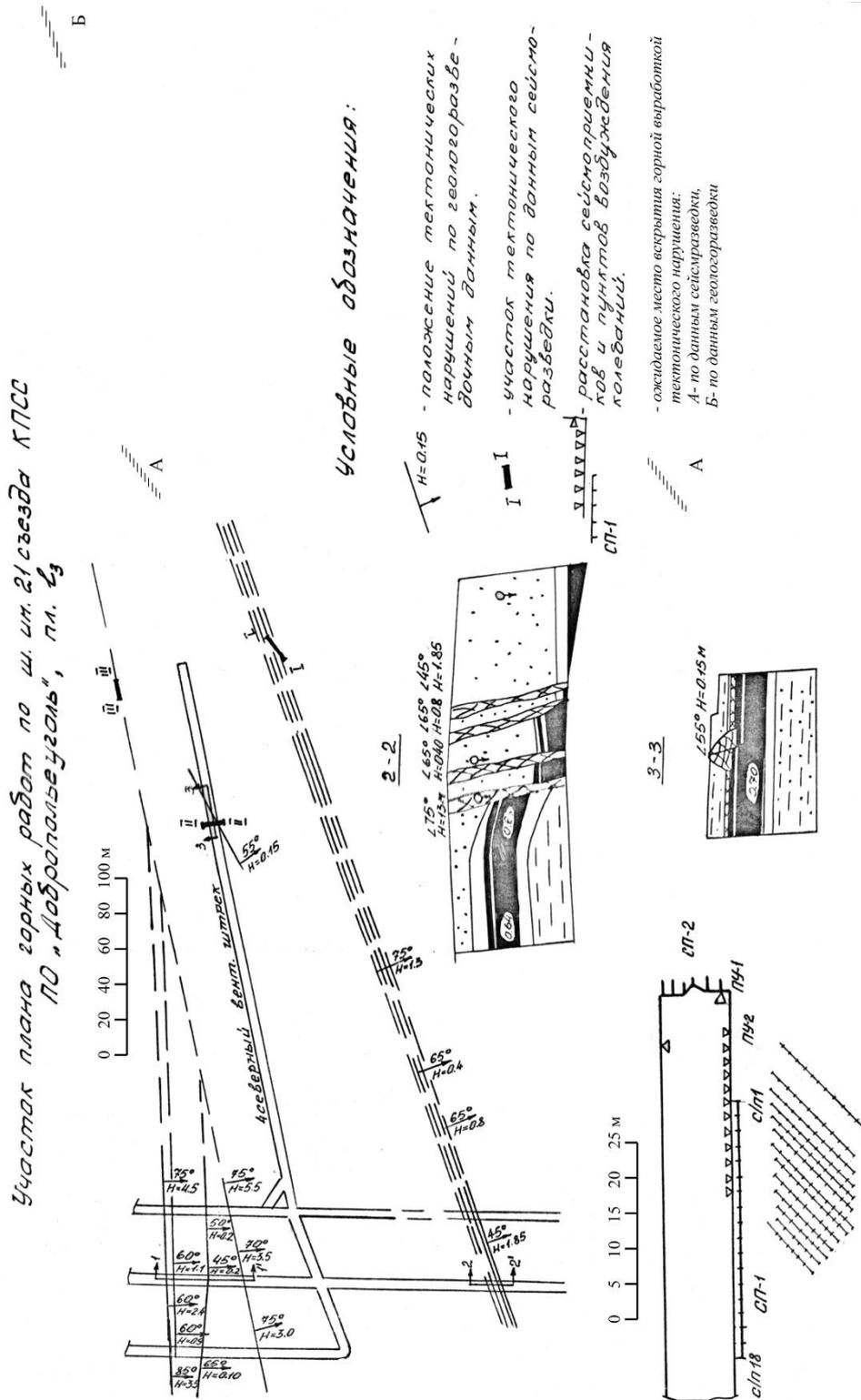


Рис. 1. Сейсмический прогноз тектонической нарушенности пл. l_3 на шахте им. 21 съезда КПСС ПО «Добропольеуголь»



Рис. 2. Результаты обработки пл. l_3 на шахте им. 21 съезда КПСС ПО «Добропольеуголь»

Геологическая служба шахты использовала прогнозное положение участка нарушения 1-1 для расчета точки вскрытия 4-ым северным вентиляционным штреком прогнозируемого сброса (зона А на рис. 1). При дальнейшей проходке штрека в расчетной точке сброс не был встречен, что вызвало отрицательное отношение шахты к сейсмическому прогнозу.

На самом деле, прогнозный участок 1-1 сброса был слишком коротким для трассировки всего сброса, простираение которого можно было лишь усреднено аппроксимировать прямой линией. Для определения ориентации сброса относительно штрека, исследование методом сейсмической локации (МСЛ) необходимо было повторить при новом положении забоя этой горной выработки.

Следующее исследование МСЛ было проведено в два этапа на шахте им. Скочинского в 1991 г.

Методика шахтного експеримента и обработки материалов была дополнена поляризационным анализом. Был реализован двухкомпонентный прием упругих волн в плоскости угольного пласта (X и Y ориентация). Схема сейсмического эксперимента показана на участке плана горных работ (рис. 3).

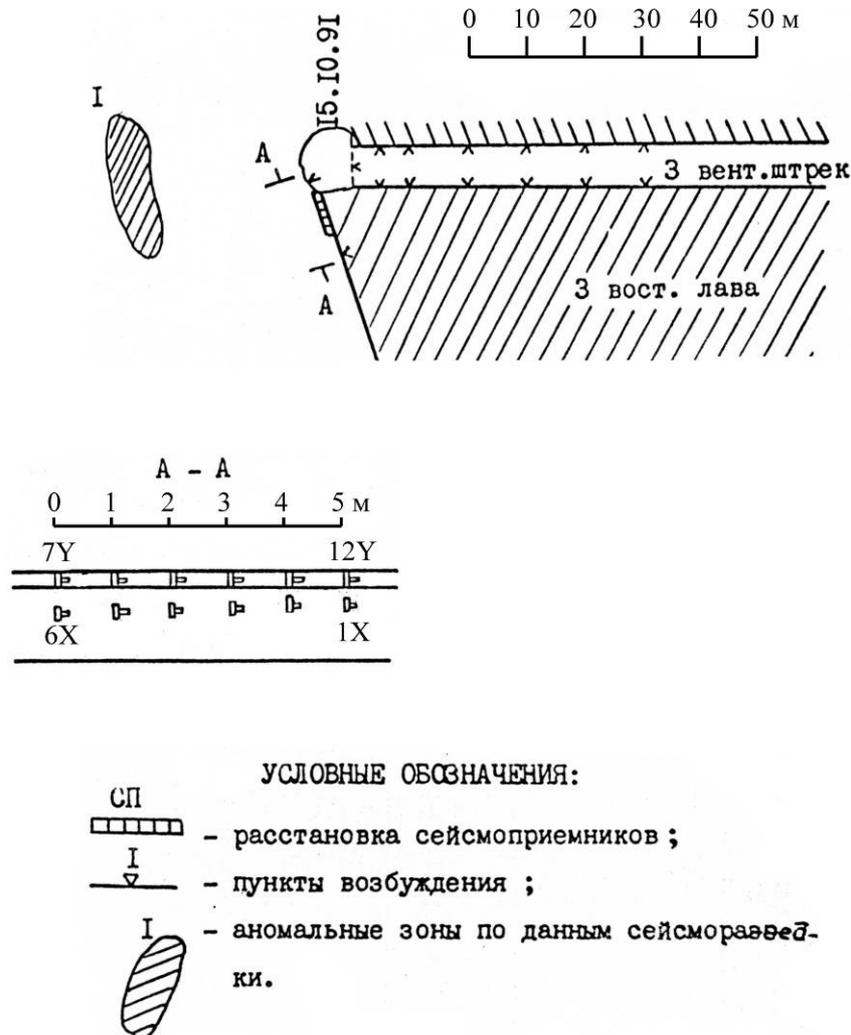


Рис. 3. Результаты сейсморазведки впереди забоя 3-го вентиляционного штрека 3-ей восточной лавы западной панели пл. h_6^1 шахты им. А. А. Скочинского ПО «Донецкуголь»

Процесс поляризационного анализа данных метода сейсмической локализации (МСЛ) сводится к расчету угла между направлением сейсмического луча и преимущественным направлением движения частиц среды в точке наблюдения, а также расчета

функции прямолинейности, определяющей степень поляризованности колебаний: чем ближе это значение к единице, тем выше степень поляризованности волн.

Признаками сейсмических вступлений на исходных сейсмических записях являются явный максимум в функции прямолинейности и сравнительно постоянная функция угла.

Появление вступлений, которые нельзя идентифицировать как вступления продольных и поперечных прямых волн, свидетельствует о наличии отраженных волн.

На каждом этапе исследований МСЛ впереди забоя 3-го вентиляционного штрека были выявлены аномальные зоны. В первой зоне произошел микровыброс при дальнейшем продвижении выработки, а во второй аномальной зоне произошло обрушение пород кровли на глубину до 0,9 м (рис. 4).

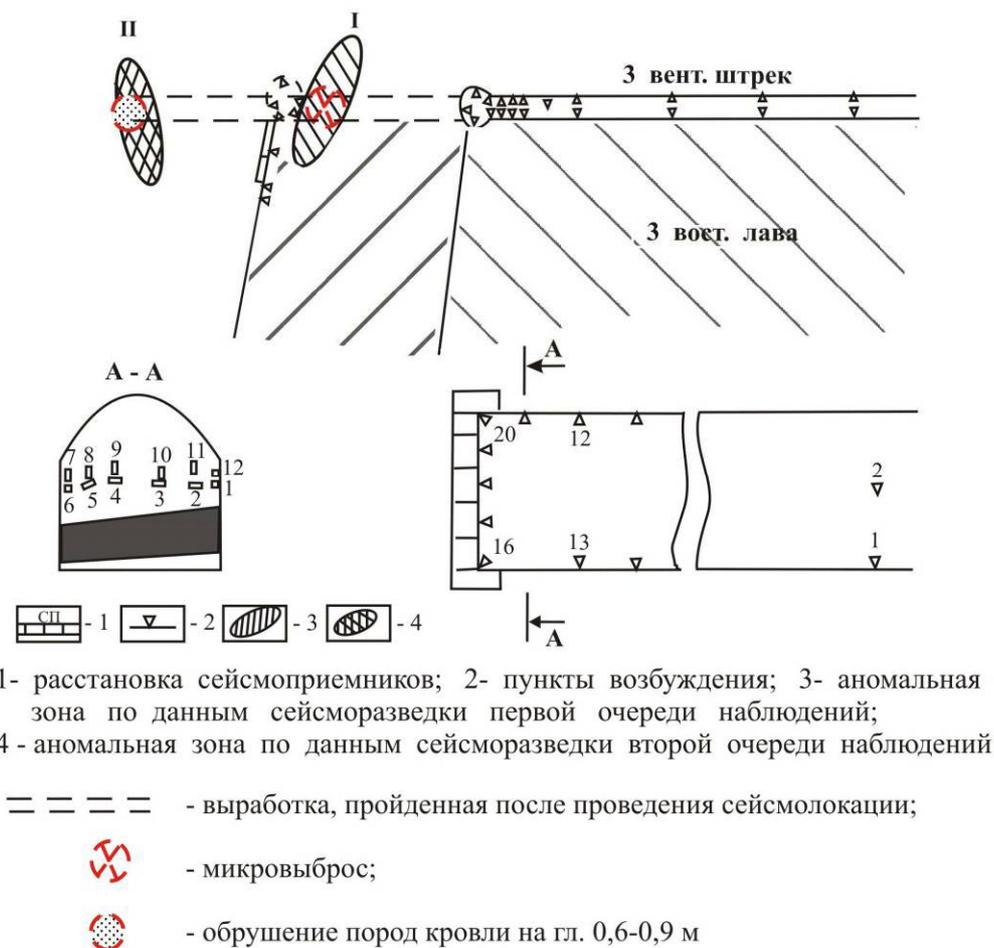


Рис. 4. Результаты отработки пл. h_6^1 на шахте им. Скочинского ПО «Донецкуголь»

Недостаток МСЛ, вызванный высоким уровнем помех от установки, подающей свежий воздух к забою выработки, сдерживает широкое использование метода.

Наибольшее распространение в шахтных сейсмических исследованиях получил **метод общих глубинных точек (ОГТ)**. Эта технология преобладает в сейсморазведке благодаря высокой эффективности при выделении отраженных волн на фоне интенсивных помех.

Практически весь объем сейсмических исследований в мире связан с **разведкой газовых и нефтяных** месторождений. Диапазон глубин залежей углеводородов $h = 2000 \text{ м} - 4000 \text{ м}$, скорость продольных упругих волн в покрывающей толще пород $v = 2000 - 3000 \text{ м/с}$, диапазон частот отраженных волн $f = 20 - 70 \text{ Гц}$ [9]. Это ключевые параметры, которые определяют геометрию сейсмического профиля.

Предлагаем оценивать метод ОГТ в разных областях применения характерным параметром p .

$$p = \frac{h_{\max}}{\lambda}, \quad (1)$$

где h_{\max} – максимальная глубина отражающей границы;
 λ – длина упругой волны.

Длина упругой волны связана с частотой и скоростью волны соотношением:

$$\lambda = \frac{v}{f}. \quad (2)$$

Для значений частоты и скорости продольных волн, которые используются при разведке залежей углеводородов, их длина заключена в диапазоне значений 30-40 м - 100-150 м.

Следовательно, в нефтегазовой сейсморазведке значение p (1) в среднем находится в пределах 20-50.

Расстояние между точками приема упругих волн (dx) связано с длиной волны следующим выражением:

$$\frac{\lambda}{4} \leq dx \leq \frac{\lambda}{2}. \quad (3)$$

Максимальное удаление источника упругих волн от точки приема колебаний приблизительно равно максимальной глубине отражающей границы:

$$x_{\max} \approx h_{\max}. \quad (4)$$

Такие соотношения между параметрами исследуемого интервала геологического разреза и геометрией сейсмического профиля обеспечивают оптимальную реализацию идеи метода общих глубинных точек (ОГТ) при разведке залежей углеводородов. А именно, позволяют коррелировать отраженные волны на сейсмограммах ОГТ и анализировать отраженные волны на когерентность способом разновременного суммирования сейсмограмм ОГТ по вееру гипербол.

При выполнении условия (4), разница по длине между максимальным и минимальным лучами отраженных волн в сейсмограмме ОГТ (dr) связана с максимальной глубиной отражающей границы соотношением:

$$dr = 0,24h_{\max}. \quad (5)$$

Выражая максимальную глубину отражающей границы через длину волны по формуле (1) и учитывая, что p меняется в пределах значений 20-50, получаем следующее выражение:

$$dr \approx 5\lambda \div 12\lambda. \quad (6)$$

Таким образом, длины лучей в сейсмограмме ОГТ различаются на величину, которая в несколько десятков раз превышает четверть длины волны – порог чувствительности когерентного анализа. Это позволяет с высокой точностью разделять по кинематическому признаку полезные отраженные волны и регулярные волны–помехи, а также получать детальную скоростную модель среды.

При **сейсмической разведке угольных пластов в подземных условиях** ключевые параметры объектов разведки значительно отличаются от параметров нефтегазовых месторождений. Максимальная глубина отражающих границ связана с задачами прогноза тектонических нарушений угольного пласта внутри подготовленной к отработке лавы и обычно не превышает ширины ла-

вы, что составляет около 200 м. Длина упругой волны зависит от типа волн, которые используются в сейсмических исследованиях.

Каналовые волны, которые распространяются в угольном пласте, имеют минимальную длину волны (около 3 м в угольных пластах Донбасса). Характерный параметр (1) имеет среднее значение 60, поэтому подземная сейсморазведка на каналовых волнах подобна (с коэффициентом подобия 10) сейсмической разведке нефтегазовых месторождений. К сожалению, каналовые волны очень неустойчивы по форме, так как крайне чувствительны к структуре волновода – угольного пласта. Поэтому анализ когерентности отраженных каналовых волн не эффективен и метод ОГТ не работает. На практике был найден выход, связанный с искусственным увеличением длины волны путем замены пакета каналовых волн их огибающей. При этом результирующая волна теряет отрицательную фазу и получает относительную устойчивость формы, но длина волны увеличивается до ширины волнового пакета, приобретая значение около 50 м. Значение характерного параметра (1) уменьшается до 4.

Поперечные волны, которые распространяются во вмещающих угольный пласт породах, имеют в отложениях карбона Донбасса скорость от 2000 до 2800 м/с в зависимости от литологии и степени метаморфизма пород. Максимальная частота поперечных волн при подземных сейсмических исследованиях достигает значений 100-150 Гц. Отраженные поперечные волны теряют высокочастотную составляющую при распространении в глубине горного массива. Обычно средняя частота отраженных поперечных волн имеет значение 70 Гц. Следовательно, длина поперечных волн меняется в пределах 30-40 м, а характерный параметр (1) получает значение 5-6.

Продольные волны, которые распространяются во вмещающих угольный пласт породах, имеют в отложениях карбона Донбасса скорость от 3500 до 4200 м/с в зависимости от литологии и степени метаморфизма пород. Максимальная частота продольных волн при подземных сейсмических исследованиях достигает значений 250-300 Гц. Средняя частота отраженных продольных волн с учетом затухания имеет значение 100 Гц. Следо-

вательно, длина продольных волн меняется в пределах 30-40 м, а характерный параметр (1) получает значение 5.

При сравнении значений характерного параметра (1) в угольной ($p=4-6$) и нефтегазовой ($p=20-50$) сейсморазведке, видно, что эти два метода не подобны. Поэтому простое копирование методик и рекомендаций из одного метода в другой ошибочно.

Действительно, если ограничивать максимальное значение удаления источник-приемник в сейсмограмме ОГТ при исследованиях угольного пласта максимальной глубиной отражающих границ (4), то диапазон разницы длин лучей в сейсмограмме ОГТ примерно равен длине волны:

$$dr \approx \lambda \div 1,5\lambda. \quad (7)$$

Значит, разница значений длин лучей в сейсмограмме ОГТ всего в $4 \div 6$ раз превышает четверть длины волны. Это снижает эффективность анализа когерентности отраженных волн. При этом уменьшаются как точность скоростной модели, так и интенсивность отраженных волн на фоне помех на результирующих сейсмических разрезах.

На практике удалось реализовать именно такое, и даже меньшее значение максимального удаления источник – приемник:

$$(x_{\max} \leq h_{\max}). \quad (8)$$

Это связано с ограниченным пространством горных выработок, малым числом каналов регистрирующей аппаратуры, с ограничением времени сейсмических исследований, вызванных остановкой работы шахты на участке исследований.

Можно повысить значение характерного параметра (1) за счет уменьшения длины волны. Для этого необходимо работать над повышением частоты отраженных волн и увеличением канальности регистрирующей аппаратуры.

Другая возможность повышения эффективности метода ОГТ связана с увеличением значения максимального удаления источник-приемник. Но появляется нелинейное искажение формы сейсмического сигнала на больших удалениях после ввода кинематических поправок, которое делает эти участки сейсмиче-

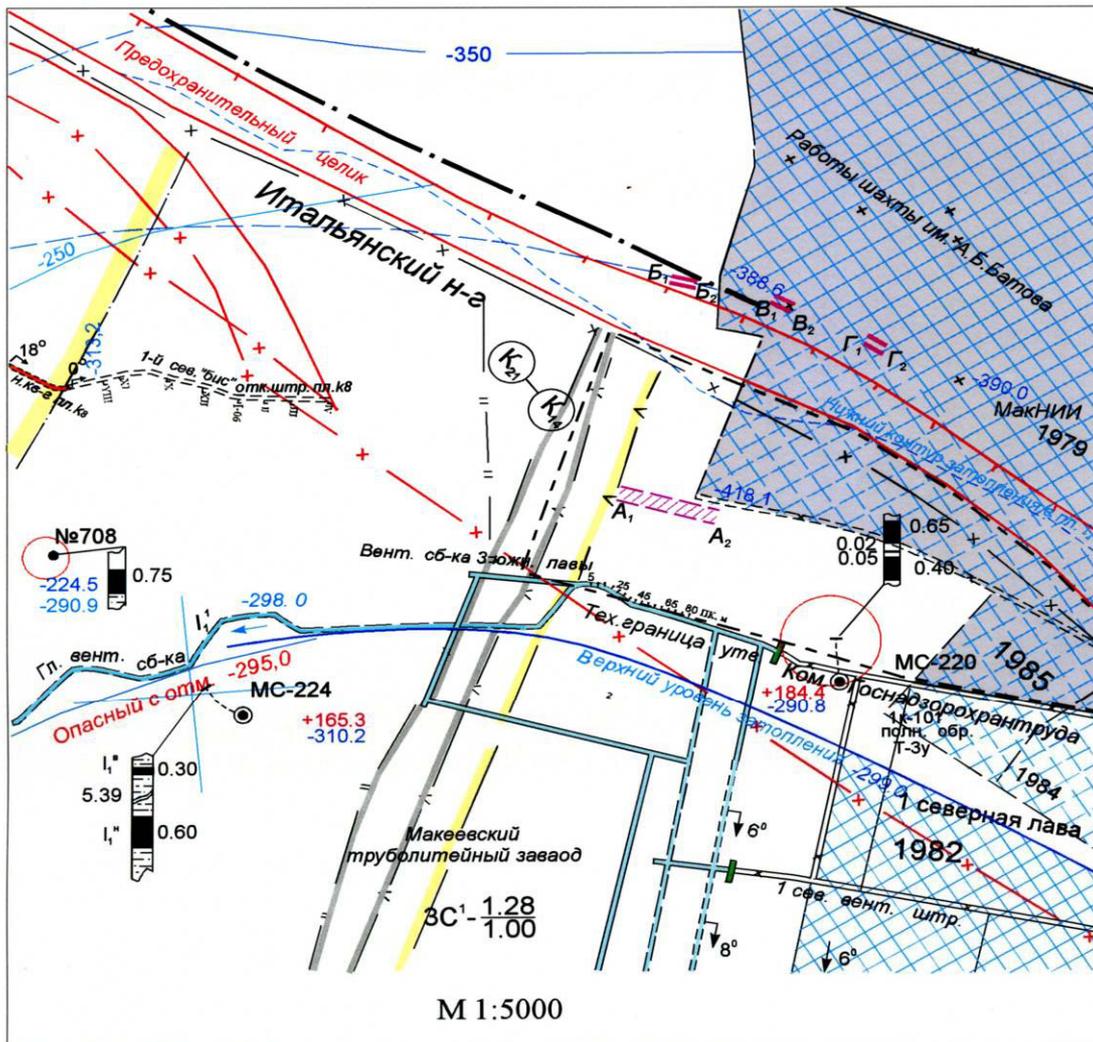
ских записей непригодными для дальнейшей обработки. Чтобы устранить нелинейные искажения сейсмических записей, необходимо исследовать эффективность применения другого типа поправок за скорость отраженных упругих волн. Например, вместо кинематических поправок применять статичные поправки за скорость волн для заданных значений глубин отражающих границ.

Были разработаны оригинальные методики обработки и интерпретации сейсмических данных метода ОГТ, которые позволили повысить эффективность метода, не меняя существующих значений характерного параметра и максимального удаления.

Первая относится к комплексированию методов сейсмического просвечивания угольного пласта (МСП) и отраженных волн в модификации ОГТ, что позволяет получать точную скоростную модель угольного пласта и вмещающих пород на участке исследований. Это повышает точность построения элементов тектонических нарушений на плане угольного пласта.

Вторая связана с использованием двух операторов анализа когерентности отраженных волн: криволинейного внутри отдельных сейсмограмм ОГТ и прямолинейного на базе 7-9 суммограмм ОГТ, который рассчитывается для веера наклонов отражающих границ (тектонических нарушений) относительно линии сейсмического профиля (горной выработки). Этот подход к обработке сейсмических данных метода ОГТ позволяет увеличить диапазон различий между длинами сейсмических лучей отраженных волн на базе анализа в 3 раза, который в таком способе превышает четверть длины волны в $12 \div 18$ раз. Этого уже достаточно для качественного выделения отраженных волн на фоне помех.

В качестве примера подземных сейсмических исследований методом ОГТ можно привести исследования, выполненные на шахте ЧП «Горняк» в г. Макеевка Донецкой области в 2006 г. (рис. 5).

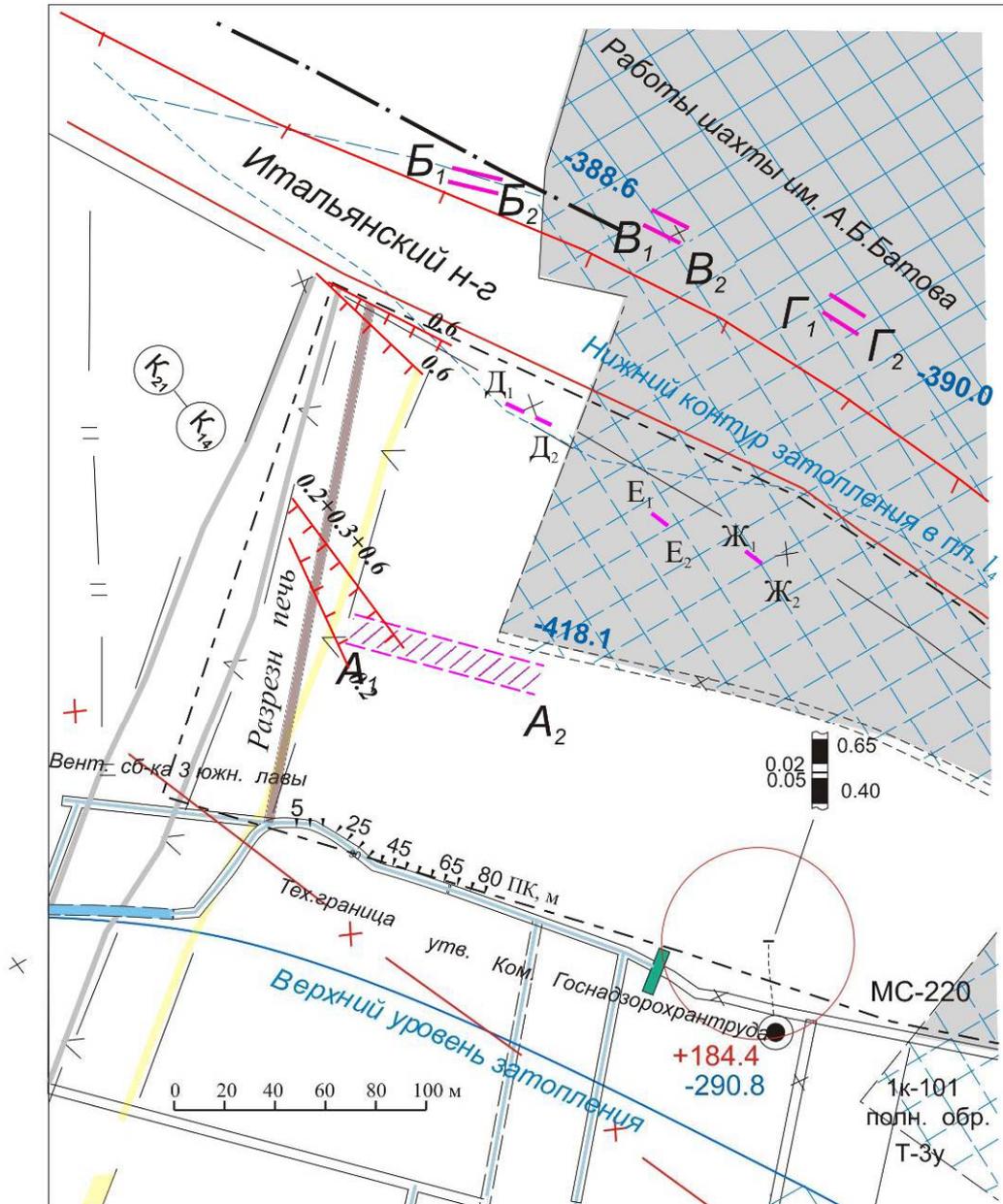


Условные обозначения:

- 65 80 ШК, м - пикеты сейсмического профиля в метрах;
- A_1 A_2 - зона предполагаемого распространения тектонических трещин;
- B_1 B_2 -отражающие площадки в зоне развития тектонического нарушения

Рис. 5. Результаты сейсморазведки из главной вентиляционной сбойки пл. l_1 на участке плана горных работ ЧП «Горняк»

После выполнения сейсморазведки была пройдена разрезная печь, которая вскрыла серию тектонических нарушений, подтверждающих сейсмический прогноз (рис. 6).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

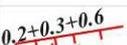
-  - тектонические нарушения по результатам сейсмических исследований;
-  - выработка, пройденная после проведения сейсморазведки;
-  - тектонические нарушения, вскрытые горными работами после проведения сейсморазведки.

Рис. 6. Результаты обработки пл. l_1 на участке сейсмических исследований на шахте ЧП «Горняк»

Широкое распространение получил метод **сейсмического просвечивания (МСП)**. Метод основан на сейсмической томо-

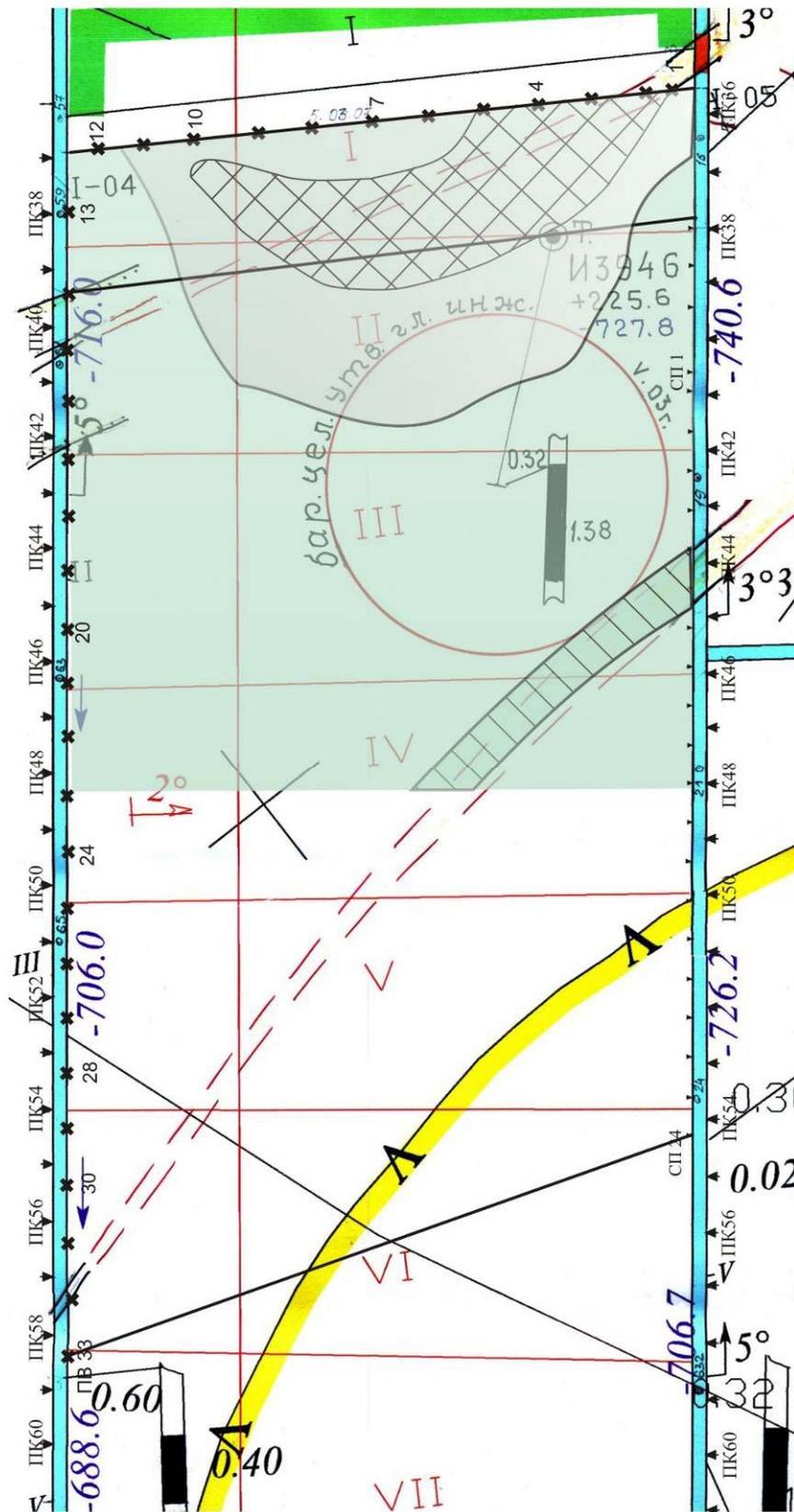


Рис. 8. Результаты отработки пл. l_6^{H-2} в 113-й лаве на шахте «Должанская-Капитальная»

Наземная сейсморазведка угольных месторождений развивалась как одно из направлений поверхностной сейсморазведки на территории бывшего СССР. Были пройдены все этапы развития от анализа аналоговых сейсмограмм и ручного построения годографов отраженных волн до современных цифровых технологий МОГТ. В Донбассе исследования проводились в основном на западных (Днепровская экспедиция) и восточных (Луганская экспедиция) территориях [10-11]. В 90-х годах прошлого века были начаты сейсмические исследования центрального Донбасса. Большой объем исследований в центральном Донбассе был выполнен силами УкрНИМИ.

Особенность угольных месторождений связана с ритмичным характером осадконакопления в угольных бассейнах. Как правило, углевмещающие толщи представлены тонкими ($H < 25$ м) слоями песчаников, алевролитов, аргиллитов. Содержание угольных пластов в толще пород имеет подчиненное значение. Среднее значение мощности угольных пластов в Донбассе составляет 1,0 – 1,5 м.

Тонкослоистые среды генерируют интерференционный пакет отраженных волн при возбуждении упругих волн на поверхности среды [9]. Наиболее устойчивые по форме и интенсивности интерференционные пакеты формируются в тонких слоях, вмещающих кондиционные угольные пласты, выдержанные по мощности и простиранию. Одиночные волны, отраженные от угольного пласта, недоступны для исследования в сейсмическом диапазоне частот. Согласно залеганию угольных пластов и вмещающих пород позволяет прогнозировать тектонические нарушения в угольных пластах по результатам исследований углевмещающей толщи.

При формировании интерференционных волн в тонкослоистой среде происходит избирательное усиление и подавление определенных частот в зависимости от мощности слоев и скорости упругих волн [9]. Типичные значения мощности и скорости продольных волн в углевмещающих отложениях Донбасса имеют следующие значения: $h = 25$ м, $v = 3500 - 4200$ м/с. Преобладающая частота интерференционного пакета отраженных волн при этом имеет значения 35-40 Гц. Длина волны в соответствии с (2)

имеет значение 100 м. На частотах 70-80 Гц интенсивность отраженных волн минимальная.

Угольные пласты, которые разрабатываются в Донбассе, залегают на глубине 500-1000 м. Следовательно, значение характерного параметра (1) заключено в пределах 5-10. Получается, что и в наземном варианте нет подобия между угольной и нефтегазовой сейсморазведкой. Причем угольная сейсморазведка при наземных исследованиях методом ОГТ на продольных волнах менее эффективна, чем нефтегазовая. На практике для повышения достоверности сейсмического прогноза используются комплексные исследования методами подземной и наземной сейсморазведки.

В перспективе повышение эффективности наземной угольной сейсморазведки связано с уменьшением длины волны. Для этого необходимо исследовать возможность регистрации второго максимума энергии интерференционного пакета отраженных волн, который согласно теоретическим представлениям будет наблюдаться на частотах 100-120 Гц при исследовании углевмещающих отложений Донбасса.

В качестве примера комплексирования методов подземной и наземной сейсморазведки можно привести результаты исследований угольного пласта c_{10}^B на участке 1084 лавы на шахте «Днепровская», выполненные в 2008 г (рис. 9).

По результатам сейсмических исследований был изменен план расположения горной выработки (1086 сборный штрек). На участке прогнозирования мелкоамплитудных нарушений горная выработка вскрыла серию сбросов с амплитудами от 0,5 до 2,7 м. При дальнейшей проходке 1086 сборного штока тектонические нарушения встречены не были. В настоящий момент проходка выработки продолжается.

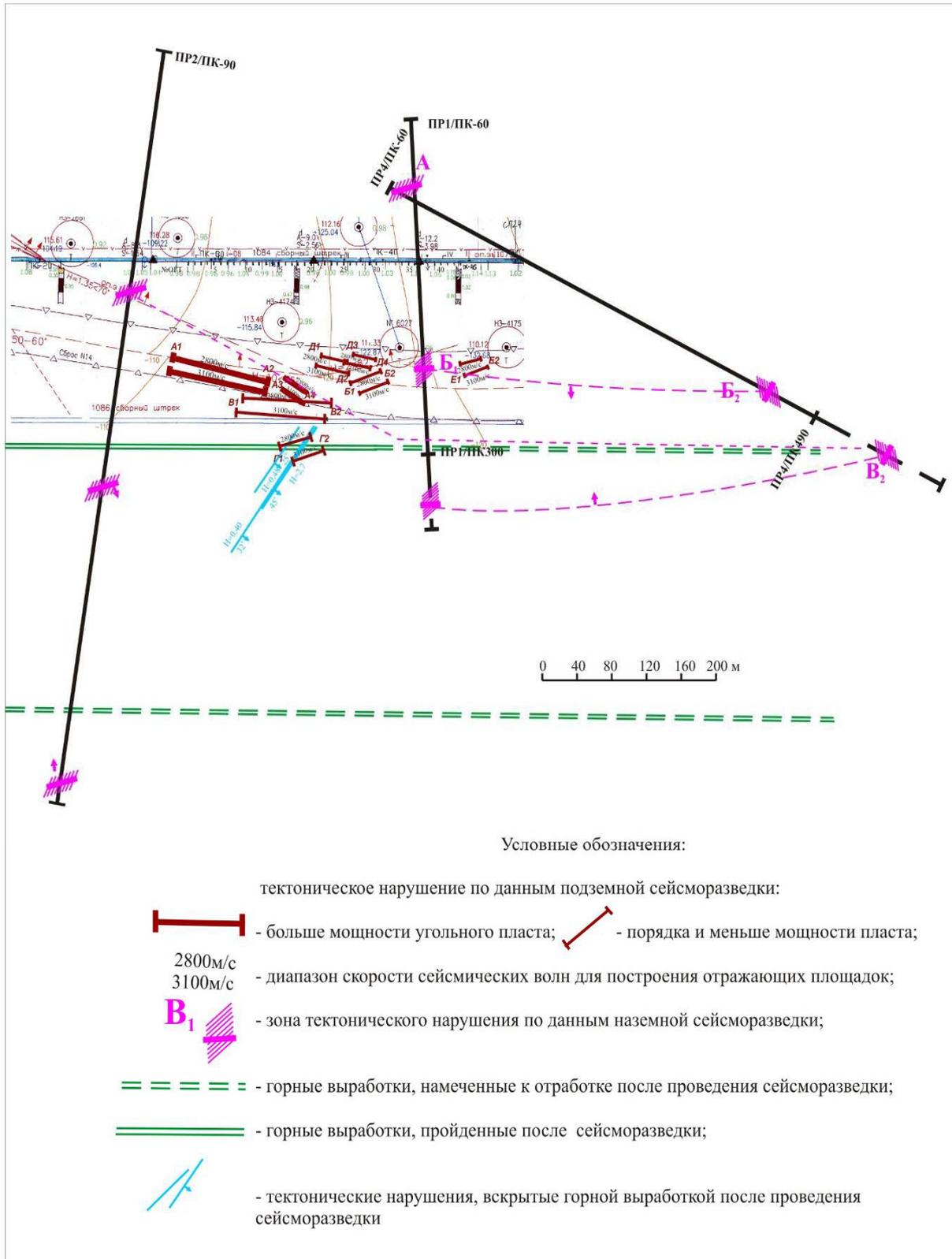


Рис. 9. Результаты отработки пл. c_{10}^B на шахте «Днепровская»

На основании изложенных в статье фактов и их теоретического анализа можно сделать следующие **выводы**.

Сейсморазведка угольных месторождений в комплексе с данными разведочных скважин с успехом используется для прогноза геологических неоднородностей в угольных пластах. Имеются многочисленные примеры, когда результаты сейсморазведки оказывались более достоверными по сравнению с геологическим прогнозом, что подтверждено результатами отработки угольных пластов.

За всю историю угольной сейсморазведки были разработаны различные методы сейсмических исследований, среди которых наибольшее применение получили метод сейсмической локации тектонических нарушений впереди забоя горной выработки (МСЛ), метод сейсмического просвечивания угольных пластов (МСП), метод общих глубинных точек (МОГТ) в подземном и наземном исполнении.

Однако бывают случаи неудачных прогнозов состояния угольных пластов сейсмическими методами, что заставляет искать способы повышения эффективности методов.

Для оценки МОГТ был введен характерный параметр p (1), значение которого прямо пропорционально эффективности метода. Исследована связь параметра с характеристиками геологического тела и геометрией сейсмического профиля. Пороговое значение характерного параметра приблизительно равно 15-20. К сожалению, значение характерного параметра в угольной сейсморазведке на данном уровне исследований не превышает 10. Разработаны способы обработки и интерпретации материалов МОГТ, которые при таком низком значении эффективного параметра позволяют получать достоверный прогноз неоднородностей в угольных пластах.

В перспективе развитие метода связано с ростом значения характерного параметра в угольной сейсморазведке. Для этого необходимо исследовать возможность повышения частоты упругих волн при возбуждении и регистрации, и увеличить каналность регистрирующей аппаратуры.

СПИСОК ССЫЛОК

1. Методические рекомендации по технологии шахтной сейсморазведки разрывных нарушений угольных пластов с использованием цифровых суммирующих сейсмостанций типа ШСС [Текст]: РД. – Утв. ВГО «Союзуглегеология» 20.04.91. - Донецк: УкрНИМИ, 1991. – 102 с.
2. Методика инженерной сейсморазведки и программ обработки сейсмических материалов [Текст]: РД 12.001 59226.001-93. – Утв. Минуглепромом Украины 10.08.93. - Донецк, 1993. – 22 с.
3. Методика поверхностной сейсморазведки нарушений [Текст]: РД 12.001 59226.006-94. – Утв. Минуглепромом Украины 10.08.94. - Донецк, 1994. – 20 с.
4. Проведение сейсморазведочных опытно-методических работ на шахтных полях с целью прогноза тектонических нарушений угольных пластов [Текст]: отчет о НИР (заключ.) / УкрНИМИ; рук. А. В. Анциферов. - 0294814000; № ГР 0198U003967. - Донецк, 1999. – 87 с.
5. Дослідження тектоніки шахтних полів геофізичними методами [Текст]: звіт про НДР (заключ.) / УкрНДМІ; керівник А. В. Анциферов. - 437-94831/01; №ДР 0101U002843. - Донецьк, 2002. – 192 с.
6. Тиркель, М. Г. Особенности обработки данных наземной сейсморазведки тектонической нарушенности угольных пластов [Текст] / М. Г. Тиркель, А. И. Компанец, Е. В. Сухинина // Геотехническая механика: Межвед. Сб. науч. Трудов / НАНУ. Днепропетровск, 2002. – Вып. 35. – С. 96-101.
7. Анциферов, А. В. Теория и практика шахтной сейсморазведки [Текст] / А. В. Анциферов. – Донецк: Алан, 2003. – 312 с.
8. А. с. 1766179 СССР, А1 G 01 V 1/00. Способ сейсмической разведки нарушений впереди забоя горной выработки [Текст] / Комаров А. И., Метлов Л. С., Сухинина Е. В., Буряк С. А.; заявитель и патентообладатель Всесоюзн. науч. - исслед. ин-т горной геомеханики и маркшейдерского дела. - №4851015; заявл. 09.07.90; зарегистр. 01.06.92

9. Сейсморазведка [Текст]. Т. 1.: справочник геофизика / Под ред. В. П. Номоконова. – 2-е изд., перераб. - М.: Недра, 1990. - 336 с.
10. Применение обменных отраженных волн в комплексе сейсморазведки при изучении тектоники угольных месторождений. Методическое руководство. [Текст]: - Утв. Министерством геологии СССР 28.05.86. - Министерство геологии, Днепропетровское отделение ИМП., 1986. – 79 с.
11. Хохлов, М. Т. Многоволновые сейсмические исследования угольных месторождений Донбасса [Текст] / М. Т. Хохлов, О. М. Харитонов, П. Г. Трифонов и др.; под общ. ред. В. Б. Соллогуба. – Киев: Наук. думка, 1990. – 132 с.