

**МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РОССИИ**

**УТВЕРЖДАЮ**

**Заместитель руководителя  
Департамента геологии и  
использования недр**

\_\_\_\_\_ **Липилин А.В.**

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ **2002г.**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ  
К ТЕХНИЧЕСКОЙ ИНСТРУКЦИИ  
ПО НАЗЕМНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ  
ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ.**

**Москва – 2002**

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	6
1. Условия применения МОВ-ОГТ.....	7
2. К планированию 3D наблюдений.....	13
2.1. Основные положения 3D сейсморазведки.....	13
2.2. Основы проектирования трехмерных съемок – 3D.....	17
2.3. Пример оценки номинальной кратности наблюдений.....	24
2.4. Пример определения числа приемных линий в расстановке....	25
2.5. Пример определения числа и длины приемных линий в 3D системах.....	26
2.6. Пример определения числа перемещений расстановки сейсмоприемников в 3D системах.....	27
2.7. Пример планирования наблюдений трехмерной съемки - 3D.....	28
2.8. Системы наблюдений в сейсморазведке 3D.....	31
2.9. Анализ параметров систем наблюдений 3D и моделирование трехмерных съемок.....	42
3. Методические рекомендации по проектированию регулярных систем наблюдений МОВ-ОГТ 3D и их реализации в некоторых сложных ситуациях.....	47
3.1. Входные данные для выбора системы наблюдения.....	47
3.2. Планирование сценариев обработки площади.....	50
3.3. Необходимые обобщения.....	55
4. Рекомендации по применению природосберегающих элементов процесса сейсморазведочных исследований.....	64
4.1. Основные направления в разработке экологически «чистых» сейсморазведочных технологий.....	67
5. Топогеодезическое обеспечение сейсморазведочных работ.....	81
5.1. Пример применения глобальных спутниковых	

геодезических систем при сейсморазведочных работах.....	83
5.2. Пример геодезического обеспечения сейсморазведочных работ.....	88
5.3. Функции навигации спутникового приемника GARMIN GPS II PLUS.....	93
5.4. Пример геодезического обеспечения сейсморазведочных работ в ОАО «ЦГЭ»(Новосибирск).....	95
5.5. Программное обеспечение для обработки GPS-измерений.....	101
5.6 Страница журнала спутниковых наблюдений.....	109
5.7 Пример производства геодезических работ по договору.....	110
5.8 Временные требования к содержанию и оформлению Акта окончательной приемки топографо-геодезических работ при сейсмических исследованиях (на примере ХМАО).....	111
6. Рекомендуемый перечень документов, необходимых для деятельности сейсмической партии.....	121
7. Рекомендуемое временное положение о супервайзере – представителе Регионального Комитета при проведении профильных сейсморазведочных исследований МОГТ.....	125
8. Контроль состояния аппаратуры и работы вибросейсмического комплекса.....	129
8.1 Контрольная аппаратура .....	129
8.2 Вибраторы: требования и контроль.....	130
8.3 Контроль местоположения и работы группы источников.....	133
8.4 Контроль сейсмической станции.....	133
8.5 Контроль качества приемной расстановки.....	135
9. Выбор оптимальных параметров вибросейсморазведки .....	139
9.1 Постановка задачи.....	139
9.2 Функциональные нелинейные свипы.....	141
9.3 Выбор оптимальных параметров свипа .....	155

9.4 Адаптация к условиям возбуждения.....	160
10.Контроль и оценка качества проведения полевых работ по технологии высокоразрешающей сейсморазведки.....	164
11.Пример описания результатов опытных работ.....	166
12.Рекомендуемые временные требования к содержанию и оформлению Акта окончательной приемки полевых сейсмических материалов.....	171
13.Рекомендации по технологии машинной обработки сейсмозаписей.....	180
13.1. Требования к исходным данным для обработки.....	180
13.2. Подготовка материалов к обработке и передаче их на ВЦ.....	181
13.3. Этапы и виды обработки.....	183
13.4. Основные процедуры кинематической обработки.....	187
13.5. Основные процедуры динамической (специальной) обработки.....	194
13.6. Интерактивная обработка.....	196
13.7. Экспертная обработка.....	197
13.8. Интерпретационная обработка.....	197
13.9. Обработка данных 3D сейсморазведки.....	200
13.10.Оформление результатов обработки и передача их заказчику.....	201
14.Рекомендации по интерпретации результатов обработки сейсмических материалов и моделированию геологических процессов.....	207
14.1. Анализ волнового поля.....	207
14.2. Прослеживание сейсмических волн.....	207
14.3. Построение скоростных моделей.....	209
14.4. Построение глубинных разрезов, карт и схем.....	212
14.5. Построение макро- и микромоделей,	

прогнозирование коллекторов.....	221
14.6. Моделирование геологических процессов формирования резервуаров.....	245
15.Рекомендации по оценке качества и точности сейсмических исследований.....	258
15.1. Общие рекомендации.....	258
15.2. Оценка качества представляемых результатов сейсморазведки на региональном этапе.....	260
15.3. Способы практической оценки точности вычисления скоростей в МОВ-ОГТ.....	271
15.4. Оценка точности и качества структурных построений.....	282
15.5. Оценка надежности выявления структур, точности определения их параметров и качества сейсморазведочных работ.....	293
15.6. Вероятности попадания поисковыми скважинами в залежь и среднее количество скважин, необходимое для открытия месторождения.....	307
15.7. Методики и программные средства адаптивной оценки достоверности антиклинальных структур по внутренней сходимости данных сейсморазведки.....	309
16.Рекомендуемая форма отчетности по геологии и нефтегазоносности района геолого-геофизических исследований.	327
17.Перечень материалов, подлежащих передаче в организацию, осуществляющую архивное хранение сейсмической информации по региональным и опорным геофизическим профилям.....	329
18.К порядку передачи геофизических данных по опорным и региональным профилям в Государственный банк цифровой геологической информации.....	334
ЛИТЕРАТУРА.....	335

## ВВЕДЕНИЕ

Данные методические рекомендации составлены с целью оказания помощи производственным организациям при проведении сейсмических работ с учетом требований новой «Технической инструкции по наземной сейсморазведке при проведении работ на нефть и газ». Составители методических рекомендаций учли пожелания производителей получить документ, в котором можно было бы найти ответы на основные вопросы, нередко возникающие в процессе выполнения сейсмических исследований, без обращения к библиотечным источникам, которые к тому же все труднее найти.

В работе над методическими рекомендациями принимали участие сотрудники ВНИИГеофизики, ЦГЭ, ТюменНИИгипрогаз, ЗапСибНИИГГ, СНИИГГИМС, производственных организаций МПР РФ и МТЭ РФ, а также различных ОАО и ООО.

Работа выполнялась по договору с МПР РФ и предусматривала два этапа: первый – 2001г., второй – 2002г. В связи с резким сокращением финансирования на 2002г. не представилась возможность согласовать подготовленную версию с производственными организациями отрасли, собрать от них замечания и предложения по редактированию текстового материала. Эту часть работы планируется провести в 2003г. при наличии финансирования от МПР РФ.

Данная редакция Методических рекомендаций подготовлена коллективом в составе: Потапова О.А. (руководитель ВТК), Беклемишева А.Б., Самойлова А.В., Колесова С.В., Аккуратова О.С., Закариева Ю.Ш., Жукова А.П., Цыпышева Н.Н., Мушина И.А., Тищенко И.В., Авербуха А.Г. и других специалистов.

## 1. УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ МОВ-ОГТ.

Работы должны гарантировать решение поставленных задач, выполняться безопасно, экономно, без нанесения ущерба окружающей среде. Необходимо отсекаать варианты решения геологических задач с ориентацией только на прибыль, игнорируя физические и технические возможности метода в каждом конкретном случае. **Частота** должна быть достаточно высокой, чтобы отделить отраженные волны от волн других типов, также способных проявить себя в виде когерентных вступлений.

От этого, кстати, зависит интервал проявления отраженных волн на временных разрезах ОГТ. Существует правило: для уверенного проявления отражений на сейсмических разрезах необходимо время, соответствующее 3-5 периодам (иногда 1,5-2 периодам) преобладающей частоты после первых вступлений. На практике, когда большая часть данных получается на преобладающих частотах  $< 150$  Гц, подлинность отражений на временах менее 50 мс должна быть доказана фазовой корреляцией волны на первичных записях (до накопления ОГТ). **Контрастность акустических** свойств среды должна быть достаточной для возникновения отражений. **Источник возбуждения** должен обладать достаточной энергией, а приемники и каналы записи – необходимой чувствительностью для цифровой записи информации.

Обычно решаемые задачи:

- выявление общей геологической структуры района работ;
- прослеживание стратиграфически выдержанных границ и пластов, зон выклинивания и фациального замещения отдельных линз;
- обнаружение и картирование разломов и зон трещиноватости.

Проведению полевых работ должно предшествовать их моделирование, позволяющее выработать и обосновать определенную концепцию решения поставленных геологических задач, сформировать условия получения наиболее качественных первичных данных за счет правильного выбора направления профилей, систем наблюдений и параметров записи; оценить

ограничение метода и возможные ошибки, возникающие в процессе обработки данных.

Предварительное моделирование позволяет оценить возможность решения поставленной задачи. В этом смысле весьма полезными могут оказаться синтетические сейсмограммы, построенные на основе имеющейся информации, такой, как данные АК, ГГК-П, ЭК. Полученная модель должна дополняться по мере поступления новой информации и выявления ранее неизвестных осложняющих факторов. Следует избегать использования двумерных моделей при обработке данных площадных наблюдений. В сложных случаях при наличии крутопадающих границ трехмерное моделирование желательно и при оценке данных 2D. В принципе, влияние трехмерности на данные 2D убывает с уменьшением глубины залегания отражающих границ.

Таким образом, процесс моделирования должен быть итеративным, позволяющим обновлять сейсмическую модель среды по мере поступления новой информации.

Окончательное решение о проведении сейсмических работ может быть принято после получения результатов волнового зондирования, которое включает запись и анализ всего волнового поля, в том числе и помех, при последовательном удалении приемников от источника, или наоборот. Таким образом, можно оценить пределы вертикальной разрешенности сейсмических записей.

В процессе отработки волнового зондирования необходимо провести опробование имеющихся источников и провести другие исследования с тем, чтобы определить период суток наиболее свободный от помех и определить условия установки сейсмоприемников на поверхности (заглубление, уплотнение поверхности грунта, снега; крепление к кольям и т.п.). Обратить внимание на выбор параметров работы полевого оборудования, и, прежде всего, на ограничение сигнала в сейсмоприемниках, «косах», усилителях,

блоках АЦП. В частности, в аналоговых и цифровых 12-15-разрядных станциях критически важно подобрать ФНЧ до АЦП; тогда как в телеметрических 24-разрядных станциях можно обойтись без предварительной фильтрации ФНЧ. Достаточно применить режекторный фильтр от сетевых наводок и антиалайсинг-фильтр ФВЧ.

При выборе сейсмоприемников, как правило, используют (электродинамические по принципу действия) приборы, характеризующиеся собственной частотой 10 Гц и частотой 2-го резонанса 160 Гц – 300 Гц. Более высокочастотные сейсмоприемники ограничивают нижнюю часть спектра и создают впечатление зашумленной («звенящей») записи, то есть высокочастотный диапазон полезных волн в условиях, когда приемники и источники находятся на поверхности земли, пока не освоен.

Существенно важно установить соответствие геометрии полевых наблюдений искомым объектам разведки.

Обращать внимание на:

- параметры записи;
- коррелируемость волн;
- стабильность момента возбуждения;
- уровень помех: ветровых, воздушных волн, поверхностных волн, электрических влияний: 50 Гц и «просечки» - беда кабельных станций и т.п.;
- выбор линии приведения ниже ЗМС и ЗПС и определение поправок в годографы ОГТ через измерения вертикального времени или на основе МСК при возбуждении колебаний из скважин, через посредство МПВ-ЗМС при работе с невзрывными источниками, через расчеты скоростных моделей, построение синтетических сейсмограмм.

Всегда необходимо иметь в виду, что подавляющее большинство сейсмических обрабатывающих систем (в том числе и зарубежного происхождения) предполагают при обработке данных ОГТ более простые и

однородные среды, чем реальная сейсмическая среда, и, как правило, не учитывают:

- невыполнение условия гиперболичности наблюдаемых годографов;
- ограничения на протяженность и форму границ раздела среды;
- различие скоростей падающего и отраженного лучей, в связи с наличием горизонтального градиента скорости;
- влияние обмена и рассеивания волн;
- влияние углов наклона и формы границ при определении скоростей в покрывающей толще;
- влияние устаревания данных исходных данных.

В результате может получиться неоднозначная ситуация при решении таких задач, как изучение сред, резко неоднородных по скоростям с проявлением рассеяния сейсмической энергии на границах раздела, с высоким уровнем помех, не учитываемых рабочей моделью среды и т.п. Поэтому особенно важно, чтобы в отчете, представленном Заказчику, было описание этапов обработки, сопровождаемое примерами промежуточных результатов.

Правильная обработка предполагает определение природы волн на первых записях от каждого ПВ, поскольку некоторые из волн должны быть подавлены или ослаблены: преломляющие, воздушные, прямые, поверхностные. Полное подавление достигается «мьютингом», применение которого может привести к появлению искусственных фаз на сейсмических записях после накапливания ОГТ и применения процедуры миграции. Поэтому необходима тщательная редакция записей и снятия всех ложных высокочастотных компонент.

Статпоправки и скоростной анализ особенно важны при резких и зачастую неожиданных вариациях скорости ВЧР. Статические поправки могут нивелировать признаки нарушений. Когерентная фильтрация может приводить к суммированию высоких побочных частот фильтров. При ФК-

фильтрации пространственный аляйсинг воздушных и поверхностных волн может приводить к искажению смежных трасс.

После завершения обработки окончательный разрез в целом должен соответствовать предварительному разрезу.

### **Интерпретация.**

Волновые разрезы (временные или глубинные) в отличие от тех, которые строятся интерпретатором, могут содержать множество когерентных волн, не являющихся отражениями. При интерпретации волновых разрезов следует исходить из предположения, что не все наблюдаемые волны являются отражениями и необходимо искать доказательства их существования. В частности, волны, характеризующиеся углами падения более  $45^\circ$ , не должны интерпретироваться. Сейсмические разрезы должны предоставляться в 2-х вариантах: с увеличением вертикального масштаба, с неискаженным соотношением вертикального и горизонтального масштабов. Для этого интерпретатор должен иметь подробные описания полевой методики и этапов обработки, быть в состоянии идентифицировать типы сейсмических волн и иметь возможность, при необходимости, строить траектории сейсмических лучей и возвращаться к исходным полевым сейсмограммам, промежуточным этапам обработки, чтобы установить, является ли волна, выделяемая на окончательном разрезе, действительно отраженной и находится в плоскости временного разреза. Некоторым подтверждением может служить определенное соответствие разрезов после предварительного и окончательного накапливания. Глубинные построения должны быть увязаны с результатами ВСП ГИС и другой имеющейся достоверной геологической информацией.

### **Подготовка договора (контракта) на проведение геофизических работ.**

Подписывать необходимо только многоэтапные контракты, включающие экспертную оценку возможности решения геологической задачи: до начала полевых работ, после выполнения опытных работ, на ранней стадии полевых работ, в процессе обработки и интерпретации получаемых материалов, в процессе составления отчета.

Работы 3D должны проектироваться только после работ 2D. Производственные работы следует начинать только после того, когда в результате опытных работ уточнены методика и технология полевых наблюдений.

Контракт должен включать условия, оговаривающие возможность прекращения работ после приемки любого из этапов, если применяемая методика и (или) технология оказываются неудовлетворительными.

Необходимо убедиться, что исполнитель обладает достаточной компетентностью и опытом работы с использованием технологии 2D и в особенности 3D.

### **Заявки и конкурсы.**

При подготовке конкурсной заявки следует внимательно относиться к обоснованию каждого пункта заявки. Обоснование может оказаться излишне оптимистичным или скромным. Однако в любом случае оно должно быть научно обоснованным. Персонал, ответственный за подготовку заявок, должен быть хорошо осведомлен об условиях и особенностях конкурса.

## 2. К ПЛАНИРОВАНИЮ 3D НАБЛЮДЕНИЙ.

### 2.1 Основные положения 3D сейсморазведки.

В отличие от профильных съемок в трехмерной сейсморазведке (3D) пункты возбуждения и приема располагаются по определенным линиям, профилям, которые, как правило, ортогональны (рис.2.1) или расположены под углом друг к другу. Приемных линий с группами сейсмоприемников может быть несколько, и их число определяется каналностью применяемой

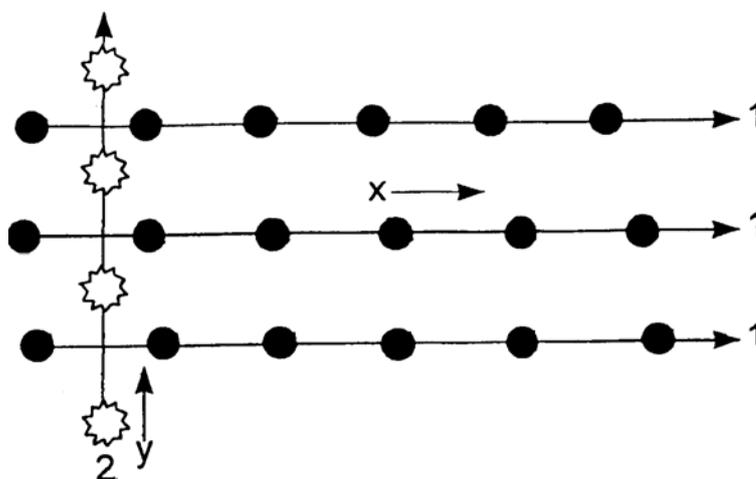


Рис.2.1. Пример ортогонального расположения линий приемников (1) и источников (2) колебаний.

регистрирующей аппаратуры. Применяют системы наблюдений, при которых приборы располагаются по кругу, в шахматном порядке или по другим траекториям на местности. Пункты возбуждения располагаются также по линиям, число которых может быть различно. Как правило, каждый пункт возбуждения обрабатывается отдельно. При работе с вибрационными источниками колебаний возможно одновременное генерирование волн с двух пунктов с регистрацией колебаний на одну расстановку приборов.

3D методика основывается на системах наблюдения с многократным прослеживанием границ, в принципе аналогичной ОГТ или ОСТ (общие срединные точки). Отличие заключается в том, что приемники принимают волны, распространяющиеся по различным азимутам, причем распределения центров расстояний

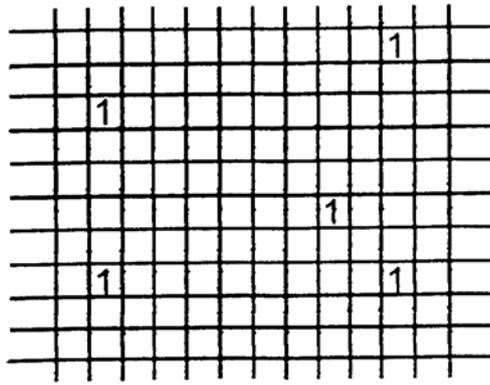


Рис.2.2. Пример разбиения площадки на бины. 1 – бин.

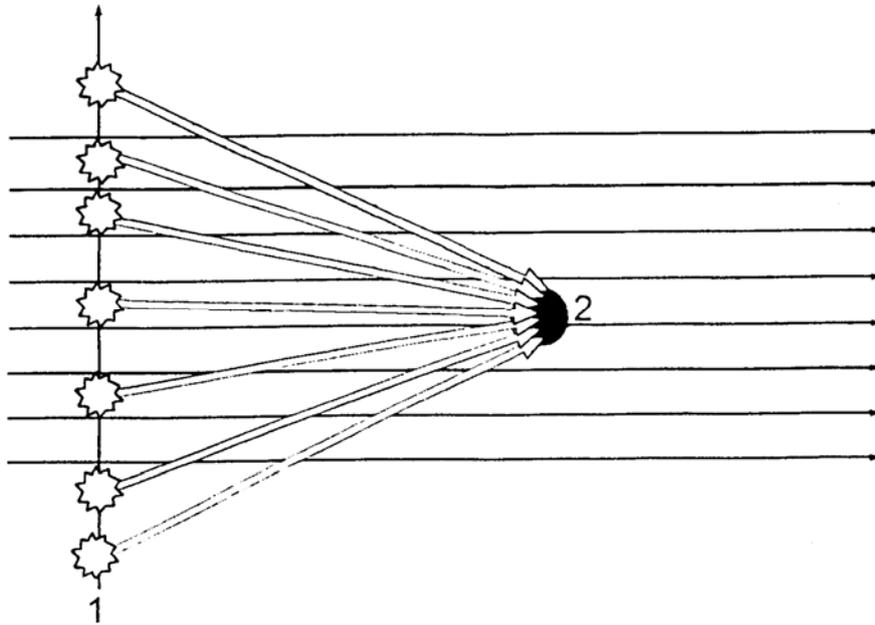


Рис.2.3. Пример, иллюстрирующий различные направления прихода волн от источников (1) в точку приема колебаний (2).

между пунктами возбуждения и приема становятся двумерными. В практике работ они получили название бины (рис.2.2) и в зависимости от системы наблюдений могут иметь различную форму (прямоугольную, квадратную, круговую или другую). Размеры бина определяют пространственную разрешенность получаемых данных.

В линейных съемках систему наблюдений определяют такие параметры, как минимальный и максимальный выносы или расстояния от пункта возбуждения до расстановки сейсмоприемников. В сейсморазведке 3D к этим параметрам добавляется еще азимут направления на пункты возбуждения

(рис.2.3). Оптимизация этого параметра оказывает значительное влияние на результаты съемки.

При разведке спокойных структур с субгоризонтальным поведением границ раздела распределение азимутов в пределах бинов особого значения не имеет. В тех же случаях, когда изучаются сложные структуры с большими углами наклона слоев, диапазон азимутов должен быть значительным, и от его величины зависит степень освещения строения наклонных элементов разведываемого объекта. При 3D повышается важность учета размеров зоны Френеля, особенно при изучении объектов относительно небольшого размера. Хорошим приближением для получения оценок этих зон является соотношение

$$R=(Z/F)^{1/2}, \quad (1)$$

где  $Z$  - глубина до изучаемого объекта.

$F$  - частота. Для планирования трехмерных (3D) съемок имеется ряд входных параметров, основными из которых являются нижеследующие:

1) **Вынос пунктов возбуждения за расстановку сейсмоприемников.** Принципы его расчета такие же, как и в 2D. В общем: наибольший вынос ориентировочно равен глубине до целевого горизонта. В отличие от двумерных съемок вынос определяется теперь в плоскости  $x, y$  (рис.2.1) и равен  $R=(\Delta x^2+\Delta y^2)/2$ , где  $\Delta x^2$  и  $\Delta y^2$  - разность координат между пунктом возбуждения и приема колебаний.

2) **Кратность колебаний.** Как и в методе 2D она предназначена для подавления помех и увеличения отношения сигнал/помеха и определяется как число трасс, входящих в бин. В общем, кратность при 3D может быть меньше, чем в 2D.

3) **Частота волн.** Выбор частоты мало отличается от 2D, и она определяется требуемым разрешением волн, исходя из того, что частота волн должна обеспечивать получение двух выборок на четверть длины волны для целевых отражений. Существует эмпирическая зависимость, в соответствии с

которой ожидаемая частота  $f$  равна:  $f=150/T$ , где  $T$  - время регистрации волны, в с.

4) **Сбор данных по объекту работ.** Планирование 3D не начинается до тех пор, пока точно не определен объект разведки и его основные характеристики (размеры, глубина, особенности строения и т.д.). Эти данные используются при составлении модели объекта, требующей определенных значений разрешающей способности, детальности и точности съемки, а также учета календарного времени сбора данных, особенно для площадей, «находящихся в подработке».

5) **Помехи.** Их природу и интенсивность необходимо учитывать при выборе системы наблюдений, кратности, величин выносов, параметров регистрирующей аппаратуры, характеристик управляющего сигнала при работах с вибраторами, условий возбуждений и т.д. Уровень и природа помех могут быть самыми разнообразными, что предопределяет применение различных методических приемов для их ослабления.

6) **Источники колебаний.** Основными источниками колебаний являются: на суше - взрывы зарядов взрывчатых веществ в скважинах и вибраторы, а на море - пневмопушки. Выбор между взрывами и вибраторами определяются техническими, экологическими и экономическими условиями. Как правило, взрывные источники применяются там, где по каким-либо причинам невозможно работать с вибраторами, т.к. стоимость километра профиля с ними всегда ниже, чем со взрывами. При выборе типа источника основываются на результатах предыдущих работ или работах на сопредельных территориях. На акваториях используют исключительно пневмо- или гидро-пушки.

7) **Изучение ЗМС.** Расчет априорных статических поправок при работах на суше является важным элементом методики и требует проведения специальных наблюдений. Чаще всего это или работы методом преломленных волн или анализ и обобщение данных предыдущих съемок.

8) **Промысловые данные и ВСП.** Во многих случаях сейсморазведка 3D ведется на площадях, где в ранее пробуренных скважинах были выполнены каротаж и наблюдения по ВСП. Эти материалы необходимо использовать и учитывать при проектировании, а также при интерпретации полученных материалов.

9) **Изучение обстановки в районе работ и топографическое обеспечение.** Съемка 3D предъявляет повышенные требования к условиям местности из-за необходимости перемещения транспорта, персонала и оборудования в пределах площади съемки, что в ряде случаев бывает затруднительно или даже невозможно. Поэтому необходима предварительная рекогносцировка местности для определения путей перемещения транспорта и оборудования.

## **2.2 Основы проектирования трехмерных съемок – 3D.**

Предусматривают следующую последовательность расчетов.

1. Определение размеров бина.
2. Определение числа пунктов возбуждения на 1 кв.км площади, необходимых для достижения кратности наблюдений, которая может быть реализована при заданной канальности сейсмостанции.
3. Вычисление расстояний между линиями приема.
4. Определение числа и длины приемных линий.
5. Определение перемещений площадной расстановки.
6. Выбор размеров расстановки сейсмоприемников, определение минимального и максимального выносов пунктов возбуждения и распределение азимутов направлений от пунктов возбуждения до пунктов приема в пределах бинов.
7. Определение длительности полевого сезона и стоимость работ. Составление последовательности отработки расстановки сейсмоприемников с учетом возможности размещения пунктов возбуждения на местности.

### 2.2.1 Определение размеров бина

В сейсморазведке 3D бин является одним из важнейших элементов системы наблюдений, размеры которого определяются, исходя из целей разведки, требуемой пространственной разрешенности и экономических соображений. Трассы, точки отражения которых попадают в пределы бина, относят к одной подборке ОГТ. Наблюдаемые времена прихода волн преобразуют в соответствии с принятым графиком обработки и после введения всех поправок суммируют, образуя в результате одну точку временного пространства. Бины должны обеспечивать достаточную пространственную разрешенность в направлениях  $x$ ,  $y$  и в принципе интервал их следования может быть различным по падению и простиранию слоев. Это расстояние определяется соотношением (2)

$$A = V / 2.0 \cdot F_m \cdot \sin b \quad (2)$$

где  $A$  - пространственная дискретизация;

$F_m$  и  $b$  - ожидаемые максимальные частота и угол наклона целевого слоя;

$V$  - скорость до целевого слоя, используемая при суммировании.

Соотношение (2) должно выполняться по осям  $X$  и  $Y$ . Из него также следует, что при увеличении частоты или наклона необходимо уменьшать интервал между бинами. Так, например, при  $V=3500$  м/с,  $F_m=100$  Гц и  $b=10^\circ$  допустимый интервал равен  $A=100$  м, а при  $b=25^\circ$  он уменьшается до  $\cong 42$  м.

Размеры бина определяют стоимость работ, поскольку они связаны с расстоянием между пунктами возбуждения и приема колебаний. Если бин выбран протяженностью  $m$  или  $n$  (по осям соответственно  $x$  или  $y$ ), то расстояние между пунктами возбуждения и приема будет равно  $2m$  и  $2n$ . При этом возможны некоторые варианты, т.к. бин размером  $2m$  и  $0.5n$  обеспечит такое же покрытие площади, как и предыдущий. Таким образом, первым результатом планирования съемки 3D будет карта с нанесенными на нее

бинами выбранного размера (рис 2.4).

### **2.2.2 Определение числа пунктов возбуждения на 1 кв.км площади.**

Требуемое число пунктов возбуждения на 1 кв.км площади рассчитывается по заданным размерам бина, кратности и канальности сейсмостанции по формуле (3)

$$N_s = (K \cdot 106) / (R \cdot V_x \cdot V_y), \quad (3)$$

где K- кратность перекрытия,

R - канальность сейсмостанции,

$V_x$  и  $V_y$  - размеры бина по координатным осям.

Например, для  $K=24$ ,  $R=120$  и  $V_x = V_y=50$ ,  $N_s=80$ .

Этот параметр в первую очередь определяет стоимость съемки. Увеличение числа каналов и размеров бина уменьшают стоимость работ. При тех же исходных данных замена станции на 480 каналов уменьшает требуемое число пунктов возбуждения на 1 кв.км площади до 20. Отсюда понятны тенденции применения сверхмногоканальных станций при проведении трехмерных исследований. Определение расстояния между линиями возбуждения осуществляют по формуле (4)

$$SL_x = 106 / (V_x \cdot N_s), \quad (4)$$

и для вышеприведенного примера оно будет равно:  $SL_x = 250$  м

Полученное значение определяет то наибольшее расстояние между линиями возбуждения, которое при заданной канальности станции обеспечивает требуемую кратность наблюдений. На практике возможно как увеличение, так и уменьшение этого расстояния, но в первом случае требуемая кратность не будет достигнута.

### **2.2.3 Вычисление расстояний между линиями приема.**

Для определения этого параметра необходимо задать величину минимального выноса и диапазон удалений. При этом считается, что

расстояния между линиями возбуждения и пунктами приема закреплены, а линии приема и возбуждения ортогональны. Применительно к трехмерным

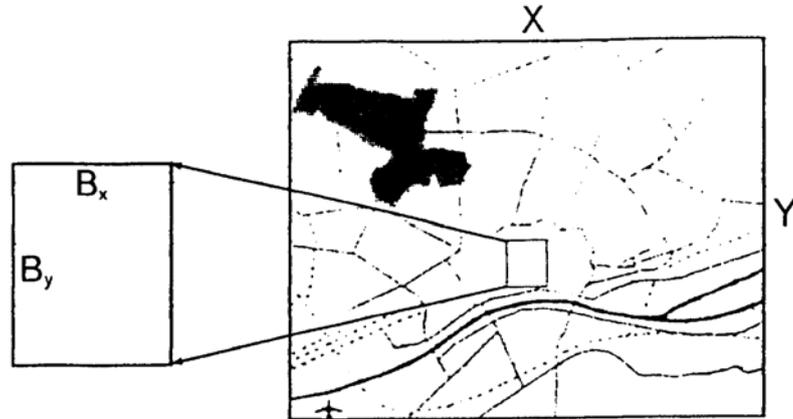


Рис.2.4. Карта площади съемки с нанесенными на нее бинами.  $B_x$  и  $B_y$  – размеры бина по осям X и Y.

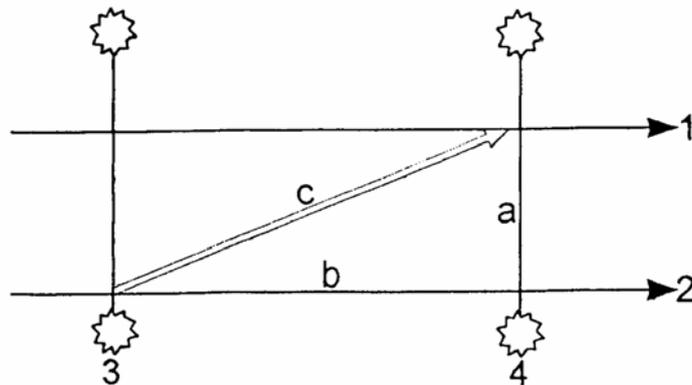


Рис.2.5. Определение расстояния между приемными линиями: 1,2 – линии приема; 3,4 – линии возбуждения.

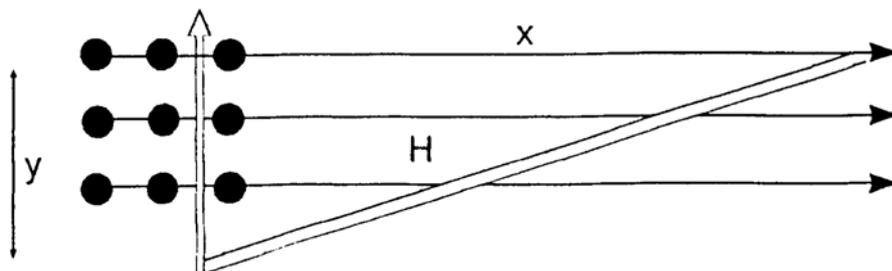


Рис.2.6. Определение максимального выноса.

съемкам можно считать, что вынос не должен быть больше глубины до самого мелкого целевого отражающего горизонт. В этом случае (рис.2.5) расстояние между линиями приема можно определить из соотношения (5)

$$a=(c^2-b^2)^{1/2}, \quad (5)$$

где  $c$  - принятое наибольшее значение минимального выноса,

$b$  - расстояние между линиями возбуждения.

К примеру, при  $c=425$  м,  $b=250$  м,  $a=343$  м.

Уменьшение выноса приведет к сокращению расстояний между приемными линиями и к увеличению стоимости работ.

#### ***2.2.4 Определение числа и длины приемных линий.***

Число приемных линий в шаблоне ограничивается требуемым максимальным выносом, который в свою очередь зависит от длины расстановки приборов. При этом допустимы различные варианты. Наибольший вынос находится или на основании расчетов, или моделирования, и он зависит от глубины до самого погруженного целевого горизонта. Оценки показывают, что максимальный вынос может быть определен, если заданы длина расстановки приборов и расстояние между первым пунктом возбуждения и последней приемной линией в шаблоне (рис.2.6) по формуле:

$$H=(X^2+Y^2)^{1/2}, \quad (6)$$

где  $X$  - длина приемной линии минус смещение линии пунктов возбуждения.

$Y$  - расстояние от первого взрыва до последней приемной линии.

В выражении (6) длина приемной линии находится как произведение числа групп сейсмоприемников на расстояние между ними. Современные регистрирующие системы позволяют на местности иметь несколько

приемных линий для одного или нескольких пунктов возбуждения. Одним из ограничений числа приемных линий является величина максимального выноса. Таким образом, искомыми параметрами являются число и длина приемных линий. Смещение линий возбуждения может меняться. Один из способов решения этой задачи заключается в задании определенного числа приемных линий и оценке того, не происходит ли при этом ограничения величины максимального выноса (рис.2.7). Вторым ограничением является возможное число каналов сейсмостанции.

### ***2.2.5 Определение перемещения площадной расстановки.***

Следующим этапом планирования является определение того, как и с каким шагом будет перемещаться площадная расстановка сейсмоприемников с пунктами возбуждения. Обычно предпочитают передвигать расстановку в направлении линии приемников с шагом, равным половине длины расстановки, пока расстановка не достигнет границы изучаемой площади (рис.2.8). Следующий проход отрабатывается аналогично, но со смещением расстановки по направлению линии возбуждения, величина которого зависит от протяженности линии возбуждения в расстановке.

В общем можно спланировать различные системы наблюдений 3D, такие как петля, круг, прямоугольник и др. Когда выбраны способы перемещения расстановки по осям X и Y, можно говорить, что сформирован начальный, но не конечный вариант проведения полевых работ. Полученные решения представляют в виде программы, которая может быть направлена в поле для выполнения.

### ***2.2.6 Определение числа перемещений расстановки сейсмоприемников.***

Площадная расстановка сейсмоприемников перемещается в пределах всей площади исследований, после отработки пунктов возбуждения, которые

могут быть расположены в пределах и за пределами линий приемников. Перемещение расстановки приборов производится как вдоль линий

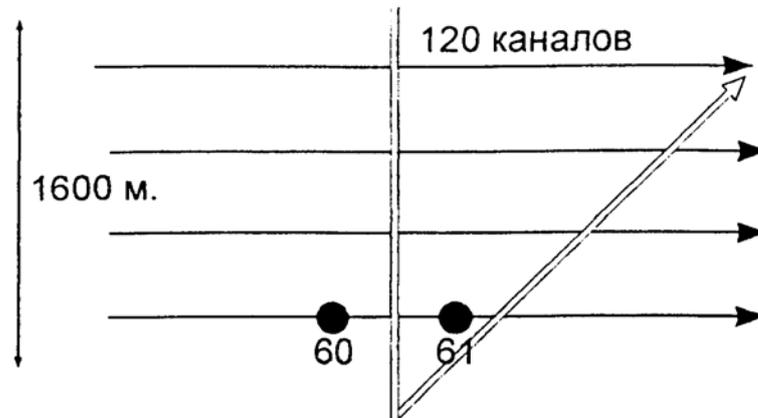


Рис.2.7. Пример системы наблюдений.

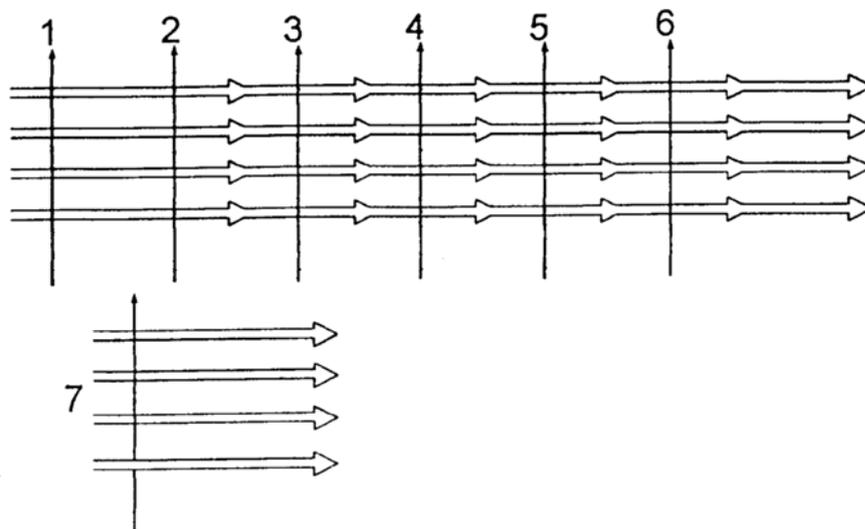


Рис.2.8. Пример перемещения расстановки сейсмоприемников с линией пунктов возбуждения. 1-6 – положения расстановки сейсмоприемников с линией пунктов возбуждения в процессе их перемещения, 7 – шаблон.

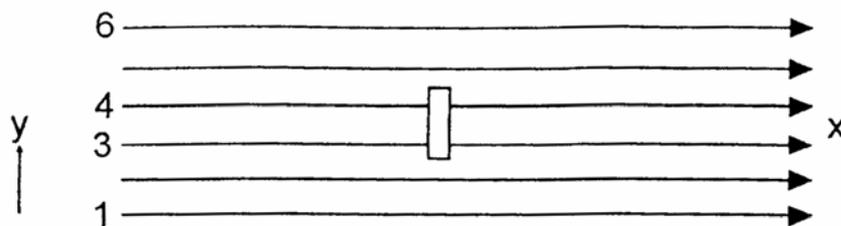


Рис.2.9. К оценке кратности наблюдений.

приемников, так и линий пунктов возбуждения. Во втором случае перемещение является функцией числа пунктов возбуждения, проходящихся на расстановку. Пункты возбуждения должны пересекать всю расстановку наиболее экономным способом. Число перемещений расстановки вычисляют, исходя из расположения линий возбуждения, протяженности приемных линий и мест пересечения их пунктами возбуждения. Стоимость работ и их длительность прямым образом зависят от количества расстановок.

### ***2.2.7. Определение длительности полевого сезона и стоимости работ.***

Важным фактором при планировании трехмерных систем является стоимость работ, для определения которой задается число источников, длина приемных линии и другие параметры. Если цена становится слишком высокой, то имеются способы ее снижения. Возможны различные изменения в части размеров бина, кратности наблюдений, числа одновременно работающих источников, площади расстановки и др. Важным параметром является длительность полевого сезона, и ему следует уделять особое внимание, т.к. возможны случаи, когда запроектированные работы не могут быть выполнены в отведенное на них время. С этой целью составляется схема работ, которая содержит координаты всех пунктов возбуждения и приема, а также порядок их отработки. Однако в процессе полевых работ очень часто возникает необходимость внесения изменений в ранее запроектированную схему. Современные сейсмические станции компьютеризированы, что позволяет корректировать первоначально составленную схему в процессе выполнения работ.

### **2.3 Пример оценки номинальной кратности наблюдений.**

При работах на суше, наличии помех и произвольной расстановки приборов необходим компьютерный анализ кратности бинов. Для многих

расстановок, таких как крестовый, широкий профиль, может быть оценена ожидаемая кратность, которая обычно рассчитывается на начальной стадии планирования работ. Для примера проанализируем линейную расстановку с поперечными пунктами возбуждения в центре (рис.2.9). Она имеет шесть линий приемников и четыре пункта возбуждения, расположенных между 3 и 4 линиями. Центры групп источников и приемников располагаются с шагом 67 м, а линии приемников и пунктов возбуждения - через 268 м и 532 м. Кратность (К) наблюдений по линиям определяется по известной формуле для обычных профильных наблюдений

$$K = N_c / 2 \cdot L_{пв}, \quad (7)$$

где  $N_c$  - число активных приемных каналов сейсмостанции,

$L_{пв}$  - интервал между пунктами возбуждений в долях расстояния между пунктами приема ( $\Delta x$ ).

Для нашего случая  $N_c = 96$ ,  $L_{пв} = 532/67 = 8$  и  $K = 6$ .

Кратность в поперечном направлении (У) равна числу приемных линий ( $\Pi_y$ ), поэтому общая кратность наблюдений равна  $K_{\Sigma} = 36$ .

#### **2.4 Пример определения числа приемных линий в расстановке.**

Задача заключается в том, чтобы расположить на местности возможно большее число приемных линий. Ограничением является число каналов сейсмостанции и допустимый наибольший вынос. На рис.2.10 показан один из возможных случаев, когда поперечная линия пунктов возбуждения расположена в конце расстановки. При условии, что на одной или нескольких линиях возбуждения может быть произвольное число пунктов генерирования волн, общий алгоритм расчета будет следующим.

Предположим, что:

$h$  - требуемый максимальный вынос,

$n$  - число каналов в линии,

$m$  - число приемных линий,

$\Delta x$  - расстояние между пунктами приема,

$LX$  - расстояние между приемными линиями,

$Nc$  - число каналов станции.

Заметим, что  $Nc=n \cdot m$  или  $m=Nc/n$ .

В соответствии с теоремой Пифагора можно записать:

$$h^2 = \Delta x^2 \cdot n^2 + m^2 n^2,$$

заменяя  $m=Nc/n$ , получим  $h^2 = \Delta x^2 n^2 + Nc^2 Ly^2 / n^2$

$$\text{или } h^2 n^2 - \Delta x^2 n^4 - Nc^2 Ly^2 = (\text{или}) > 0,$$

$$\text{отсюда } n^2 = [h^2 + (h^4 - 4Ly^2 Nc^2 \Delta x^2)^{1/2}] / 2\Delta x^2$$

Для  $Nc=480$ ,  $h=6000$ ,  $\Delta x=100$ ,  $Ly=400$  получим 59 каналов на 8 линиях.

Для системы с центральным пунктом возбуждения можно иметь 4 линии по 120 каналов в каждой.

## **2.5 Пример определения числа и длины приемных линий в 3D системах.**

Предположим, что сейсмостанция имеет 480 каналов, расстояния между приемными линиями 400 м, максимальный вынос - 6000 м и расстояние между центрами групп приборов - 100 м. Предположим также, что используется четыре приемные линии и пункты возбуждения, выходящие за линию приема и расположенные в центре расстановки приборов. В этом случае максимальный вынос  $H$ , определенный по формуле (6), будет равен:

$$H = (16002 + 59002)^{1/2} > 6000$$

То есть, требуемое условие по выносу не выполняется и необходимо его сократить. С этой целью увеличим число линий до пяти и определим заново вынос. Он будет равен:

$$H = (20002 + 47002)^{1/2} = 5108 \text{ м}$$

Он оказался на 900 м меньше заданного. Можно его увеличить, сместив линию пунктов взрыва к краю расстановки. Следует иметь в виду, что в этом случае уменьшается азимут обзора. Если это не имеет большого значения, то

такое решение - самое лучшее.

Могут быть также предложены системы с большим числом линий и меньшим количеством приборов, обеспечивающие заданный вынос.

Проектирование 3D систем наблюдений наиболее рационально проводить по программам, обеспечивающим расчет оптимизированных систем наблюдений в зависимости от входных данных, задач съемки и сейсмогеологических условий в районе их проведения.

Отметим, что не для всех бинов будет выполняться условие по максимальному выносу, и что проектирование других систем наблюдений (круговые, спиральные и др.) требует специальных расчетов на ЭВМ.

## **2.6 Пример определения числа перемещений расстановки сейсмоприемников в 3D системах.**

Предположим, что площадь съемки имеет размеры 40 км x 40 км с размером бина 200 м x 200 м (рис.2.11). Используется 450 канальная сеймостанция, расстояния между линиями возбуждения приняты равными 800 м, а между приемными – 400 м. Приемная расстановка имеет 10 линий по 48 каналов в каждой. Рассмотрим сначала линейные перемещения. Площадная расстановка имеет длину  $200 \times 48 = 9600$  м. Первую оценку числа перемещений расстановки получим, поделив длину площади на интервал между линиями возбуждения:  $40000/800 = 50$ . Предположим, что источники пересекают расстановку так, что полная расстановка может перемещаться после каждого возбуждения. Расстановка имеет 10 линий длиной 400 м с общей их протяженностью 4000 м. Поэтому количество перемещений по другому направлению будет равно  $40000/4000 = 10$ . Общее число расстановок будет  $50 \times 10 = 500$ , и в пределах всей площади с каждого пункта возбуждения будет получено  $500 \times 480 = 240000$  записей. Кроме того, для этих расстановок будет еще 20 возбуждений ( $4000/200$ ), расположенных за пределами профилей, и общее число глубинных точек будет равно 480000.

Программа для проектирования систем наблюдений обычно позволяет

рассчитать общее число пунктов возбуждения и приема колебаний в пределах заданной стоимости работ, а также их координаты, которые будут находиться в памяти машины и могут быть быстро выведены. Поэтому вопрос заключается в том, как быстрее получить эти данные, которые ограничивают размеры расстановки.

### **2.7 Пример планирования наблюдений трехмерной съемки - 3D.**

Предположим, что необходимо провести трехмерную съемку на площади 60 км x 60 км. Целевые горизонты расположены на глубине  $\cong 2000$  м и имеют наклон  $15^\circ$  в направлении восток-запад и  $30^\circ$  с севера на юг. Ловушками являются небольшие остроконечные рифы, для картирования которых нужна хорошая разрешенность. В этой связи выбран прямоугольный бин со сторонами 25 м и 50 м вследствие различных углов наклона отражающих горизонтов. Анализ помех показывает, что кратность 30 будет более чем достаточна. Средняя скорость до целевых горизонтов равна 3000 м/с. Не ожидается частот выше 80 Гц. Основные горизонты имеют спокойную структуру. Тем не менее, желателен хороший диапазон изменений азимутов, для лучшего изучения рифов. Исходя из размеров площади, целесообразно провести работы по методике широкого профиля с несколькими пересечениями приемной системы линиями возбуждения для получения больших азимутов и кратности. Из теории квантования следует, что для целевых горизонтов допустим бин размером 76 м x 38 м, но если крылья рифов небольшие, то предпочтителен бин 50 м x 25 м. Отметим, что размер бина важен для поисков такого рода структур.

При кратности 30, размерах бина 50 м x 25 м и канальности станции 480 число пунктов возбуждения (ПВ) на 1 кв. км площади будет равно:

$$N_{\text{ПВ}} = (30 \cdot 1000 \cdot 1000) / (480 \cdot 250 \cdot 50) = 50 \text{ взрывов.}$$

Расстояние между линиями возбуждения будет:  $SL_x = 10^6 / (50 \cdot 25) = 800 \text{ м.}$

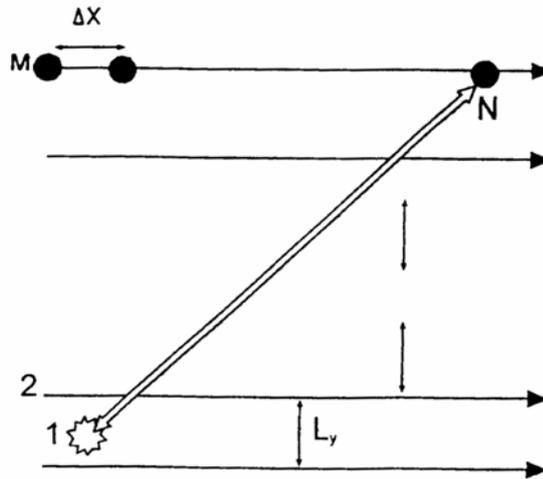


Рис.2.10. Пример системы наблюдений с расположением пунктов возбуждения в конце расстановки. 1 – пункт возбуждения, 2 – линии приема.

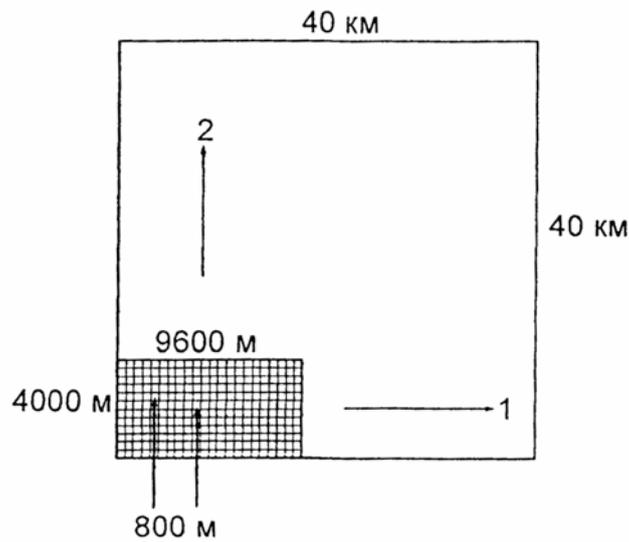


Рис.2.11. Пример обработки площади. 1 и 2 – соответственно 50 и 10 перемещений расстановки сейсмоприемников.

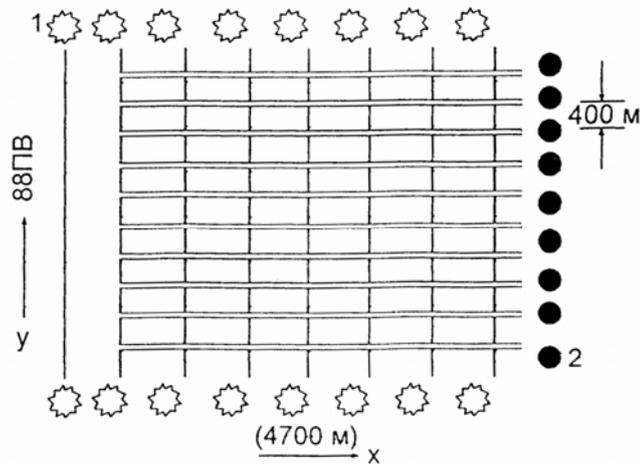


Рис.2.12. Система наблюдений: линии возбуждения (1) и приема (2).

Приемные линии будут располагаться на половинном расстоянии - то есть 400 м.

В проектируемой площадной системе линии источников будут иметь направление с севера на юг, а приемников с востока на запад. Так как в принятой системе предполагается несколько пересечений ее линиями источников, то возникает следующий вопрос, сколько может быть таких линий в пределах основной расстановки. Глубина разведки принята равной 2000 м. Следовательно, протяженность каждой приемной линии несколько меньше, чем максимальный вынос, определяемый по теореме Пифагора как расстояние от пункта возбуждения в одном углу расстановки до противоположного угла. Исследования показывают, что для такого типа структур важно иметь вынос больший, чем тот, который получается на основании решения ранее приведенного уравнения. Для 480-канальной станции и десяти линий приема по 48 каналов в каждой может быть получен хороший диапазон выносов. Пункты приема должны быть расположены с интервалом 100 м - двойному по сравнению со стороной бина. Возможная система наблюдений приведена на рис.2.12. Длина приемной линии равна 4700 м. С выносом предполагается отработать восемь пересечений. Расстановка приемников по другому направлению имеет протяженность 3000 м с расстоянием между пунктами возбуждения 50 м, следует отработать около 88 пунктов возбуждения на каждом пересечении с расположением их на концах расстановки. Наши предварительные расчеты по числу пунктов возбуждения на 1 кв.км площади дали величину 50. Расстановка имеет площадь около 12 кв.км., следовательно, необходимо 600 ПВ на каждую. Если принято, что с каждой линии будет производиться 90 возбуждений, то на восьми будет произведено более 700, что более чем достаточно.

Для удобства проведения полевых работ расстановка будет двигаться вдоль линий приема.

Номинальная кратность наблюдений равна произведению ее продольной

и поперечной составляющих. При расстоянии между линиями возбуждения 800, равных 8 приемным интервалам и 48 каналам по линии кратность по линии возбуждения будет  $K_y=48/2\cdot 8=3$ , по линии приема  $K_x=10$  и общая кратность  $K_\Sigma=30$ .

Рассмотренная схема планирования работ не является единственной, и могут быть предложены другие варианты. При работах с вибраторами возможна одновременная работа двух групп источников на одну приемную расстановку приборов, что уменьшит время полевых работ и их стоимость. Экономия средств может быть получена также при отработке половины линий возбуждений и интерполяции данных. Моделирование может помочь выбрать и другие экономичные системы, которые могут быть реализованы на практике. Нет точно обозначенных решений, и каждый проектант должен искать наиболее оптимальные решения.

## **2.8 Системы наблюдений в сейморазведке 3D.**

В сейморазведке 3D получили применение различные системы наблюдений и способы отработки площадей, которые предусматривают перемещение пунктов возбуждения и приема колебаний по различным направлениям.

Выбор той или иной системы наблюдений и последовательность ее реализации зависит от многих факторов: размеров площади и предполагаемого поведения отражающих горизонтов, имеющегося оборудования, препятствий на местности, условий проведения работ и др. Детальность отображения изучаемых объектов определяется взаимным расположением пунктов возбуждения и приема колебаний. В большинстве случаев канальность сейсмических станций оказывается недостаточной для покрытия всей площади и в процессе ее изучения необходимо перемещение источников и приемников колебаний.

В практике объемной сейморазведки расположение на местности

приемников и источников колебаний получило название «шаблон», «эталон» (template). Он может меняться от прямоугольного до кругового. Ниже рассмотрены наиболее часто используемые системы наблюдений.

### ***2.8.1. Широкий профиль (swatch).***

В этой системе наблюдений используются вытянутые в одном направлении расстановки сейсмоприемников. Ортогонально к ним располагаются пункты возбуждения. Число приемных линий определяется каналностью станции. На рис.2.13 приведена такая система. Она проще в реализации при протяженных съемках 3D. Расстановка приемников перемещается сначала по основному продольному направлению, а затем - по перпендикулярному, и так до тех пор, пока не будет отработана вся площадь. Систему «широкий профиль» отрабатывать можно и с малоканальными сеймостанциями, но большей производительности можно достичь с телеметрическими или многоканальными станциями. Для получения максимального выноса каждую линию сейсмоприемников выбирают такой же длины, как и при традиционной съемке. Например, если раскладывается 4 линии, то требуется станция, число каналов которой должно быть в четыре раза больше, чем при 2D. В связи с тем, что длины линий намного больше ширины расстановки, то распределение направлений (азимуты) от пунктов возбуждения до точек приема - невелико. Это является определенным недостатком, особенно при разведке сложных структур. Полученные данные относительно просты для обработки, так как каждый участок съемки может быть сначала индивидуально обработан. Рассматриваемая система наблюдений особенно подходит для разведки относительно простых структур или стратиграфических ловушек, вытянутых в одном направлении, таких как каналы, узкие антиклинальные складки, нарушения и т.д. Съемки по системе «широкий профиль» рекомендуются для изучения больших площадей, имеющих относительно простое строение в одном направлении.

Неплохие результаты получаются при расположении пунктов возбуждения в середине расстановки.

### ***2.8.2. Полномерные системы 3D(fullrange 3D)***

Полномерными принято считать такие системы 3D, у которых азимуты в пределах бинов имеют круговое распределение. До 90% площадей в мире отработано по этой и предыдущей системам наблюдений. На рис.2.14 показан пример полномерной съемки 3D. Эта система наблюдений оказывается очень удобной для разведки небольших структур, когда сейсмоприемники могут быть расставлены в пределах всей площади разведки без последующих перемещений.

Однако, как правило, полномерные съемки наблюдений оказываются весьма дорогими в связи с необходимостью смотки-размотки сейсмокабеля и установки сейсмоприемников, на что уходит значительное время. При полномерных съемках необходим азимутальный скоростной анализ и опирающееся на него введение кинематических поправок с учетом направлений пунктов возбуждения на пункты приема. При субгоризонтальных отражающих границах пространственные изменения скоростей можно не учитывать. Однако, решение тонких задач невозможно без учета азимутальных изменений скоростей. Полномерные системы лучше всего подходят для картирования сложных структур из-за возможности освещения их боковых поверхностей и более точного определения положения отражающих поверхностей.

### ***2.8.3. Петлевые системы (the loopsurvey).***

Петлевые системы наблюдений были одними из первых в сейсморазведке 3D. Они применяются в тех случаях, когда размещение пунктов возбуждения возможно лишь за пределами площади, например, по ее периметру (рис.2.15). При этом расположение сейсмоприемников

определяется задачами работ, предполагаемым строением изучаемого объекта и используемым оборудованием. Кратность наблюдений может быть постоянной в пределах всей расстановки с некоторым ее увеличением к краям.

Преимущество петлевой системы заключается в том, что не требуется размещения пунктов возбуждения в пределах разведываемой площади, и они могут быть приурочены к дорогам, окружающим территорию съемки. Эти системы оказываются очень удобными при работах в городах и населенных пунктах.

К недостаткам системы следует отнести то, что она требует большого числа приемных каналов, возможны ограничения по выносам и необходимы специальные программы для обработки, включающие азимутальный скоростной анализ.

#### ***2.8.4. Круговые системы наблюдений (circle survey design).***

Эксперименты со съемками, имеющими большой диапазон азимутов подхода волн, привели к круговым системам наблюдений, которые на суше реализуются проще, чем на море. Точки ОГТ в этом случае имеют кольцеобразное распределение. Окружности могут пересекаться, образуя серию средних точек, как показано на рис.2.16. Преимущество этой системы в том, что вынос, азимут и кратность оказываются постоянными. Большое распределение азимутов делает этот вид системы достаточно эффективным при разведке сложных структур, таких как соляные купола, диапиры и нарушения. Эти системы позволили получить хорошие результаты в различных условиях.

Недостатками этой системы являются возможные уменьшения кратности, приуроченные к определенным участкам площади и трудности реализации системы при небольших радиусах круговых профилей.

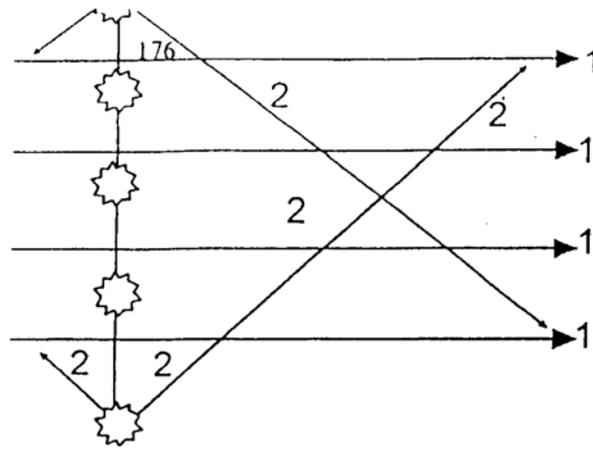


Рис.2.13. Пример системы наблюдений типа «Широкий профиль». 1,2 – приемные линии и линии возбуждения, соответственно.

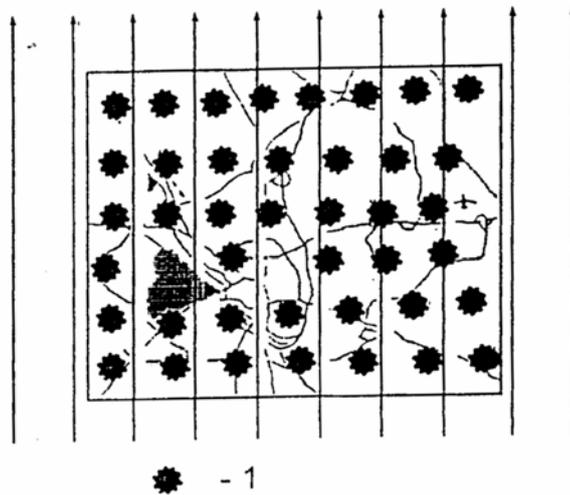


Рис.2.14. Пример полномерной системы. 1 – приемники, 2 – линии источников.

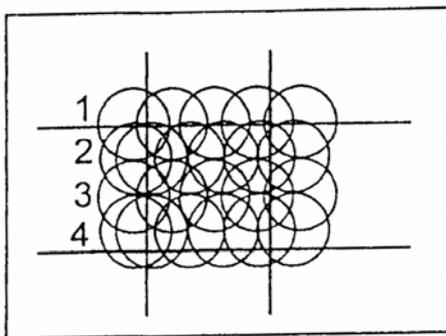


Рис.2.16. Круговая система наблюдений.  
1,2,3,4 – ряды круговых профилей.

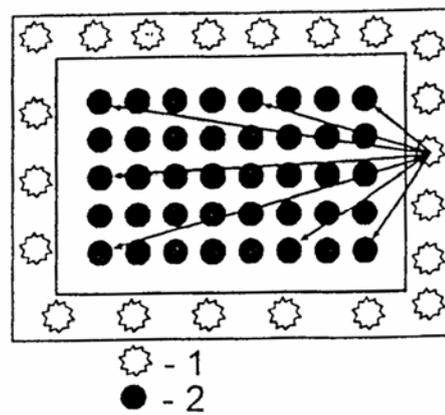


Рис.2.15. Петлевая система наблюдений.  
1 – источники,  
2 – приемники.

### ***2.8.5. Сопряженные широкие профили (parallel swatch survey design).***

В этой модификации системы наблюдений линии источников располагают параллельно линиям приемников. На рис.2.17 показана система наблюдений, у которой имеется две линии источников и четыре - приемников, ориентированных параллельно друг другу. При использовании двух групп вибраторов эта система может отрабатываться за один проход сейсмостанции. Одним из положительных свойств этой системы является то, что густота сетки по координатам X и Y может быть различной в зависимости от поведения разведываемых границ раздела.

Кроме того, эти системы просты в реализации и удобны для одновременной работы двух групп вибраторов.

Недостатки этой системы обусловлены ограничениями в величинах выносов и азимутов. В наибольшей степени эти системы наблюдений подходят для изучения не очень сложных структур.

### ***2.8.6. Системы наблюдений типа «шахматная доска» (checker board survey design).***

Весьма интересной системой наблюдений является система, у которой пункты возбуждения и приема располагаются по клеткам по типу «шахматной доски». В одной из ее реализаций было использовано 48 групп сейсмоприемников, размещенных по сетке 6x8, и два пункта возбуждения, расположенных в углу площади на «белых» квадратах. Достоинством таких систем является относительно невысокая стоимость и меньшие затраты времени на отработку системы, а недостатком - необходимость специальных программ для обработки материалов и небольшие выносы, реализуемые в некоторых клетках.

### ***2.8.7. Нерегулярные системы наблюдений.***

При проведении работ в городских, таежных и горных условиях, часто могут возникать ситуации, при которых ни линии источников, ни приемников не могут быть расположены регулярно. В этих случаях пункты возбуждения и приема приходится располагать в наиболее удобных точках без какой-либо системы.

Один из примеров такой съемки приведен на рис.2.18. Вся площадь была разбита на прямоугольники размером 1440\*700 м (1 км<sup>2</sup>).

Была запроектирована система с размером бина 35\*70 м, 480 канальная станция и 32 кратным перекрытием. Для ее реализации на каждый квадратный километр необходимо иметь

$$NS = 32 \cdot 10^6 / (480 \cdot 70 \cdot 35) = 27,2 \text{ ПВ/км}^2 = 30 \text{ ПВ/км}^2.$$

В условиях города бывает очень сложно расположить пункты возбуждения и приема. Для решения этой задачи был использован простой прием, принцип которого показан на рис.2.19. На топооснову наносятся пункт возбуждения и бин, которые соединяются прямой линией, пункты приема ищутся на двойном расстоянии от пункта возбуждения до бина.

### ***2.8.8. Системы наблюдения в переходных зонах и на море.***

В зонах перехода от суши к морю, в пределах которых его глубина не превышает 6 м, также проводятся трехмерные сейсморазведочные работы. В качестве транспортных средств используют суда на воздушной подушке и малотоннажные плавсредства. Прием колебаний осуществляется донными сейсмоприемниками с передачей информации от них по радио или по телеметрическому каналу. Часто применяется система наблюдений, состоящая из четырех приемных линий и двух линий возбуждения, приведенная на рис.2.20.

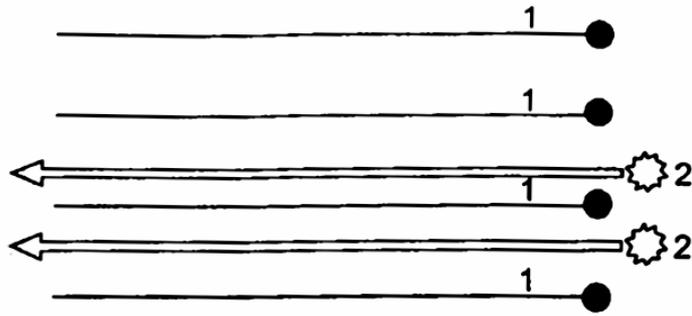
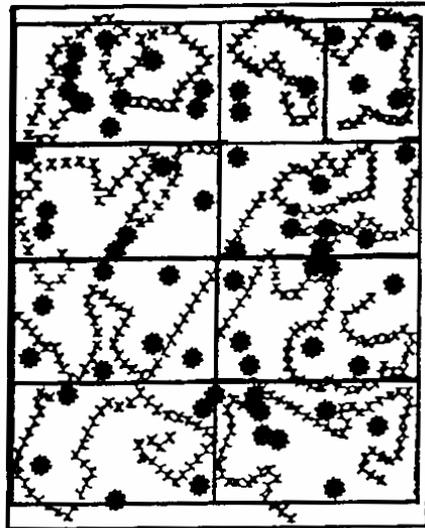


Рис.2.17. Система наблюдений типа «параллельный широкий профиль».  
1 – линии приемников, 2 – линии источников.



● - 1  
x - 2

Рис.2.18. Пример системы наблюдений со случайным расположением пунктов возбуждения (1) и приема (2) колебаний.

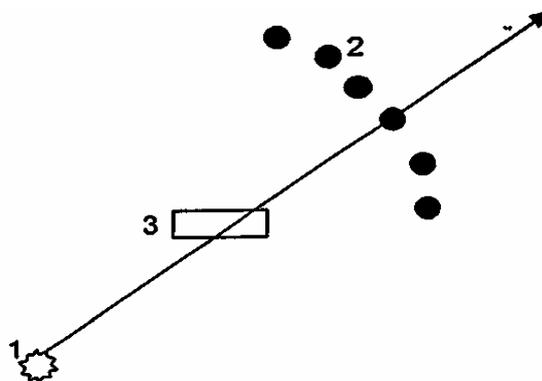


Рис.2.19. Определение положения бина.  
1 – пункт возбуждения, 2 – возможные положения пунктов приема, 3 – бин.

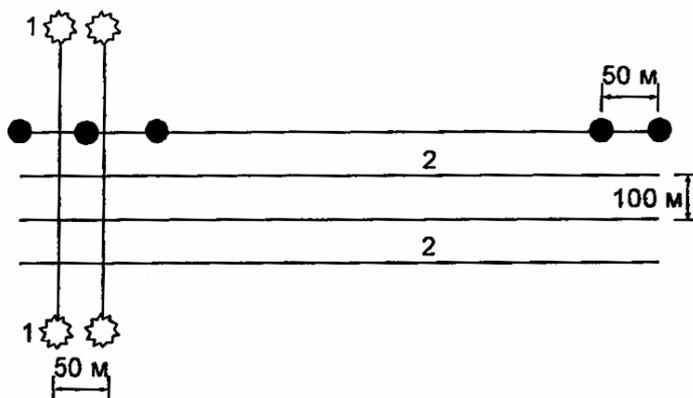


Рис.2.20. Пример системы наблюдений, применяемой в переходных от моря к суше зонах. 1 – линии пунктов возбуждения, 2 – линии приема.

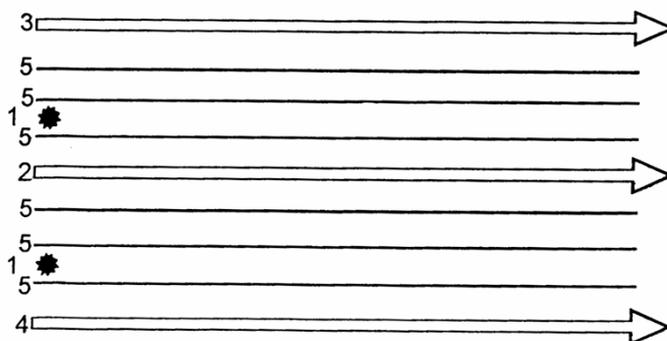


Рис.2.21. Схема проведения работ на море. 1 – пневмопушка, 2,3,4 – центральные и боковые косы соответственно, 5 – проекции линий средних точек.

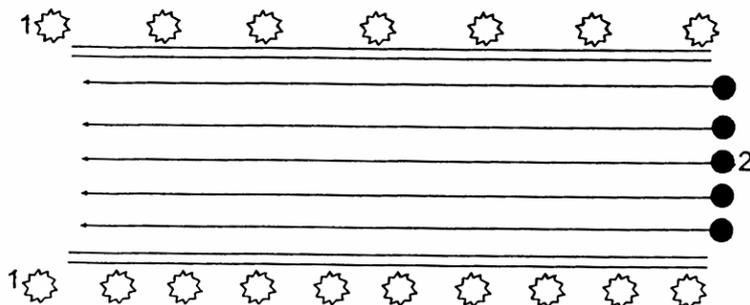


Рис.2.22. Система наблюдений с расположением пунктов возбуждения по краям расстановки сейсмоприемников. Линии источников (1) и приемников (2) колебаний.

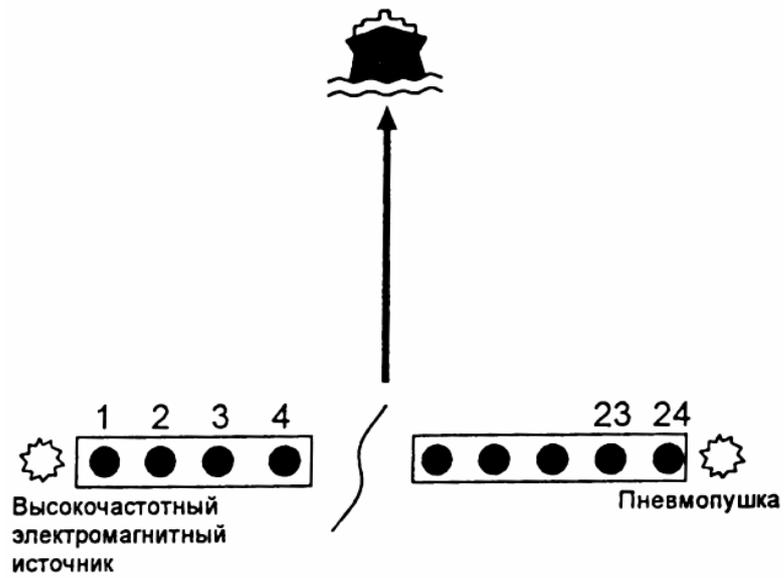


Рис.2.23. Морская система наблюдений типа «змей».

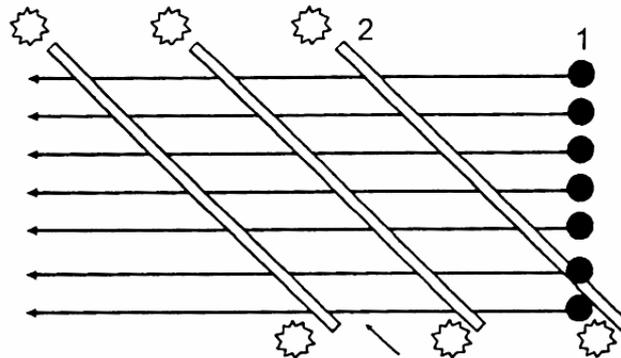


Рис.2.24. Система наблюдений с косообразным расположением линий источников. Линии приемников (1) и источников (2).

При морских работах применяют системы типа широкого профиля (рис.2.21).

### **2.8.9. «Необычные» системы наблюдений.**

Разнообразие задач, изучаемых объектов и условий проведения работ приводит к необходимости применения нестандартных систем наблюдений, отличающихся от тех, которые были рассмотрены ранее. Кратко рассмотрим некоторые из них.

#### **Бортовая расстановка (broadside template).**

При работах в холмистой местности с обнажениями коренных пород предложена система наблюдений с пятью приемными линиями и двумя линиями пунктов возбуждения, расположенными по обе стороны от расстановки сейсмоприемников, как показано на рис.2.22. Эта система, являющаяся разновидностью широкого профиля, позволяет получить значительные выносы и приемлемое распределение азимутов. Достоинством системы является ее простота и сравнительная легкость отработки.

#### **Система наблюдений «змея» (kite).**

Рассматриваемая система наблюдений применяется в морской сейсморазведке и отличается от обычных тем, что расстановка сейсмоприемников ориентирована перпендикулярно движения судна, как показано на рис.2.23. Два излучателя, из которых один - стандартная пневмопушка, а второй - высокочастотный электромагнитный источник размещаются по краям линии приемников.

#### **Системы с косообразным расположением линий источников (slanted source surveys).**

В ряде случаев лучшие результаты могут быть получены при расположении линий источников под углом к приемным линиям - рис.2.24. При этом можно получить большие величины выносов и лучшее распределение азимутов, чем при стандартных системах наблюдений.

## **2.9 Анализ параметров систем наблюдений 3D и моделирование трехмерных съемок.**

В последние годы в практике объемной сейсморазведки получили применение различные системы наблюдений, основные из которых приведены выше. В этой связи возникает вопрос, какая из систем является лучшей?

Их объективная оценка заключается в получении лучших результатов при минимальных затратах времени и средств на проведение работ.

Каждая из описанных систем имеет свои достоинства и недостатки. Поэтому выбор той или иной пространственной системы наблюдений определяется задачами разведки, предполагаемым строением объекта изучения, условиями местности, аппаратурой, программным обеспечением, а также опытом проектанта и приверженностью его к определенным системам. Во всех случаях данные сейсморазведки 3D оказываются более информативными и ближе к истинным, чем материалы профильных съемок 2D.

Объемные сейсморазведочные съемки характеризуются определенными параметрами, анализ которых позволяет оценить эффективность рассматриваемой системы наблюдений. Как правило, анализируются следующие параметры.

1. Распределение по площади глубинных точек, которое представляется бинами с изображением геометрических средних точек.
2. Кратность - число трасс, глубинные точки которых попадают в пределы бина.
3. Распределение выносов для каждого бина.
4. Распределение азимутов для каждого бина.
5. Стоимость работ.

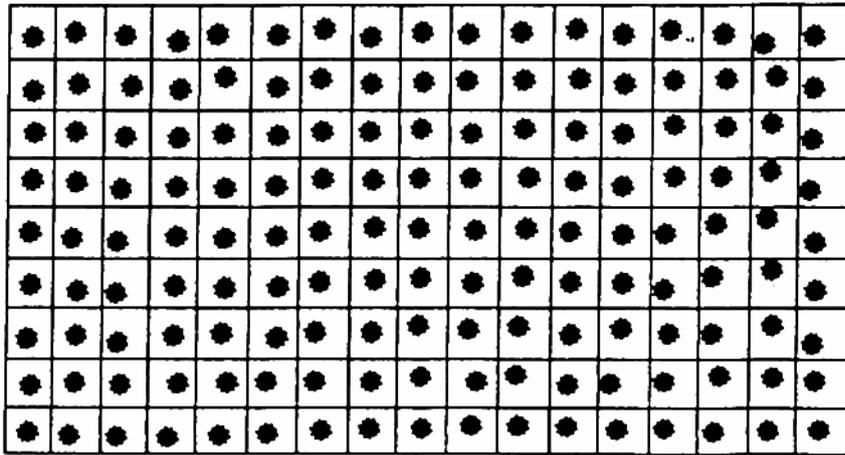


Рис.2.25. Схема расположения на плане съемки общих глубинных точек.

1	1	2	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	2	1	1
1	1	2	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	2	1	1
2	2	4	4	6	4	6	4	6	4	6	4	6	4	4	2	2
2	2	4	4	6	4	6	4	6	4	6	4	6	4	4	2	2
2	2	4	4	6	4	6	4	6	4	6	4	6	4	4	2	2
2	2	4	4	6	4	6	4	6	4	6	4	6	4	4	2	2
1	1	2	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	2	1	1
1	1	2	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	2	1	1

Рис.2.26. Схема распределения кратности наблюдений по площади съемки,

1, 2, 3 – кратность.

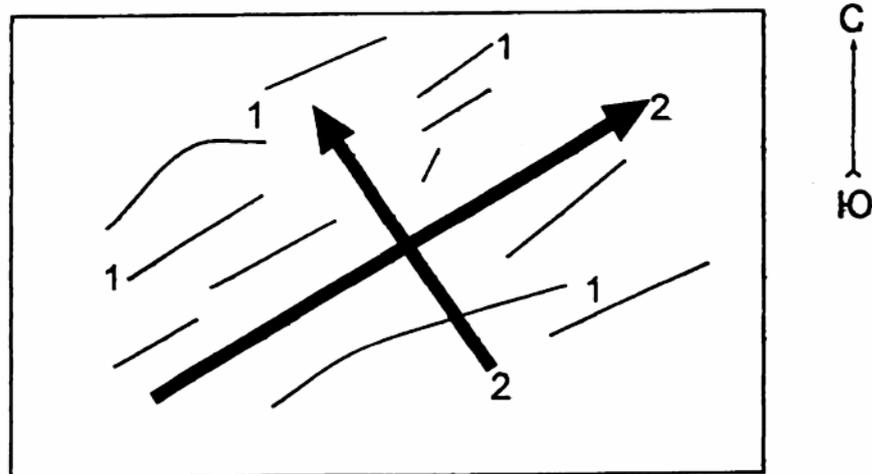


Рис.2.27. Схема расположения профилей относительно линий нарушений.

1 – нарушения, 2 – профили.

Возможные помехи в пределах разведываемой площади должны быть выявлены до проводимого анализа с тем, чтобы они могли бы быть учтены при его выполнении. Их наличие может потребовать отработки дополнительных пунктов возбуждения и приема, а также изменения их расположения на местности. Анализ очень удобно проводить с использованием цветных изображений, что позволяет оценить сразу несколько параметров системы.

### ***2.9.1 Изображение бинов.***

Бин является образующим блоком съемки. Время трассы, средние точки (СМР) которых попадают в бин, будут скорректированы введением поправок и нормальной кинематики (NMO) и просуммированы. На рис.2.25 показано покрытие площади глубинными точками. Всего изображено 153 (9x17) бинов, размер которых выбран  $\cong 40 \times 40$  м. Если бин присутствует на схеме, то это указывает на то, что, по крайней мере, одна глубинная точка попадает в его пределы. Для этой небольшой площади и при отсутствии препятствий положение бинов может быть определено весьма просто. Соедините концы линий источников с конечными точками линий приемников и разделите их пополам. Точки деления являются углами бинов, покрывающих площадь. Для больших и более сложных съемок необходим компьютер. При этом возможно, что некоторые глубинные точки попадут в центр бина, а другие - за его пределы.

### ***2.9.2 Анализ кратности.***

На рис.2.26 приведены численные значения кратности каждого бина. Максимальная кратность, равная 6, достигается в центральной его части. Для 2D такая кратность недостаточна, но для 3D она может дать лучшие результаты в связи с тем, что миграция будет производиться в обоих направлениях. Кратность падает к краям площади. Цветные изображения

могут дать лучшее представление о кратности.

### ***2.9.3 Распределение выносов.***

Кратность наблюдений не дает полного представления о качестве съемки. Большое значение имеют величины выносов и их распределение в пределах бинов. Для скоростного анализа нужны и ближние и дальние трассы. Без дальних трасс затруднены скоростной анализ и AVO. Распределение выносов очень наглядно в цветном изображении.

### ***2.9.4 Распределение азимутов.***

Другим важным параметром съемки 3D является распределение азимутов. Если объект разведки представлен плоскими границами, то распределение азимутов особого значения не имеет, т.к. скорость распространения волн мало зависит от направления. При разведке сложных структур скорости могут меняться в зависимости от направления, и в этих случаях необходим «азимутальный» анализ скоростей, и для его проведения следует иметь значительный диапазон в пределах бина.

### ***2.9.5 Моделирование трехмерных съемок***

При проектировании трехмерных съемок соответствующее моделирование объекта детального изучения может сыграть решающую роль в получении положительных результатов. Особенно важно моделирование при разведке сложных структур. Составление моделей возможно по следующей схеме.

1. Построение трехмерной модели целевых горизонтов. Для этого используются имеющиеся геолого-геофизические данные, а также результаты сейсморазведки 2D и опытных работ.

2. Определение траекторий волн при различных положениях пунктов возбуждения по результатам обработки тестовых материалов (включая

международные и/или национальные модели) и изображение проекций на дневную поверхность.

3. Разработка системы наблюдений и опробование ее на модели.

4. Анализ характеристик системы по степени покрытия ею площади разведки, кратности наблюдений, распределению выносов и азимутов.

5. Тестирование сейсмических материалов.

6. Составление отчета о результатах моделирования после выбора модели, удовлетворяющей проектанта по стоимости работ и времени их реализации.

Составление модели потребует затрат определенного времени и средств, но они будут восполнены в последующем, когда возникнет необходимость расчета нормальных кинематических поправок и проведения миграции. Практика моделирования показала, что оно во многих случаях превышает эффективность разведки, помогая определить оптимальные направления линий приема и возбуждения и другие параметры системы наблюдений.

Проведение работ комплексом методов продольных, поперечных и обменных волн усложняет проектирование работ, но зато позволяет получить более полные сведения об объекте разведки. Пожалуй, наилучшие материалы с применением многокомпонентной сейморазведки 3D-3К получены при изучении трещинных коллекторов. В большинстве случаев ориентация системы трещин в основном известна. Там, где это возможно, сетку профилей, в особенности для поперечных волн располагают ортогонально и параллельно трещинам, как показано на рис.2.27. Такое расположение профилей позволяет использовать расщепление волн. Оно наблюдается и при другой ориентации профилей, но при этом усложняется анализ.

### **3. Методические рекомендации по проектированию регулярных систем наблюдений МОВ-ОГТ 3D и их реализации в некоторых сложных ситуациях.**

Для большей наглядности процесс выбора системы наблюдений 3D и последующее планирование отработки («отстрела» - далее слово без кавычек) площади демонстрируется на некотором модифицированном объекте, расположенном в Западной Сибири. Предполагается, что после этого необходимые обобщения будут уже минимальны.

#### **3.1 Входные данные для выбора системы наблюдений:**

(из геологического задания, общих сведений о территории работ, опыта предыдущих исследований МОВ-ОГТ 2D, технической обеспеченности производителя работ):

- необходимость постановки сейморазведочных работ 3D обоснована, геологические задачи поставлены;
- этап исследований – поисково-разведочный, масштаб съемки 1:25000;
- площадь работ – 216 кв.км. (рис.3.1);
- номинальная кратность съемки – 20 (допустимо снижение кратности: в эксклюзивных зонах – до 18, локальное (единицы бинов) – до 16); на участке расположения скважин, вскрывших складчатое основание, номинальная кратность – 25;
- размеры бина 25 x 50 м (ориентировка большой оси – меридиональная);
- исследуемый интервал глубин: 1400-4000 м (горизонты Г, серия М, Б, серия Т, А и глубже);
- интервал залегания продуктивных отложений (основной исследуемый): 2200-3200 м (диапазон  $T_0$  1.9-2.6 с регистрации волн М-А);
- залесенность территории (лес 3-5 категорий) – 87% (имеются массивы с преобладанием кедра, где разрешена рубка просек шириной только 1-1,5 м);
- бурение взрывных скважин на озерах запрещено;

- оптимальная глубина заложения заряда весом 75 г – 12-15 м, то есть необходимо применение средних буровых установок типа ПБУ, УБЛ и, соответственно, строительство просек шириной 4 м для их передвижения;
- из экологических соображений для размещения линий приема разрешена рубка просек в основном шириной 1,5 м (для проезда техники каждая пятая линия приема будет шириной 4 м), а количество линий возбуждения (просеки шириной 4 м) настоятельно рекомендовано сделать минимальным;
- регистрирующая система – телеметрическая, полевое оборудование на 1450 каналов;
- длина записи 4 с, шаг дискретизации 2 мс.

Как следует из вышеизложенного, необходимо планировать систему наблюдения 3D номинальной кратностью 20 с минимальной плотностью ПВ, размером бина 25 x 50 м, количеством активных каналов примерно 900-1000, максимальным удалением ПВ-ПП 3100-3200 м (на особом участке 3400-3500 м).

На практике на суше наиболее распространена система типа «крест», поэтому здесь ограничимся рассмотрением вариантов возможных систем такого типа. В таблице 1 приведены некоторые из них для планируемого размера бина и единой базы приема на линии (96 каналов, в нескольких частных случаях 100 каналов). Нашим входным (граничным) условиям наиболее полно удовлетворяет вариант 3.4в. Рис.3.1 и 3.4 иллюстрируют некоторые характеристики этой системы наблюдений. Положительным моментом этого варианта является то обстоятельство, что из-за минимальных расстояний между линиями приема (300 м) и большего, чем обычно, числа этих линий распределение удалений более однородно (рис.3.4б,в). Правда, из-за геометрических размеров активной расстановки (4800 x 2700 м) распределение азимутов удалений ПП-ПВ остается еще существенно бимодальным (рис.3.4б, в). В то же время количество трасс, регистрирующих поверхностную волну с кажущейся скоростью 300-350 м/с в интервале  $T_0$  0-

## Некоторые параметры крестовых расстановок.

Общие параметры:				Б И Н 2 5 х 5 0										
№	#	шаг ЛПП	шаг ЛПВ	ΔПП= 50 м;		ΔПВ= 100 м;		Мин. удаление = 56 м						
				Плотность		Расстановк м х п	Макс. удаление	Макс. кратн.	Трассы с соответств удалениями (%)					
				ПП	ПВ				<855	>2800	>3000	>3200	>3500	
1	а	300	300	70	35	6	96	2639	24	29,88	0,00	0,00	0,00	0,00
	б					8	96	2950	32	23,75	0,12	0,00	0,00	0,00
	в					10	96	3137	40	19,92	0,74	0,13	0,00	0,00
2	а	300	400	70	26,7	6	96	2639	18	29,84	0,00	0,00	0,00	0,00
	б					8	96	2950	24	23,72	0,12	0,00	0,00	0,00
	в					10	96	3137	30	19,89	0,66	0,13	0,00	0,00
3	а	300	500	70	21,7	6	100	2729	15	28,76	0,00	0,00	0,00	0,00
	б					8	100	3031	20	22,87	0,33	0,01	0,00	0,00
	в					10	100	3214	25	19,17	1,21	0,27	0,02	0,00
4	а	300	600	70	18,3	6	96	2639	12	29,57	0,00	0,00	0,00	0,00
	б					8	96	2950	16	23,50	0,12	0,00	0,00	0,00
	в					10	96	3137	20	19,71	0,76	0,13	0,00	0,00
5	а	400	300	53,3	35	6	96	2836	24	24,08	0,04	0,00	0,00	0,00
	б					8	96	3341	32	18,9%	1,37	0,43	0,10	0,00
	в					10	96	3634	40	15,64	4,11	1,88	0,79	0,09
6	а	400	400	53,3	26,7	6	96	2836	18	24,05	0,04	0,00	0,00	0,00
	б					8	96	3341	24	18,94	1,38	0,44	0,11	0,00
	в					10	96	3634	30	15,62	4,13	1,89	0,80	0,09
7	а	400	500	53,3	21,7	6	100	2920	15	23,19	0,23	0,00	0,00	0,00
	б					8	100	3413	20	18,26	1,94	0,66	0,18	0,00
	в					10	100	3700	25	15,06	4,93	2,34	1,04	0,16
8	а	400	600	53,3	18,3	6	96	2836	12	23,83	0,04	0,00	0,00	0,00
	б					8	96	3341	16	18,76	1,41	0,44	0,11	0,00
	в					10	96	3634	20	15,47	4,18	1,91	0,81	0,09
9	а	500	300	43,3	35	6	96	3073	24	19,81	0,66	0,09	0,00	0,00
	б					8	96	3787	32	15,57	4,73	2,27	1,03	0,19
	в					10	96	4188	40	13,08	12,05	7,39	5,14	2,09
10	а	500	400	43,3	26,7	6	96	3073	18	19,78	0,67	0,09	0,00	0,00
	б					8	96	3787	24	15,9	4,75	2,28	1,04	0,19
	в					10	96	4188	30	13,06	11,29	7,41	4,76	1,79
11	а	500	500	43,3	21,7	6	100	3151	15	19,07	1,11	0,23	0,00	0,00
	б					8	100	3851	20	14,99	5,56	2,74	1,28	0,26
	в					10	100	4246	25	12,59	12,20	8,01	5,18	2,02
12	а	500	600	43,3	18,3	6	96	3073	12	19,60	0,69	0,09	0,00	0,00
	б					8	96	3787	16	15,40	4,80	2,31	1,05	0,20
	в					10	96	4188	20	12,94	11,35	7,44	4,79	1,81
13	а	600	300	36,7	35	6	96	3341	24	16,93	2,28	0,82	0,23	0,00
	б					8	96	4271	32	13,44	11,08	7,28	4,74	2,04
	в					10	96	4781	40	11,43	17,80	13,13	9,75	5,81
14	а	600	400	36,7	26,7	6	96	3341	18	16,90	2,29	0,83	0,23	0,00
	б					8	96	4271	24	13,42	11,10	7,29	4,75	2,05
	в					10	96	4781	30	11,41	17,83	13,15	9,77	5,82
15	а	600	500	36,7	21,7	6	100	3413	15	16,30	6,69	1,15	1,31	0,00
	б					8	100	4328	20	12,94	11,98	7,86	5,17	2,27
	в					10	100	4832	25	11,00	31,24	13,82	22,83	17,27
16	а	600	600	36,7	18,3	6	96	3341	12	16,75	2,33	0,85	0,24	0,00
	б					8	96	4271	16	13,33	11,18	7,35	4,79	2,07
	в					10	96	4781	20	11,31	17,89	13,20	9,80	5,84

2.6 с (удаления примерно до 850 м), не очень велико, около 20% (табл.3.1). В принципе, возможно планирование системы с большей, чем 20, кратностью и большим, чем 3100-3200 м, максимальным удалением (вариант 7в, например) с таким расчетом, что в обработке будут участвовать трассы, зарегистрированные на удалениях не более разрешенного 3200 м. Тогда реальная кратность наблюдений будет не ниже требуемой 20-ти, хотя и не будет отличаться однородностью значений (в пределах 20-25-ти). В общем-то, на практике зачастую получаемая после обработки площади скатерограмма кратности не отличается теоретической монотонностью значений (по разным причинам, в основном из-за обхода эксклюзивных зон), поэтому в ряде случаев планирование систем с избыточными параметрами и неоднородным полем кратности вполне возможно.

### **3.2 Планирование сценариев отработки площади:**

Итак, формула активной расстановки принятого нами варианта – 10 x 96 каналов, шаг линий ПВ 600 м, шаг линий ПП 300 м. Каждая активная расстановка отрабатывается из 15-ти ПВ, расположенных по центральной симметричной системе наблюдений между третьей и восьмой линиями приема. Сдвиг расстановки происходит на один шаг ЛПВ, то есть на 12 каналов. После отстрела полосы (блока) наблюдений в направлении вдоль линий приема производится перемещение активной расстановки на пять линий приема в ортогональном направлении. Таким образом, формула отстрела следующая: 1-12-15-5.

Соответствующая скатерограмма кратности площади работ приведена на рис.3.3а.

На площади работ расположены различные естественные и техногенного происхождения препятствия, затрудняющие ее отработку по единому сценарию. Наиболее заметные из них оцифрованы:

- объекты 1-9 – кедровники;

- объект 10 – болото;
- объект 11 – озеро (границы объектов 11 и 12 показаны с учетом ширины охранных зон);
- объект 12 – коридор коммуникаций (продуктопроводы, ЛЭП, линии связи, дороги);
- объекты 13,14 – дороги;
- объект 15 – река.

Преодоление препятствий 1-4, 6-9, 12,15 производится самым простым и распространенным способом – параллельным смещением ПВ вдоль линий приема на расстояние, кратное шагу ПП. При этом учитываются следующие обстоятельства:

- поскольку для компенсации эффекта смещения ПВ необходим сдвиг активной расстановки на такое же расстояние, но в противоположную сторону, то смещение ПВ в итоге не должно значительно увеличивать максимальное расстояние ПВ-ПП, чтобы при расчете кратности с ограничением максимального удаления та была бы в пределах, оговоренных геологическим заданием, и чтобы распределение используемых удалений не существенно отличалось от стандартного;

- смещаемые ПВ для повышения технологичности топогеодезических, буровых, сейсмических работ целесообразнее группировать, располагая как бы на вспомогательных линиях возбуждения.

Частным случаем вышерассмотренного является ситуация, когда эксклюзивная зона протяженная, довольно узкая (пропущены по 1-2 ПВ на каждой линии) и ориентирована вдоль линий приема (дорога, ЛЭП и т.п.). Здесь для ликвидации полос пониженной кратности необходимо создать новые ЛПВ на минимальном расстоянии (кратном шагу ПП) от имеющихся, и на них со сдвигом относительно пропущенных ПВ, кратном шагу ЛПВ, разместить дополнительные ПВ. Такой отстрел реализован над объектом 13.

Не требует особых затрат, кроме перекоммутации каналов на сейсмостанции да некоторого увеличения числа смоток-размоток полевого оборудования, прием повышения кратности наблюдений путем увеличения базы приема с последующим исключением из обработки трасс с «запредельными» удалениями. Обычно таких трасс немного (табл. 3.1). Следует, конечно, помнить, что в этом случае, как и в предыдущем, увеличивается доля «дальних» удалений. На исследуемой площади увеличение базы приема с 96-ти до 120-ти каналов (и повышение номинальной кратности с 20-ти до 25-ти) произведено в соответствии с геологическим заданием южнее дороги 13, на участке расположения глубоких скважин, вскрывших палеозойские отложения. Соответствующие случаю активная расстановка и скатерограмма кратности для удалений до 3400 м приведены на рис.3.5.

Повысить кратность над объектом 12 на севере площади, где к тому же предполагаемая линия ВНК критично близка к границам съемки, методически правильнее путем продления линий приема на запад (рис.3.6). Поскольку при этом происходит увеличение площади работ (возможно, за пределы лицензионной территории) и тем самым увеличивается сметная стоимость работ, то такой прием требует специального согласования.

Для компенсации потери кратности над объектом 5 предусмотрено проложение дополнительных линий приема, причем по возможности за пределами кедровника (рис.3.7). Все линии (стандартные 10 + 4 дополнительных) отрабатываются с активной расстановкой 14 x 96 каналов. Для этого раскладывается практически все полевое оборудование, имеющееся в партии. Пункты взрыва, участвующие в отработке этих нестандартных расстановок, на рисунке выделены значком «двойное возбуждение», хотя на самом деле дополнительных взрывов не требуется. Существенного перераспределения азимутов и удалений над объектом в данном случае не происходит.

Наиболее трудоемок и сложен в подборе сценария отстрела случай компенсации кратности над протяженным объектом путем поворота системы наблюдений на  $90^\circ$ , то есть замены направлений линий ПВ и ПП на ортогональные. На данной площади это сделано при прохождении объекта 11 (рис.3.8), причем только с целью демонстрации приема, так как его применение в наших условиях нецелесообразно с экономической точки зрения. Во-первых, в новой сетке бинов длинная ось бина будет также развернута на  $90^\circ$ . И чтобы использовать одну (прежнюю) систему бинирования, нужно новую создавать с ячейкой  $25 \times 25$  м с целью последующего объединения двух мелких квадратных ячеек в одну с прежними размерами и ориентировкой. Для этого необходимо вдвое уменьшить шаг ПВ, соответственно в итоге количество взрывов будет увеличено примерно в полтора раза по сравнению с количеством пропущенных ПВ. Во-вторых, затраты труда на формирование новых линий приема также существенно больше, чем, например, в рассмотренном выше случае создания дополнительных линий приема при прохождении кедровника 5 ( $21 \times 66 = 1386$  каналов против  $4 \times 108 = 432$  каналов). Следует отметить, что поскольку число рассмотренных вариантов было ограничено, то спланированный вариант отстрела лишь приближен к оптимальному.

Итоговая система расположения линий и пунктов возбуждения приведена на рис.3.2, а скатерограмма кратности для удалений до 3138 м – на рис.3.3б. Здесь на поле стандартной кратности 20 видны незначительные по размерам вкрапления меньшей (19, 18) и два квадрата повышенной кратности (прямоугольная полоса, напомним, соответствует специальной зоне номинальной кратности 25). Преобладающая кратность в этих двух квадратах 20-30 (рис.3.7б) и 20-40 (рис.3.8б). Распределения кратности, азимутов, удалений спланированной съемки (при ограничении удалений 3138 метрами) приведены на рис.3.10. Сравнивая кривые рис.3.4б и рис.3.10б, в, можно заметить довольно существенные различия в распределениях

удалений (увеличилась доля больших, в основном 1700-2300 м, - за счет смещения расстановок над коридором коммуникаций и в других случаях) и лишь незначительные – в распределениях азимутов. Распределения кратности стандартной и спланированной съемок (рис.3.9 и рис.3.10а) свидетельствуют, естественно, о появлении зон повышенной кратности (в основном до 28-ми) в планируемом варианте съемки. Как мы видим, при прохождении крупных эксклюзивных зон (и их обилии) реализовать стандартные параметры съемки всегда затруднительно, а иногда и невозможно. В этих условиях планирование сценариев отстрела содержит элементы искусства.

В завершение планирования съемки производится запись SPS-файлов и расчет статистических данных, необходимых для характеристики съемки и составления проекта работ. Данные приводятся ниже в таблице 3.2.

#### Статистические данные съемки 3D.

Таблица 3.2

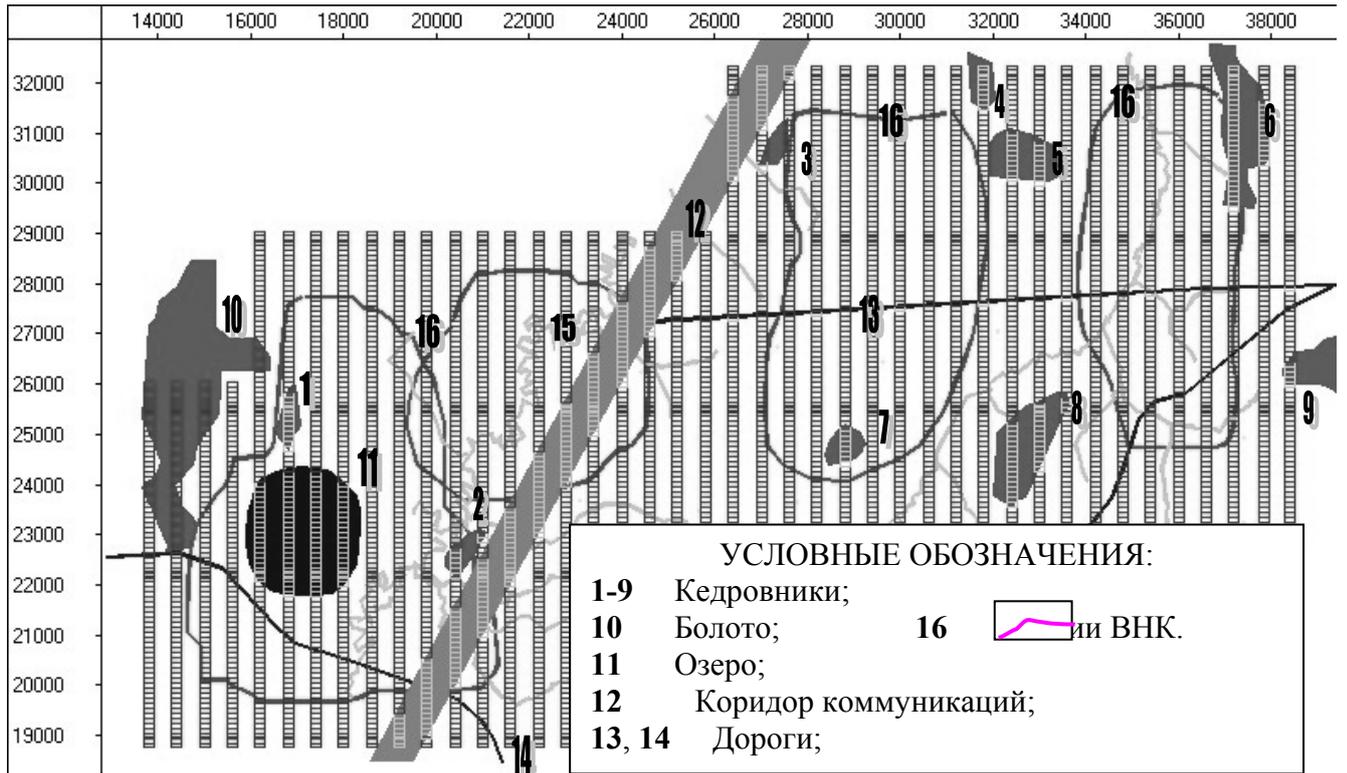
		ПП	ПВ
Общее количество линий		71	49
в том числе:	основных линий	46	42
	дополнительных линий	25	7
Общая длина линий (км)		831,85	365,35
в том числе:	основных линий	734,95	357,7
	дополнительных линий	96,85	7,65
Общее количество пикетов		16638	3732
в том числе:	основных линий	14700	3578
	дополнительных линий	1938	154
Количество отработанных пикетов			3732
Количество BIN	по горизонтали	985	
	по вертикали	271	
	всего	266935	
	ненулевых	172701	
Количество трасс		3189485	
Максимальная кратность		50	
Минимальное удаление (м)		35,4	
Максимальное удаление (м)		3138	
Площадь проекта (по периметру линий) (км <sup>2</sup> )		216,7	
Площадь с ненулевой кратностью (км <sup>2</sup> )		215,9	

### **3.3 Необходимые обобщения:**

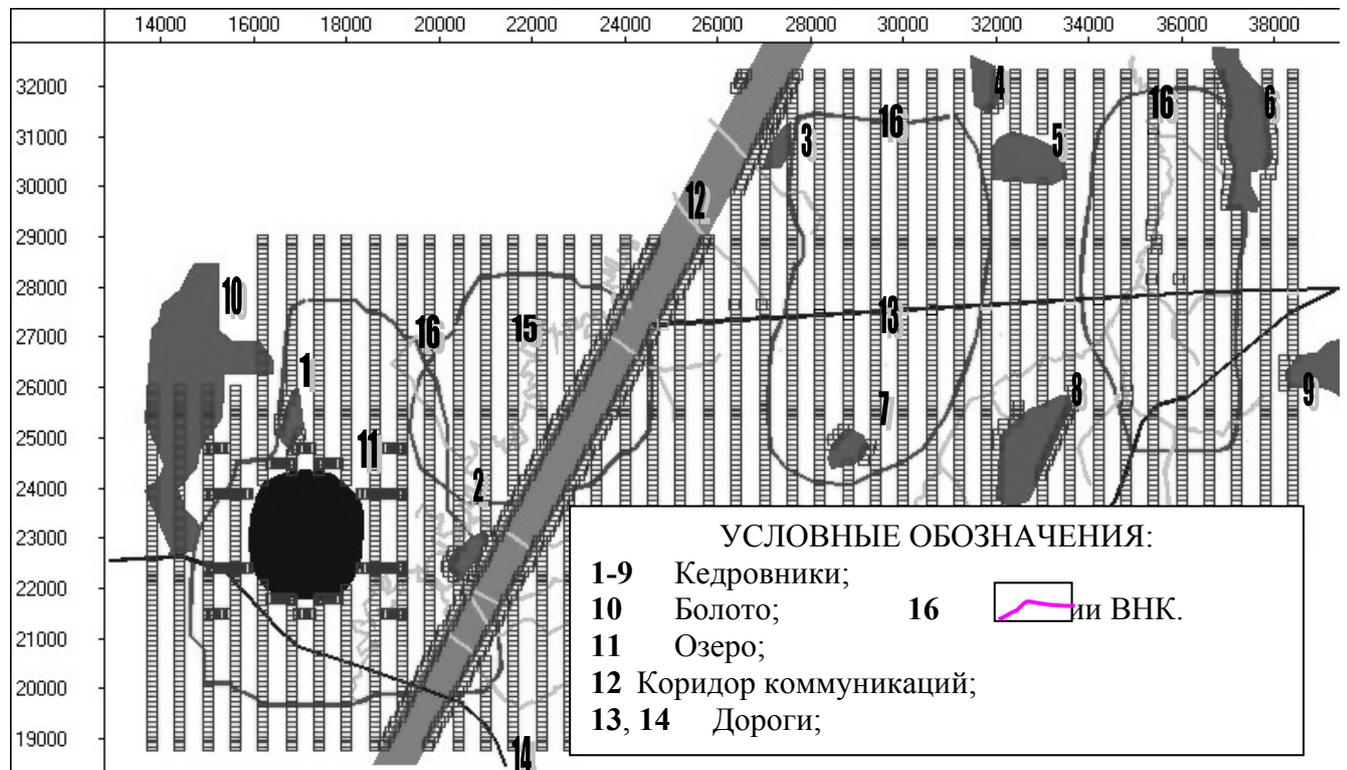
Итак, на некотором модифицированном примере были реализованы требования, предъявляемые к проектируемым системам наблюдений и съемкам 3D и изложенные в разделе 2 «Технической инструкции по наземной сейсморазведке при работах на нефть и газ» и «Макете Проекта».

1. Выяснено, что при проектировании должен быть произведен учет влияния большого количества разнородных факторов. В связи с вероятным акцентом на какой-либо (или группу) из них производится выбор стандартной для проектируемой площади системы наблюдений из нескольких вариантов.

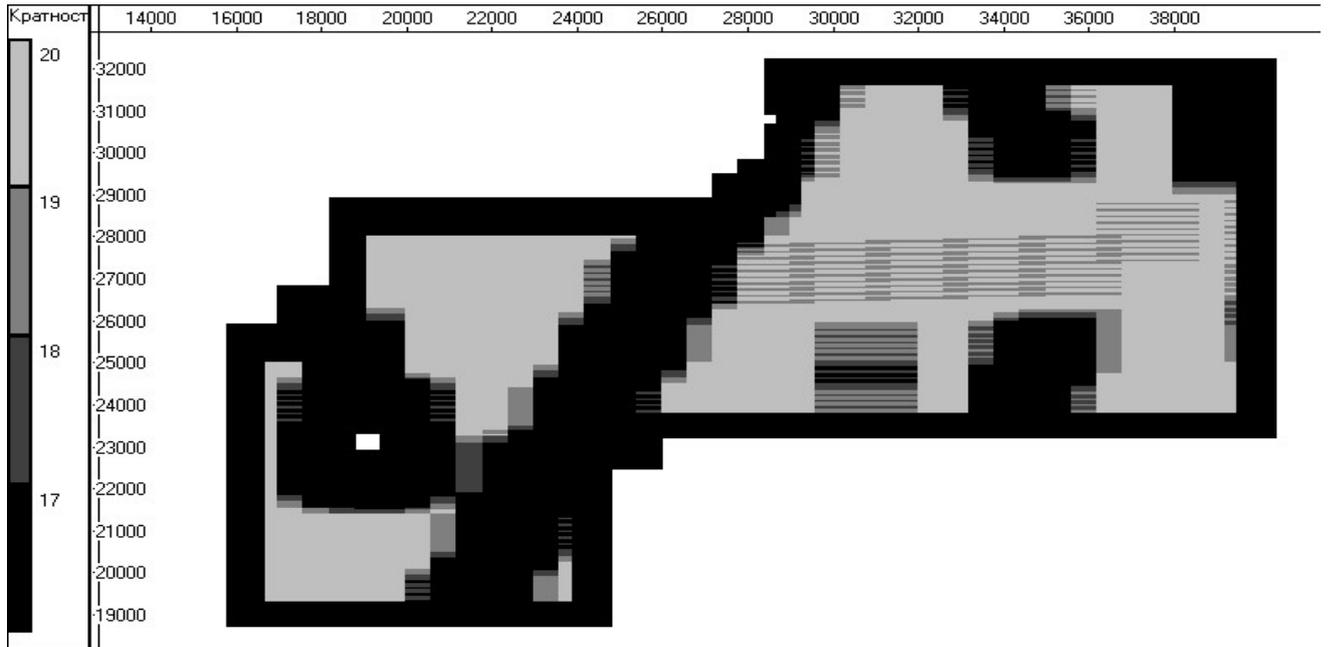
Исходя из реальных условий местности, изображенных на планшете, производится подбор вариантов нестандартных сценариев отработки (отстрела) площади. Чем точнее осуществлена геодезическая привязка элементов местности и планируемых ПГН, тем с большей вероятностью могут быть применены при фактическом отстреле созданные при модельном SPS-файлы. При планировании сценариев следует идти от простого (приема) к сложному, по возможности сохраняя методические параметры стандартного отстрела, минимально изменяя физические объемы и не усложняя излишне технологические процессы вспомогательных и сейсморазведочных работ.



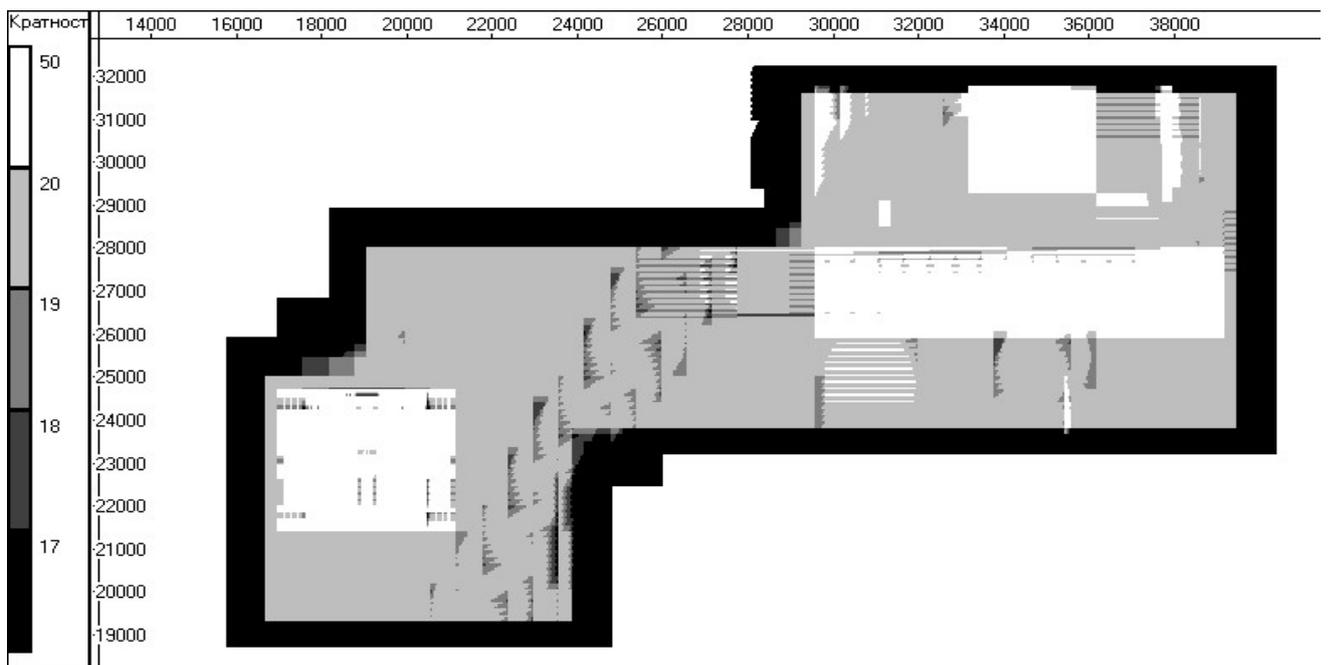
**Рис. 3.1. Схема стандартного расположения линий и пунктов возбуждения съёмки 3D (ПВ в эксклюзивных зонах отключены).**



**Рис. 3.2. Схема планируемого расположения линий и пунктов возбуждения съёмки 3D (вариант).**



а)

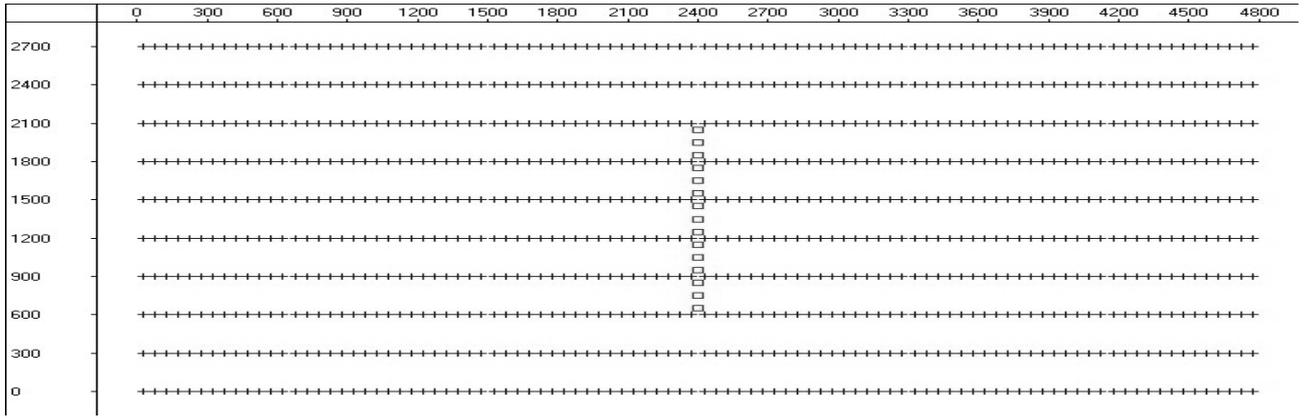


б)

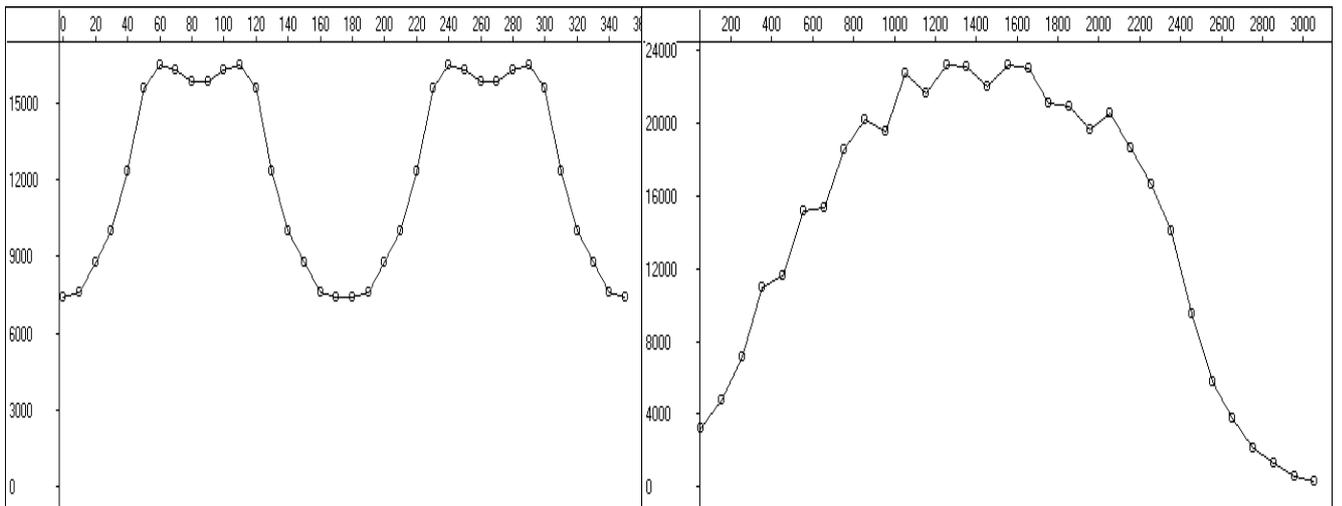
**Рис. 3.3. Скатерограмма кратности съёмки 3D (удаления до 3138 м):**

**а) без компенсации кратности над эксклюзивными зонами;**

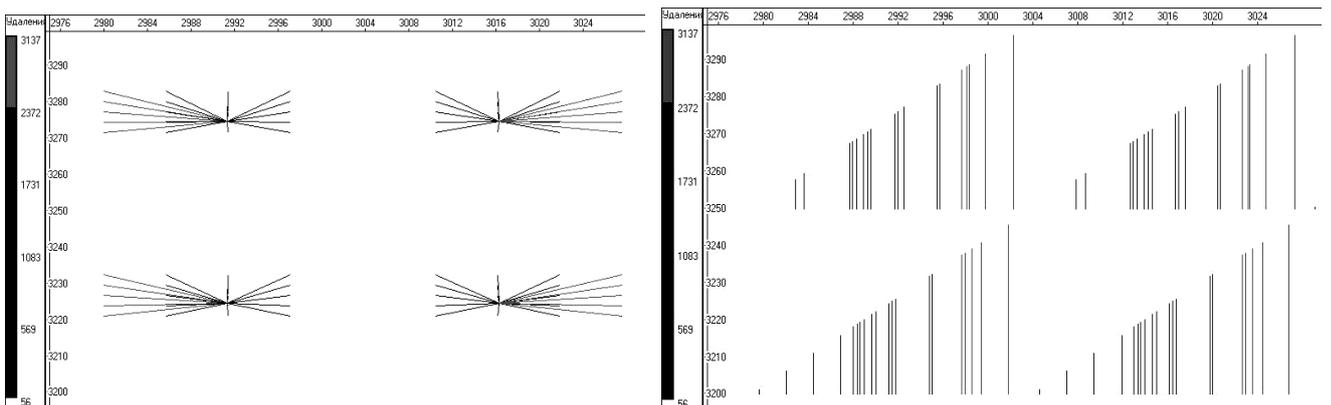
**б) после компенсации кратности различными приёмами (вариант).**



а)



б)



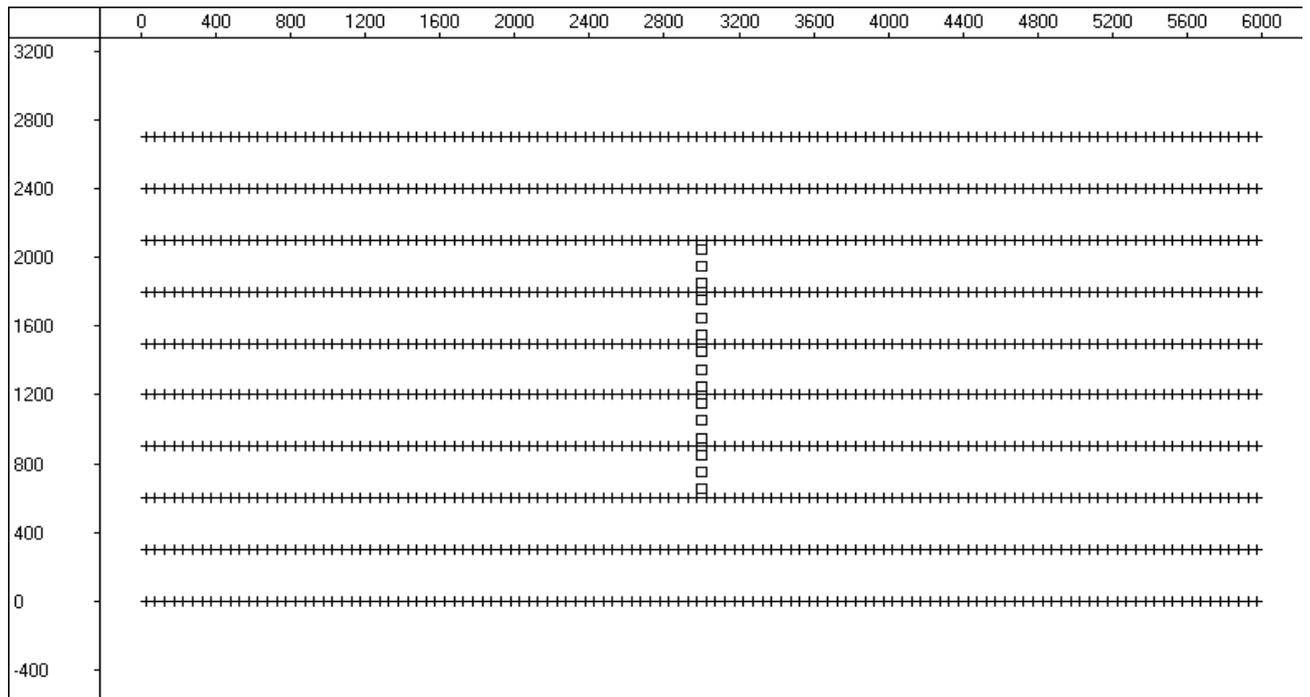
в)

**Рис. 3.4. Некоторые характеристики выбранной системы наблюдений 3D:**

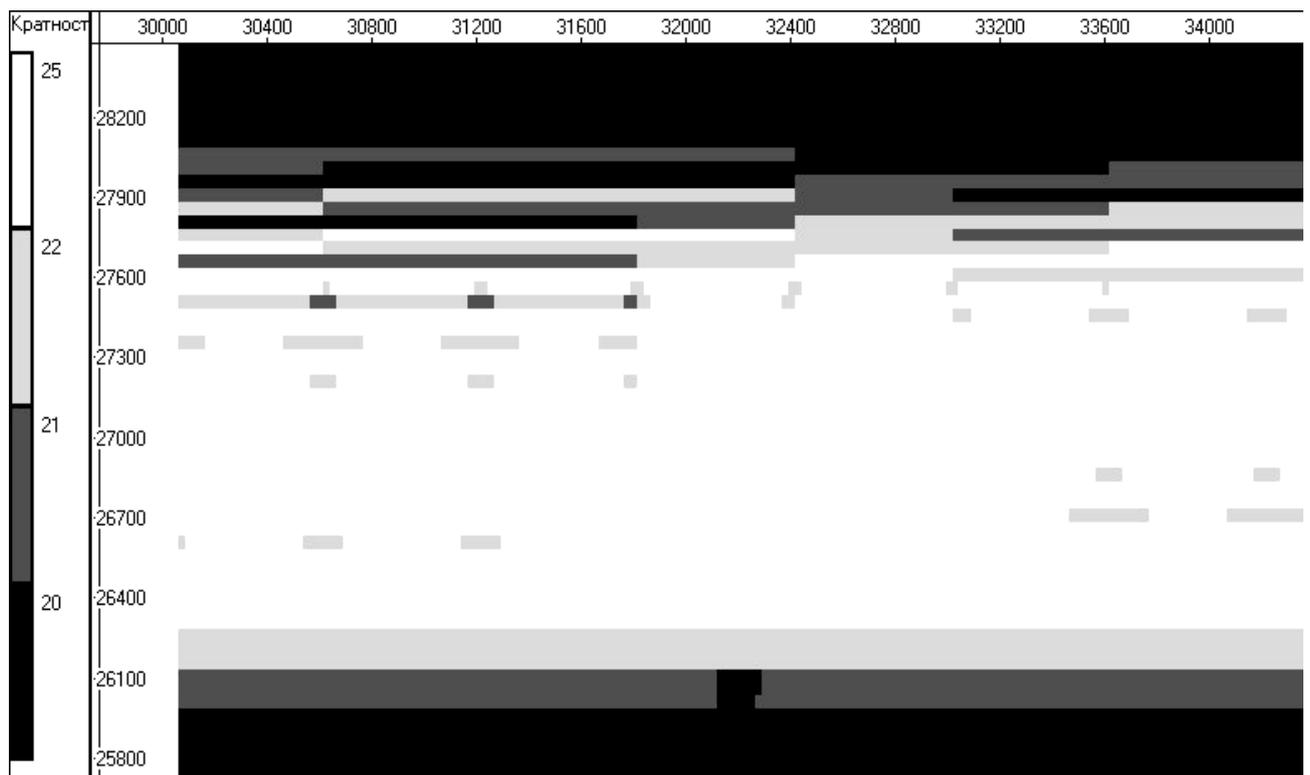
**а) Активная расстановка 10×96 каналов;**

**б) Распределение азимутов (слева) и удалений (справа);**

**в) Примеры распределения азимутов и удалений в зоне максимальной кратности.**



а)

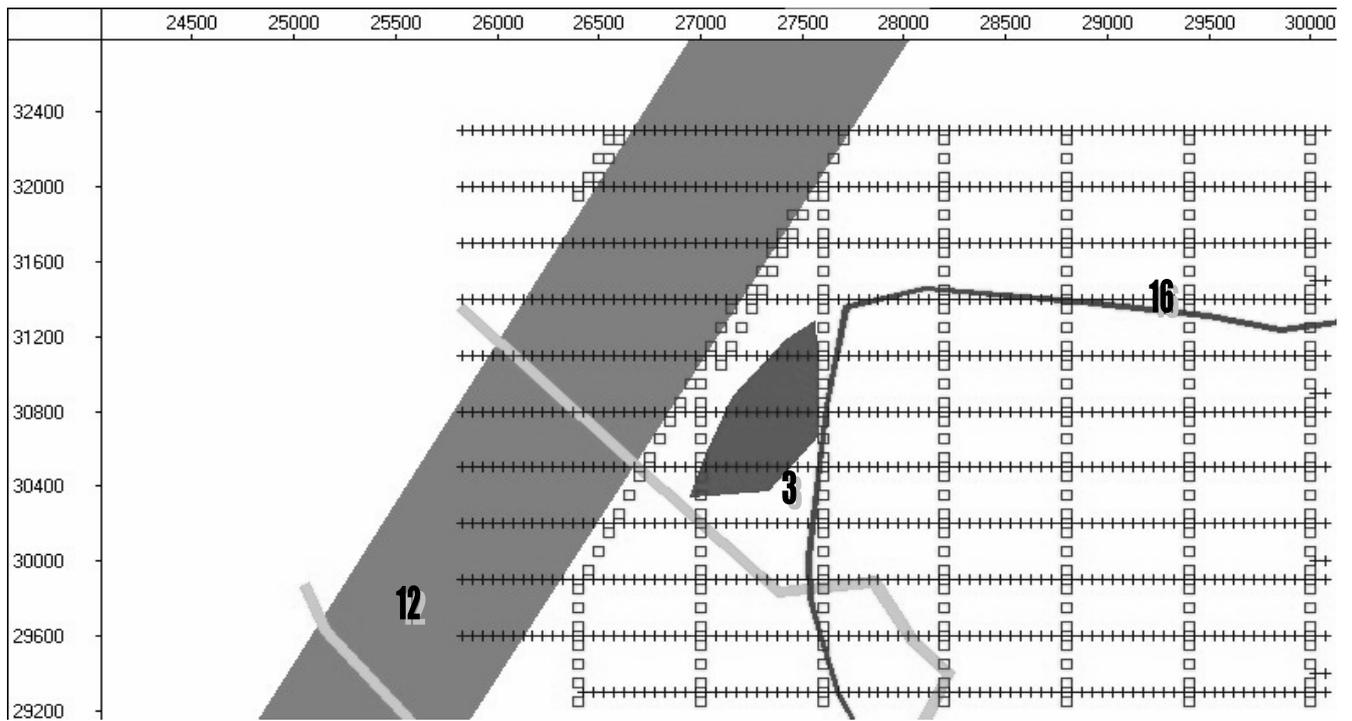


б)

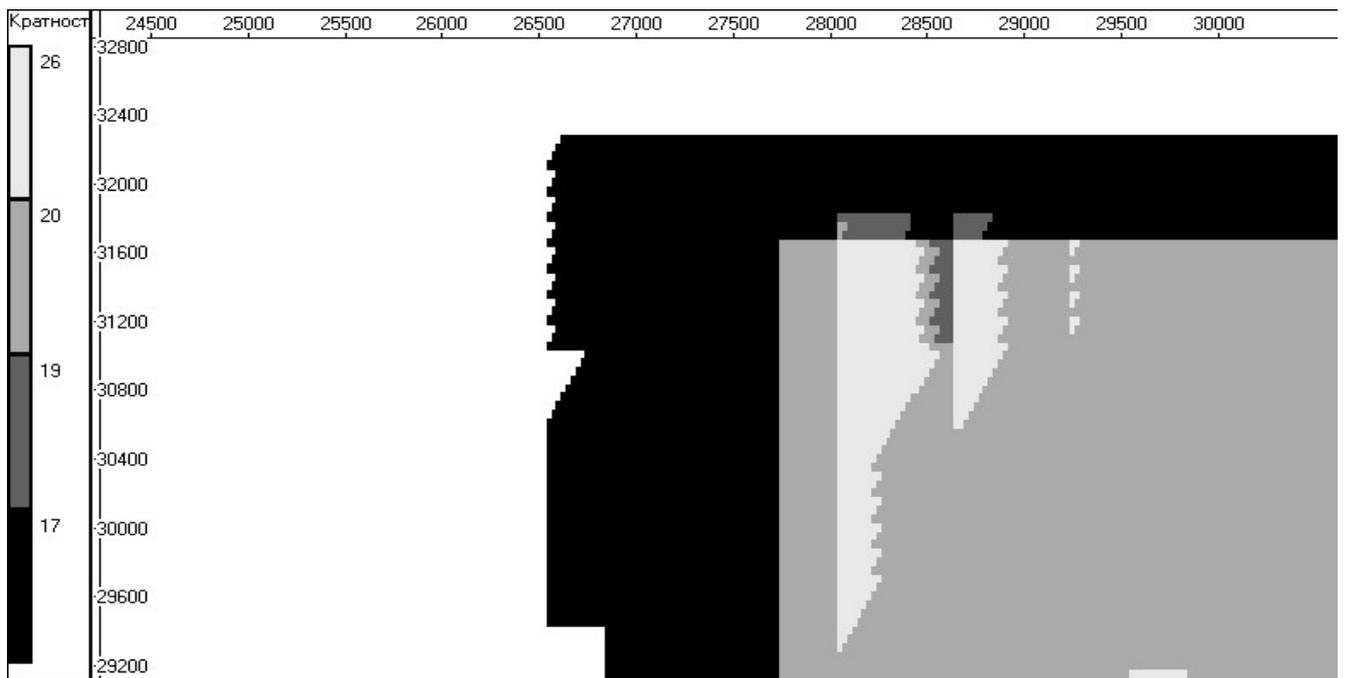
**Рис.3.5. Повышение кратности съёмки 3D за счёт увеличения базы приёма:**

**а) активная расстановка 10×120 каналов;**

**б) скатерограмма кратности (удаления до 3400 м).**



а)

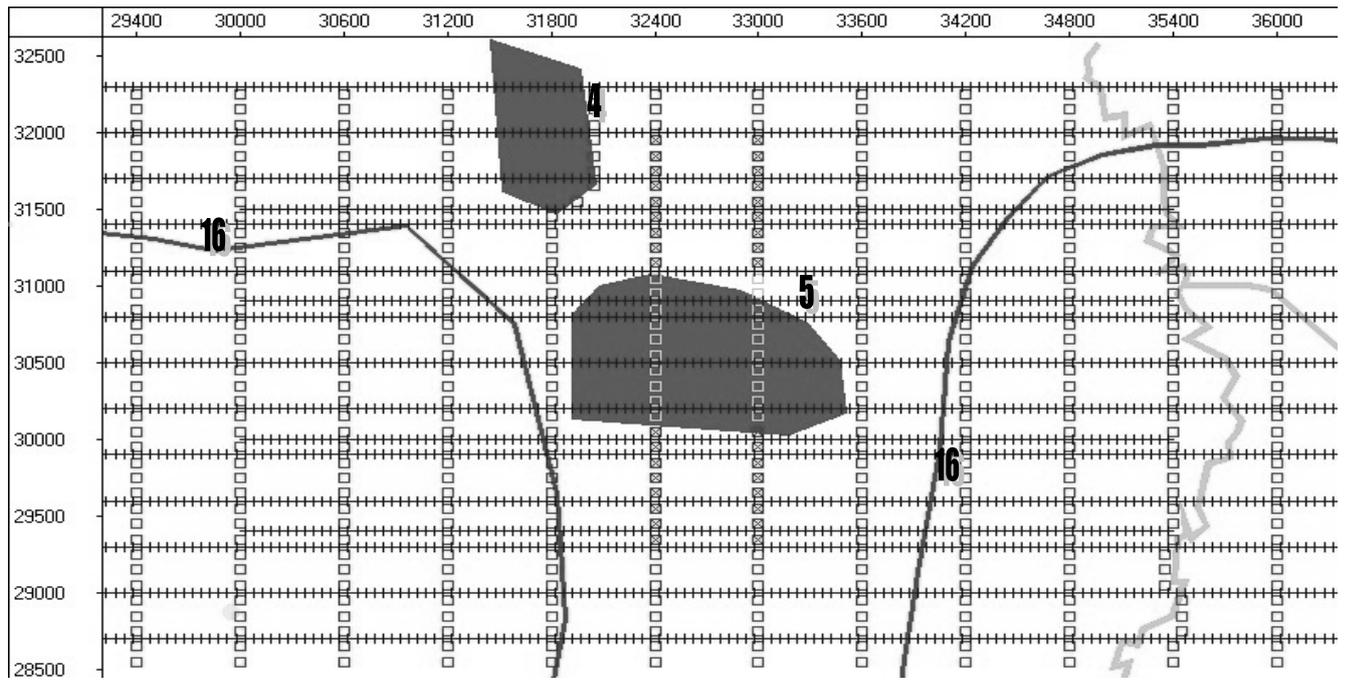


б)

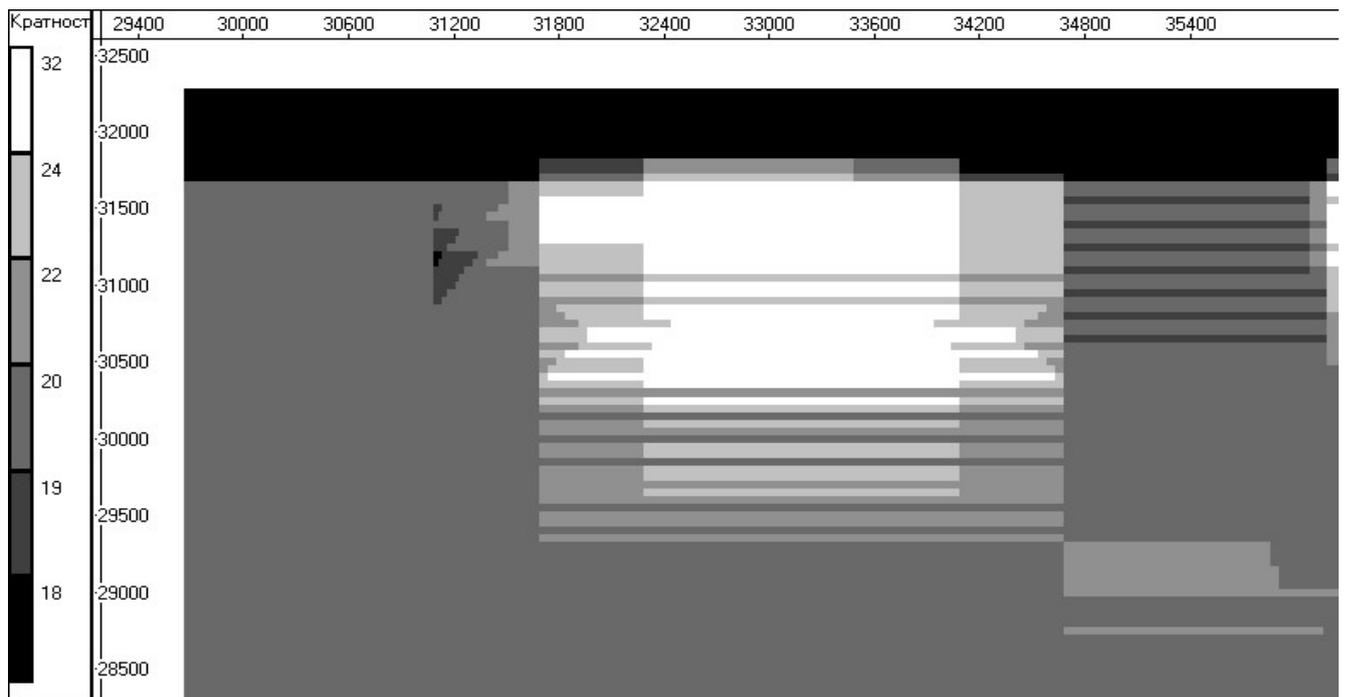
**Рис. 3.6. Повышение кратности съёмки 3D в зоне набора кратности:**

**а) схема расположения ПВ и ПП /Условные обозначения рис. 1/;**

**б) скатерограмма кратности.**



а)

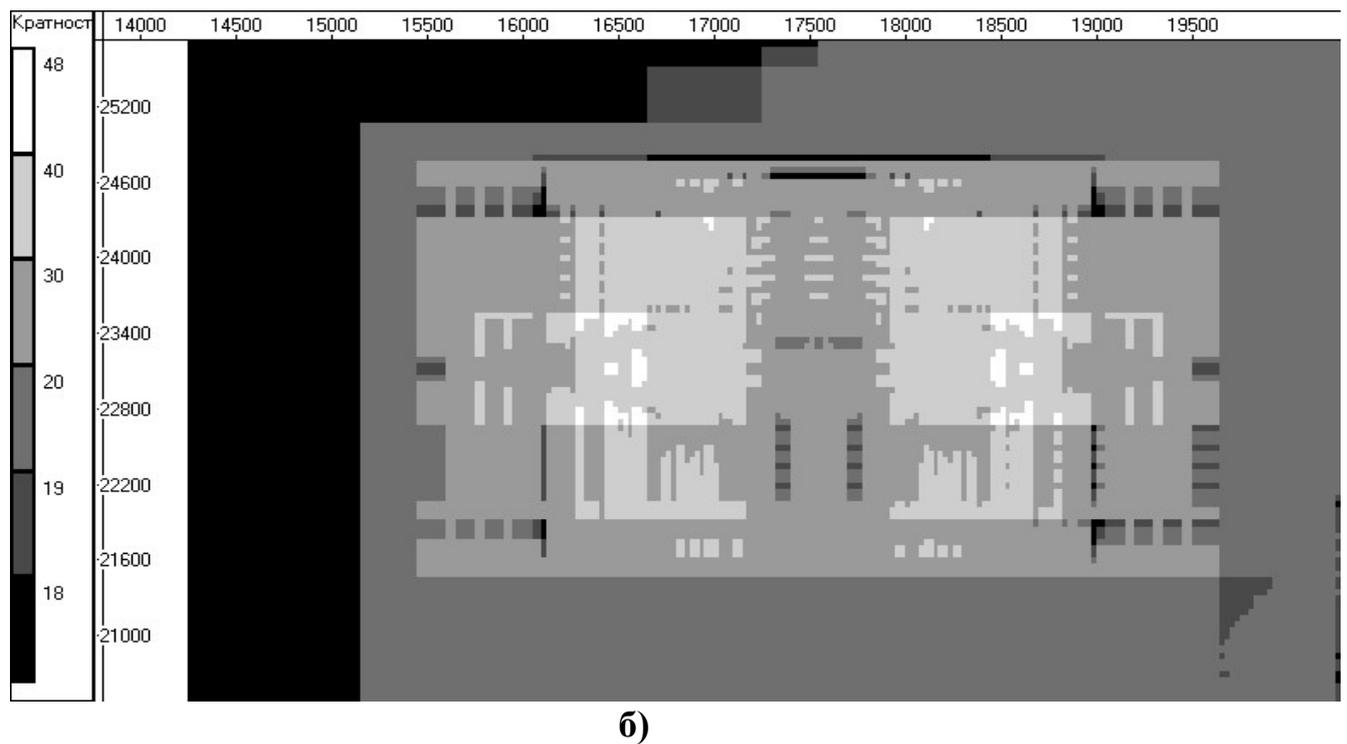
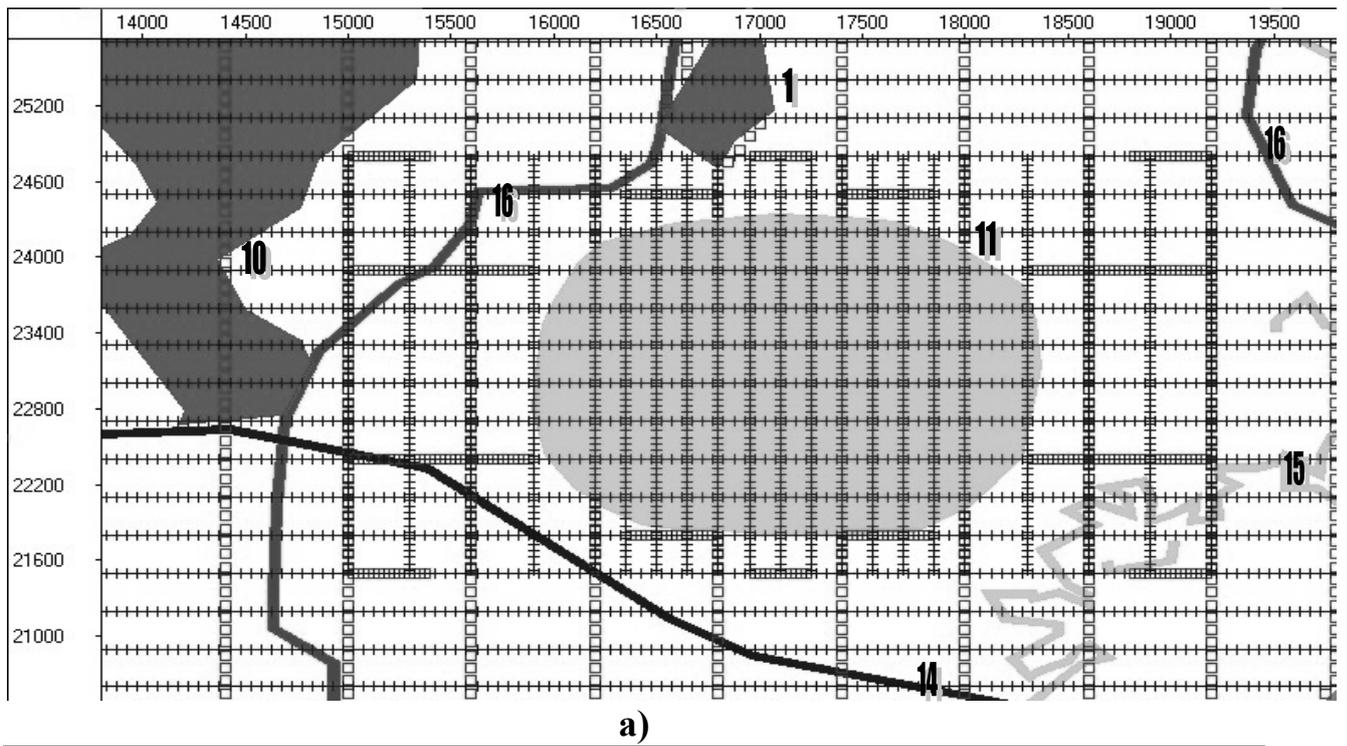


б)

**Рис. 3.7. Компенсация потери кратности съёмки 3D путём уменьшения шага линий приёма (положение дополнительных ЛПП):**

**а) схема расположения ПВ и ПП /Условные обозначения рис. 1/;**

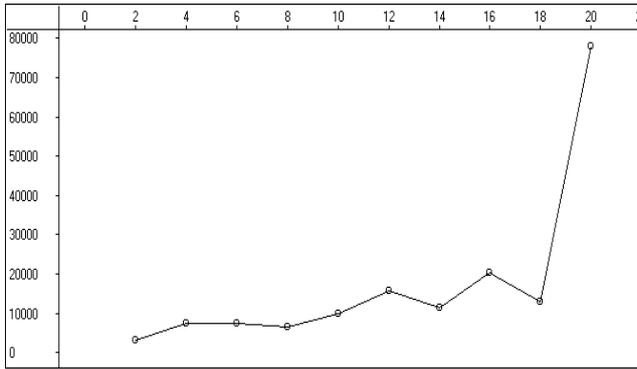
**б) скатерограмма кратности.**



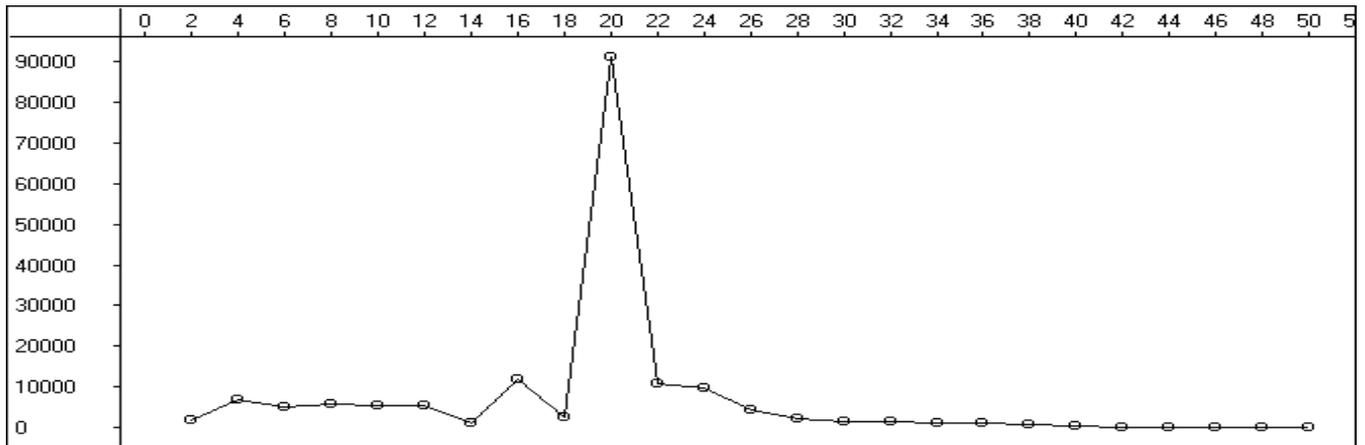
**Рис. 3.8. Компенсация потери кратности съёмки 3D путём применения ортогональной системы наблюдений:**

**а) схема расположения ПВ и ПП /Условные обозначения рис. 1/;**

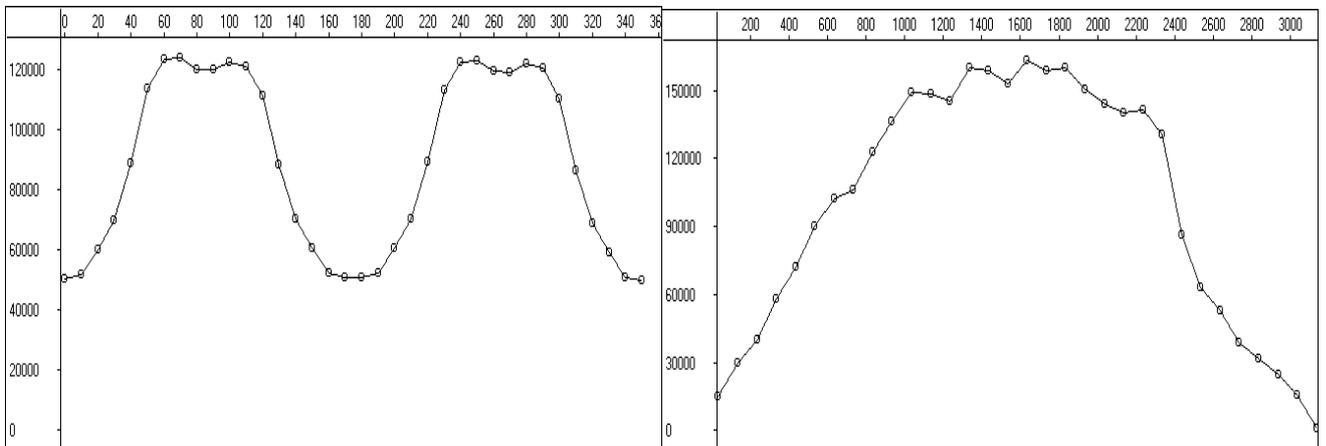
**б) скатерограмма кратности.**



**Рис. 3.9.** Зависимость числа BIN от кратности для выбранной системы наблюдений.



**а)**



**б)**

**в)**

**Рис. 3.10.** Обобщённые характеристики планируемой съёмки 3D (удаления до 3138

**м):**

**а) зависимость числа BIN от кратности;**

**б) зависимость числа трасс от азимута;**

**в) зависимость числа трасс от удаления.**

#### **4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ПРИРОДОСБЕРЕГАЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРОЦЕССА СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.**

При проведении наземных сейсморазведочных работ могут быть выделены три основных элемента (бригады), обеспечивающих выполнение всего технологического цикла.

1. Топогеодезическое вынесение проекта в «натуру», т.е. разбивка линий приема и возбуждения согласно техническому проекту, последующие инструментальные съемки по определению плановых и высотных координат пунктов геофизических наблюдений. Обычно эти виды работ выполняются топоотрядом, имеют относительно самостоятельный характер. Иногда в составе топоотряда действует бригада подготовки временных дорог, поиска и подготовки переправ через водные преграды.
2. Буровзрывные бригады обеспечивают бурение взрывных скважин и их зарядку взрывчатыми веществами. При использовании невзрывных источников подобные же функции выполняет бригада вибраторов или других источников упругих колебаний.
3. Сейсморазведочный отряд обеспечивает расстановку приемных линий, производство регистрации возбуждений. Состоит из регистрирующей станции, бригады размотки-смотки сейсмических кос и бригады взрывников. При применении невзрывных источников в состав отряда входит бригада этих источников. Топоотряд, а иногда и буровзрывные бригады образуют независимые от сейсмоотряда единицы, имеющие «кочующие» временные лагеря. Такой же лагерь образует и сейсмоотряд. С этих лагерей производится все необходимое снабжение материалами, горюче-смазочными материалами и др. В свою очередь, временные лагеря снабжаются с баз или подбаз сейсморазведочных партий.

По степени негативного влияния на окружающую среду в общем комплексе сейсморазведочных работ могут быть выделены следующие основные факторы:

1. Необходимость проложения профилей, на которых производятся возбуждения. По практике работ в прошлые годы это связано с рубкой просек в залесенных районах, подготовкой на этих просеках условий для работы буровзрывных бригад или вибраторов. Эти же профили при стандартных системах наблюдений используются и для размещения линий наблюдения.
2. Буровзрывные работы, связанные с бурением взрывных скважин, производством в них взрывов.
3. Проложение временных дорог, устройство переправ через водные преграды.
4. Необходимость применения достаточно тяжелых гусеничных машин (транспортеры, трактора) и производственных единиц (вагон-дома, временные склады ГСМ и др.). Это связано с тем, что основной объем работ по условиям проходимости, например, в Западной Сибири выполняется в зимних условиях.
5. Пребывание обслуживающего персонала во временных лагерях и функциональных единицах.

Следует констатировать, что в целом проблема экологического обеспечения сейсморазведочных, как и всего комплекса нефтегазопромысловых и разведочных работ пока слабо разработана. Долгое время экологическим вопросам вообще не уделялось внимания, затем в разделы технических проектов был введен подраздел по обеспечению техники безопасности, в котором нашли некоторое отражение и экологические вопросы. Однако на практике зачастую эти требования технических проектов не выполнялись. Результатом такого отношения являются захламленные линии профилей с неубранным срубленным лесом, нарушенным почвенным покровом,

неликвидированными в полной мере последствиями буровзрывных работ, брошенными не разобранными переправами через реки и ручьи. В очень значительной мере причинами такого отношения к природе являлось ведомственное отношение к производственным работам, когда ассигнования на ликвидацию последствий работ были явно недостаточны и сами такие работы не были обеспечены необходимыми техническими средствами. Не работал в достаточной мере и механизм контроля. Обращает на себя внимание и такой факт, что только в последние годы стали выделяться ассигнования на проведение экологических исследований. Однако даже в этой ситуации не акцентируется внимание на том факте, что проведение работ с соблюдением экологических требований неизбежно приведет к значительному удорожанию всего комплекса работ, их замедлению во времени, если не будет решительно изменено отношение к техническому обеспечению на базе современной техники и новых технологий. В этом отношении пока сделано очень мало. Гибкие системы наблюдения, хотя и не являются новыми, широкого применения в сейсморазведке не получили. В значительной мере это объясняется тем, что их производство с применением малоканальной аппаратуры характеризуется более низкой производительностью и более высокой стоимостью, чем стандартные работы.

Просмотренные и проанализированные материалы, касающиеся экологических вопросов проведения сейсморазведочных работ, позволяют сделать некоторые выводы общего характера.

Наиболее успешно экологические вопросы решаются при выполнении следующих условий:

1. Планирование природоохранных мер на основе детальной информации о характере района работ. Эта информация собирается исполнителем работ на основе специальных исследований, в которых принимают участие представители заказчика и государственных контролирующих органов.

2. Действенный контроль над выполнением природоохранных мер исполнителем работ и контрольными организациями.
3. Достижение оптимального компромисса между экологическими требованиями и необходимостью получения полевых материалов достаточно хорошего качества. Практически не может существовать абсолютно экологически «чистых» технологий, не наносящих никакого вреда окружающей среде. Поэтому при достижении этого компромисса учитывается целый комплекс противоречивых требований.
4. Проведение природоохранных мероприятий неизбежно связано с удорожанием всего цикла полевых исследований.

В целом же, судя в основном по опыту зарубежных фирм, современное состояние техники и оборудования для сейсморазведочных работ позволяет переходить к технологиям, наносящим минимально возможный вред природе.

#### **4.1 Основные направления в разработке экологически «чистых» сейсморазведочных технологий.**

Здесь и далее под термином «экологически чистые технологии» понимаются технологии, наносящие минимально возможный, обусловленный применяемой методикой, аппаратурным и техническим обеспечением сейсмического отряда, вред окружающей природе. Как следует из изложенного выше, эти негативные воздействия не могут быть полностью устроены и определяются современным уровнем развития сейсморазведочной аппаратуры и сервисного оборудования всего цикла полевых работ.

Общим направлением в разработке экологически чистых технологий следует считать совершенствование планирования природоохранных мер, развития системы кооперативного контроля с участием государственного и местного контроля организации-исполнителя работ. Обязательным

элементом этой системы должно быть квалифицированное обучение персонала полевых партий природосберегающим методам работы. По-видимому, требует изменения и структура технических проектов партий с включением в него специального раздела по экологии. Следствием этих мероприятий должно быть и изменение структуры ассигнований на этап планирования работ. Эти дополнительные затраты неизбежны и явятся удорожанием общей стоимости производимых работ.

Перспективными направлениями в разработке экологически чистых технологий могут быть:

1. Разработка методик и технологий, позволяющих свести к минимуму количество пунктов возбуждения на единицу профиля или площади. Это равносильно переходу на такие системы наблюдений, при которых имелась бы возможность получения необходимой информации на изучаемой площади с минимально возможным объемом профилей возбуждения и увеличенным объемом профилей для приема упругих колебаний. Это связано с тем, что на профилях для приемных линий вполне возможен переход на применение легких транспортных единиц, например, на снегоходы типа «Буран». В условиях Сибири и Севера в особо сложных в экологическом отношении районах не исключается и размотка-смотка приемных линий вручную, без применения транспортных средств.

Таким образом, несомненно перспективным является переход на гибкие системы наблюдений пространственной сейсморазведки.

2. Применение при сейсморазведочных работах технически обоснованных источников возбуждения. Этот вопрос является достаточно сложным. Буровзрывные работы являются в настоящее время основными, сейсмически наиболее эффективными и связаны с необходимостью бурения скважин, ликвидацией последствий взрывов. Применение же вибрационных или иных поверхностных источников

возбуждений не всегда обеспечивает полноту решения геологических задач, в то же время возрастает объем работ по специальной подготовке профиля (укатка, зачастую с применением бульдозеров), также оказывающих повышенное негативное влияние на окружающую среду.

3. Переход на технологии с применением новых возможностей современной техники. В этом отношении исключительно важным является поиск возможностей уменьшения веса и габаритов всех функциональных элементов (сейсмостанция, буровые станки и др.) и применения новых типов облегченных транспортных средств с уменьшенным удельным давлением на почвенный покров.
4. Разработка и осуществление мероприятий, направленных на снижение численности персонала в полевом отряде (эффект последствия присутствия человека). Важным резервом в этом отношении является разработка и внедрение способов и технических средств, сокращающих долю ручного труда.
5. Разработка и внедрение специальных устройств, обеспечивающих утилизацию следов пребывания обслуживающего персонала и техники (отбросов технического производства, бытовых отходов и др.).
6. Общее повышение культуры производства работ от выполнения работ по обязательной очистке, складированию и последующему использованию срубленного леса до выполнения всех других требований технических проектов.

Ясно, что решение всех поставленных проблем требует постановки специальных работ с участием специалистов разного профиля. В таблицах 4.1 и 4.2 приведены применяемые технические средства сейморазведки и параметры сеймоприемников.

Таблица 4.1

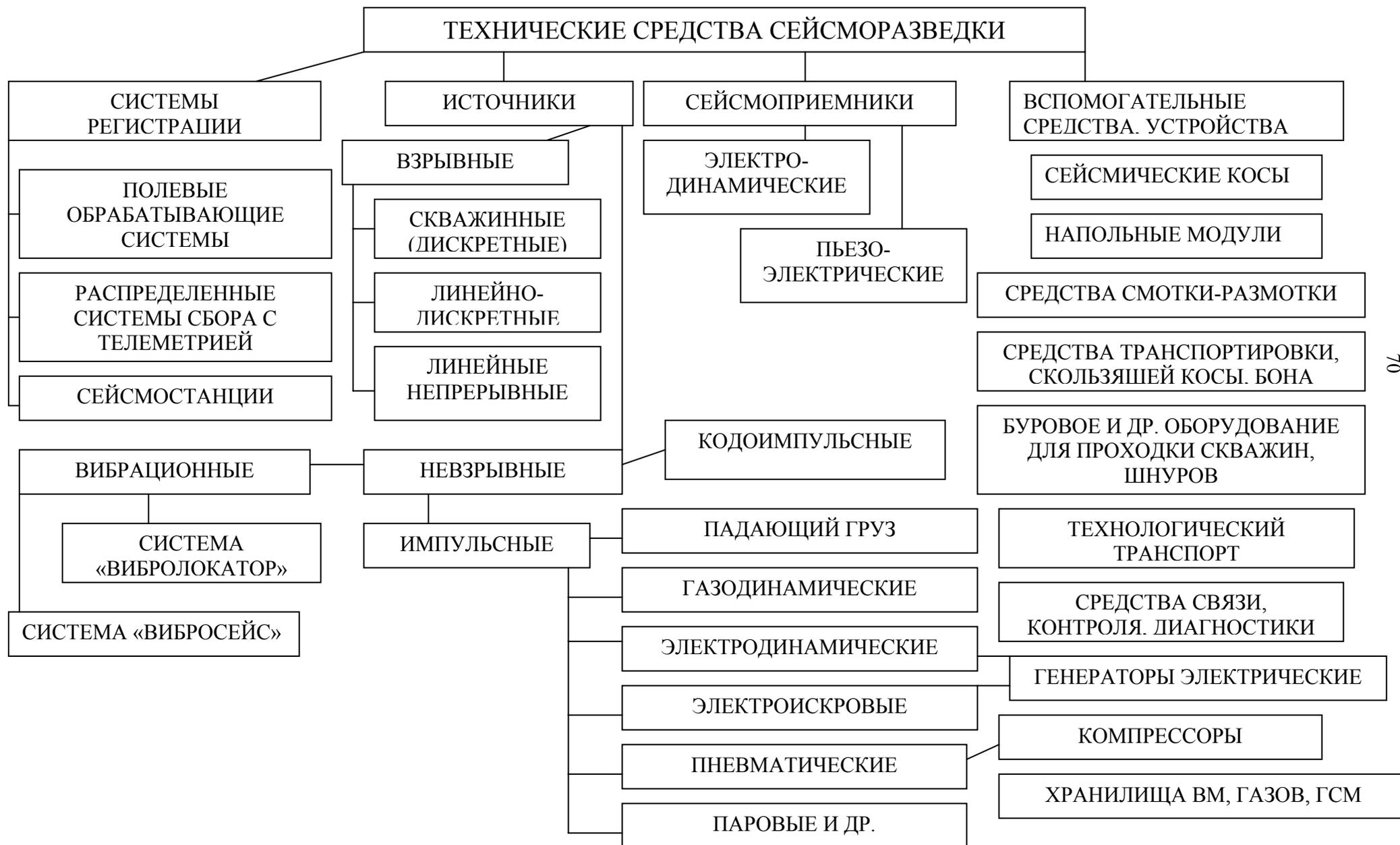


Таблица 4.2

**Параметры изготавливаемых сейсмоприемников и технические требования к разрабатываемому сейсмоприемнику**

Наименование параметра или технического требования	Обозначение	Единица измерения	GS-20DX OYO GEOSPACE	SM-4 SENSOR	GS-20DM OYO GEOSPACE	GS-30CT OYO GEOSPACE	SM-24 SENSOR	UM-2 MARK PRODUCTS	НОВЫЙ СЕЙСМО- ПРИЕМНИК
Собственная частота (отклонение $f_0$ )	$f_0$	Гц (%)	10 (±5)	10 (±5)	10 (±5)	10 (±2)	10 (±2,5)	10 (±2,5)	10 (±2,5)
Затухание (отклонение $\beta$ )	$\beta$	– (%)	0,7 (±10)	0,6 (±5)	0,7 *	0,6 (±2)	0,6 (+5)	0,68 (±2,5)	0,6 (+5)
Резонансная частота от поперечных воздействий		Гц	250	180	300	160	240	250	250
Коэффициент преобразования (отклонение $K_{П}$ )	$K_{П}$	Вс/м (%)	22 (±10)	22,5 (±5)	20 (±7)	22 (±10)	22,5 (+5)	27,5 (±2,5)	24,5 (±2,5)
Коэффициент нелинейных искажений	$K_{НИ}$	%	0,2	0,2	0,2	0,12	0,1	0,02	0,01
Предельный угол наклона	$\alpha$	градус	20	25	20	20	10	20	
Сопrotивление катушки (отклонение $R_1$ )	$R_1$	Ом (%)	395 (±5)	375 (±5)	280 (±5)	395 (±2)	375 (±2,5)	395 (±2,5)	300 (±2,5)
Сопrotивление шунта	$R_{Ш}$	Ом	1000	1339	–	1470	1339	–	3500
Масса преобразовательного блока	$M$	г	87,3	74	43	86	74	76,4	75
Показатель эффективности преобразования	$Q$	1/с	14	18,2	32,2	14,2	18,2	25	26,7
Диапазон рабочих температур		°С	от –34 до +71	от –40 до +100	от –45 до +100	от –45 до +100	от –40 до +100	*	от –45 до +100
Гарантийный срок работы		год	3	3	2	3	3	2	3
Коэффициент преобразования преобразовательного блока (отклонение $K_{ПБ}$ )	$K_{ПБ}$	Вс/м (%)	28 (±10)	28,8 (±5)	20 (±7)	27,5 *	28,8 (±2,5)	27,5 (±2,5)	26,5 (±2,5)
Показатель преобразования	$K_{П} / \sqrt{R_1}$		1,38	1,48	1,1	1,38	1,48	1,38	1,53
Затухание без шунта (отклонение $\beta_2$ )	$\beta_2$	– (%)	0,3 (±10)	0,25 (±5)	0,7 *	0,316 *	0,25 *	0,68 (±2,5)	0,5 (±2,5)
Масса катушки	$m$	г	11	11	8	11,2	11	8,4	8
Ход катушки		мм	2	2	2	1,5	2	*	2

Продолжение технических требований

1. Минимальное регистрируемое перемещение на частоте 10 Гц должно быть не более 1 нм.
2. Сейсмоприемник должен быть защищен от влияния внешних магнитных полей.

Примечание: 1) звездочка\* обозначает отсутствие информации в проспекте фирмы;

2) показатель эффективности преобразования рассчитан по формуле  $Q = (K_{II})^2$

### Тропиловые эквиваленты невзрывных источников

Таблица 4.3

№ п/п	Название невзрывных источников	Энергия единичного воздействия (кДж)	Единичный взрыв тротила в скв. под ЗМС (гр)	Единичный взрыв тротила в шнековой скв. (гр)	Единичный взрыв тротила шпур/шурф (гр)	Взрыв ДШ (гр)	Максимальная относительная кратность накопления для уравнивания
1	Падающий груз, СИП	110	40	363	55-77/4000	70-100	9
2	ГСК-10	100	36	330	50-70/2500	70-84	11
3	ГСК-6	40-80	14-29	132-164	24-48/1800	29-58	15
4	СИ-32	40	14	132	24	29	32
5	СИ-64	80	29	264	48	58	15
6	«Сейсмодин»	35-40	13-14	132	24	29	32
7	Вибратор ВС-5-150	50	18	165	25-35	30-42	23
8	ИКИ-40	20-30	7-11	66-99	12-18	14-21	46
9	Установка газовой детонации	4,7-8,9	1,7-3,2	15-29	2-6	4-7	137
10	Электропаровой источник	до 150	64	495	195	120	8 «Волна»
11	Электропаровой источник	70	25	228	41	46	21 «Искра»
12	МГД-генератор	13,10	4,68	42,9	6,5-9,1	9,1-10,9	1
13	Генератор ЭСВ-токовый	30	14	99	18	20	48 Стандартная

## Систематизация источников сейсмических колебаний

	Тип	Название, марка	Условная оценка
	1	2	3
1.	Взрывные источники		
1.1.	Скважинные		
1.1.1.	Скважинные заряды одиночные		7
1.1.2.	Скважинные заряды групповые точечные		7
1.1.3.	Скважинные заряды (групповые линейные (линейное группирование))		4-5
1.1.4.	Скважинные заряды линейно-дискретные (инициирование группы с помощью детонирующего шнура). Рис.5.17		5-6
1.2.	Взрывные поверхностные		
1.2.1.	Накладные заряды		10
1.2.2.	Воздушные (подвесные) заряды		9-10
1.2.3.	Линейные непрерывные заряды	Линии детонирующего шнура (ЛДШ)	4-5
1.2.4.	Специально переоборудованное артиллерийское оружие		3-5
1.2.5.	Бомбометание		10
2.	Невзрывные источники		
2.1.	Импульсные		
2.1.1.	Падающий груз	СИ-6У	1
2.1.2.	Газодинамические	ГСК-6, ГСК-10, СИ-40м, ГСК-1П, СИ-64 и др.	3
2.1.3.	Пневматические	ПИ-4, СИН, «Сигнал», «Пракла-Сеймос» и др.	2-3
2.1.4.	Кодоимпульсные	ИКИ-40	2-3
2.1.5.	Электрические	«Сейсмодин», электро-искровые, МГД-генератор токовый ЗСБ и др.	2-3
2.1.6.	Паровые	«Валоршок», «Старджет»	2
2.2.	Вибрационные		
2.2.1.	Система «Вибросейс»	ВС-5-150, ВС-10-150 и др.	2
2.2.2.	Система «Вибролокатор»		2

В таблице 4.3 приводятся данные о тротильных эквивалентах невзрывных источников. Все эти данные носят справочный характер. В

таблице 4.4 приводятся сведения по степени негативного воздействия источников на среду - с точки зрения экологических требований. Проведенная систематизация с условными (экспертными) оценками негативного воздействия может рассматриваться лишь как первая попытка такого плана, поскольку в настоящее время отсутствуют четко обоснованные коэффициенты оценок. Шкала этих оценок построена на принципе линейного возрастания этих оценок от 10 для поверхностных взрывов до 1 для источника типа падающего груза. В предлагаемой классификации источников не нашло отражение применение в качестве возбуждения упругих колебаний, опробованное в некоторых районах Сибири прицельное бомбометание с использованием авиационных авиабомб с замедленными взрывателями. Некоторые данные об этом типе источников можно найти в отчетах о глубинных сейсмических зондированиях на территории Сибири в 70-х годах, но оценить этот источник с позиции требований экологии крайне сложно.

Несмотря на большое разнообразие источников возбуждения, не все из них по своим техническим и сейсмическим характеристикам пригодны для работы, например, в зимних условиях Сибири и Севера. К настоящему времени здесь находят применение, в основном, взрывные, скважинные, линейно-дискретные, невзрывные, вибрационные источники возбуждения. Ниже дается их более подробная характеристика.

При использовании взрывных скважинных источников их негативное действие связано со следующими факторами:

1. Образование воронок при недостаточной глубине погружения заряда или его значительной величины.
2. В районах газовых месторождений не исключено вскрытие приповерхностных скоплений газа через пробуренные скважины. Это же касается газов, образующихся в озерно-болотных приповерхностных отложениях.

3. Выброс продуктов взрыва при недостаточной укупорке скважин перед взрывом.
4. После бурения скважин остаются его последствия в виде вынесенного шлама, нарушения поверхностного слоя при установке бурового станка.
5. Через пробуренные стволы скважин после производства взрывов возможно заражение водоносных горизонтов поверхностными водами в весенне-летний период.
6. Остается пока малоизученным вопрос возможности заражения нижележащих водоносных горизонтов водами первого водоносного горизонта. Такое положение может возникнуть при бурении взрывных скважин большой глубины при специальных сейсмических работах, либо при большой мощности зоны малых скоростей и необходимости помещения зарядов на уровень ее подошвы.
7. Разрушение верхнего водоупорного слоя (при бурении, взрыве или мощном вибровоздействии) может приводить к обезвоживанию местных колодцев.

Основным способом борьбы с указанными негативными последствиями является тщательный расчет величин зарядов и глубины их погружения, засыпке образующихся воронок, если они все же образовались, забивка (закупорка) ствола скважины и выравнивание мест стоянки бурового станка. По существу те же меры практикуются и при работах зарубежных фирм. Заслуживает пристального внимания использование в работах этих фирм укупорки зарядов с помощью специальных патронов со смесью на основе тектонитового порошка. Быстрое увеличение объема патронов при увлажнении надежно исключает выбросы продуктов взрыва в воздух, отпадает и необходимость в последующей укупорке скважин после взрыва.

После использования взрывных линейно-дискретных источников обычно величины зарядов, диаметр бурящихся скважин и их глубина меньше, чем при обычных скважинных источниках. Это позволяет применять более легкие типы буровых станков, соответственно, меньшим будет и повреждение поверхностного слоя при их установке. В остальном характер негативных последствий взрыва и меры борьбы с ними остаются теми же.

При использовании взрывных линейных непрерывных источников на основе линий детонирующего шнура экологическим требованиям лучше всего соответствует укладка линий ДШ либо под снежный покров на определенную глубину, либо на укатанной поверхности профиля. Применение иных способов, в частности, с повреждением поверхностного слоя, либо в специально подготовленные в почве траншеи экологически неоправданно. Широкое использование линий ДШ в экологически приемлемом варианте сдерживается в основном из-за более низкой сейсмической эффективности этого источника по сравнению со скважинным, особенно в варианте укладки линий на укатанную поверхность профиля.

Общим резервом повышения экологической чистоты взрывных источников является уменьшение веса буровых станков и транспортной базы. В этом отношении источники на основе линий ДШ имеют преимущества, т.к. уже в настоящее время могут использовать более легкую транспортную базу.

При использовании невзрывных вибрационных источников негативные последствия их применения связаны, в основном, с необходимостью подготовки мест установки плит вибраторов и возникновением в слабых грунтах ям после цикла вибраций. Основные способы ослабления этих негативных последствий сводятся к применению грейдирующих механизмов, режущая часть которых настраивается на глубину, где не повреждается корневая система растений и выбору «щадящих» режимов работы

вибраторов. В условиях арктической тундры выбор режима работы вибратора является особенно важным.

Слабо изученным звеном негативных последствий применения источников возбуждения, как и в целом всего цикла сейсморазведочных работ, является выяснение степени их влияния на режим жизни фауны.

За рубежом с этой целью проводятся специальные исследования, направленные, прежде всего, на выявление сезонных движений диких оленей, лис и других животных с целью правильного выбора времени проведения полевых работ, а также мест постоянного массового обитания животных и птиц (гнездовья и др.) с целью учета при проложении сейсмических профилей. У нас такие работы, насколько известно, еще не проводились.

Проектированию сейсморазведочных работ (составлению сети геофизических линий наблюдений) должно предшествовать:

- изучение картографического и аэрофотосъемочного материала исследуемой местности;
- сбор информации о ранее выполненных на проектируемом участке геологоразведочных, лесоустроительных, дорожно-строительных и других работ (с точки зрения возможности использования ранее прорубленных просек);
- изучение природно-хозяйственной характеристики участка работ: выявление по результатам анализа высококачественных лесных массивов, пути миграции и места зимнего отстоя рыбы, зарыбленные озера, ареалы обитания диких животных и птиц, олени пастбища, пути передвижения оленьих стад и т.д.;
- аэровизуальная рекогносцировка с целью ознакомления с местностью, уточнения мест проживания коренного населения и их промыслово-охотничьих и рыбных угодий.

Полученные сведения должны быть нанесены на топографические карты и проектные схемы с целью учета их при проектировании сети профилей.

Процесс составления проектной сети геофизических наблюдений рекомендуется выполнять путем камерального трассирования линий геофизических наблюдений (профилей). Они должны проектироваться с учетом минимально негативного воздействия на природу. Этого можно добиться путем тщательного изучения поверхности местности по аэрофотоснимкам (через стереофотограмметрические приборы) и топографическим картам среднего и крупного масштаба с учетом факторов, полученных в результате подготовительных работ к проектированию. Здесь нужно учесть:

- разведочную сеть геофизических наблюдений разместить по оптимальному варианту (решение геологической задачи с минимальным количеством пересечения рек, ручьев, озер и качественных лесных массивов);
- максимально использовать под проектные профили (линии наблюдений) существующие в натуре просеки-профили сейсморазведочных работ прошлых лет, существующие и заброшенные зимние дороги, и другие линейные сооружения.

На участках, где отсутствуют ранее прорубленные просеки (дороги) профили должны проектироваться по опушкам лесных массивов, по естественным лесным «прогалинам», по редколесью.

От того, как «опишутся» на местности линии и пункты геофизических наблюдений, будет зависеть степень воздействия всего производственного цикла сейсморазведки на экосреду.

Как уже упоминалось, наиболее оптимальным способом перенесения проектной сети геофизических наблюдений является графо-визуальный с использованием аэрофотоматериала. Использование непрерывного опознавания и полевого дешифрирования фотоизображений позволяет

своевременно корректировать проектное положение линий и пунктов геофизических наблюдений, сообразуясь с целью минимального воздействия на природную среду. В залесенной местности процесс перенесения проекта в натуру совмещается, как правило, с прорубкой просек шириной не менее 4-х метров. Используя этот способ перенесения, есть возможность избежать лесопорубочных работ (не менее чем на 50%), если руководствоваться следующим условием: генеральное направление разведочных линий-профилей (или их прямолинейных частей) отмечается на местности «визиркой» (просекой шириной 0,5-0,7 м), а проезжая и технологическая часть профилей прокладывается между деревьями (с минимально-необходимой рубкой древостоя) с возможными отклонениями от общего направления профиля («визирки») в обе стороны до 10-15 метров.

Этой погрешностью при обработке полевых геофизических наблюдений можно пренебречь, поскольку она находится за пределами технической возможности сейсморазведки и не отражается на точности построения карт. Такой способ подготовки сейсмопрофилей особенно приемлем при работе в лесах водоохранной зоны, где запрещены лесопорубочные работы.

Перенесение проектной сети линий и точек геофизических наблюдений, систем сейсморазведочных исследований (криволинейные широкие профили, система пространственных зондов, слалом-профилирование, замкнуто-полигональное профилирование, замкнуто-произвольное профилирование) следует выполнять графо-визуальным способом с соблюдением вышеописанных рекомендаций.

Ортогональные поперечники в криволинейных широких профилях и в системе пространственных зондов необходимо выносить на местность вешением (при необходимости с прорубкой просек-«визирок» шириной 0,5-0,7 м) по направлениям, задаваемым угломерными инструментами или эккером. Технологическую часть профилей-поперечников в залесенной

местности следует подготавливать также с объездами между деревьями с отклонением от «визирки» до 20 м.

Перенесение проектного положения пунктов геофизических наблюдений на местность в замкнутом кольцевом профилировании возможно по полярной системе координат и, при многоконтурной местности, по топографическим картам и аэрофотоснимкам.

Исходя из инструктивной точности по обеспечению сейсморазведки масштаба 1:50000 и мельче геодезическую привязку (определение прямоугольных координат и высот) рекомендуемых систем сейсморазведки в настоящем отрезке времени наиболее целесообразно выполнять по топографическим картам масштаба 1:25000 и крупнее. Не исключается возможность (если не принимать во внимание рентабельность производства топоработ или создания условий для использования потенциала высокопроизводительных технических средств) геодезическую привязку выполнять топопривязчиками, радиогеодезическими системами. Разбивку профилей на пункты геофизических наблюдений рекомендуется выполнять мерными приборами оптимальной длины, топопривязчиками и счислением расстояний (в радионавигационных системах) по линиям вешения и, при необходимости, с ортогональным вынесением их на технологическую часть профиля.

## **5. ТОПОГЕОДЕЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ.**

Топографо-геодезические работы на сети геофизических профилей включают в себя:

- сгущение государственной геодезической сети для последующего проложения на местности сейсмических профилей и карт;
- вынос в натуру проектного положения ключевых точек профилей – начала, окончания и излома профилей, их планово-высотную привязку;
- подготовку профилей в соответствии с физико-географическими условиями;
- разбивку, закрепление на местности и определение координат пунктов геофизических наблюдений (пунктов возбуждения и приема сейсмических колебаний);
- построение топографической основы для отчетных геофизических разрезов и карт.

Геодезическая основа геологоразведочных работ (ГРР) создается путем развития геодезических сетей сгущения (ГСС), съемочных сетей, опорных геодезических сетей для разбивочно-привязочных геологоразведочных работ (ГРР).

Работы по развитию ГСС и созданию съемочных сетей регламентируются нормативными актами службы Роскартографии России.

Развитие опорных геодезических сетей для разбивочно-привязочных работ и сами эти работы осуществляются в соответствии с «Инструкцией по топографо-геодезическому и навигационному обеспечению ГРР», утвержденной МПР России 3 декабря 1996 года и согласованной со службами Роскартографии, Минтопэнерго и Минюстом России. Однако действующая Инструкция не учитывает более высоких требований к топографо-геодезическим работам по обеспечению геометрических особенностей сейсмических систем наблюдений, в связи с чем величины

погрешностей взаимного положения пунктов геофизических наблюдений предлагается обосновать в проектах в соответствии с «Технической инструкцией по наземной сейсморазведке при работах на нефть и газ».

Особенности использования при проведении топографо-геодезических работ спутниковых навигационных систем GPS Navstar/Глонасс излагаются в специально разработанных методических рекомендациях СНИИГГиМСа и АО ПРИН. При этом результаты планово-высотной привязки пунктов геофизических наблюдений (ПНГ) в системе Navstar должны быть пересчитаны в результирующую координатную информацию в системе координат 1942 года (с эллипсоидом Красовского в качестве поверхности относимости и прямоугольной проекции Гаусса-Крюгера), а высоты ПНГ должны быть вычислены в Балтийской системе высот 1971 года.

Погрешность при перенесении проектного положения профилей в натуру не должна превышать 0,8 мм масштаба отчетной карты.

Относительная погрешность установки ПНГ на местности не должна превышать 1:500 с учетом поправки за наклон линии.

Топографические вешки могут быть смещены относительно линии профиля на  $\pm 0,5$  м.

При расположении ПНГ в обход препятствий определяются фактические координаты этих пунктов.

Ортогональные смещения пунктов возбуждения относительно линии профиля не должны превышать  $\pm 100$  м.

Плановой привязке подлежат скважины глубокого бурения, расположенные вблизи линии профиля (определяется соображениями геологического порядка), пересечения с ранее отработанными профилями и пункты временного закрепления (не далее 200 м от линии профиля).

Абрис по профилю с помехообразующими объектами должен быть масштабирован.

Координаты ПГН по профилю представляются отдельно по пунктам приема и пунктам возбуждения.

Каталог координат и высот оформляется в соответствии с инструкцией, в том числе и на магнитном носителе.

К работе допускаются геодезические приборы, прошедшие в установленные сроки поверки и ремонт в специализированных центрах, аттестованных Госстандартом России.

В задачу топографо-геодезических работ входит также подготовка дорог, объездов, просек, визирок, выравнивание и расчистка трасс для передвижения сейсмической аппаратуры и оборудования, размотки кос и приборов, организации буровзрывных работ.

### **5.1 Пример применения глобальных спутниковых геодезических систем при сейсморазведочных работах.**

#### ***Исходные требования для производства геодезических работ.***

Работы выполнялись ОАО «Центральная геофизическая экспедиция» (Новосибирск) в соответствии со следующими требованиями геологического задания:

- масштаб топоосновы – 1 : 25000;
- расстояние между линиями приема сейсмических сигналов – 800 м;
- расстояние между линиями возбуждения-приема (продольными профилями) – 1600 м;
- расстояние между пунктами приема (ПП) – 50 м;
- расстояние между пунктами возбуждения (ПВ) – 100 м; пункты возбуждения располагались между пунктами приема, т.е. минимальное расстояние между пунктами приема и возбуждения составляло 25 м;
- средняя квадратическая погрешность планового определения положения пунктов приема и возбуждения не более  $\pm 2,0$  м;

▪ средняя квадратическая погрешность определения высот пунктов приема и возбуждения не более  $\pm 1,0$  м;

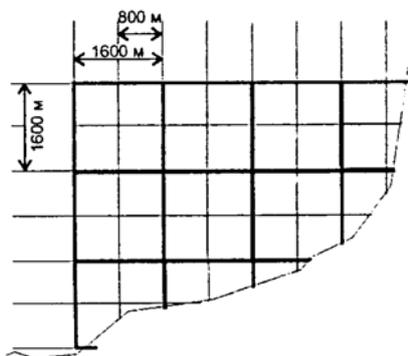


Рис.5.1. Фрагмент схемы участка работ проектных профилей.

Фрагмент схемы участка работ представлен на рис.5.1, где утолщенными линиями обозначены продольные (совмещенные) профили, на которых располагались пункты возбуждения и приема. Поперечные профили и выносные пункты приема (продолжение за пределы крайнего профиля) обозначенные тонкими линиями, предназначены только для расстановки приемников сейсмических колебаний. Выносы пунктов приема необходимы для повышения кратности измерений на краях участка. Длины выносной расстановки пунктов приема равны 1475 м.

Проектом предусматривалось проложение около 1300 пог. км сейсмических профилей; из них 500 пог. км продольных (совмещенных) профилей, на которых производились возбуждение и прием сейсмических колебаний. Погрешность в положении продольных и поперечных профилей относительно ортогональной сетки (по геологическому заданию) не должна была превышать 2 м.

### ***Условия производства работ.***

Площадь работ расположена в Сургутском районе Ханты-Мансийского АО Тюменской области. В физико-географическом отношении участок представляет собой слаборасчлененную заболоченную равнину с

абсолютными отметками  $+35\pm 7$  м. Участок расположен в пойме р. Оби, в районе разветвления ее на протоки и рукава. Вдоль проток развиты ивовые леса и кустарники, на возвышенностях – преимущественно сосново-березовые и кедровые леса со средней высотой деревьев 15 м, толщиной стволов до 25 см и расстоянием между стволами 2-5 м. Залесенность участка работ составляет 50%, заболоченность – 50%. Климат района резко континентальный, в зимнее время с частыми пургами и ветрами до 25 м/с. Зимняя температура часто достигает  $-40^{\circ}\text{C}$  и ниже.

### ***Подготовка профилей методом «уточнения» их положения.***

Полевые работы по подготовке профилей методом «уточнения» их положения производились спутниковой системой Step-1 в следующем порядке:

- выбор места установки антенны базовой станции и определение ее координат;
- установка базовой станции;
- определение координат двух точек спутниковых геодезических определений на взаимном расстоянии не менее 700 м, задание направления от них начального профиля;
- развитие сети профилей относительного начального профиля;
- уточнение положения профилей посредством спутниковых определений и коррекция их положения путем введения поправок в угловые и линейные измерения.

Камеральные работы включали:

- составление прогноза спутниковых измерений;
- перегрузку данных базовой и мобильной станции в обрабатывающий компьютер;
- обработку полевых измерений;

- преобразование, подготовку и вывод данных в виде, необходимом для представления заказчику.

Уточнение положения проложенных профилей спутниковой системой выполнялось через каждые 3,2 км (через три профиля). Основное требование при проложении профилей – ортогональность с точностью  $\pm 2$  м.

Таблица 5.1.1

Погрешности в положении продольных и поперечных профилей  
относительно ортогональной сетки

№ п/п	D <sub>X</sub> , м	D <sub>Y</sub> , м	D <sub>пл</sub> , м	№ п/п	D <sub>X</sub> , м	D <sub>Y</sub> , м	D <sub>пл</sub> , м	№ п/п	D <sub>X</sub> , м	D <sub>Y</sub> , м	D <sub>пл</sub> , м
1	0,15	0,56	0,58	27	1,05	2,00	2,26	53	-0,14	0,26	0,30
2	-2,65	-0,13	2,65	28	0,17	0,58	0,60	54	-4,10	-2,44	4,77
3	-2,24	0,31	2,26	29	-1,52	1,02	1,83	55	3,02	0,78	3,12
4	-1,22	-0,46	1,3	30	-0,06	-0,49	0,49	56	0,80	1,55	1,74
5	1,61	1,28	2,06	31	-0,42	-1,39	1,45	57	0,98	0,45	1,08
6	-0,35	0,08	0,36	32	1,17	-1,72	2,08	58	-0,19	0,67	0,70
7	-1,22	0,18	1,23	33	-1,49	-1,88	2,40	59	-0,49	0,47	0,68
8	0,43	-0,34	0,55	34	-1,72	1,56	2,32	60	-1,64	-1,64	2,32
9	-0,21	1,54	1,55	35	0,24	0,05	0,25	61	2,70	1,38	3,03
10	2,57	1,03	2,77	36	0,04	2,35	2,35	62	-2,26	-0,99	2,47
11	-4,22	0,48	4,25	37	-1,59	0,94	1,85	63	-0,58	0,22	0,62
12	0,08	0,13	0,15	38	0,03	0,15	0,15	64	1,38	-0,73	1,56
13	0,08	0,99	0,99	39	-0,61	-0,61	0,86	65	-1,66	0,72	1,81
14	-0,11	0,48	0,49	40	-0,70	0,13	0,71	66	0,19	-0,85	0,87
15	1,01	0,6	1,17	41	-1,25	1,35	1,84	67	-0,94	1,02	1,39
16	-0,14	0,16	0,21	42	-2,04	0,36	2,07	68	0,76	-0,04	0,76
17	0,33	0,04	0,33	43	-0,36	0,21	0,42	69	0,39	3,88	3,90
18	0,36	0,04	0,36	44	0,07	-3,60	3,60	70	1,42	-1,00	1,74
19	-1,86	-0,25	1,88	45	1,90	2,56	3,19	71	1,43	-1,47	2,05
20	-2,49	-1,18	2,76	46	0,98	1,24	1,58	72	-2,24	-0,32	2,26
21	-2,49	-1,18	2,76	47	0,98	1,24	1,58	73	-3,35	-0,94	3,48
22	-1,19	-0,41	1,26	48	-1,02	1,61	1,91	74	1,90	1,66	2,52
23	-0,59	1,06	1,21	49	0,00	0,00	0,00	75	-1,56	-1,70	2,31
24	0,26	1,1	1,13	50	-0,04	0,66	0,66	76	-0,84	1,53	1,75
25	0,23	0,38	0,44	51	1,44	-0,07	1,44	77	0,94	0,38	1,01
26	-0,63	0,48	0,79	52	2,50	0,14	2,50				
СКО (m <sub>x</sub> , m <sub>y</sub> , m <sub>пл</sub> ), м									1,47	1,18	1,89

Примечание: № п/п – точка пересечения профилей; D<sub>X</sub>, D<sub>Y</sub>, D<sub>пл</sub> – уклонение в положении проектных точек профиля относительно полученных с использованием спутниковой системы Step – 1; m<sub>x</sub>, m<sub>y</sub>, m<sub>пл</sub> – СКО точек профилей относительно ортогональной сети проектных профилей.

Профили были ориентированы в направлениях север-юг и запад-восток, поэтому при проложении меридиональных профилей необходимо было выдерживать постоянной координату  $Y$ , а при проложении широтных профилей – координату  $X$  с точностью  $\pm 2,0$  м.

Использование стального компарированного шнура для измерения расстояний позволяло получить относительную точность в пределах 1:1500. При этом регулярно производилась проверка шнура на эталонном базисе, учитывалось изменение его длины в зависимости от температуры, вводилась поправка в измеренное расстояние за наклон линии измерения посредством эклиметра. При предельном накоплении ошибки в расстоянии вдоль профиля выполнялось уравнение ошибки накопления по промеру на данном участке. В направлении положения профиля вводилась поправка (в результате чего задавался излом) с расчетом сохранения его положения на проектной линии в пределах требуемой точности. Определение координат рядовых пунктов геофизических наблюдений производилось интерполированием между опорными точками с использованием программ Flat и Excel. При интерполировании расстояний производилось уравнивание с распределением невязки.

По итогам работ с уточнением положения профилей составлена таблица поправок коррекции (уклонений) отдельных точек профилей от проектного положения в пунктах спутниковых определений (табл. 5.1.1). Вычислена средняя квадратическая ошибка ортогональности профилей.

В результате работ с применением спутникового приемника Step – 1 методом «уточнения» положения профилей сделаны следующие выводы:

- метод «уточнения» положения профилей позволяет работать в открытой и слабозалесенной местности;
- точность статических определений в лесу в 2-3 раза грубее (0,5 м в плане и 0,25 м по высоте);

- время статических измерений в залесенной местности увеличивается на 30-40% в сравнении с открытой местностью;
- точность в проложении профилей (ошибка ортогональности) составила 1,9 м.

## **5.2 Пример геодезического обеспечения сейсморазведочных работ.**

### ***Целевое назначение и условия производства работ.***

Площадь работ расположена в Нижневартовском районе Тюменской области (Ханты-Мансийский АО). В физико-географическом отношении участок представляет собой слаборасчлененную, заболоченную равнину с множеством озер, достигающих в диаметре 10 км и более. Весь участок пересекают две небольшие речки. Вдоль рек и их притоков произрастает высокоствольный таежный лес, преимущественно сосново-березовый и кедровый. Высота деревьев достигает 25 м, толщина ствола 40 см, расстояние между деревьями 2-5 м. Залесенность участка составляет 50%, заболоченность – 50%. Климат района резко континентальный. Температура ниже  $-40^{\circ}\text{C}$  занимает 5% от длительности зимнего периода.

В проекте было заложено производство сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) 2D. Заказчик – ОАО «Нижневартовск-нефтегаз», исполнитель – ОАО «Нижневартовскнефтегеофизика», ОАО «ЦГЭ» (Новосибирск).

Сроки полевых работ: октябрь 1998 – апрель 1999гг.

Масштаб работ: 1:50000.

Площадь работ: 950 км<sup>2</sup>.

Объем: 1030 пог. км.

### ***Задача топографо-геодезических работ:***

- перенесение на местность проектного положения профилей, визиров, пунктов сейсмических наблюдений (ПГН) и закрепление их на местности;
- планово-высотная привязка профилей и пунктов сейсмических наблюдений;
- составление каталога координат и высот пунктов, определяющих местонахождение профилей и пунктов сейсмических наблюдений;
- составление топографической основы для отчетных карт в масштабе 1:50000.

### ***Требования к точности геодезических работ:***

- вынесение на местность положений проектных профилей производилось по топографическим картам с разбивкой на местности пикетажа стальным мерным шнуром с относительной ошибкой 1:300;
- планово-высотная привязка сейсмических пунктов, характерных (опорных) точек вдоль профиля (начало, конец, пересечения и изломы профиля, резкие перегибы рельефа) производилась с помощью спутниковой системы в статическом дифференциальном режиме с последующей обработкой; требования к точности определения координат сейсмических пунктов (точек):
  - плановое – не грубее  $\pm 2,0$  м;
  - высотное – не грубее  $\pm 2,5$  м.
- определение координат рядовых пунктов сейсмических наблюдений производилось аналитическим вычислением вдоль прямолинейного участка профиля между опорными точками по программе CREDO SR в камеральных условиях;

- в залесенной местности, где координаты пунктов с требуемой точностью получить невозможно, планировалось проложение теодолитных ходов;
- закрепление опорных точек, пересечений профилей производилось долговременными знаками, рядовых пикетов – колышком со сторожкой по типу «временный знак» с дублированием на стволе рядом стоящего дерева.

### ***Производство геодезических работ.***

Вынос начальных (исходных) точек профилей и их ориентирование производилось по топографическим картам масштаба 1:25000. После задания направления производилось вешение профилей с помощью теодолита или бинокля с прорубкой (при необходимости) просек (визирок). На перегибах местности вешение выполнялось теодолитом. Направление теодолитом задавалось через  $180^{\circ} \pm 20''$  при двух кругах. При вешении устанавливались вехи не менее чем через 300-500 м. По мере проложения профиля осуществлялся контроль его положения путем измерения углов на пересечениях профилей и промерами от профилей ранее выполненных съемок.

Разбивка пикетажа вдоль профилей выполнялась мерными лентами, геодезическими рулетками или стальными шнурами. На изрезанных участках местности в измеренные расстояния вводились поправки за наклон линий, определенные эклиметром.

Вынесенные на местность пункты сейсмических наблюдений закреплялись временными знаками. В качестве временных знаков использовались вехи высотой 1,5-2,0 м, затесанные в верхней части и имеющие четко читаемую надпись номера пункта. Концы излома и пересечения профилей закреплялись долговременными знаками без закладки

центров. В качестве долговременных знаков использовались заранее заготовленные столбы либо пни свежесрубленных деревьев в соответствии с «Инструкцией по топографо-геодезическому и навигационному обеспечению геологоразведочных работ». На столбе указывались номер профиля, название организации, год выполнения работ, номер пикета. В процессе разбивки велся пикетажный журнал. В пикетажный журнал заносились все характерные точки местности вдоль профиля, углы поворота и т.п. На основе пикетажного журнала составлялись абрисы в масштабе 1:10000, необходимые для производства буровых работ и сейсмических наблюдений.

Для плановой привязки профилей были произведены статические спутниковые определения системой Step – 1 фирмы Ashtech на характерных (опорных) точках по профилю (начало, конец, пересечения, изломы профиля, перегибы рельефа). Каталог координат пунктов спутниковых определений представлялся в группу обработки в текстовом виде в произвольном формате.

Определение плановых координат рядовых пунктов производилось аналитически вычислением координат этих пунктов вдоль прямолинейных участков профилей между опорными точками по программе CREDO SR в камеральных условиях при обработке сейсмических данных.

Определение высот производилось по топографическим картам масштаба 1:25000 и представлялось в виде каталога высот в произвольном текстовом виде.

Учитывая требования к точности координат пунктов спутниковых наблюдений (2,0 м в плановом и 2,5 м в высотном положении), спутниковые определения на точках производились методом быстрых статических определений (т.е. время стояния на точках было коротким – от 5 до 10 мин.). Для контроля точности определений местоположения и исключения грубых ошибок производились повторные определения с таким же или меньшим (2-3

мин.) временем наблюдения. Оценка точности по разности двойных измерений на нескольких профилях представлена в таблице 3.

Отклонения отдельных измерений (8, 11) (см. табл. 5.2.1) могли быть вызваны неточным совмещением определяемых и контрольных точек при повторных наблюдениях на точках в другое время посещения. При выполнении работ антенна спутникового приемника была закреплена на кузове вездехода.

Таблица 5.2.1.

## Оценка точности по разности двойных измерений

№ п/п	Имя точки	D <sub>x</sub> , м	D <sub>y</sub> , м	D <sub>h</sub> , м	L, км (базовая линия)	Время опр., мин
1.	1522	-0,7	-0,7	-0,7	22,8	5\5
2.	22E	0,0	0,4	0,4	32,6	10\5
3.	021E	0,1	0,1	-0,1	33,1	10\5
4.	016N	-0,4	-0,5	-0,2	26,9	5\5
5.	019N	0,0	0,5	0,0	30,2	5\5
6.	020N	-0,1	0,2	0,2	32,4	5\5
7.	2*32	-0,2	1,5	-0,1	5,4	2\3
8.	2*31	0,2	3,2	0,8	4,6	2\3
9.	2*28	0,8	-0,7	1,3	4,3	5\3
10.	3*25	-0,3	-0,3	-0,2	6,7	2\3
11.	3*27	-3,2	-1,3	0,1	5,8	2\3
12.	3*29	0,2	-0,9	0,0	5,2	5\2
13.	4*28	0,7	1,1	-0,9	6,9	3\3
14.	4*27	-0,8	0,2	-1,0	7,2	3\3
15.	4*25	0,4	1,4	-0,2	8,1	3\3
16.	4*24	0,7	1,3	-1,0	9,0	3\3
17.	4*23	1,1	1,8	0,0	10,0	3\3
18.	5*29	-0,7	1,7	-1,2	8,3	5\3
19.	15*ст	-0,3	-0,8	-0,2	12,1	5\3
20.	4*23	-1,3	0,7	0,0	10,0	3\3
21.	4*24	0,4	-0,6	-0,1	9,0	3\3
22.	нач, 25	0,5	-0,6	-0,1	5,5	2\5
23.	25-iz4594	-0,2	1,1	-1,1	6,9	5\3
24.	5*25	0,2	-0,6	-0,6	9,3	3\3
25.	13*25	0,0	-0,4	0,2	17,0	3\3
26.	25-ст14096	0,8	0,2	-0,4	15,5	3\3
27.	нач, 27	-0,9	0,4	0,1	4,7	2\5
28.	5*27	0,9	0,2	0,4	8,5	3\3
29.	1*28	0,8	1,0	-0,2	3,0	3\10
30.	1*29	-2,4	-0,3	0,1	2,8	5\3
31.	3*29	-0,3	0,9	0,0	5,2	2\2
32.	4*30	-2,1	-1,5	1,6	6,8	2\2

Примечание:  $m_x = 0,69$  м;  $m_y = 0,74$  м;  $m_{пл} = 1,01$  м;  $m_H = 0,42$  м.

Расчет производился по формулам:

$$m_{DX} = \sqrt{\left[D \frac{2}{X}\right]} / n; \quad m_{DY} = \sqrt{\left[D \frac{2}{Y}\right]} / n; \quad m_{DH} = \sqrt{\left[D \frac{2}{H}\right]} / n; \quad m_x = m_{DX} / \sqrt{2};$$

$$m_y = m_{DY} / \sqrt{2}; \quad m_H = m_{DH} / \sqrt{2}; \quad m = \sqrt{m \frac{2}{X} + m \frac{2}{Y}}; \quad \text{где } D_x, D_y, D_H - \text{разности}$$

двойных измерений;  $n$  – количество разностей;  $m_{DX}$ ,  $m_{DY}$ ,  $m_{DH}$  – СКО разностей координат;  $m_x$ ,  $m_y$ ,  $m_H$ ,  $m_{ПО}$  – СКО определения местоположения.

### 5.3 Функции навигации спутникового приемника GARMIN GPS II PLUS.

**Страница подвижной карты** (рис.5.3.1,а) показывает перемещение в режиме реального времени на графической карте. Текущее местоположение – черный ромбик в центре карты. Страница карты снабжена курсором цели, который позволяет продвигаться к ближайшим путевым точкам (одна из точек, располагаемых вдоль прокладываемого маршрута (профиля)), определять расстояние и направление к любой точке на карте, а также намечать новые путевые точки во время навигации. GPS II Plus позволяет изменять масштаб изображения карты. Ближайшие путевые точки обозначены своими символами, рядом с которыми их названия.

**Страницы навигации** появляются после того, как запущен режим навигации, прибор показывает направление к месту назначения с помощью одной из двух страниц: компасная страница, страница прямого пути.

**Компасная страница** показывает на экране непосредственное направление к месту назначения с помощью компаса (см. рис.5.3.1,б). Кольцо компаса показывает направление движения, а указательная стрелка в середине – направление на выбранную путевую точку. Если направление движения совпадает с направлением на выбранную точку, то указательная стрелка будет направлена вверх.

Четыре угла страницы карты используются для высвечивания различной навигационной информации, включая направление на место назначения, курс и скорость. Два поля в верхних углах карты показывают направление и расстояние до активной (ближайшей) точки маршрута, на которую производится навигация.

***Примечание: указательная стрелка может колебаться относительно правильного направления на выбранную точку, пока не начнется движение.***

Азимут и расстояние до путевой точки отображаются в верхней части экрана, а направление движения и скорость – внизу. Поле «ETE» - приблизительное время прибытия, которое отображается на экране под компасом между полями «TRACK» и «SPEED», является многофункциональным и может представить еще несколько видов навигационной информации.

При приближении к точке «HOME» GPS II Plus выдает сообщение «APPROACHING HOME» - «приближаемся к путевой точке HOME».

***Страница прямого пути*** (см. рис.5.3.1,в) показывает направление к месту назначения, просчитывая прямолинейный курс, а также фактические отклонения от направления. При движении к месту назначения на экране изображается графическая дорога к маршрутной точке. Проектное местоположение обозначается ромбом в центре шкалы отклонения от курса. Линия, проходящая через середину графической дороги, отображает направление проектного маршрута.

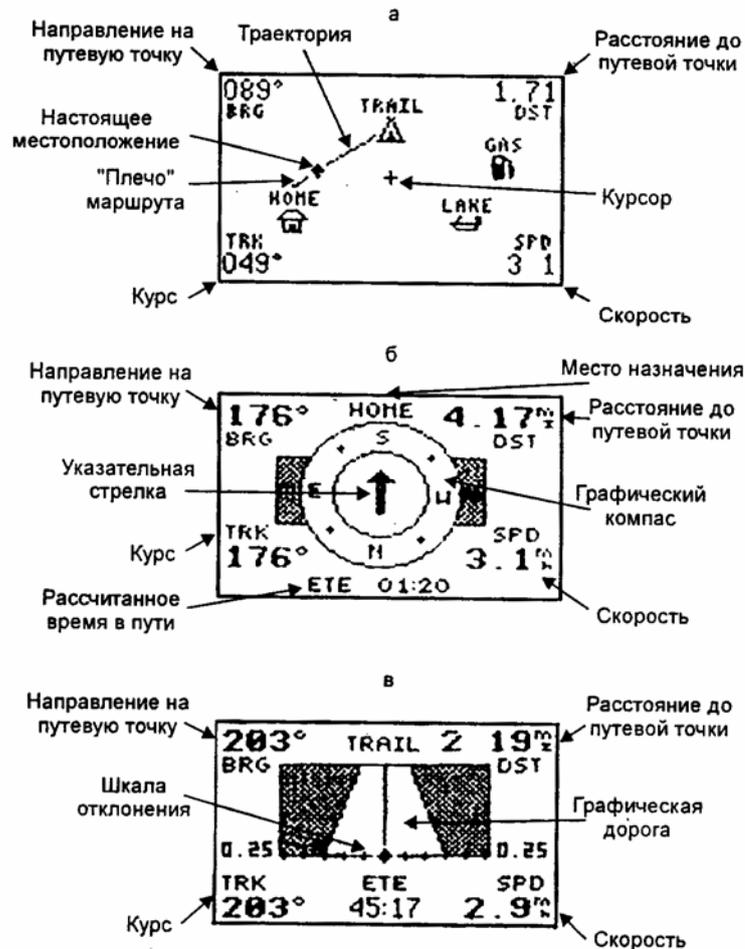


Рис.5.3.1. Страницы навигации спутникового приемника Garmin GPS II Plus.

#### 5.4 Пример геодезического обеспечения сейсморазведочных работ (ОАО «ЦГЭ», Новосибирск).

##### *Работа с системой Pathfinder PRO XR в реальном времени при пешем передвижении.*

Работа по выносу и привязке профилей в реальном времени выполнялась одновременно с рубкой просек вдоль этих профилей. В состав бригады входили: оператор спутниковой аппаратуры, рабочий-расстановщик пикетных кольев, прорубщик просек, исполнитель камеральных работ.

В задачу оператора спутниковой аппаратуры входили:

- установка и включение базовой станции, работающей в автоматическом режиме;

- движение вдоль профиля по индикатору контроллера спутникового приемника в заданном направлении с остановками в пунктах сейсмических наблюдений, запись результатов измерений, контроль параметров работы спутниковой системы, ведение пикетажного журнала, занесение в контроллер данных о местности.

Для ведения пикетажного журнала составлена система условных обозначений, позволяющая всю необходимую информацию заносить в контроллер. Например, для обозначения ложбины шириной 30 м, пересекающей профиль на расстоянии 10 м от предыдущего пикета, вносилась запись: 10 Log 30. Учитывая небольшую скорость передвижения по профилю, дискретность обновления и записи информации от приемника на носитель устанавливалась равной 3 с. При такой дискретности памяти контроллера TDC 2 фирмы Trimble Navigation (3 Мб) хватало на 12 часов непрерывной работы.

Расстановщик пикетных кольев выполнял переноску необходимого запаса кольев, подписывал их номера и устанавливал в точках, указанных оператором.

Рубщики просек производили подготовку профилей для проезда транспорта (буровых станков) или размотки кос. Для проезда станков готовились профили шириной 3,5 м, приемные профили – шириной 1,5 м. Количество рубщиков определялось в зависимости от степени залесенности, чтобы не было большой задержки в передвижении оператора. Задача рубщиков упрощалась в связи с ненадобностью визирной видимости, т.е. отдельные крупные деревья обходились.

В задачу исполнителя камеральных работ, находящегося на подбазе партии, входили:

- дифференциальная коррекция полевых измерений с целью получения уточненных координат;

- преобразование координат к виду, необходимому для представления заказчику;
- подготовка абрисов по пикетажным данным.

Данные для обработки передавались исполнителю камеральных работ ежедневно путем перезаписи их из контроллеров спутникового приемника в обрабатывающий компьютер. Абрисы составлялись на бумажной ленте в графическом виде, с зарисовкой ситуации по данным, записанным в контроллерах.

В таблице 5.4.1 приведены результаты оценки точности плановых координат, полученные спутниковой аппаратурой PRO XR в открытой и слабозалесенной местности. Приведенные погрешности содержат ошибки выноса точек на местность (сравнение с проектными значениями), следовательно, фактическая точность определения координат несколько выше. Несмотря на то, что при выполнении работ в пешем передвижении стремятся максимально совместить пункты наблюдения с проектным положением по показаниям на индикаторе спутникового прибора, колебания в отсчетах обычно находятся в пределах 20-30 см.

Для оценки точности определения высот пунктов наблюдений, спутниковым методом в открытой и слабозалесенной местности по двум профилям было повторно выполнено техническое нивелирование. Результаты сравнения и оценка точности приведены в таблице 5.4.2.

На площади производства работ 30% территории было представлено таежным лесом IV и V категорий (густой лес с подлеском и валежником или таежный особенно густой лес с подлеском и буреломом). В условиях такой залесенности спутниковыми системами работать не рекомендуется. Тем не менее, была предпринята попытка провести работы по подготовке профилей и в таком лесу.

В результате этих работ были получены следующие результаты:

- производительность работ и точность выноса в плане снижается из-за сильного затухания спутниковых радиосигналов в толще леса, а значит, недостаточного количества видимых спутников;
- в ряде случаев невозможно выйти в проектное место в связи с отсутствием видимости на спутники в данной точке. В таких случаях выполнялся вынос точки вблизи пункта (время наблюдений составляло до 1 мин) и затем выполнялся промер к проектной точке.

Таблица 5.4.1

Плановая привязка пикетов спутниковой системой Pathfinder PRO XR  
(профиль № 37)

№ п/п	№ ПК	X <sub>практ</sub>	X <sub>проект</sub>	ΔX, м	Y <sub>практ</sub>	Y <sub>проект</sub>	ΔY, м
1	1705	193,1	193,0	0,08	269,7	270	-0,3
2	1706	192,3	193,0	-0,72	320,1	320	0,1
3	1707	192,8	193,0	-0,24	370,5	370	0,5
4	1708	192,7	193,0	-0,29	420,4	420	0,4
5	1709	193,1	193,0	0,08	470,1	470	0,1
6	1710	193,1	193,0	0,09	520,0	520	0,0
7	1711	192,4	193,0	-0,58	570,7	570	0,7
8	1712	193,4	193,0	0,38	620,1	620	0,1
9	1713	193,2	193,0	0,15	669,9	670	-0,1
10	1714	193,3	193,0	0,29	720,1	720	0,1
11	1715	193,5	193,0	0,50	770,3	770	0,3
12	1716	192,8	193,0	-0,23	818,8	820	-1,2
13	1717	193,2	193,0	0,24	869,9	870	-0,1
14	1718	193,1	193,0	0,12	920,1	920	0,1
15	1719	192,7	193,0	-0,34	969,8	970	-0,2
16	1720	192,9	193,0	-0,06	019,5	020	-0,5
17	1721	193,5	193,0	0,53	070,3	070	0,3
18	1722	192,8	193,0	-0,15	119,9	120	-0,1
19	1723	193,2	193,0	0,20	169,4	170	-0,6
20	1724	193,1	193,0	0,07	219,8	220	-0,2
21	1725	193,2	193,0	0,17	270,1	270	0,1
22	1726	192,7	193,0	-0,29	320,4	320	0,4
23	1727	192,3	193,0	-0,67	369,6	370	-0,4
24	1728	193,1	193,0	0,06	420,3	420	0,3
25	1729	193,3	193,0	0,30	469,4	470	-0,6
26	1730	193,2	193,0	0,18	520,1	520	0,1
27	1731	193,1	193,0	0,05	569,3	570	-0,7
28	1732	192,4	193,0	-0,58	620,5	620	0,5
29	1733	192,9	193,0	-0,13	670,0	670	0,0
30	1734	193,4	193,0	0,30	720,2	720	0,2
31	1735	193,2	193,0	0,22	769,5	770	-0,5
		m <sub>x</sub> = 0,33 м; m <sub>y</sub> = 0,41 м; m <sub>пл</sub> = 0,53 м					

Примечание:  $X_{\text{практ}}, Y_{\text{практ}}$  - координаты пикетов, определенные спутниковой системой;  $X_{\text{проект}}, Y_{\text{проект}}$  - проектное положение пикетов;  $\Delta X, \Delta Y$  - разница координат.

Таблица 5.4.2

Высотная привязка пикетов из спутниковых наблюдений и технического нивелирования

Профиль 97		$H_{\text{PRO XR}}$	$H_{\text{тех. нив.}}$	$\Delta H, \text{ м}$	Профиль 65		$H_{\text{PRO XR}}$	$H_{\text{тех. нив.}}$	$\Delta H, \text{ м}$
№ п/п	№ ПК				№ п/п	№ ПК			
1,0	1641	36,7	35,7	-1,0	1	1345	33,8	33,9	0,1
2,0	1642	35,3	35,2	0,1	2	1346	34,6	33,9	-0,7
3,0	1643	34,7	35,1	,04	3	1347	34,4	35,5	1,1
4,0	1644	35,6	35,7	0,1	4	1348	35,1	35,2	0,1
5,0	1645	27,0	27,7	0,7	5	1349	33,4	0,2	6,0
6,0	1646	26,8	27,7	0,9	6	1350	34,4	34,3	-0,1
7,0	1647	27,0	27,7	0,7	7	1351	33,1	33,1	0,0
8,0	1648	27,5	28,4	0,9	8	1352	33,1	33,1	0,0
9,0	1649	28,4	29,3	0,9	9	1353	34,1	34,4	0,3
10,0	1650	31,6	31,8	0,2	10	1354	34,5	34,5	0,0
11,0	1651	34,3	34,3	0,0	11	1355	34,5	34,7	0,2
12,0	1652	33,3	33,9	0,6	12	1356	34,5	34,4	-0,1
13,0	1653	33,7	33,9	0,2	13	1357	37,7	36,7	-1,0
14,0	1654	34,4	34,3	-0,1	14	1358	38,1	37,8	-0,3
15,0	1655	34,3	34,8	0,5	15	1359	38,3	37,4	-0,9
16,0	1656	29,7	30,4	0,7	16	1360	37	36,3	-0,7
17,0	1657	34,0	34,2	0,2	17	1361	40,3	39,5	-0,8
18,0	1658	38,8	37,8	-1,0	18	1362	40,5	39,7	-0,8
19,0	1659	43,4	43,0	-0,4	19	1363	40,3	40,0	-0,3
20,0	1660	41,8	41,1	-0,7	20	1364	40,4	40,3	-0,1
21,0	1661	43,5	42,5	-1,0	21	1365	40,2	39,4	-0,8
22,0	1662	43,6	43,1	-0,5	22	1366	38,8	38,1	-0,7
23,0	1663	43,0	42,8	-0,2	23	1367	38,6	37,3	-1,3
24,0	1664	43,1	42,7	-0,4	24	1368	38,8	38,6	-0,2
25,0	1665	42,4	42,6	0,2	25	1369	38,6	39,3	0,7
26,0	1666	41,7	42,1	0,4	26	1370	39,3	39,3	0,0
27,0	1667	42,0	41,2	-0,8	27	1371	37,4	36,3	-1,1
28,0	1668	41,1	40,0	-1,1	28	1372	38,8	37,6	-1,2
29,0	1669	42,4	41,3	-1,1	29	1373	39,3	39,7	0,4
30,0	1670	42,1	41,2	-0,9	30	1374	40,6	40,0	-0,6
31,0	1671	33,7	32,9	-0,8	31	1375	42,1	41,5	-0,6
32,0	1672	32,1	31,4	-0,7	32	1376	43,2	42,2	-1,0
		$m_H = 0,66 \text{ м}$					$m_H = 0,65 \text{ м}$		

Примечание:  $H_{\text{PRO XR}}$  – высоты, определенные спутниковой аппаратурой;  
 $H_{\text{тех.нив.}}$  – высоты, определенные из технического нивелирования;  $\Delta H$  –  
разница высот;  $m_H$  – средняя квадратическая ошибка высот из спутниковых  
определений.

Таблица 5.4.3

Оценка точности определения высот в лесу  
(профиль № 34)

№ п/п	№ ПК	$H_{\text{PRO XR}}$	$H_{\text{тех.нив.}}$	$\Delta H$ , м
1	529	43,7	41,2	-2,5
2	530	42,4	40,5	-1,9
3	531	40,3	39,8	-0,5
4	532	41,1	39,4	-1,7
5	533	40,4	39,0	-1,4
6	534	38,9	38,7	-0,2
7	535	35,4	33,0	-2,4
8	536	33,7	32,9	-0,8
9	537	37,9	38,5	0,6
10	538	40,1	38,5	-1,6
11	539	42,1	38,4	-3,7
12	540	41,4	38,3	-3,1
13	541	39,8	37,2	-2,6
14	542	39,5	37,4	-2,1
15	543	40,4	38,3	-2,1
16	544	40,2	38,0	-2,2
17	545	40,4	38,3	-2,1
18	546	42,2	38,0	-4,2
19	547	41,4	38,2	-3,2
20	548	41,2	38,4	-2,8
21	549	41,3	38,6	-2,7
22	550	41,5	38,7	-2,8
23	551	40,9	39,5	-1,4
24	552	41,8	39,6	-2,2
25	553	41,8	40,3	-1,5
26	554	43,6	41,0	-2,6
27	555	42,4	41,6	-0,8
28	556	48,7	42,9	-5,8
29	557	45,6	43,6	-2,0
30	558	46,4	44,7	-1,7
			$m_H = 2,5$ м	

Примечание:  $H_{\text{PRO XR}}$  – высоты, определенные спутниковой аппаратурой;  
 $H_{\text{тех.нив.}}$  – высоты, определенные из технического нивелирования;  $\Delta H$  –  
разница высот;  $m_H$  – СКО высот из спутниковых определений;  $m_H$  – СКО  
определения высоты из спутниковых наблюдений.

Ошибка определения высот в 2-3 раза превышает проектную точность ( $\pm 1$  м).

Для оценки точности определения высот по профилю, проложенному в лесу, было выполнено техническое нивелирование. Результаты представлены в таблице 5.4.3.

В результате выполнения работ с использованием спутниковой геодезической аппаратуры PRO XR в пешем передвижении получены следующие результаты:

- точность выноса профилей на местность в открытой и слабозалесенной местности находится в пределах  $\pm 0,6$  м, а точность определения плановых координат пунктов геофизических наблюдений  $\pm 0,4$  м;
- точность определения высот в открытой и слабозалесенной местности лежит в пределах  $\pm 1$  м;
- производительность работ зависит от степени залесенности и находится в пределах 4-10 км за один день работы;
- аппаратура обеспечивает требуемую точность определения местоположения ( $\pm 1,5$  м) даже в лесу средней густоты (смешанный лес, расстояние между деревьями 4-5 м), но не обеспечивает требуемой точности определения высот, т.е. грубее  $\pm 2$  м;
- работа в густом таежном лесу (IV-V категория) посредством одночастотной геодезической аппаратуры типа Pathfinder PRO XR фирмы Trimble Navigation не рекомендуется вследствие недопустимого снижения точности и производительности работ.

### **5.5 Программное обеспечение для обработки GPS-измерений.**

Проведение полного цикла измерений, выполненных с использованием спутниковой аппаратуры, требует, в том числе, компьютерной обработки

полевых данных с применением специализированного программного обеспечения, поставляемого вместе с аппаратурой или отдельно. Как правило, эти программы работают с определенными типами приемников. Они могут отличаться не только структурой построения самих программ, но и форматами преобразования данных, полученных спутниковой аппаратурой.

Обычно программное обеспечение для обработки результатов измерений снабжено ключом в виде переходника в параллельный порт компьютера, который не позволяет его несанкционированное использование. Несмотря на различное построение программ, имеются общие принципы их работы, к которым можно отнести:

- системы меню (они близки к стандартным программам под Windows);
- создание в начале работы с программами директории (папки, каталога, проекта), в которые помещают данные при перегрузке их из накопителя информации в компьютер;
- программа перегрузки данных из приемников или накопителей информации в компьютер;
- программы дифференциальной коррекции, уравнивания, преобразования систем координат, графического отображения информации, планирования работ.

Кроме того, возможно наличие программы преобразования данных в распространенные системы ГИС и т.д.

Для примера можно привести возможности программного обеспечения фирмы Trimble Navigation.

В целом, меню основных программных пакетов включает:

- GPSurvey;
- Trimmap;
- Pathfinder Office;
- фазовый процессор.

**GPSurvey** представляет собой интегрированный набор программных пакетов обработки данных, предназначенный для таких этапов геодезического проекта, как планирование, организация, выполнение измерений и предварительная обработка данных. Используется в комплексе с «фазовыми» измерениями, выполняемыми приборами серии 4000, и подразделяется на одночастотный и двухчастотный варианты.

Далее перечислены модули программного обеспечения GPSurvey и выполняемые ими функции:

- создание, доступ и управление проектами;
- исследование периодов доступности спутников;
- составление сценариев (программ) полевых наблюдений;
- выгрузка данных из спутникового приемника, связь необработанных результатов наблюдений с конкретными проектами;
- обработка базисных линий, измеренных методом статической и быстрой статической съемки;
- выполнение уравниваний геодезической сети;
- просмотр сети, проверка данных, передача эталонных и уравненных координат, формирование отчетов о базовых линиях.

Возможности модуля Network Adjustment (уравнивание сети) реализуется посредством программного обеспечения TRIMNET Plus. Это программное обеспечение было введено в состав GPSurvey для обеспечения возможности уравнивания сети в рамках этой программы.

**Trimmap** представляет собой интегрированный набор программных пакетов обработки данных, предназначенный для осуществления трехмерной графической обработки любых видов геодезических съемок. Интегрируется с программными пакетами GPSurvey и Trimvec Plus при постпроцессорной обработке. Включает следующие основные функциональные модули:

Модуль TRMCONTOUR – Трехмерное моделирование местности для составления контурных планов.

Модуль TRIMPROFILE – Система графического представления и рисовки профилей и их поперечных сечений.

Модуль TRIMDIGIZE – Система оцифровки графических материалов.

Модуль TRIMCALC – Трехмерное инженерное проектирование кадастровых съемок.

Модуль TRIMVOLUME – Вычисление объемов грунтов, вод и др.

Имеет интегрированную в общий программный пакет графическую интерпретацию задач планирования наблюдений (расчет величины геометрического фактора, количества видимых спутников, их расположение на орбитах и т.д.).

**Pathfinder Office** предназначен для выполнения следующих операций:

- автоматическая обработка данных спутниковых измерений в пакетном режиме
- хронологический просмотр данных спутниковых измерений;
- совместимость с Microsoft Windows;
- вывод обработанных результатов в заданной пользователем системе координат;
- дифференциальная коррекция с использованием данных базовой станции;
- вывод результатов обработки на Windows-совместимые принтеры и плоттеры в заданном масштабе;
- передача в основные ГИС и САПР системы;
- планирование доступности спутников на пунктах наблюдений;
- редактирование базы данных;
- создание/редактирование словарей описаний объектов;
- вывод результатов обработки на векторные или растровые карты-подложки.

Используется в комплексе с «нефазовыми» измерениями, выполняемыми с приборами серии Pathfinder, для статических и кинематических измерений в среде DOS.

**Фазовый процессор** представляет собой дополнительное программное обеспечение для аналитического определения фазы несущей частоты при измерениях с приборами серии Pathfinder и повышения точности определения координат.

Настоящие рекомендации базируются на программно-аппаратных системах (ПАС) мирового лидера в спутниковой геодезии и навигации - фирмы Trimble Navigation Ltd. (Калифорния, США). Эта фирма предлагает широчайший ассортимент данных систем для решения всего комплекса задач, в том числе топогеодезического обеспечения геолого-геофизических исследований, для реализации дифференциальных измерений в реальном времени.

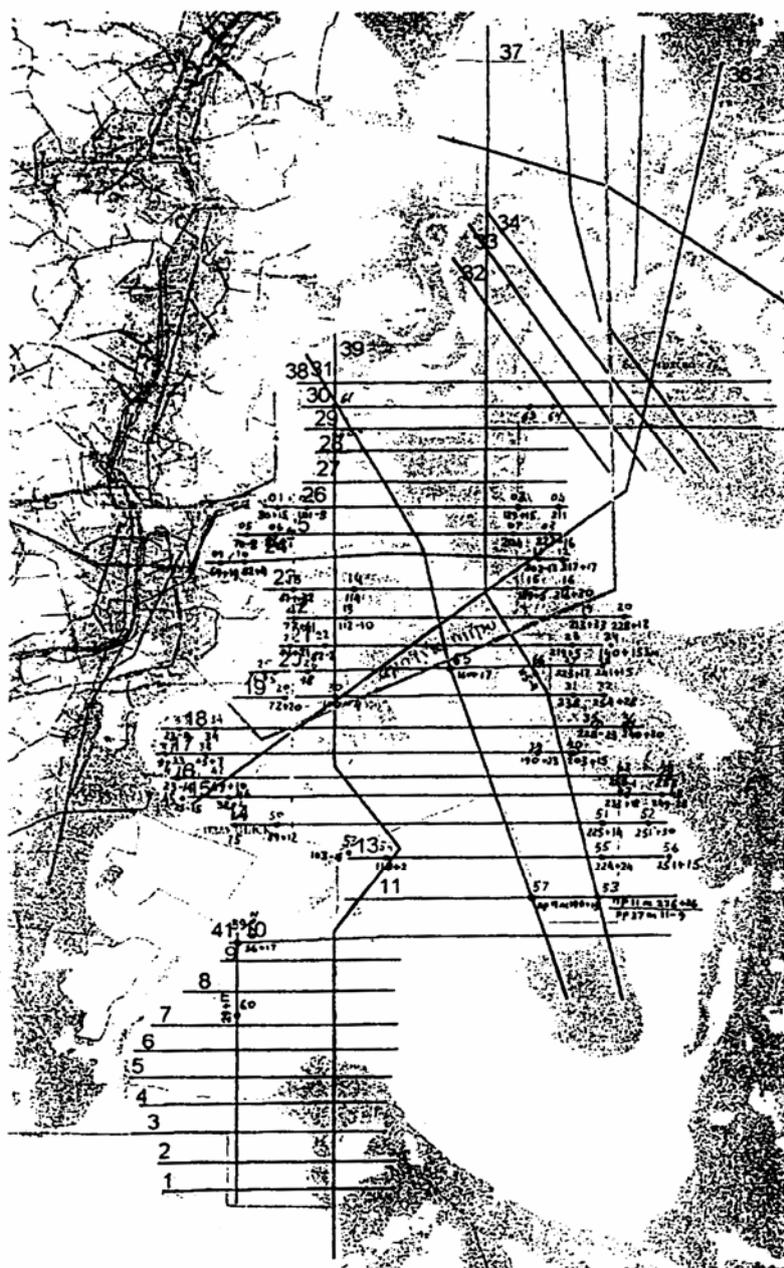


Рис.5.7.1. Схема участка работ (линии – проектные профили).

Таблица 5.7.1

Каталог координат

№ ПК	X	Y	H
501	6704978,1	541272,9	45,6
502	6704978,7	541322,9	42,2
503	6704979,2	541372,9	49,0
504	6704979,8	541422,8	45,7
505	6704980,4	541472,8	45,8
506	6704980,9	541522,7	46,7

### *Производство спутниковых определений*

Спутниковые определения производились по стандартной методике статических определений. Время стояния на точке при спутниковых определениях составляло в зависимости от длины базовой линии от 30 до 50 мин.

Для обеспечения надежности спутниковых определений выборочно на пунктах спутниковых геодезических определений, от которых производилось задание направления профилей, производились контрольные определения путем замыкания треугольников. В этом случае базовая станция устанавливалась на один из пунктов пары, а мобильная - на другой. При выполнении спутниковых определений одновременно с работой тахеометром возможно проведение контроля измерением расстояния тахеометром между точками пары.

Оценка точности спутниковых определений по внутренней сходимости и из сравнения расстояний между точками пары по спутниковым определениям и тахеометром представлена в таблице 5.7.2.

Из таблицы 5.7.2 нетрудно видеть, что разница  $D_s$  между расстояниями пары точек (задающих исходное направление), вычисленных из спутниковых определений и измеренных тахеометром, зависит от условий окружающей местности, составляя 0,5 м в березовом и хвойном лесу.

По итогам работ установлено:

- при выполнении 100%-ного контроля объем топографо-геодезического сопровождения сейсморобот возрастает в 1,5 раза;
- в залесенной местности (в поле сильного влияния отраженных сигналов) необходим независимый контроль спутниковых определений с целью исключения возможных трудоемких перерубок профилей, магистралей и т.д.;

- контролем к выполнению дополнительных измерений может служить коэффициент  $RATIO < 95 \%$ , определяющий надежность разрешения неоднозначности фазовых циклов.

Таблица 5.7.2

Сравнительные результаты спутниковых и тахеометрических измерений  
расстояний

№ пар	Название точек пары	S из спутниковых измерений, м	S из тахеометрических измерений, м	$D_s$ , м	Длина базовой линии, м	RMS, м	RATIO, %	Условия работ
1	КТ01				4336	0,01	100	открыто
	КТ02	1026,52	1026,42	-0,1	3431	0,01	100	открыто
2	КТ03				2352,649	0,01111	100	открыто
	КТ04	1079,40	1079,30	-0,10	3149,944	0,01272	97,91	открыто
3	КТ05				4529,679	0,01062	100	открыто
	КТ06	809,00	808,89	-0,11	3741,825	0,01632	99,99	открыто
4	КТ07				2425,633	0,01218	99,66	открыто
	КТ08	880,88	880,40	-0,48	3257,106	0,02851	67,03	лес 80%
5	КТ09				4491,367	0,0109	99,56	открыто
	КТ10	630,53	630,45	-0,08	3869,205	0,0076	99,75	открыто
6	КТ11				2155,932	0,01582	98,47	лес 50%
	КТ12	775,41	775,54	0,13	2923,85	0,01603	97,65	открыто
7	КТ13				3858,702	0,01844	99,49	лес, бор, 25%
	КТ14	1573,92	1573,81	-0,11	2317,084	0,01085	100	лес, бор, 25%
8	КТ15				1514,574	0,02041	96,58	лес, хв. 60%
	КТ16	1375,33	1374,94	-0,39	2829,753	0,01613	66,31	лес, см. 90%
9	КТ19				3083,879	0,01704	98,32	лес, хв. 90%
	КТ20	727,85	727,85	0,00	3741,391	0,01552	98,85	лес, хв. 90%
10	КТ21				4728,85	0,01356	100	открыто
	КТ22	527,23	527,21	-0,02	4309,497	0,00768	100	открыто
11	КТ23				3581,554	0,01762	73,54	лес, хв. 90%
	КТ24	1193,40	1193,11	-0,29	4594,029	0,01284	100	лес, 25%
12	КТ25				4892,166	0,01101	100	открыто
	КТ26	1087,14	1986,98	-0,16	4019,141	0,01246	100	открыто
13	КТ33				7739,447	0,01612	74,33	лес, 80%
	КТ34	555,81	555,58	-0,23	7261,371	0,02418	99,79	открыто
14	КТ35				5167,023	0,03476	92,18	лес, хв. 95%
	КТ36	641,17	641,68	0,51	5616,843	0,01978	87,1	лес,

								50%
15	КТ37				8372,84	0,01749	100	открыто
	КТ38	1775,15	1775,15	0,00	6931,366	0,01008	99,47	лес, бер. 80%
16	КТ39				4689,152	0,0188	88,47	лес, бер. 80%
	КТ40	618,25	618,18	-0,07	4916,501	0,01615	98,96	лес, 30%
17	КТ41				8316,829	0,01505	99,82	открыто
	КТ42	1288,21	1288,23	0,02	7273,072	0,02459	96,84	лес, 50%
18	КТ45				8776,71	0,02005	99,97	лес, бер. 30%
	КТ46	668,31	668,28	-0,03	8282,834	0,02418	97,94	лес, бер. 50%
19	КТ49				7532,428	0,0111	99,61	открыто
	КТ50	704,89	704,89	0,00	7172,597	0,01574	99,91	открыто
20	КТ57				8590,493	0,01501	100	открыто
	КТ58	1522,03	1521,78	-0,25	9076,837	0,01715	79,84	лес, хв. 50%
21	КТ63				4989,085	0,01423	80,1	лес, бер. 90%
	КТ64	1060,49	1060,23	-0,26	5616,688	0,02667	84,54	лес, бер. 80%

### 5.6 Страница журнала спутниковых наблюдений

1	2
Назначение пункта	пункт полигонометрии
Обозначение	1909
Объект	Кубовая
Организация	СНИИГГиМС
Приближенные координаты	$B = 55^{\circ}01'59",0$
	$L = 82^{\circ}55'02",9$
	$H = 100$ м
Наблюдатель	Иванов
Дата наблюдений	20.06.2000
№№ сеансов	1
Имена файлов наблюдений	20 06 1153 – 20 06 1208
Тип и номер приемника	Acutime № 0080141695
Тип и номер антенны	
Пункты, участвующие в сеансе	1909
Начало сеанса (план) $11^h 50^m$	Конец сеанса (план) $12^h 02^m$
(факт) $11^h 53^m$	(факт) $12^h 08^m$
Интервал наблюдений (факт)	$15^m$
Дискретность	2с
Маска	$15^{\circ}$
Тип измерений (частота)	S/A – код
Метеопараметры: давление (мм рт.ст.)	760
t°C	+20
Тип и характеристика геодезического знака	Пункт полигонометрии 4 р. Глубина закладки 3,0 м. Ниже поверхности земли на 0,2 м. Видимость на пункты

	2209.0691. Тип центра 2 гр.
Описание марки и ее номер	металлическая марка диаметром 50 мм, № 1909
Геодезическая привязка антенны по нестандартной схеме	Нестандартная схема привязки
Результаты привязки (антенна-пункт)	S =
	A =
	h =
	DB =
	DL =
	DH =

### 5.7 Пример производства геодезических работ по договору.

#### *Общие сведения и порядок производства работ*

Площадь работ расположена вблизи Самотлорского месторождения вдоль берега р. Вах. Фрагмент схемы расположения профилей представлен на рис. 3. По горизонтальным профилям выполнялись сейсмороботы 3D технологий, по вертикальным - 2D. Основные требования к геодезическим работам:

- точность планового положения не хуже 2,5 м;
- точность высотного положения не хуже 1,0 м.

Плановой привязке подлежали все характерные точки и все пункты геофизических наблюдений (ПГН) по объездам, если смещение от оси профиля превышало 25 м. Высотной привязке подлежали все ПГН.

Проектом предусматривалось выполнение следующих работ: вынос и проложение профилей вешением биноклем с заданием направлений от старых профилей и контролем их положения по топокартам масштаба 1:25000. Для планово-высотной привязки использовался тахеометр. Теодолитные ходы опирались на пары точек спутниковых определений, расположенных по концам профилей.

### ***Работа с тахеометром ТА-3м***

Работа с тахеометром выполнялась по стандартной схеме проложения теодолитного хода с выносом пересечений вслед за проложением профиля путем последовательного перемещения отражателя относительно прибора. Для согласования действий исполнителя и рабочего на отражателе использовались малогабаритные радиостанции фирмы «Моторола». Результаты линейно-угловых измерений фиксировались в полевом журнале и после постраничного контроля обрабатывались на компьютере программой вычисления теодолитных ходов из программного обеспечения (ПО) TPSL.

По вычислениям координат теодолитного хода определялась точность выноса профиля и вводилась поправка в направление. Это позволило сократить количество точек спутниковых геодезических определений и освободить спутниковую систему для работы на других объектах.

Высоты из технического нивелирования вычислялись в программе Microsoft Excel.

По результатам обработки теодолитных ходов и нивелирования в Microsoft Excel составлялись каталоги координат и высот с преобразованием их в текстовый вид.

В табл. 5.7.1 приведен пример каталога координат, представленных заказчику.

### **5.8 Временные требования к содержанию и оформлению Акта окончательной приемки топографо-геодезических работ при сейсмических исследованиях (на примере ХМАО).**

Требования распространяются на все АКТЫ окончательной приемки полевых топографо-геодезических работ (далее по тексту - «АКТ...») при геофизических исследованиях методами прикладной геофизики за счет средств государственного бюджета на территории Ханты-Мансийского

округа независимо от ведомственной принадлежности Организации исполнителя и устанавливают общую структуру и оформление «АКТА...». «АКТ...» является документом, отражающим результаты топографо-геодезических работ в полевой период. Общими требованиями к «АКТУ ...» являются объективность, краткость и точность формулировок, исключающих возможность неоднозначного толкования, конкретность изложения результатов работ, обоснованность выводов и рекомендаций.

Целевое назначение «АКТА...» - оценка надежности полученных топографо-геодезических данных для решения геологической задачи.

### ***5.8.1. Требования к организации окончательной приемки полевых материалов.***

Окончательная приемка полевых материалов производится не позднее 30 дней после окончания полевых работ.

Приемку работ осуществляют руководители топографо-геодезических подразделений или высококвалифицированные специалисты «ПОДРЯДЧИКА...», не принимавшие участие в проведении непосредственных полевых работ, подлежащих приемке, а также представители подразделений, проводивших полевые работы.

Состав комиссии по представлению «Подрядчика» утверждается «Заказчиком». По усмотрению последнего в состав комиссии может входить его представитель.

В приказе на проведение окончательной приемки указываются срок, место проведения приемки, нормативные документы, которыми оговариваются требования к полевым материалам. В приказе особым пунктом могут быть изложены и специальные требования к оценке полевых работ.

Обязательный перечень документов, представляемых комиссии по окончательной приемке полевых материалов указан в таблице 5.8.1.

Таблица 5.8.1

Перечень обязательных документов, представляемых комиссии  
по окончательной приемке  
топографо-геодезических материалов

№ п/п	Наименование	Количество
1	Все журналы полевых измерений	
2	Ведомости обработки полевых измерений	
3	Журналы контрольных измерений	
4	Материалы GPS-наблюдений	
5	Проект на проведение геолого-геофизических исследований	
6	Журналы учета работ бригад	
7*	Оценка точности топографо-геодезических работ	
8*	Характеристики ходов	
9*	Схема планово-высотной привязки пунктов геофизических наблюдений	
10**	Другие документы, представленные исполнителями работ	

• \*- примеры представления пунктов 7, 8, 9 приведены в конце документа;

• \* \*- акты, протоколы по изменению проектных схем и т.д.

Приемке подлежат только завершённые и проконтролированные работы.

### **5.8.2 Требования к текстовой части Акта.**

По результатам приемки составляется «АКТ окончательной приемки топографо-геодезических работ сейсморазведочной партии №...на площади». В окончательном «АКТЕ...» приводятся:

2.1. назначение топографо-геодезического обеспечения для геофизических исследований на объекте;

2.2. физико-географические условия района работ, непосредственно связанные с топографо-геодезическими и навигационными измерениями ;

2.3. фактическая топографо-геодезическая изученность района работ (наличие и сохранность геодезических пунктов, наличие и параметры материалов аэрофотосъемки и топографических карт, наличие исходных данных Государственной геодезической сети );

2.4. объемы и виды работ по проекту и фактически исполненных, причины отступления фактических данных от проектных (таблица в тексте);

2.5. методика каждого вида полевых работ и камеральной обработки полевых измерений со ссылкой на документацию , по которой они выполнялись;

2.6. метрологические параметры использованных геодезических инструментов и приборов (таблица 5.8.2);

2.7. оценка точности работ , сведения о контроле , вид , объем и процент контрольных измерений , выполнение требований предыдущей проверки , информация о супервайзерском контроле, информация о специалистах (организациях), оказавших помощь в проведении работ;

2.8. к «Акту...» прилагаются:

1. таблицы оценки точности (табл.5.8.3 – 5.8.6);

2. характеристики ходов, выполненных инструментальных работ (табл.5.8.7);

3. контрольные формулы.

Метрологические параметры использованных геодезических  
инструментов и приборов

№ п/п	Тип марка	Заводской номер	Дата	Эталонные характеристики	Период использования в партии	Номер свидетельства

Составил:

**5.8.3 Другие требования.**

«Акт окончательной приемки топографо-геодезических работ...» входит  
в технический отчет о выполненных геофизических исследованиях.

## ОЦЕНКА

точности определения высотного положения пунктов по фотокопиям  
относительно государственной геодезической сети

№№ п/п	Название пунктов	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>	ΔH	ΔH <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6
Профиль № 7					
1.	$\frac{15070 - 7}{6481 - 22}$	75,8	74,5	-1,3	1,69
2.	15200	74,7	74,0	-0,7	0,49
3.	15600	71,3	72,5	+1,2	1,44
4.	16200	66,3	67,0	+0,7	0,49
5.	16800	60,5	59,7	-0,8	0,64
Профиль № 13					
6.	$\frac{12140 - 22}{15305 - 13}$	72,0	70,0	-2,0	4,00
7.	15600	67,4	67,6	+0,2	0,04
8.	16400	62,9	60,4	-2,5	6,25
9.	16800	61,2	80,8	-0,4	0,16
10.	17000	60,6	60,0	-0,6	0,36
Профиль № 22					
11.	6600	75,1	74,8	-0,3	0,09
12.	7200	71,7	70,4	-1,3	1,69
13.	7800	70,3	69,0	-1,3	1,69
14.	8200	68,9	68,1	-0,8	0,64
15.	8800	69,3	68,0	-1,3	1,69
16.	9000	69,0	68,4	-0,6	0,36
17.	10200	67,7	65,3	-2,4	5,76
18.	11200	69,7	68,2	-1,5	2,25
19.	11800	70,8	69,4	-1,4	1,96
20.	12200	72,0	70,1	-1,9	3,61
21.	12600	72,4	72,7	+0,3	0,09
22.	12800	72,6	72,6	0,0	0,00
23.	13600	73,4	73,0	-0,4	0,16
24.	14000	73,5	72,5	-1,0	1,00
25.	14600	69,5	70,4	+0,9	0,81
26.	15200	66,1	64,0	-2,1	4,41
				Итого:	41,77
$m = \pm \sqrt{\frac{[\Delta H^2]}{n}} = \pm \sqrt{\frac{41,77}{26}} = \pm 1,3 м$					

**ОЦЕНКА**  
**точности определения планового положения пунктов**  
**при помощи спутниковой системы GPS**  
**по результатам равноточного контроля**

№№ п/п	Название пунктов	Координаты				ΔX	ΔY	ΔX <sup>2</sup>	ΔY <sup>2</sup>
		X <sub>1</sub>	Y <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	Y <sub>2</sub>				
1.	7200-115	883.3	226.3	883.6	222.0	-0.3	+4.3	0.09	18.49
2.	7800-115	480.4	204.3	483.2	198.6	-2.8	+5.7	7.84	32.49
3.	<u>8000-105</u> 8396-115	079.2	181.4	078.8	175.6	+0.4	+5.8	0.16	33.64
4.	8700-105	085.6	880.1	085.3	875.2	+0.3	+4.9	0.09	24.01
5.	9300-105	091.1	479.0	091.4	474.8	-0.3	+4.2	0.09	17.64
6.	<u>9868-105</u> 8241-116	096.3	046.0	098.8	042.4	-2.5	+3.6	6.25	12.96
7.	10500-105	104.2	677.3	106.7	674.0	-2.5	+3.3	6.25	10.89
8.	11100-105	111.7	276.6	115.0	273.6	-3.3	+3.0	10.89	9.00
9.	<u>11705-105</u> 8100-117	119.2	880.9	123.2	878.2	-4.0	+2.7	16.00	7.29
10.	12400-105	127.3	574.4	131.3	572.7	-4.0	+1.7	16.00	2.89
11.	<u>13145-105</u> 6737-118	136.0	317.9	140.0	317.2	-4.0	+0.7	16.00	0.49
12.	13800-105	143.3	971.2	147.4	971.8	-4.1	-0.6	16.81	0.36
13.	<u>14456-105</u> 7108-119	150.7	625.4	153.9	627.4	-3.2	-2.0	10.24	4.00
14.	15100-105	157.3	268.0	160.5	271.0	-3.2	-3.0	10.24	9.00
15.	15700-105	163.4	866.8	167.0	870.6	-3.6	-3.8	12.96	14.44
16.	16200-105	168.4	365.8	172.1	370.3	-3.7	-4.5	13.69	20.25
17.	<u>16658-105</u> 9727-120	173.1	822.8	176.7	828.0	-3.6	-5.2	12.96	27.04
18.	17300-105	179.8	463.6	183.5	469.6	-3.7	-6.0	13.69	36.00
19.	17900-105	186.0	062.4	189.3	069.2	-3.3	-6.8	10.89	46.24
20.	18500-105	192.2	661.3	195.4	669.8	-3.2	-8.5	10.24	72.25
21.	<u>19000-105</u> 5374-121	197.4	160.3	200.3	168.5	-2.9	-8.2	8.41	67.24
22.	19600-105	203.1	759.2	206.0	768.1	-2.9	-8.9	8.41	79.21
23.	20200-105	208.7	358.2	212.3	367.7	-3.6	-9.5	12.96	90.25
24.	20800-105	214.4	957.1	218.1	967.4	-3.7	-10.3	13.69	106.09
25.	21400-105	220.1	556.0	224.4	567.0	-4.3	-11.0	18.49	121.00
26.	22000-105	225.8	155.0	229.9	166.6	-4.1	-11.6	16.81	134.56
27.	<u>22586-105</u> 4888-122	231.3	739.9	235.4	752.2	-4.1	-12.3	16.81	151.29
28.	4300-122	645.0	751.3	647.6	763.4	-2.6	-12.1	6.76	146.41
29.	3781-122	129.3	761.4	128.7	773.2	+0.6	-11.8	0.36	139.24
								294.08	1434.66

$$m = \pm \sqrt{\frac{[X^2] + [Y^2]}{2n}} = \pm \sqrt{\frac{1728.74}{58}} = \pm 5.5 \text{ м}$$

**ОЦЕНКА**  
**точности определения высотного положения пунктов**  
**при помощи спутниковой системы GPS**  
**по результатам равноточного контроля**

№№ п/п	Название пунктов	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>	ΔH	ΔH <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6
1.	7200-115	77.3	78.0	-0.7	0.49
2.	7800-115	77.7	78.6	-0.9	0.81
3.	<u>8000-105</u> 8396-115	79.4	79.3	+0.1	0.01
4.	8700-105	77.5	77.8	-0.3	0.09
5.	9300-105	75.8	76.1	-0.3	0.09
6.	<u>9868-105</u> 8241-116	74.3	74.2	+0.1	0.01
7.	10500-105	74.9	74.7	+0.2	0.04
8.	11100-105	75.4	75.0	+0.4	0.16
9.	<u>11705-105</u> 8100-117	76.0	75.8	+0.2	0.04
10.	12400-105	77.2	76.7	+0.5	0.25
11.	<u>13145-105</u> 6737-118	78.5	78.2	+0.3	0.09
12.	13800-105	78.6	78.4	+0.2	0.04
13.	<u>14456-105</u> 7108-119	78.6	78.3	+0.3	0.09
14.	15100-105	79.0	78.7	+0.3	0.09
15.	15700-105	79.4	78.9	+0.5	0.25
16.	16200-105	79.7	79.6	+0.1	0.01
17.	<u>16658-105</u> 9727-120	79.9	79.7	+0.2	0.04
18.	17300-105	80.1	79.9	+0.2	0.04
19.	17900-105	80.2	80.2	0.0	0.0
20.	18500-105	80.3	80.4	+0.1	0.01
21.	<u>19000-105</u> 5374-121	80.4	80.8	-0.4	0.16
22.	19600-105	80.6	80.3	+0.3	0.09
23.	20200-105	80.8	80.7	+0.1	0.01
24.	20800-105	81.1	81.4	-0.3	0.09
25.	21400-105	81.3	81.1	+0.2	0.04

26,	22000-105	81.6	81.0	+0.6	0.36
27.	<u>22586-105</u> 4888-122	81.8	81.8	0.0	0.0
28	4300-122	80.9	80.5	+0.4	0.16
29.	3781-122	80.1	79.4	+0.7	0.49
					4.05

$$m = \pm \sqrt{\frac{[\Delta H^2]}{2n}} = \pm \sqrt{\frac{4.05}{58}} = \pm 0.3 м$$

Таблица 5.8.6

## ОЦЕНКА

точности определения планового положения пунктов по фотокопиям  
относительно государственной геодезической сети

№№ п/п	Название пунктов	Координаты				ΔX	ΔY	ΔX <sup>2</sup>	ΔY <sup>2</sup>
		X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	Y <sub>1</sub>	Y <sub>2</sub>				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Профиль - 7									
	15070-7 6481-22	921.1	910.0	045.9	040.0	-11.1	-5.9	123.21	34.81
	15200	051.2	040.0	042.7	037.0	-11.2	-5.7	125.44	32.49
	15600	451.7	440.0	032.9	028.0	-11.7	-4.9	136.89	24.01
	16200	052.4	040.0	018.1	015.0	-12.4	-3.1	153.76	9.61
	16800	647.1	640.0	005.1	001.0	-7.1	-4.1	50.41	16.81

$$m = \pm \sqrt{\frac{[\Delta X^2] + [\Delta Y^2]}{n}} = \pm \sqrt{\frac{3685.55}{26}} = \pm 11.9 м$$

## ХАРАКТЕРИСТИКА

точности разомкнутых ходов геодезического нивелирования

№№ п/п	№ профилей, входящих в ход	Интервал	Длина хода, км	Невязки	
				полученная	допустимая
1	2	3	4	5	6
1.	12	24.00-41.18	1.72	0.00	±0.26
2.	12	72.93-77.00	0.41	0.00	±0.13
3.	6	17.00-41.30	2.43	-0.01	±0.31
4.	4	0.00 - 34.90	3.49	0.00	±0.37
5.	2	0.00-37.10	3.71	-0.01	±0.39
6.	3	1.00-7.20	0.62	0.00	±0.16
7.	7	1.00-6.60	0.56	0.00	±0.15
8.	9	0.00-7.23	0.72	0.00	±0.17
9.	5	1.00-5.55	0.46	-0.05	±0.14
10.	9	84.08-94.62	1.05	-0.02	±0.20

**6. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ,  
НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СЕЙСМИЧЕСКОЙ  
ПАРТИИ.**

1. Приказ по Федеральному предприятию или ОАО об образовании партии и о назначении начальника партии.
2. Приказ организации о назначении ИТР на должности.
3. Технический проект производства работ.
4. Паспорт технической готовности партии к проведению полевых работ.
5. Приказ организации о назначении ответственного руководителя взрывных работ.
6. Приказ по партии о назначении ответственного лица за ликвидацию последствий взрывных работ.
7. Приказ организации о назначении ответственного лица за установку и техническое обслуживание приборов безопасности.
8. Приказ организации о закреплении одного из членов «Совета по технике безопасности за деятельностью партии».
9. Приказ по партии о создании комиссии по приемке экзаменов по технике безопасности от ИТР и рабочих партии.
10. Приказы и другие директивные документы, запрещающие иметь личному составу партии личное охотничье или другое огнестрельное и холодное оружие.
11. Разрешение на хранение ведомственного нарезного оружия.
12. Список лиц, имеющих право на хранение ведомственного нарезного огнестрельного оружия.
13. Разрешение органов МВД на допуск лиц к обращению с ВМ (взрывники, ответственный руководитель взрывных работ, шофера взрывного пункта, рабочие взрывного пункта и т.д.).

14. Приказ по партии о режиме рабочего дня и организации отдыха как на базе партии, так и на профиле.
15. Приказ об образовании комиссии по охране труда, безопасности движения, пожарной безопасности и промсанитарии. (К приказу должен быть приложен протокол общего собрания партии).
16. В партиях с численностью работающих 60 и более человек – приказ по партии о создании Совета по технике безопасности.
17. Приказ по партии об образовании комиссии по снятию остатков ВМ на складе.
18. Приказ по партии о закреплении за взрывниками шифра маркировки ЭДС.
19. Акт проверки и приемки в эксплуатацию буровых станков.
20. Акт опрессовки промывочных насосов, смонтированных на буровых станках.
21. Акт проверки сопротивления заземляющих устройств металлической обшивки жилых балков, вагон-домов, других служебных и бытовых объектов (зарядные агрегаты, станки и т.д.).
22. Акт проверки сопротивления заземления стола для маркировки ЭДС.
23. Списки обученности ИТР и рабочих партии (высшее, среднетехническое, специальное, курсы и т.д.).
24. Протокол приемки экзаменов по ТБ от ИТР.
25. Протокол (или запись в журнале) приемки экзаменов по технике безопасности от рабочих партии.
26. Списки рабочих, получивших на руки инструкции по технике безопасности.
27. Списки персонала партии о вручении на руки удостоверений по проверке знаний Правил безопасности.
28. Журнал вводного инструктажа.
29. Журнал инструктажа на рабочем месте.

30. Журналы замечаний по технике безопасности на базе партии и во всех бригадах.
31. Типовая система обеспечения безопасных условий труда.
32. Набор инструкций и плакатов по технике безопасности для оборудования уголка по технике безопасности.
33. Правила безопасности при геологоразведочных работах.
34. Единые правила безопасности при геологоразведочных работах.
35. Правила безопасности на топогеодезических работах.
36. Журнал ознакомления персонала партии с директивными письмами, приказами вышестоящей организации и контролирующих органов.
37. Журнал для регистрации отказов при взрывных работах.
38. Акт приемки склада ВМ в эксплуатацию.
39. Журнал регистрации ликвидированных скважин.
40. Разрешение Госгортехнадзора на право производства работ.
41. Разрешение на право производства взрывных работ.
42. Разрешение на право хранения взрывчатых материалов.
43. Журнал регистрации установки и периодической проверки контрольно-измерительных приборов и приборов безопасности.
44. Журнал по форме № 1.
45. Журнал по форме № 2.
46. Журнал инструктажа водительского персонала, направляемого в дальние рейсы.
47. Журнал проверки комиссией по безопасности движения технического состояния автотранспорта перед выходом на линию.
48. Журнал контрольной проверки автотранспорта руководством партии.
49. Журнал учета выдачи и возврата путевых листов водительскому составу.
50. Журнал учета выдачи абрисов руководителям бригад и отрядов.

51. Журнал учета выдачи абрисов водителю персоналу, направляемому в дальние рейсы.
52. Программа вводного инструктажа.
53. Программа инструктажа на рабочем месте (разработанная в партии с учетом специфики выполняемых работ).
54. Акт проверки технического состояния и приемки в эксплуатацию установок типа ГСК, СВ-5-150 и других невзрывных источников.
55. Приказ о назначении ответственного руководителя работ на ГСК, СВ-5-150 и других невзрывных источниках.
56. Согласование работ с землепользователями и местными органами власти.

**7. РЕКОМЕНДУЕМОЕ ВРЕМЕННОЕ ПОЛОЖЕНИЕ  
О СУПЕРВАЙЗЕРЕ-ПРЕДСТАВИТЕЛЕ  
РЕГИОНАЛЬНОГО КОМИТЕТА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ  
ПРОФИЛЬНЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ  
МОГТ.**

**7.1 Общие положения.**

Основной задачей супервайзера является контроль над безусловным выполнением требований технического проекта в части проведения полевых работ. Проект на производство работ является руководящим документом в деятельности супервайзера, если нет иных нормативных документов меняющих или дополняющих требования проекта.

Супервайзеру устанавливается ненормированный рабочий день.

Супервайзером может быть назначено лицо, имеющее высшее (геофизическое или геологическое) образование и стаж работы по специальности на менее 5 лет.

**7.2 Функции супервайзера**

- Представлять интересы Комитета на полевых работах.
- Осуществлять своевременный и постоянный контроль качества полевых материалов и соблюдения требований к сейсморазведочным работам МОГТ.
- Поддерживать связь с Комитетом и ставить его в известность о ходе полевых работ.
- Осуществлять контроль работы полевых подразделений партии, осуществляющих сейсмические, топогеодезические, буро-взрывные и вибрационные работы.
- В случае несоблюдения требований по технологии проведения работ, ставить перед руководством полевой партии (экспедиции) вопрос о

немедленном исправлении отклонений в технологии работ и переработке бракованного материала.

- Контролировать подготовку к отправке и отправку полевого материала на ВЦ или в Комитет.
- В хозяйственную деятельность партии (экспедиции) супервайзер не вмешивается.

### **7.3 Должностные обязанности.**

Супервайзер обязан:

- Присутствовать на полевых работах с начала всех видов работ: топогеодезических, буро-взрывных, вибрационных и непосредственно сейсмических работ.
- Участвовать в проведении опытных работ, выборе параметров возбуждения/регистрации по результатам опытных работ, с учетом требований проекта.
- Осуществлять своевременную приемку и оценку полевых материалов, соответствующую документацию от ведущего геофизика полевой партии, отбраковать некачественный материал.
- Осуществлять постоянный контроль над методикой и технологией полевых работ, информировать Комитет о необходимых изменениях в методике и технологии работ.
- Информировать руководство Подрядчика и Комитета о ходе полевых работ, отклонениях от проекта, отмеченных недостатках в работе.
- Контролировать учет ежедневных работ.
- Обеспечивать в случае необходимости своевременное представление в Комитет предложений для изменения проекта.
- Контролировать правильность оформления сопроводительной документации к полевому материалу, своевременность отправки

полевых материалов на ВЦ или в Комитет и подписывать акты промежуточной приемки полевого материала.

- Участвовать в составе комиссии по окончательной приемке полевых материалов.

#### **7.4. Права супервайзера.**

Супервайзер имеет право:

- Требовать от технических руководителей полевой партии соблюдения технологии полевых работ, соответствия параметров используемой аппаратуры и оборудования техническим требованиям.
- Требовать любую производственно-техническую документацию у технического руководства партии.
- Остановить полевые работы, если они выполняются с нарушением предусмотренной методики или технологии работ, а также проводятся с нарушением правил безопасности либо иных актов и законов РФ
- Пользоваться в целях производственной необходимости транспортом и связью, которые имеются в полевой партии.
- В случае изменения (ухудшения) качества полевого материала требовать повторения ПВ/участка профиля или проведения дополнительных опытных работ.
- Требовать для себя создания нормальных условий работы и быта в рамках возможностей Подрядчика и Комитета.

#### **7.5 Взаимоотношения.**

Все спорные вопросы с ведущим геофизиком и техническим руководством полевой партии должны оперативно разрешаться на месте путем взаимной договоренности в рамках существующих документов.

Супервайзер осуществляет свои полномочия как представитель Комитета, в рамках настоящего Положения.

Супервайзер учитывает требования ВЦ (передаваемые через Подрядчика или Комитет) к полевому материалу и сопроводительной документации.

Подрядчик, в соответствии с Договором (с Комитетом) о проведении сейсморазведочных работ обеспечивает супервайзера помещением для работы и быта, (отвечающим общепринятым нормам), питанием, хозяйственным инвентарем, спецодеждой, другим необходимым оборудованием наравне с ИТР сейсмопартии.

### **7.6. Отчетность.**

Супервайзер предоставляет в Комитет:

- еженедельную сводку о ходе полевых работ и выполнении плана (по всем видам работ);
- акты промежуточной приемки полевых материалов (по мере сдачи-приемки);
- акты сдачи-приемки полевого материала на ВЦ;
- окончательный отчет по результатам полевого сезона.

### **7.7 Ответственность.**

Супервайзер несет ответственность перед Комитетом в рамках, оговоренных договором на производство супервайзерских работ.

### **7.8 Другие вопросы.**

По прибытии на полевые работы Супервайзер должен быть введен в курс дела ведущим геофизиком и другим техническим руководством партии в течение 2-3 дней.

Иные вопросы, возникающие в процессе деятельности супервайзера, оговариваются Договором на супервайзерские работы или особыми соглашениями между Комитетом и Супервайзером.

## **8. КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ АППАРАТУРЫ И РАБОТЫ ВИБРОСЕЙСМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА.**

### **8.1 Контрольная аппаратура**

До начала работ Подрядчик должен передать Заказчику полное описание и спецификации на аппаратуру, которая будет использоваться в работах. Вся аппаратура должна соответствовать техническим условиям завода-изготовителя кроме случаев, когда изменения, требуемые Заказчиком, предполагают другие технические условия; все технические условия должны быть утверждены Представителем Заказчика до начала работ. Представитель Заказчика должен определить пригодность предлагаемой аппаратуры с учетом задач проекта, условий местности и климата, а также технических условий. Кроме особых случаев, использование аппаратуры, не соответствующей техническим условиям, приведенным в данном документе, не допускается.

Использование такой аппаратуры должно быть санкционировано Представителем Заказчика в каждом отдельном случае. Разрешение Представителя должно предшествовать проверкам такой аппаратуры до начала работ.

До начала работ Подрядчик должен представить результаты проверок, которые показывают удовлетворительную работу всех элементов аппаратуры и оборудования. Результаты первичных проверок должны быть утверждены Представителем Заказчика до начала работ. Представитель Заказчика может предварительно оценить результаты проверок аппаратуры на месте при условии их последующего полного анализа в вычислительном центре. Однако, несмотря на такую предварительную оценку Представителем Заказчика, Подрядчик несет ответственность за любую неисправность аппаратуры, обнаруженную на вычислительном центре при обработке

информации, и Заказчик может потребовать у Подрядчика повторно отработать ту часть площади, где такая неисправность повлияла на качество данных.

Все вопросы, связанные с пригодностью конкретной аппаратуры, подготовкой к ее работе и методикой проверок, должны решаться с Представителем Заказчика, осуществляющим контроль качества. Излагаемые ниже требования к контролю качества работ и получаемых материалов имеют рекомендательный характер и будут обязательными лишь после их согласования и утверждения Заказчиком и Подрядчиком.

## **8.2 Вибраторы: требования и контроль.**

Виброустановки должны постоянно содержаться в соответствии с инструкциями Изготовителя. Полевые наблюдения не начинаются или останавливаются, если группа вибраторов (каждый вибратор в отдельности и группа в целом) не соответствует ТУ в рабочем диапазоне частот.

Магнитные ленты (дискеты) с записью всех проверок и воспроизведения передаются Представителю Заказчика. Ежедневные (ежемесячные) проверки всех виброисточников проводятся при помощи системы компьютерного анализа с выдачей твердых копий результатов обработки.

Контроль виброисточников производится:

- перед началом проведения полевых работ,
- один раз в 10 дней (ежедекадно),
- ежедневно,
- после изменения режимов работы (в том числе после смены типа и параметров используемого свипа),
- после ремонта или изменения конфигурации источника.

1.1 Контроль виброисточников перед началом проведения полевых работ производится аппаратурой VIBRACHECK, FORCE METER (фирмы PELTON) системой контроля вибраторов VQS (Sercel) или их аналогами.

Проверяются следующие характеристики:

а. АЧХ первой гармоники силы воздействия на грунт (GF- GROUND FORCE), представляющей собой алгебраическую сумму произведений: ускорения опорной плиты и ее массы (со штоком) и ускорения реактивной массы на ее величину; сигналы снимаются с акселерометров, установленных соответственно на опорной плите и реактивной массе; значение силы GF (воздействия на грунт) в диапазоне 10-120 Гц на интервале 16 сек должно быть не менее 75-80 % от максимального;

б. отклонение фазы первой гармоники сигнала силы воздействия на грунт (GFGROUND FORCE) относительно опорного (задающего) сигнала: в диапазоне 10-120 Гц на интервале 16 сек должно быть не более +/- 8 град.;

в. среднее значение нелинейных искажений силы GF: в диапазоне 10-120 Гц на интервале 16 сек и величине силы в 75-80% (от максимального значения) должно быть в среднем не более 25%; пиковое значение (на низких частотах) - до 35 %;

#### Примечание

*Конкретные значения пределов проверяемых величин могут быть отдельно согласованы представителями Заказчика и подрядчика. Например состоянии ООО «АудитГеоСервис» (Н.Уренгой, Полярная ГЭ) Использует следующие допустимые значения контролируемых величин (ля частотного диапазона 10 – 100Гц):*

- вариация действующей силы (GF) силы – не более 3дБ (около 41%),
- фазовая ошибка GF – не более 8градусов,
- ее коэффициент гармоник – не более 30%

г. тестируется подобие (идентичность) следующих сигналов для группы вибраторов:

- сигналов от акселерометра, установленного на плите;
- сигналов от акселерометра на реактивной массе;
- опорных сигналов.

Одноименные сигналы должны быть идентичны по амплитуде, форме и фазе. Тест подобия должен соответствовать вышеуказанным допускам.

Несинхронность в запуске вибраторов не должна превышать 1 мс.

1.2. Ежедекадный контроль источников возбуждения (осуществляется аппаратурой VIBRACHECK, FORCE METER (PELTON) или их аналогами) - производится по пункту 1.1 за исключением раздела 'Г'.

1.3 Ежедневный контроль источников возбуждения (аппаратура фирм PELTON, SERCEL, контроль по радиоканалу или другая аппаратура, применение которой отдельно оговорено).

Контроль всех виброисточников производится при помощи системы компьютерного анализа с записью на диск результатов проверки каждого возбуждения. На принтер ежедневно перед началом работ выводится полная таблица результатов проверки всех вибраторов, а во время работы выводятся сокращенные данные (по пункту 1.1а допуск составляет 10 град.). Если имеются расхождения в технических характеристиках, приведенных в пункте 1.1, решение об остановке или проведении работ принимает официальный представитель Заказчика.

1.4 Контроль источников возбуждения после изменения диапазона частот свип - сигнала - производится по пункту 1.1.

1.5 Контроль источников возбуждения после ремонта - производится по пункту 1.1. Решение о контроле принимается на месте.

1.6 В процессе полевых работ регулярно в соответствии с регламентом должны выполняться техническое обслуживание и проверка технического состояния элементов сейсморазведочного комплекса (ежедневные, ежемесячные и сезонные). План регламентных работ и контрольных проверок составляется на основе требований заводских инструкций по эксплуатации аппаратуры и оборудования и является обязательным к исполнению.

Результаты регламентных работ и периодических проверок технического состояния элементов полевого комплекса документируются

сертифицированным персоналом и фиксируются в соответствующем журнале.

### **8.3 Контроль местоположения и работы группы вибраторов**

Необходимо точно соблюдать местоположение группы источников. Устанавливаются следующие допуски:

- отклонение плиты центрального вибратора относительно пикета вдоль линии взрывов должно быть не более  $\pm 1,0$  м;
- отклонение плит вибраторов поперек линии взрывов должно быть не более  $\pm 2,0$  м;
- отклонение крайних источников в группе по отношению к истинному положению вдоль линии взрывов должно быть не более  $\pm 1,0$  м.

Вся работа, как правило, производится с использованием группы из четырех вибраторов при мощности излучения около 80 %.

В отдельных случаях допускается работа тремя вибраторами с сохранением базы и общей энергии излучения (величины  $N \cdot \sqrt{n}$ ), то есть уменьшение количества  $N$  вибраторов должно компенсироваться количеством накоплений -  $n$ ).

Работы должны быть остановлены, если неидентичность параметров вибраторов в группе превышает следующие пределы:

- по амплитуде толкающего усилия -  $>10\%$ ;
- фазовая погрешность, начиная с интервала 250 мс от начала развертки превышает 10%;
- отсутствует надежная радиосвязь между вибраторами и сейсмостанцией;
- на профиле осталось только два работоспособных вибратора.

Все вибраторы должны быть оснащены обратным каналом, обеспечивающим фиксацию характеристик, изложенных в разделе 8.1., на сейсмостанцию по каждому взаимодействию.

#### **8.4 Контроль сейсмической станции.**

Сейсмическая станция (рассмотрение ведется на примере I/O SYSTEM-2) проверяется ежедневно с помощью системы контроля LOOK AHEAD TEST этой станции. Ежедневно перед выполнением производственных работ должны быть выполнены шесть тестов с записью на дискету:

- а) импульсный тест (SEG PULSE TEST),  $<7,5\%$  среднеквадратичной ошибки от среднего импульса;
- б) тест динамического диапазона (DYNAMIC RANGE TEST),  $<0,02\%$  THD (K=0dB),  $<0,7$  THD (K=32dB),  $<1,5\%$  THD (K=84dB),  $<4,94$  мкВ (FxGain);
- в) тест шумов расстановки (SPREAD NOISE TEST);
- г) тест утечек -  $>80\text{dB}$  – для MRX,  $>64\text{dB}$  - для кабеля (при различных погодных условиях);
- е) тест сопротивления групп сейсмоприемников (OHM SEISNIC GROUP)  $<10\%$ .

Тесты «а» и «в» кроме записи на дискету выводятся на плоттер. Для других сеймостанций должны быть сделаны аналогичные тесты соответствующей аппаратурой. Значения шумов расстановки (раздел «в») не должны превышать  $25\text{мкВ}$ .

Число каналов, превышающих допуски по утечкам и взаимным влияниям - не должно быть более  $10\%$  от их общего количества. Утечки не должны превышать  $2\%$  для RSX и  $4\%$  - для кабелей. При получении некондиционных тестов неисправности устраняются, а тесты повторяются. При каждой новой расстановке должны быть выполнены тесты взаимных влияний, шумов расстановки и утечек.

Под отказом сеймостанции имеется в виду отказ собственно сеймостанции, который приводит к невозможности записи или получению невоспроизводимой записи, а также отказ нескольких сейсмических каналов.

Под отказом канала понимается неспособность сейсмического канала точно регистрировать электрический сигнал от сейсмоприемников, присоединенных к этому каналу. Это определяется по значительному различию записи от соседних каналов.

## **8.5 Контроль качества приемной расстановки.**

### **8.5.1 Общие требования.**

В качестве аппаратуры для проверки катушек сейсмоприемников на проводимость и кабелей - на утечку - для проверки расстановки, может быть использован обычный омметр. Для периодической проверки сейсмоприемников должно быть соответствующее устройство, например, прибор для снятия характеристик сейсмоприемников. До начала работ все сейсмоприемники должны быть проверены на вибростенде.

Если имеются документы, подтверждающие, что все приемники были проверены менее трех месяцев назад, то могут быть отобраны для проверки 20% «пауков». Если при этом более 5% всех групп не выдержат проверки, следует проверить все группы. Те группы, которые имеют неисправные приборы, отклонения в сопротивлении по постоянному току, противоположную полярность, прорывы оболочки соединительного кабеля, замыкания в кабеле, соединяющем отдельные приемники, треснутые корпуса приборов, сломанные или отсутствующие штыри, негерметичные корпуса приборов или поврежденные соединительные колодки, должны считаться неисправными. Неисправные группы должны быть отремонтированы или заменены. Работы можно начинать только тогда, когда общее число исправных групп равно или превышает число, затребованное для данных работ.

При прокладке кос (кабелей) через дороги их следует защищать от механических повреждений. В периоды, когда велика вероятность гроз, для исключения повреждений кабелей молнией, нужно на ночь разъединять

кабели через 1,6 км или меньше. При разъединении кабелей соединительные колодки и группы приборов следует разнести в обе стороны от места разъема на расстояние не менее 3 м. Кабели, имеющие поврежденные разъемы, порывы оболочки, поврежденные колодки на отводах, пары проводников с недопустимо высокой утечкой, считаются неисправными и не должны использоваться в полевых работах. Если общее число исправных кабелей в партии меньше 90% от затребованного количества, полевые работы следует прекратить до тех пор, пока неисправные кабели не будут отремонтированы или заменены.

Контроль приемной расстановки состоит из трех независимых проверок:

- проверки кос и групп сейсмоприемников перед началом полевых работ;
- проверки установки кос и групп сейсмоприемников на профиле;
- ежедневная проверка характеристик групп сейсмоприемников.

### **8.5.2 Контроль кос и групп сейсмоприемников перед началом полевых работ.**

Контроль кос описан в начале п.8.5.1. Перед началом полевых работ все имеющиеся группы сейсмоприемников должны пройти тестирование с помощью автономного специализированного прибора «SEISTC-2000» или его аналога. Результаты тестирования должны быть задокументированы в специальном журнале. Группы, не выдержавшие проверку, выбраковываются и отправляются на ремонт. Отремонтированные группы сейсмоприемников должны вновь тестироваться с отметкой в журнале. Полярность всех сейсмоприемников должна соответствовать SEG-стандарту: вертикальному движению корпуса вверх соответствует отрицательная амплитуда.

### **8 5.3. Контроль кос и установки групп сейсмоприемников.**

Перед работой и при каждой размотке косы проверяются на проводимость и утечку (см. п.8.4). При расстановке групп, сейсмоприемников должны соблюдаться следующие правила:

- боковое и продольное смещение центра группы от соответствующего пикета профиля не должно быть более  $\pm 0,5$  м;
- отклонение расстояний между соседними сейсмоприемниками в группе от проектного должно быть не более  $\pm 0,2$  м;
- если максимальное превышение альтитуд рельефа в пределах базы группы сейсмоприемников превышает 3 м, база группы сокращается вплоть до установки сейсмоприемников вплотную друг к другу;
- сейсмоприемники должны быть установлены вертикально (отклонение не более 20 град.) на твердую утрамбованную поверхность; их нужно устанавливать так, чтобы основание было плотно прижато к земле; соединительные провода нельзя натягивать или вешать на кусты.

Работа с некачественно установленными группами сейсмоприемников считается браком и подлежит повторному выполнению.

Все отклонения от принятого варианта группирования должны отмечаться в сменном журнале оператора.

#### **8.5.4. Ежедневный контроль групп сейсмоприемников**

Этот вид контроля осуществляется ежедневно с помощью теста GEOPHONE RESPONSE TEST (GRT), входящего в совокупность тестов сейсмостанции I/O SYSTEM 2 (см. п.8.4). Тест GRT ежедневно записывается на дискету для всех каналов, принимающих участие в регистрации. Тест ежедневно передается на полевой ВЦ вместе с сейсмическим материалом. При отсутствии теста весь материал может быть забракован. Допускается 10%-ное превышение пределов, не более чем на 5% активных каналов, если визуальный анализ полевых воспроизведений не обнаруживает их некачественной работы. Однако, по мере движения по полосе такие группы сейсмоприемников выбраковываются и заменяются качественными. На полную приемную расстановку (6 линий, 720 каналов) допускается не более

12 неработающих каналов, причем не более двух на одной линии. При двух соседних неработающих каналах сейсмограмма бракуется. В число неработающих каналов не входят те, которые отключаются (закорачиваются) из-за невозможности регистрации на данном пикете. Об этом должно быть приведено соответствующее объяснение в рапорте оператора.

При увеличении уровня «шумов профиля» принимается решение об увеличении количества накоплений или остановке работ на основе визуального анализа сейсмограмм. Все аппаратурные допуски по пунктам 1-3 могут быть скорректированы в процессе опытных и начальной стадии производственных работ.

При использовании других сейсмостанций должны быть сделаны аналогичные тесты соответствующей аппаратурой, что должно быть отдельно оговорено.

## **9. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ВИБРОСЕЙСМОРАЗВЕДКИ**

### **9.1 Постановка задачи**

Способы выбора параметров вибросейсмических работ в принципе не зависят от масштаба съемки. Различие состоит во входных данных для процедуры выбора и, в частности, в задаваемой полосе частот для регистрации полезного сигнала и требуемом соотношении сигнал/помеха для этих частот(функции  $S/P(f)$ ).

При заданной стоимости работ ширина рабочей полосы частот во многом определяется мощностью используемых вибраторов, характером затухания упругой энергии в среде и глубиной исследований. При наличии 20 – 25 тонных вибраторов для разведочных и поисковых работ можно планировать рабочую полосу частот от 10 до 100 – 120Гц, а иногда и до 150 – 160Гц - на малых (до 1с) временах. С вибраторами в 10 – 15т в тех же условиях трудно рассчитывать на частоты выше 90 – 100Гц.

При региональных работах для бо'льшей глубины исследований при прочих равных условиях рабочая полоса частот должна быть ограничена сверху величинами в 50 – 60Гц.

Для любого масштаба работ другие параметры методики должны выбираться так, чтобы обеспечить заданную величину  $S/P(f)$  во всей выбранной полосе частот. Это позволит при обработке выровнять спектр записи и получить наилучшую разрешенность суммарного разреза. Следует отметить, что при оптимальных параметрах методики полоса частот возбуждаемого сигнала совпадает с рабочей полосой частот на временном разрезе.

Обычно о ВРС (Высоко Разрешающей Сейсморазведке) говорят, когда рабочая полоса частот расширяется до 80 – 100Гц и более, то есть когда уходят от «среднечастотной» сеймики, каковой и является по настоящее время вся «технологичная сейсморазведка» (по выражению Н.Н.Пузырева). При этом используются определенные приемы, которые в «технологичной

сейсморазведке» как правило не применяются. Вместе с тем те же подходы ВРС можно использовать для получения максимальной разрешенности и для заданной или ограниченной полосы частот, в частности при региональных работах.

В настоящее время одной из задач при региональных работах, помимо поиска антиклинальных структур, является обнаружение неантиклинальных объектов (зон выклинивания, экранирования и т.п.). В связи с этим в методику полевых работ и обработки материалов должны быть внесены элементы высокоразрешающей сейсморазведки (ВРС). Иначе говоря, нужно адаптировать методики ВРС и ВРВС (ВысокоРазрешающей ВиброСейсморазведки) к потребностям также и региональных работ.

Общей задачей ВРВС является получение наиболее широкого спектра сейсмического сигнала на записях, соответствующих целевым горизонтам при соотношении сигнал/помеха не ниже заданной величины (при имеющейся технике и ограниченной стоимости работ). В данном случае имеется в виду следующие средства ВРВС:

а) обязательное использование нелинейно-частотно-модулированных (НЧМ) свипов, которые позволяют получить максимальную разрешенность сейсмической записи в выбранном частотном и временном диапазонах; даже только выравнивание спектра в заданном диапазоне частот даст существенное улучшение качества результатов;

б) согласование спектра возбуждаемых колебаний (параметров виброисточника) с частотными характеристиками системы регистрации;

в) адаптация параметров источника возбуждения (в данном случае - это группа вибраторов) к изменяющимся поверхностным условиям возбуждения и к изменению сейсмогеологических характеристик исследуемого интервала разреза с целью достижения наилучшей разрешающей способности сейсморазведки по латерали;

г) согласование параметров полевой методики со спецификой обработки и использование специальных приемов обработки, позволяющих сохранить динамические особенности записи и расширить рабочую полосу частот.

Применение НЧМ свипов было и остается большим резервом повышения разрешенности вибросейсмических материалов и казалось бы производственники должны быть заинтересованы в расширении их использования. В настоящее время НЧМ - свипы могут генерировать все современные блоки управления сейсмическими вибраторами. Однако в практике вибрационной сейсморазведки их применение достаточно ограничено – по некоторым оценкам в 95% случаев используются линейные (ЛЧМ) свипы. Иногда даже можно услышать мнение, что "нелинейный свип - "плохой". С другой стороны имеются примеры прекрасных результатов, полученных с НЧМ свипами. По нашему мнению причина такого двойственного положения состоит в том, что установочные параметры (параметры, которые выставляются на БУСВ - блоке управления сейсмическим вибратором) не совпадают с геофизическими параметрами свипа, то есть с параметрами сигнала, которые интересуют геофизика-методиста.

## 9.2 Функциональные нелинейные свипы

Из НЧМ свипов чаще всего используются функциональные, с частотной разверткой  $F(t)$ , задаваемой одной формулой, обычно в виде степенной или логарифмической функции. Другие функциональные свипы распространения не получили. Сравним обобщенную запись наиболее часто употребляемых частотных разверток.

Линейный свип : 
$$F(t) = \Phi(F1, F2, T, t), \quad (1)$$

Степенной "t-power" : 
$$F(t) = \Phi(F1, F2, T, G, t), \quad (2)$$

Свип децибелл на октаву (дБ/окт): 
$$F(t) = \Phi(F1, F2, T, O, t), \quad (3)$$

Логарифмический : 
$$F(t) = \Phi(F1, F2, Vfo, C, t), \quad (4)$$

Свип децибелл на Герц (дБ/Гц): 
$$F(t) = \Phi(F1, F2, T, H, t), \quad (5)$$

где  $t$  – текущее время развертки, меняющееся в пределах  $0..T$ , а частота  $F$  - в пределах  $F1..F2$ ;  $Vfo$  – начальная скорость частотной развертки, то есть  $Vfo =$

$F'(0)$ ,  $O$  - параметр, обозначающий изменение амплитуд спектра мощности свипа, измеряемый в дБ/окт (децибеллах на октаву); параметр  $H$  из свипа дБ/Гц также обозначает изменение амплитуд спектра мощности свипа, но в децибеллах на герц. Величина  $C = \text{Lg}(|S_2|^2/|S_1|^2)$  - десятичный логарифм отношения конечной -  $|S_2|^2$  (на частоте  $F_2$ ) и начальной -  $|S_1|^2$  (на частоте  $F_1$ ) амплитуд теоретического спектра мощности неконусованного свипа.

Параметры  $C$  логарифмического свипа и  $H$  - свипа дБ/Гц взаимозависимы:  $H = 20 \cdot C / (F_2 - F_1)$ . Обычно  $F_1 < F_2$ , так что  $C$  обозначает увеличение спектра мощности на конечной частоте по сравнению с начальной. Параметр  $G$  обозначает некий показатель степени, также связанный с изменением амплитуд спектра мощности свипа внутри диапазона возбуждаемых частот.

По сравнению с линейным, все нелинейные свипы имеют дополнительные параметры, "отвечающие" за нелинейность их частотной развертки  $F(t)$ . Параметры, выписанные в этих формулах, будем называть "установочными", поскольку их выставляют (задают) на блоках управления вибраторами. Однако у свипов есть и другие параметры, которые реально существуют, но не задаются на блоках управления, например длительность свипа  $T$  в формуле (4) или  $V_{fo}$  у свипа (5).

Как показывает анализ (см. ниже) обе формулы (4) и (5) логарифмического и свипа дБ/Гц идентичны, хотя и имеют различные установочные параметры. Можно вывести на их основе и другие представления частотной развертки логарифмического свипа с другими наборами установочных параметров, формально имеющие вид:

$$F(t) = \Phi(F_1, F_2, V_{fo}, T, t), \quad (6)$$

$$F(t) = \Phi(F_2, V_{fo}, C, T, t), \quad (7)$$

$$F(t) = \Phi(F_1, V_{fo}, C, T, t). \quad (8)$$

Дальнейшее рассмотрение нелинейных функциональных свипов целесообразно вести на примере логарифмического свипа, которому соответствуют различные способы его задания формулами 4 – 8.

Из сопоставления и анализа различных формул логарифмических свипов можно прийти к выводу, что из всех параметров, которые могут интересовать геофизика-методиста, то есть «геофизических параметров» - F1, F2, C(или H), T и Vfo, - только четыре независимые, а остальные - зависимы. Вообще во взаимозависимости геофизических параметров и состоит основная трудность выбора установочных параметров. Меняя один параметр, например время T, мы, оказывается, меняем и другие параметры (не являющиеся установочными при некоторых вариантах реализации НЧМ свипов!), например F1 или F2, которые нас тоже очень интересуют. Поэтому независимый перебор установочных параметров, к которому привыкли полевики, здесь очень опасен.

Кроме того следует оперировать только с теми параметрами, которые имеют "геофизический" смысл. Например, что такое параметр G(степенной свип (2)), если мы не знаем, как он влияет на качество сейсмического материала? Чтобы понять, КАК выбирать параметры, для получения ожидаемого результата, обратимся к рассмотрению спектров мощности свипов. Спектры сигналов для геофизика гораздо понятнее и важнее, чем параметры частотных разверток, которыми оперируют разработчики аппаратуры, не особенно заботясь о потребителях этой аппаратуры.

Согласно [7] при постоянной амплитуде свип - сигнала с точностью до постоянного множителя и с некоторыми другими ограничениями связь спектра мощности свип - сигнала  $|S(F)|^2$  с функцией частотной развертки имеет вид:

$$|S(F)|^2 = 1/F'(t) \quad (9)$$

Иначе говоря спектр мощности свипа обратно пропорционален скорости частотной развертки  $F'(t)$ . В частности отсюда следует, что скорость частотной развертки на начальной частоте  $F1 - Vfo = 1/|S1|^2$  – равна обратной величине амплитуды спектра мощности на этой частоте.

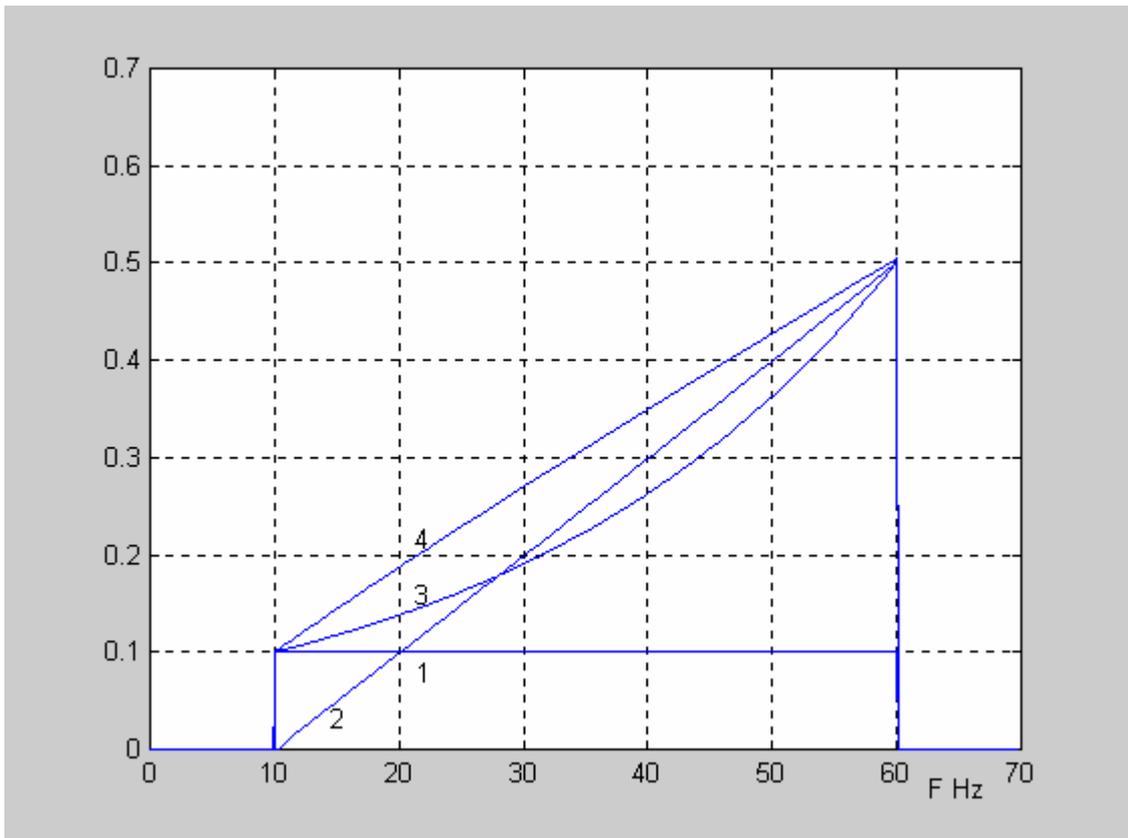


Рис.9-1 Модельные (теоретические - рассчитанные на основе формулы (9) и без конусования) спектры мощности четырех свипов: линейного – 1, степенного - 2, логарифмического (дБ/Гц) – 3 и свипа дБ/Окт – 4 в диапазоне частот 10 – 60Гц. Нелинейные свипы имеют одинаковую энергию на частоте 60Гц, 1й, 3й и 4й свипы – имеют также и одинаковую энергию на частоте 10Гц. 2й (степенной) свип имеет всегда нулевую энергию на начальной частоте.

На основании формулы (9) по частотной развертке можно вычислить спектр любого свипа и далее его анализировать. На рис. 9.1 показаны спектры свипов 1 - 4. Следует сказать, что спектр свипа (3) – дБ/окт будет выпуклым только при параметре  $O < 6$ , при  $O = 6$  – в виде наклонной прямой, а при  $O > 6$  – вогнутым, как спектр логарифмического свипа. Последний всегда имеет спектр в виде вогнутой кривой; степенной свип (2) имеет вогнутый спектр при  $G < 0.5$ .

Спектр логарифмического свипа выражается экспоненциальной зависимостью нарастания энергии спектральных составляющих по мере увеличения частоты – при положительном параметре  $C$  ( $C > 0$ ), что необходимо для компенсации частотно зависимого затухания спектральных составляющих сейсмического сигнала. Этот спектр есть функция параметров  $F1, F2, Vfo$  и  $C$ , причем время  $T$  равно площади спектра мощности неконусованного свипа.

Различные варианты зависимостей между парами параметров логарифмического свипа определенным образом влияют на соотношение спектров свипа, что видно на рис.9.2. Различные пары параметров взяты из набора  $F1, F2, Vfo, T$  и  $C$  - всего 10 комбинаций:

№ п.п.	Независимые параметры – установочные	Зависимые параметры: один из двух – установочный
1	$F1, F2, T$	$Vfo, C$
2	$F1, F2, C$	$Vfo, T$
3	$F1, T, C$	$F2, Vfo$
4	$F1, F2, Vfo$	$T, C$
5	$F1, Vfo, T$	$F2, C$
6	$F1, Vfo, C$	$F2, T$
7	$Vfo, T, C$	$F1, F2$
8	$F2, T, C$	$F1, Vfo$
9	$F2, Vfo, C$	$F1, T$
10	$F2, Vfo, T$	$F1, C$

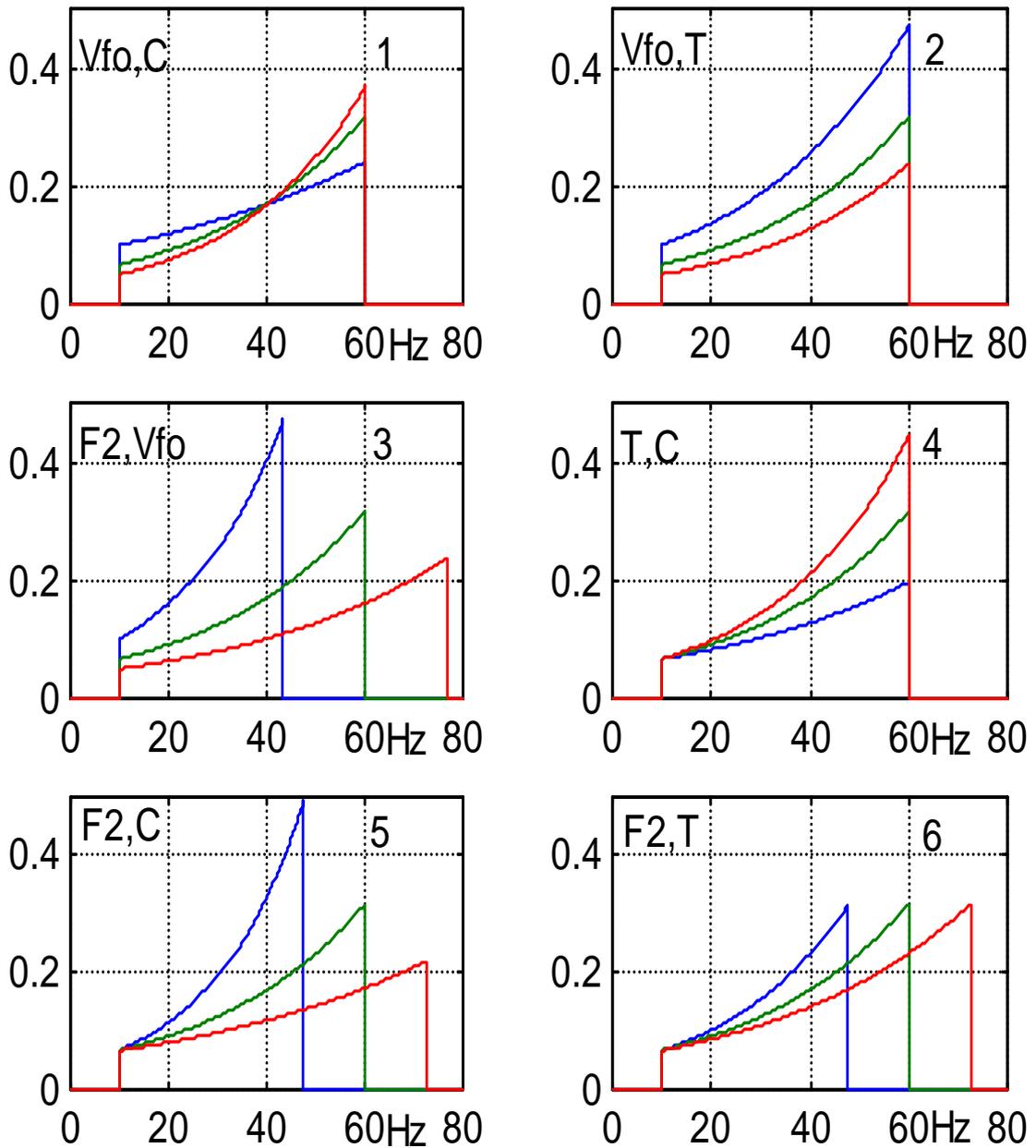


Рис.9-2(1-6) Теоретические спектры мощности логарифмических свипов с геофизическими параметрами  $F_1, F_2, T, C, V_{fo}$ , причем  $F_1$  – везде независимый параметр. На каждом рисунке 1..6 надписаны зависимые между собой параметры, тогда как остальные – независимые и их значения постоянны для всех трех спектров. Каждому из трех спектров на одном рисунке соответствует своя комбинация значений зависимых параметров, например на рис 4. это  $C$  и  $T$  (соответственно независимые –установочные параметры -  $F_1, F_2, V_{fo}$ ) и если из пары  $C, T$  менять независимо  $C$ , то время  $T$  (равное площади спектра) будет тем больше, чем больше  $C$ , т.е. чем круче спектральная кривая.

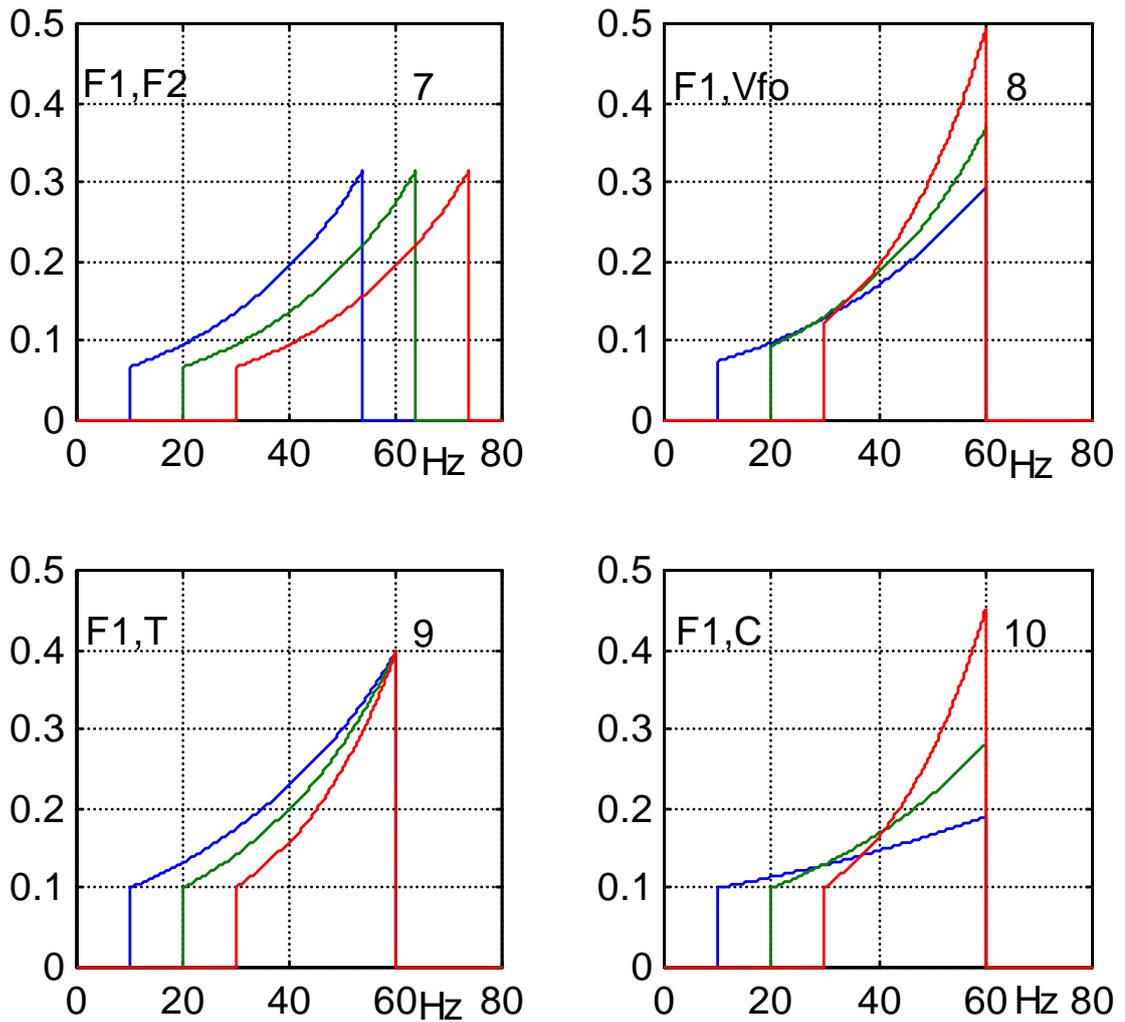


Рис.9-2(7-10) Теоретические спектры мощности логарифмических свипов с геофизическими параметрами  $F1, F2, T, C, Vfo$ , причем здесь  $F2$  – везде независимый параметр (сравни с рис.9-2(1-6)). На каждом рисунке 7..10 надписаны зависимые между собой параметры, тогда как остальные – независимые и их значения постоянны для всех трех спектров. Каждому из трех спектров на одной части рисунка соответствует своя комбинация значений зависимых параметров, например на рис .9 это  $F1$  и  $T$  (соответственно независимые – установочные параметры –  $C, F2, Vfo$ ) и видно, что при увеличении  $F1$  площадь спектра, равная времени  $T$  уменьшается.

Каждая из 10 частей рис.9-2 соответствует одной из 10 пар зависимых параметров для трех пар их разных значений. Если мы произвольно меняем один параметр из пары зависимых, то можно видеть, как меняется значение зависимого параметра. Таким образом можно видеть, что получается, когда параметры оптимальной методики определяются на основе независимого перебора установочных параметров.

Рассмотрим теперь спектр логарифмического свипа (4), приведенный на рис.9.3 (именно модельный неконусованный спектр). Он вполне определяется (задается) четырьмя параметрами: граничными частотами  $F1, F2$ , спектральными амплитудами на этих частотах -  $|S(F1)|^2$  и  $|S(F2)|^2$ , которые определяются параметрами  $V_{fo}$  и  $C$ , и формой спектра в пределах граничных частот. Другие параметры - например  $T, H$  - зависимые и если их брать как установочные, то нужно убрать какие - то параметры из набора  $F1, F2, V_{fo}$  и  $C$ . Подобный набор геофизических параметров можно рассматривать и для других НЧМ свипов, а от них перейти к установочным параметрам этих свипов.

Смысл параметров  $F1, F2, T$  и  $C$  (или  $H$ ) понятен без пояснений, а вот параметром  $V_{fo}$  иногда "жертвуют", как это сделано для свипа с формулой (5) - (дБ/Гц). Вместе с тем параметр  $V_{fo}$  (скорость частотной развертки на начальной - обычно нижней частоте) задает мощность спектра свипа на частоте  $F1$ , то есть  $V_{fo}$  напрямую связан с соотношением сигнал/помеха ( $C/P$ ) на низких (обычно) частотах. Когда мы, задав (фиксировав) граничные частоты и время, начинаем увеличивать степень компенсации затухания отраженного сигнала на высоких частотах, мы оказываемся уменьшаем  $V_{fo}$  (рис.9.2-1), то есть ухудшаем прослеживаемость на низких частотах! Разумеется, если значение  $C/P$  на низких частотах велико, то его небольшое уменьшение вреда не принесет, но если мало', то увеличение параметра  $C$  (или  $H$ ) приведет к сужению рабочей полосы частот и смещению ее в сторону повышения частоты, то есть к понижению октавности иначе - к понижению динамической разрешенности записи (об этом см. ниже). При выбранных величинах

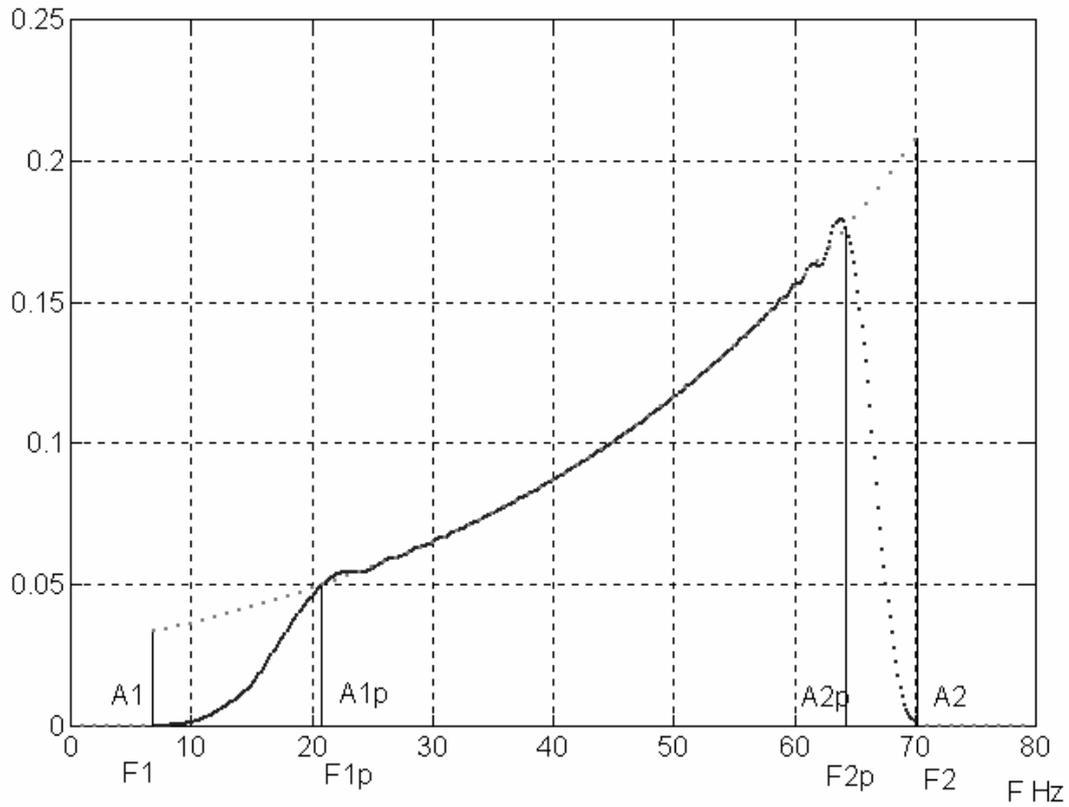


Рис.9-3 Спектры логарифмического свипа: 1) ... - модельный без конусования; 2) \_\_\_ спектр мощности опорного свип-сигнала (конусованого).  $A_1, A_{1p}, A_{2p}, A_2$  – спектральные амплитуды. Установочные параметры:  $F_1, F_2, V_{fo} = 1/A_1, C = \text{Lg}(A_2/A_1)$ , реальные -  $F_{1p}, F_{2p}, V_{for} = 1/A_{1p}, C_p = \text{Lg}(A_{2p}/A_{1p})$

параметров  $F_1$ ,  $V_{fo}$  и  $C$  возникает зависимость между  $F_2$  и  $T$  (рис.9.2-3): приходится выбирать, что важнее и что и насколько следует изменить.

Конечно соотношение сигнал/помеха на любой частоте можно увеличить за счет большего числа повторений (накоплений) или использования более мощных вибраторов, но это не всегда возможно или удобно. В этом случае фраза У. Притчета: "При нелинейных свипах нет необходимости увеличивать длительность воздействия" - слишком категорична (см.[6]).

Термин «геофизические параметры» видимо следует относить только к  $F_1, F_2, V_{fo}, T, C$  или  $H$ , то есть применять тогда, когда заданный спектр сравнивается со спектром логарифмического свипа (4). Часть из этих параметров, а также какие-то другие могут быть установочными параметрами. Вместе с тем нужно рассмотреть и **реальные значения параметров**  $F_1, F_2, V_{fo}, T, C$  или  $H$ , которые отличаются от установочных значений (или однозначно по ним определяются) вследствие конусования свипа при работе вибратора.

Спектры мощности свипов, получаемые с помощью соотношения (9) из частотной развертки, отличаются от реальных спектров корреляционных импульсов, поскольку на вибраторе свип «конусуется», то есть на интервалах времени  $t_1$  в начале и  $t_2$  в конце свипа амплитуды квазисинусоиды нарастают от 0 до 1 в начале, и убывают от 1 до 0 – в конце свипа. За счет этого установочные параметры  $F_1, F_2, V_{fo}, C$  и  $T$  заменяются реальными –  $F_{1p}, F_{2p}, V_{for}, C_p$  и  $T_p$ , причем  $F_{1p} > F_1$ ,  $F_{2p} < F_2$ ,  $C_p < C$ ,  $T_p < T$  и  $V_{for} > V_{fo}$  (как правило). Неравенство  $T_p < T$  верно только для значений времени, оцениваемых как площади соответствующих спектров – до и после конусования свипа: длительность отработки свипа при этом не меняется. Соотношение между установочными и реальными параметрами хорошо видно на рис.9.3.

Отметим, что хотя нелогарифмические нелинейные свипы (степенные и дБ/окт) формально не имеют таких параметров, как  $V_{for}$  и  $C_p$ , их все же можно оценить по спектрам этих конусованных свипов.

Геофизика - методиста, разумеется, всегда интересуют реальные значения параметров спектров свипов и здесь возможны сюрпризы. На рис.9.3 для

логарифмического свипа хорошо видно, что реальная начальная частота заметно больше установочной и это различие будет заметнее, если начальная скорость развертки будет больше (то есть начальная энергия спектра – будет меньше, так что отбираемая конусованием площадь спектра будет соответствовать большему интервалу частот). Соответственно разница между  $F_2$  и  $F_{2p}$  – меньше, чем между  $F_1$  и  $F_{1p}$ .

У степенного свипа (2) начальная энергия – нулевая (см. рис. 9.1), потому-то и различие в начальной установочной и реальной частотах – у него максимальное. Так степенной НЧМ – свип (2) при установочных параметрах  $F_1=10\text{Гц}$ ,  $F_2=60\text{Гц}$ ,  $T=8\text{с}$ ,  $G=0.3$  и длительностях конусования в начале и в конце  $t_1=t_2=0.5\text{с}$ , имеет  $F_{1p}=33\text{Гц!}$ ,  $F_{2p}=59\text{Гц}$ ,  $V_{\text{for}}=15\text{Гц/с}$ ,  $20\cdot C_p=15\text{дБ}$ . У аналогичного по установочным частотам и времени ЛЧМ – свипа  $F_{1p}=12.5\text{Гц!}$ ,  $F_{2p}=57.5\text{Гц}$ ,  $V_{\text{for}}=7.5\text{Гц/с}$ , ( $C_p=0$ ) то есть шире реальная полоса частот и вдвое больше энергия на низких частотах!

Разумеется геофизик, привыкший определять оптимальные параметры свипа перебором, выберет ЛЧМ – свип, поскольку при НЧМ – свипе он просто потеряет все низкие частоты (в случае степенного (2) - приблизительно до  $33\text{Гц!}$  – см. выше), дающие основной вклад в прослеживаемость отражений, по которой в поле обычно оценивается качество сейсмограмм.

Большая разница между установочным значением  $F_1$  и реальным значением начальной частоты  $F_{1p}$  заметно влияет также и на динамическую разрешенность сейсмической записи. При прочих равных условиях начальную реальную частоту нужно задавать по возможности ниже. Этим мы повышаем октавность сигнала, тем самым увеличивая динамическую разрешенность записи и улучшая прослеживаемость отражений.

Одна октава – это интервал спектра, где частота удваивается. Количество октав в спектре – октавность, которая вычисляется по формуле:

$$\text{Oct} = \text{Log}_2(F_{2p}/F_{1p}),$$

где  $\text{Log}_2$  – логарифм по основанию 2, а частоты  $F_{1p}$  и  $F_{2p}$  – реальные границы спектра свипа. Одна октава - это интервалы и  $20\text{-}40\text{Гц}$ , и  $30\text{-}60\text{Гц}$ , и  $40\text{-}80\text{Гц!}$

Но интересно, что хотя средняя частота ЛЧМ свипов, соответствующих этим интервалам, разная, но отношение амплитуды главного максимума автокорреляционного (ФАК) импульса к амплитуде ближайшего побочного максимума – одно и то же (см. рис.9-4а).

Вместе с тем чем больше октав в спектре полезного сигнала, тем больше амплитуда главного максимума корреляционного импульса по сравнению с ближайшими побочными (см. рис.9-4б). Чем октавность больше, тем больше динамическая разрешенность вибросейсмической записи.

Важно то, что для увеличения октавности вдвое для ЛЧМ свипа 20-40Гц достаточно увеличить полосу частот на 10Гц снизу (10-40Гц - две октавы), тогда как сверху для такого же эффекта нужно добавить 40Гц (20-80Гц - две октавы). При этом средняя частота в первом случае уменьшилась только на 5Гц, тогда как во втором – увеличилась на 20Гц.

Здесь говорилось об октавности автокорреляционных импульсов ЛЧМ свипа, но все сказанное применимо и для НЧМ сигналов. Дело в том, что НЧМ свип подбирается так, чтобы корреляционные импульсы на временном разрезе имели бы выровненный спектр, близкий к прямоугольному, то есть к спектру ЛЧМ свипа.

Небольшое уменьшение начальной частоты дает ощутимое увеличение октавности, причем речь идет именно о реальной начальной частоте -  $F_{1p}$ . Уменьшение  $F_{1p}$  возможно и за счет уменьшения конуса, однако по техническим условиям конус не должен быть менее 0.3с, поскольку до 0.3с вибратор работает нестабильно. Для уменьшения корреляционных шумов конус берут обычно 0.5с, но интервал времени 0.3-0.5с можно учитывать при планировании, поскольку какой-то вклад в низкие частоты им все же вносится, правда с пониженной амплитудой.

Рассмотрим еще реальный пример планирования параметров НЧМ свипа «децибелл на октаву» (3), используемого в Западной Сибири

В геологическом задании была поставлена задача прослеживания горизонтов в меловых и юрских отложениях. Для этого был выбран свип

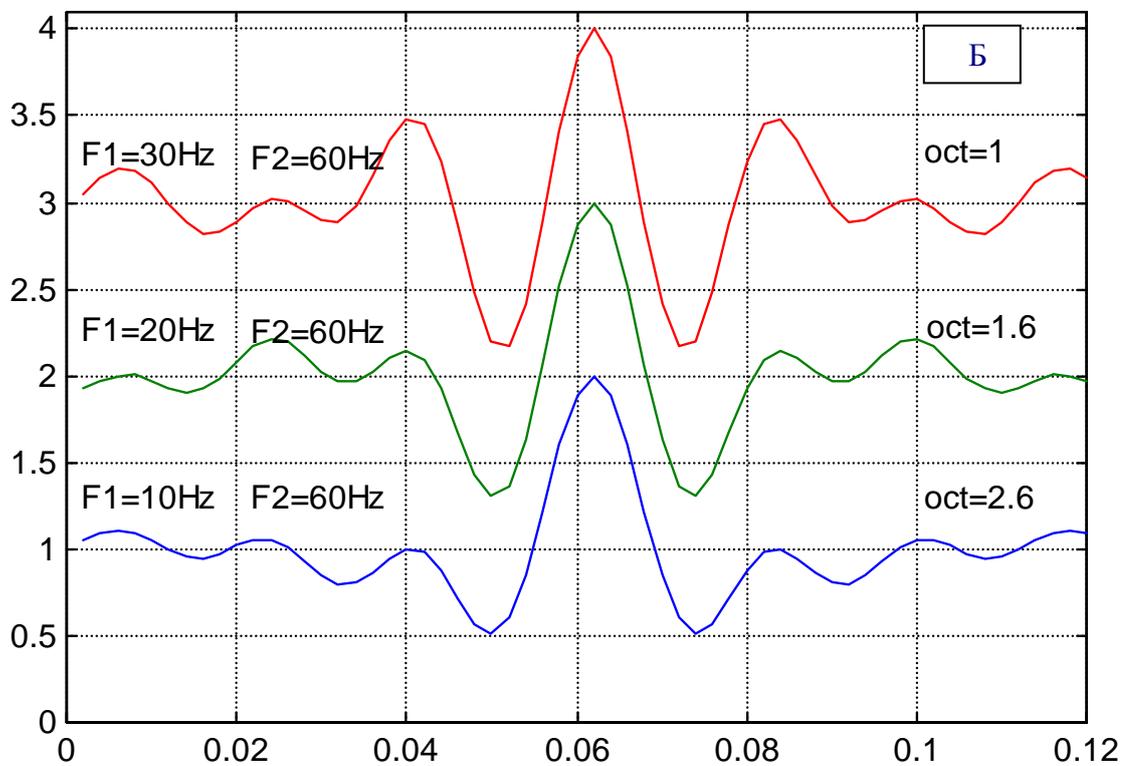
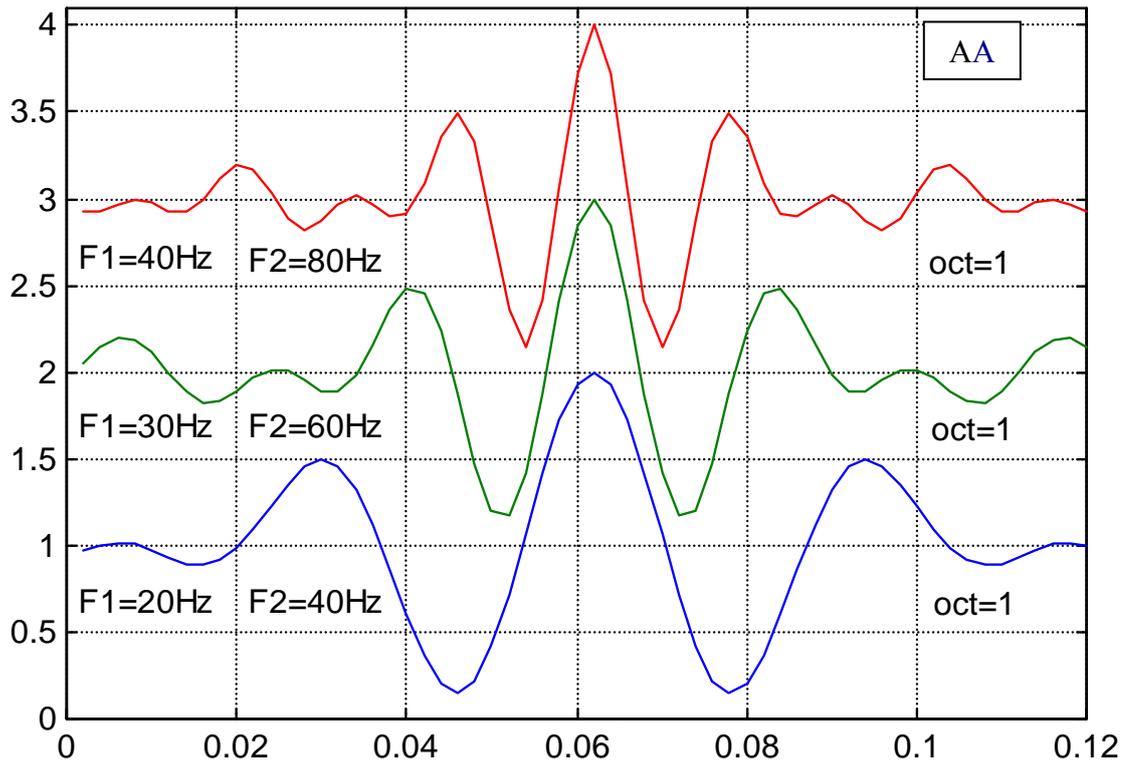


Рис.9-4. Функции автокорреляции свипов с разными частотными диапазонами.

15-90Гц/10с,  $O = 10\text{дБ/окт}$ . Сейсмограммы получаются вполне качественные, с относительно слабыми низкочастотными волнами-помехами и даже на средних каналах центральной расстановки на фоне помех прослеживаются некоторые целевые горизонты. Вместе с тем. баженовский «репер» пропускает в основном низкие частоты сейсмического сигнала, которые и дают основной вклад в прослеживание юрских и палеозойских горизонтов.

Анализ модельного спектра этого свипа показывает, что реальная начальная частота – 29 Гц. Таким образом в спектре свипа нет большой доли низких частот, которые могли бы улучшить освещение добаженовских отложений. Чтобы это сделать, нужно подбавить энергию свипа в интервал частот ниже 30Гц. Это позволяет свип с установочными параметрами 10 90Гц/14с и  $O=5\text{дБ/окт}$ , который имеет реальную начальную частоту – 15Гц, тем самым рабочий частотный диапазон увеличился почти на целую октаву! (см. [4]). Отметим, что энергия второго свипа на верхних частотах не меньше той, что у исходного!.

-----

При наличии специального матобеспечения в принципе можно работать с любым из выше упомянутых НЧМ – свипов с формулами 2 - 8 или какими – то другими, но на блоках управления могут быть реализованы не все возможные значения установочных параметров. Например если мы захотим на степенном свипе (2) при установочных параметрах  $F_2=60\text{Гц}$ ,  $T=8\text{с}$ ,  $G=0.3$  и конусах  $t_1=t_2=0.5\text{с}$  получить реальную начальную частоту  $F_{1p}= 10..15\text{Гц}$ , мы должны выставить отрицательную величину  $F_1= -13..-8\text{Гц}$ , что не предусмотрено (и на первый взгляд просто абсурдно).

У логарифмического свипа, (реализованного на некоторых Гомельских вибраторах), имеющего частотную развертку в виде:

$$F(t)=F_1+ \text{Ln}(1+16 \cdot t/N) \cdot 64/D, \quad (10)$$

где параметры заданы набором значений:  $N = 1, 4, 8, 12, 16, 20...60$ ,  $D = 0, 1, 2...15$ , некоторым наборам параметров соответствуют явно не реальные (с

методической точки зрения) параметры  $F2p$ ,  $Vfor$  и  $Cr$ . В таком случае возникает вопрос: что выбрать и каким свипом лучше пользоваться?

По нашему мнению наибольшего внимания заслуживает логарифмический свип вида  $F(t) = \Phi(F1, F2, T, H, t)$ , где зависимый параметр –  $Vfo$  (реализован на микроконтроллерах фирмы Пелтон под названием дБ/Гц), или идентичные ему свипы:

$$F(t) = \Phi(F1, F2, Vfo, H, t), \text{ где зависимый параметр – } T,$$

$$F(t) = \Phi(F1, T, Vfo, H, t), \text{ где зависимый параметр – } F2.$$

Во все приведенные формулы следовало бы добавить параметры  $t1$  и  $t2$ , обозначающие интервалы «конусования» и далее анализировать реальные спектры мощности свипов по их реальным геофизическим параметрам. Кстати, на блоках управления VE-416 (Sercel) логарифмический свип реализован в виде всех трех этих вариантов.

Близок к логарифмическому по форме спектра степенной свип (3) – Дб/окт (см. рис.9.1 кривая № 4). Если логарифмический свип соответствует частотной зависимости затухания спектральных амплитуд в среде в виде экспоненты, то степенной – в виде параболы, что на практике может не иметь особого значения.

Спрашивается, почему разработчики аппаратуры оснащают свои БУСВ свипами вида (2) или (10)? Ответ: нет взаимодействия между разработчиками аппаратуры и геофизиками – методистами на стадии разработки БУСВ. Поэтому геофизики работают с тем, что им удастся приобрести, и ограничивать свои методические возможности (работать с ЛЧМ – свипом) или пересчитывать геофизические параметры в установочные и обратно с помощью специального матобеспечения для персонального компьютера (см.[2]).

### **9.3 Выбор оптимальных параметров свипа**

Общий подход к выбору оптимальных параметров нелинейных свипов (см.[3]) заключается в выборе четырех независимых и контроле зависимых параметров из набора  $F1p$ ,  $F2p$ ,  $Vfor$ ,  $Cr$  ( $Hp$ ) и  $Tr$ , от них – переходу к

значениям  $F1$ ,  $F2$ ,  $Vfo$ ,  $C$ ,  $T$ ,  $t1$ ,  $t2$  и далее к установочным параметрам конкретного свипа, который реализован на используемых вибраторах. Вычисления зависимых и всех реальных параметров ведутся с помощью специального набора программ (например РАПАНС - [2], который может быть установлен на любом персональном компьютере).

Критерий оценки качества сейсмического материала, получаемого с тем или иным набором параметров НЧМ – свипа, зависит от постановки задачи. Для высокоразрешающей вибросейсморазведки ее можно сформулировать так:

*получить сейсмограммы в возможно более широком частотном диапазоне с максимальной октавностью и с наперед заданной частотной зависимостью соотношения сигнал/помеха, в заданных сейсмогеологических условиях при имеющихся технических средствах и экономических возможностях.*

В большинстве случаев можно требовать выравнивания спектра отраженного сейсмического сигнала по соотношению сигнал/помеха во всей исходной полосе частот до заданного предела по времени (времени «слушания») при условии, что величина С/П на низких частотах на максимальной глубине исследований должна быть не ниже заданной.

Выбор оптимального набора из четырех независимых параметров лучше производить в определенной последовательности действий, обусловленных целесообразностью использования получаемых сейсмических данных. Для поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений предлагается следующая схема действий.

Спектр мощности логарифмического свипа (рассматриваемого как наиболее общий) в полу-логарифмическом масштабе представляет собой прямую линию с тангенсом угла наклона  $H \cdot (\ln(10)/20)$ :

$$\ln(|S(F)|^2) = H \cdot (\ln(10)/20) \cdot (F - F1) - \ln(Vfo) \quad (13)$$

Здесь используется частотная развертка логарифмического свипа в виде

$$F(t) = \Phi(F1, F2, Vfo, H, t), \text{ где } C = \lg(|S(F2)|^2 / |S(F1)|^2) \text{ и } H = 20 \cdot C / (F2 - F1).$$

Параметр  $H$  для дальнейшего удобнее, чем  $C$ , поскольку задает нарастание

спектральных амплитуд (крутизну спектра) в децибеллах на герц – дБ/Гц. Логарифмическая крутизна  $N$  может выбираться независимо от параметров  $V_{fo}, T, F_1$  и  $F_2$ , поскольку во многих случаях спадание амплитуд сейсмической записи происходит плавно по экспоненте. Если же затухание даже приближенно не экспоненциальное (и не параболическое), а, например, ступенчатое, то в таких условиях функциональные свипы не могут быть оптимальными без всяких дополнительных условий. Здесь нужны кусочно – функциональные свипы, но это отдельная задача и здесь ее решение не рассматривается.

Задав  $N$  после фиксации  $V_{for}, F_{1p}, T, t_1$  и  $t_2$ , можно определить значения величин  $F_{2p}, F_1$  и  $F_2$ . Далее в диапазоне  $F_1 \dots F_2$ , где  $F_1$  – минимально низкая частота, а  $F_2$  – желаемая верхняя частота, используя ЛЧМ-свип сигнал со стандартными интервалами конусования в его начале и в конце, при нескольких различных значениях длительности свипа  $T$  возбуждаются сейсмические колебания, которые регистрируются на рабочей кривой. Различные величины  $T$  выбираются так, чтобы скорость частотной развертки ЛЧМ – свипа  $F'(t) = (F_2 - F_1)/T$  менялась бы вблизи средних ее значений, полученных в данных сейсмогеологических условиях во время предшествующих работ, и захватывала бы интервал значений, при которых качество прослеживаемости целевых отражений соответствует заданному значению сигнал/помеха.

Полученные виброграммы коррелируются с опорным свип-сигналом и коррелограммы анализируются на предмет оценки соотношения С/П для целевых отражений на низких частотах. При этом нам нужно оценить величину соотношения сигнал/помеха.

Одним из способов оценки С/П является анализ прослеживаемости отражений, описанный в [5] и пригодный с некоторыми ограничениями для работы в полевых условиях. К нему следует добавить полосовую фильтрацию, чтобы можно было оценивать С/П в заданных частотных диапазонах. Другие способы связаны с расчетами спектров мощности сигнала и некоррелированной помехи и не всегда удобны в поле. Следует отметить, что этот способ пригоден

при неплохой прослеживаемости целевых отражений; в противном случае придется прибегать к обработке сейсмограмм на ПВК (полевом вычислительном комплексе), используя какое – либо матобеспечение для обработки материалов МОГТ.

Для дальнейшего фиксируется скорость частотной развертки ЛЧМ – свипа, при которой на низких частотах достигается нужное значению С/П, и величина  $V_{for}$  будущего нелинейного свипа – принимается равной этому значению. Далее также на основании анализа коррелограмм выбирается величина реальной начальной частоты спектра свипа –  $F_{1p} = F(t_1)$ .

Способ выбора реальной начальной частоты сейсмической записи  $F(t_1)$  ( $F_{1p}$ ) не отличается от общепринятого (компромисс между необходимостью избавиться от помех и увеличить октавность записи – с одной стороны, и возможностями техники – с другой). Однако нужно учитывать, что для ЛЧМ-свипа  $F(t_1) = F_1 + t_1 * (F_2 - F_1) / T$ , и оценка величины  $F(t_1)$  НЧМ – свипа по ЛЧМ – коррелограммам не должна быть меньше этих величин.

По ЛЧМ коррелограммам оцениваются также амплитудно – частотные искажения сигнала в среде для отражений от заданных интервалов геологического разреза. Поскольку у ЛЧМ-свипа спектр прямоугольный, то спектр анализируемого участка коррелограммы приближенно соответствует АЧХ среды и по логарифму АЧХ можно оценить затухание амплитуд гармоник спектра записи с увеличением частоты. Аппроксимируя график логарифма АЧХ коррелограммы прямой линией, можно обратную величину этого наклона использовать в качестве оценки первого приближения для величины  $N$  логарифмического свипа .

Для дальнейших опытов выбирается  $T$  – постоянная длительность НЧМ-свипа. Значение  $T$  на время опытов должно быть по возможности большим, поскольку от него зависит конечная частота  $F_2$ , которая может оказаться меньше заданной величины при переборе значений  $N$ . Очевидно, что  $T$  для НЧМ – свипа больше  $T$  для ЛЧМ – свипа при одинаковых значениях  $F(t_1)$ ,  $F'(t_1)$  и  $F_2$ .

По величинам  $t_1$ ,  $t_2$  (пока стандартным),  $F'(t_1)$  (равной значению  $V_{fop}$ ),  $F(t_1)$ ,  $T$  и  $H$  из (5) и (9) определяются  $V_{fo}$ ,  $F_1$ ,  $F_2$ ,  $C$  и тем самым мы полностью определим свип (5) и его спектр. Если затем менять величину  $H$ , то при постоянном значении  $T$  величина  $F_2$  будет меняться.

С фиксированными  $F_1$ ,  $F'(t_1) = V_{fop}$ ,  $T$ ,  $t_1$ ,  $t_2$  и меняя величину  $H$  около ее первого приближения проводят серию сейсмических наблюдений с НЧМ – свипом, получают и анализируют коррелограммы. Для этого оценивают  $C/P$  уже на высоких частотах, например с помощью коэффициента прослеживаемости (из [5]) для заданных отражений. Величина  $F_2$  при этом будет разной в разных опытах, но сравнение результатов целесообразно производить на одной частоте, для чего удобно взять минимальную величину среди всех значений  $F_2$ . В результате выбирается такая величина  $H$ , при которой отношение  $C/P$  на верхних частотах было бы равно априорно заданному значению. В предположении экспоненциального частотно зависимого затухания спектральных составляющих сейсмического сигнала для получения логарифмической крутизны спектра мощности ЛОГ-свипа достаточно двух точек – на низких и высоких частотах, чтобы соотношение  $C/P$  было равным заданному уровню во всем выбранном частотном диапазоне.

При выбранных таким образом величинах  $F(t_1)$ ,  $F'(t_1)$  ( $V_{fop}$ ),  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $H$  и вычисленных величинах  $F_1$  и  $V_{fo}$  далее можно уточнить значения однозначно зависимых между собой  $F_2$  и  $T$ , выбирая их исходя, с одной стороны – из технических и экономических возможностей, а с другой – из желания получить сейсмический материал с максимальной разрешенностью отражений в заданной полосе частот на заданных временах. Наконец имея  $F(t_1)$ ,  $F'(t_1) = V_{fop}$ ,  $t_2$ ,  $H$ ,  $F_2$ , уточняем величину  $t_1$ , вычисляем  $F_1$  и окончательно определяем  $V_{fo}$  и  $T$ .

Если АЧХ среды не является монотонной приближенно экспоненциальной функцией, то при использовании функциональных НЧМ – свипов можно добиться, чтобы  $C/P$  в выбранном частотном диапазоне было бы НЕ МЕНЬШЕ заданного значения, но это уже паллиативное решение.

#### 9.4 Адаптация к условиям возбуждения

Условия возбуждения могут заметно меняться в пределах площади вибросейсмических работ. В таком случае выбор оптимальных параметров методики вибросейсморазведки должен включать и их адаптацию к меняющимся сейсмогеологическим условиям. Оптимальной видимо является следующая схема адаптации к условиям возбуждения. Перед производственной отработкой профиля (площади), когда основные параметры оптимального свипа определены (частотный диапазон, пределы изменения длительности, пределы изменения формы спектра), на нескольких ПВ, располагавшихся равномерно, а также в «особых» точках, т.е. там, где меняется рельеф местности и геология ЗМС, определяются спектры оптимальных свипов. Эти спектры отбраковываются и сглаживаются по профилю (площади) и уже в таком виде используются для производственной отработки.

Другой способ адаптации, а именно адаптация параметров свипа к условиям возбуждения на каждом ПВ, описан в [1], где специальное устройство (ВИБКОР) рассчитывает кусочно – линейный свип, соответствующий спектру обратного фильтра для предварительно посланного ЛЧМ свипа.

Параметры оптимального свипа очевидно должны быть согласованы с характеристиками системы регистрации, в частности, с частотными диапазонами подавления помех группами сейсмоприемников и вибраторов, что может быть сделано на основе пакета ВЫБОР.

Выбор параметров вибросейсмического источника согласуется также и с особенностями обработки данных. В частности расширение спектра записи за пределы полосы возбуждаемых частот (применение программы типа ФИЛМЕМ) тем лучше работает, чем больше соотношение С/П на исходном интервале спектра, откуда производится экстраполяция. Если при полевых работах ограничить диапазон возбуждаемых вибратором частот, чтобы в нем получить нужную величину С/П, то дальнейшее увеличение временной и динамической разрешенности можно получить за счет экстраполяции спектра. Достигаемая при этом разрешенность сейсмических разрезов может быть

получена и с помощью усиления полевой методики, но экономические затраты при этом будут намного выше, чем в первом случае.

Современные системы регистрации сейсмических данных позволяют применить специальный аппаратный фильтр для компенсации потерь энергии на высоких частотах (SSF - Special Shaping Filter). Фактически он представляет собой линейно-возрастающую с некоторой частоты функцию. Естественно, такой фильтр можно применить к данным в процессе компьютерной обработки и добиться наилучших его параметров, например, рассчитывая на ПВК (полевом вычислительном комплексе) оценки разрешенности и соотношения сигнал/помеха на записи до и после применения фильтра.

Схема программно-вычислительного комплекса для контроля качества и методической поддержки вибросейсмических работ приведена на рис 9.5.

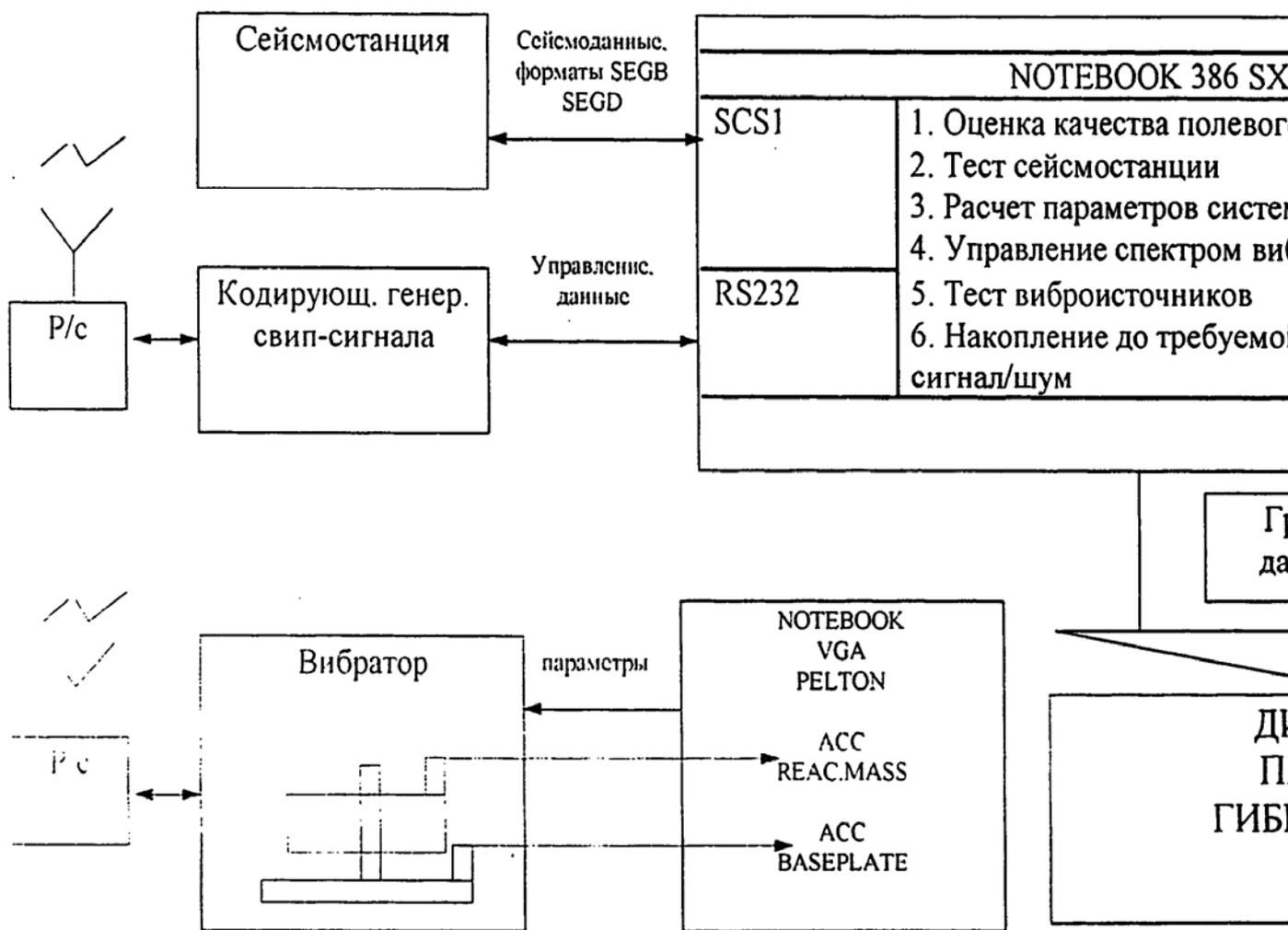


Рис.9.5. Программно-вычислительный комплекс для контроля качества и методической поддержки полевых работ по технологии высокоразрешающей виброразведки.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Жуков А.П., Шнеерсон М.Б. Адаптивные и нелинейные методы вибрационной сейсморазведки. М., Недра, 2000г.
2. Колесов С.В., Потапов О.А. Комплекс программ для расчета реальных параметров нелинейных свипов. ЕАГО, Геофизический вестник №2, 2001г., с.18 - 21
3. Колесов С.В., Захарова Г.А., Иноземцев А.Н., Потапов О.А. Использование нелинейных свипов при высокоразрешающей Вибросейсморазведке. Геофизика, 2002г. №1
4. Колесов С.В., Потапов О.А. Особенности выбора начальной частоты нелинейного свипа. // «Разведка и охрана недр», № 3-4, март-апрель 2002г., стр. 20-23
5. Крылов И.Б., Больших Т.А. Определение оптимального числа воздействий при работе с поверхностными источниками возбуждения в МОГТ. //Разведочная геофизика вып 102, М., Недра, 1986
6. Притчет У. Получение надежных данных сейсморазведки. Москва "Мир", 1999
7. Чичинин И.С., Евчатов Г.П. Об одном способе расчета режима работы вибросейсмического источника для возбуждения сейсмических волн с произвольным наперед заданным спектром. //Геология и геофизика. 1969. No 4. с. 74-83.

## 10. КОНТРОЛЬ И ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ПРОВЕДЕНИЯ ПОЛЕВЫХ РАБОТ ПО ТЕХНОЛОГИИ ВЫСОКОРАЗРЕШАЮЩЕЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ.

В настоящее время в связи с развитием технологии высокоразрешающей сейсморазведки (ВРС) и получением сейсмограмм с широкой рабочей полосой частот уже недостаточно ограничиваться усредненными характеристиками качества сейсмического материала во всем частотном диапазоне. Появляется необходимость анализа разрешенности, прослеживаемости и соотношения сигнал/помеха ( $S/N$ ) для целевых отражений на различных частотах. Величины  $S/N$  по отношению к нерегулярным шумам в зависимости от частоты можно записать как:

$S/N(f) = SP_s(f)/SP_n(f) = [SP(f) - SP_n(f)]/SP_n(f)$ , где  $SP_s(f)$  - спектр мощности «сигнала»,  $SP_n(f)$  - спектр мощности нерегулярных шумов,  $SP(f)$  - спектр мощности участка сейсмограммы (сигнальная часть и шумы:  $SP(f) = [SP(f) - SP_n(f)]$ ).  $SP(f)$  и  $SP_n(f)$  вычисляются по одному и тому же окну сейсмограммы с записью шумов и сейсмограммы ОТВ, полученных на одном и том же ПВ. Однако эта оценка зависит от выбора окна и, кроме того, учитывает только нерегулярные шумы. Поэтому лучше, видимо, анализировать всю сейсмограмму, определяя  $K_{пр}$  - коэффициент прослеживаемости, равный отношению числа каналов (трасс) сейсмограммы, на которых выделяется сигнал (целевое отражение), к общему числу каналов сейсмограммы.

Принимая ожидаемую прослеживаемость целевого отражения на суммарном разрезе за 1, получим минимальную величину  $K_{пр}$ :

$$K_{пр} \sim 1/(\sqrt{N} \cdot 0,65),$$

где  $N$  - кратность ОГТ, а 0,65 - коэффициент, соответствующий достаточно обычным схемам группирования вибраторов и геофонов. Можно полагать, что эта оценка  $K_{пр}$  отвечает величине  $S/N$ , равной 1...1,5 на суммарном разрезе. Увеличение  $K_{пр}$  будет соответствовать росту  $S/N$ .

Зависимость  $S/N$  от частоты можно получить, определяя величины  $K_{пр}$  на сейсмограммах после полосовых фильтраций, при которых меняется только левая граница частотного интервала пропускания, а справа - полоса открыта. Учитывая, что в большинстве случаев спектр вибросейсмического сигнала убывает с ростом частоты (начиная обычно с 30-40 Гц), частота левого среза полосы пропускания близка к видимой частоте, на которой и «происходит» прослеживание годографа на сейсмограмме.

Набор полосовых фильтраций и коэффициенты прослеживаемости позволяют оценить ширину рабочей полосы частот и зависимость  $S/N(f)$ . По ширине и положению рабочей полосы частот можно получить общую оценку разрешенности по Вайдессу, а по результатам полосовых фильтраций - зависимость разрешенности от частоты - для исходных сейсмограмм.

Предельная разрешенность  $T_R$  по Вайдессу определяется как отношение

$$T_R = \frac{1}{Pa} = b \cdot \frac{C_n}{2}; \quad \frac{C_n}{2} = \frac{1}{2} \left( \frac{2^n + 1}{2^n - 1} \right); \quad \frac{1}{2} < \frac{C_n}{2} < \infty, \text{ при } n > 0,$$

где  $P_a$  - разрешающая способность;  $b$  - фактор времени сигнала (ширина главного максимума сигнала);  $\frac{C_n}{2}$  - фактор формы сигнала;  $n$  - число октав;

$2^n = \frac{f_0}{f_n}$ , где  $f_0$  - максимальная частота спектра,  $f_n$  - минимальная частота спектра.

## 11. ПРИМЕР ОПИСАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПЫТНЫХ РАБОТ.

Проектом предусматривалось проведение опытных работ в объеме 2 приборо-смены или 20 физ. наблюдений по выбору оптимальных условий возбуждения упругих волн.

По инициативе супервайзера Комитета по нефти и газу Администрации ХМАО Очеретина В.И. программа опытных работ была расширена и включала в себя:

1. опробование линейных свипов на ПВ 133.00 ПР 15;
2. отработку участка профиля с регистрацией виброграмм;
3. отработку того же участка с регистрацией коррелограмм.

Опытные работы были проведены на участке профиля 15 со сложным полевым материалом в объеме 74 ф.н.

11.1 В процессе опытных работ проводилась регистрация упругих колебаний с использованием стандартного логарифмического свипа длительностью 10 с. (4 вибратора; 4 накопления; Лог 15090), а также регистрация линейных свипов (15-90 Гц; 10-70 Гц; 10-60 Гц; 10-50 Гц) с различной длительностью (10с; 8с; 6с; 16с). Проводилась также регистрация колебаний линейных свипов с использованием различного количества вибраторов (4,2,1) с различным количеством накоплений (4,8).

Для сравнительной оценки полученных результатов в ЦАГТИ были построены графики амплитудных спектров по сигналам производственных и опытных наблюдений. Выведены одиночные сейсмограммы.

По графикам амплитудных спектров видно, что реальный частотный диапазон возбуждаемых сигналов при логарифмическом свипе находится в диапазоне 10-90 Гц, который сужается до 10-75 Гц при линейном свипе (15-90 Гц/10с) и до 10-60 Гц при lin - свипе 10-60 Гц/6с, причем уменьшается и несущая частота.

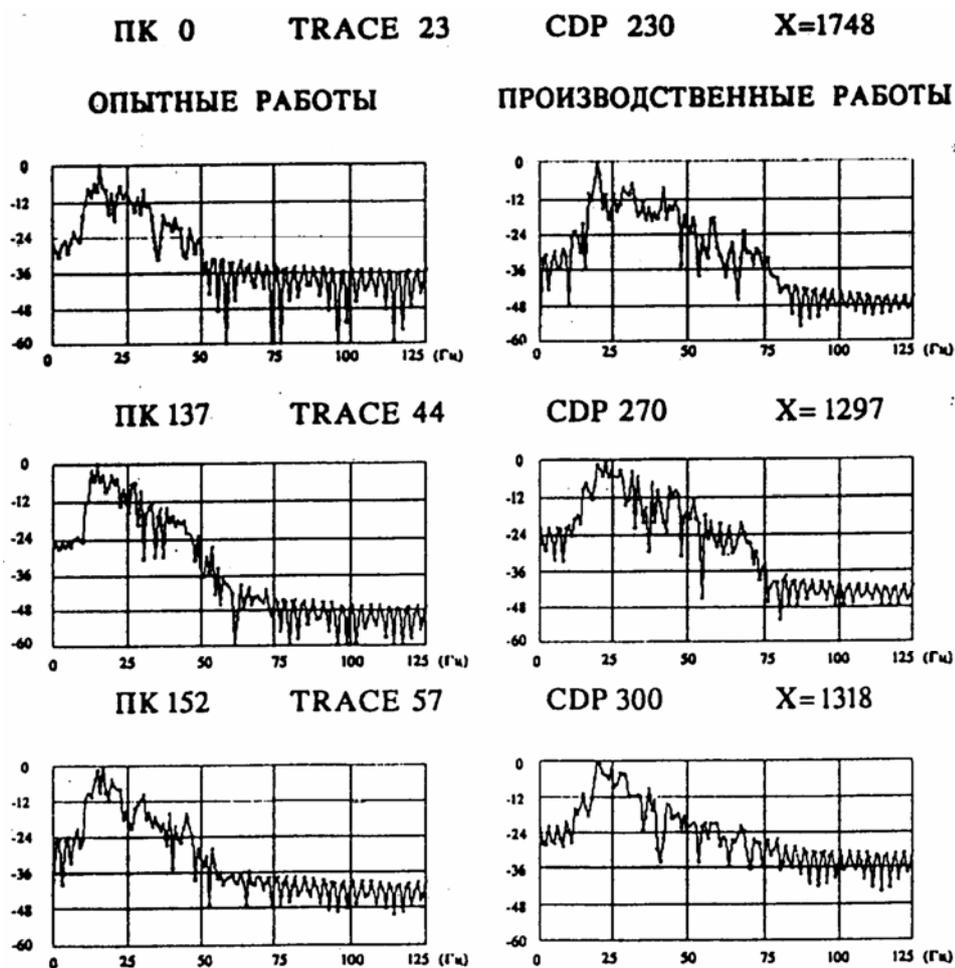


Рис.11.1. Амплитудные спектры. Северо-Рогожниковская площадь  
ВСП 18/97-98.

Использование одного вибратора также дает сужение спектра частот, и спектр не расширяется при увеличении числа накоплений.

11.2 Предполагалась отработка участка ПР 15 с получением 12-ти секундных виброграмм с применением 8-ми секундного свипа, что не было сделано по причине сложности перенастройки магнитофона.

11.3 На третьем этапе опытных работ проводилась регистрация упругих колебаний на участке ПР 15 (ПВ 133.00-187.00) с использованием линейного свипа 10-60, длительностью 8с.

Для сравнения результатов работы с использованием log и lin свипов были получены спектры (рис.11.1), предварительные и отредактированные

разрезы (рис.11.2-11.3). На рисунках видно, что применение линейных свипов приводит к уменьшению несущих частот и уменьшению разрешенности записи.

### **Выводы:**

1. При сравнении разрезов отмечается, что на опытных наблюдениях с применением линейного свипа уменьшается разрешенность записи, что не позволяет решать поставленную проектом задачу.

2. Регистрация коррелограмм предполагает обработку сейсмической записи до свертки со свипом, в частности - нормализацию. Вмешательство на этом этапе искажает реальное соотношение амплитуд. Этот процесс необратимый. Считаем нецелесообразной обработку информации до свертки сигнала.

В технологическом плане, чтобы не потерять информацию, придется производить запись в течение 15 с, т.е. виброграмма плюс свип. В этом случае теряется полевой контроль над качеством материала до передачи его на обрабатывающий центр или же придется производить запись возбуждения в 2-х видах: виброграмма и коррелограмма.

Любые вмешательства, как-то полевая фильтрация на записи или регулировка амплитуд на стадии полевых работ, категорически недопустима.

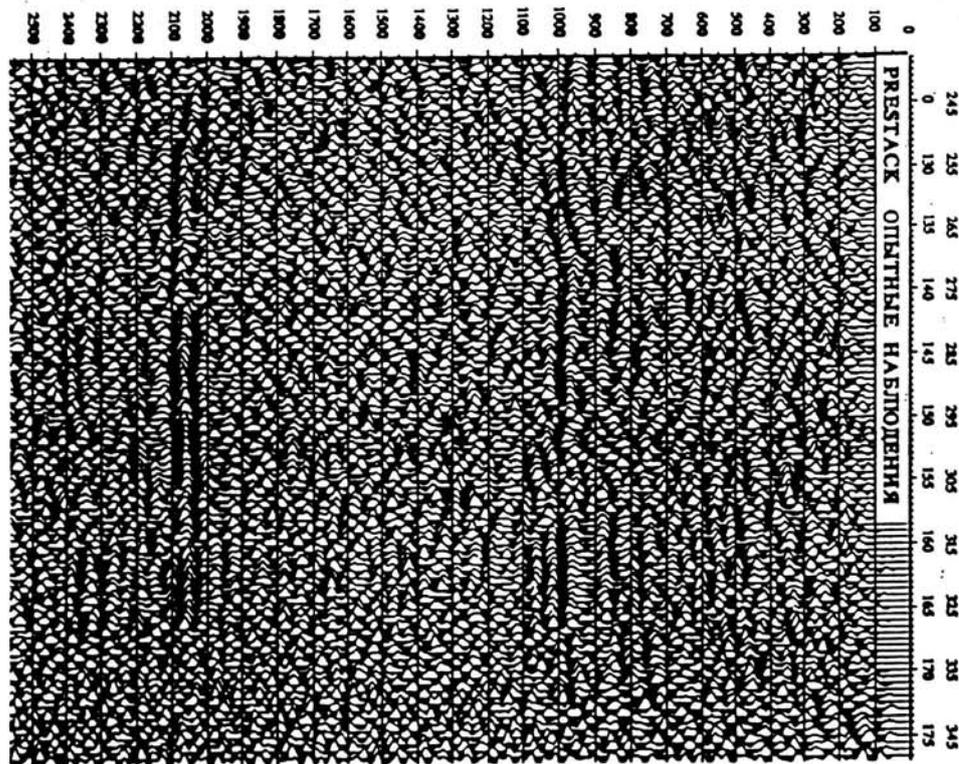
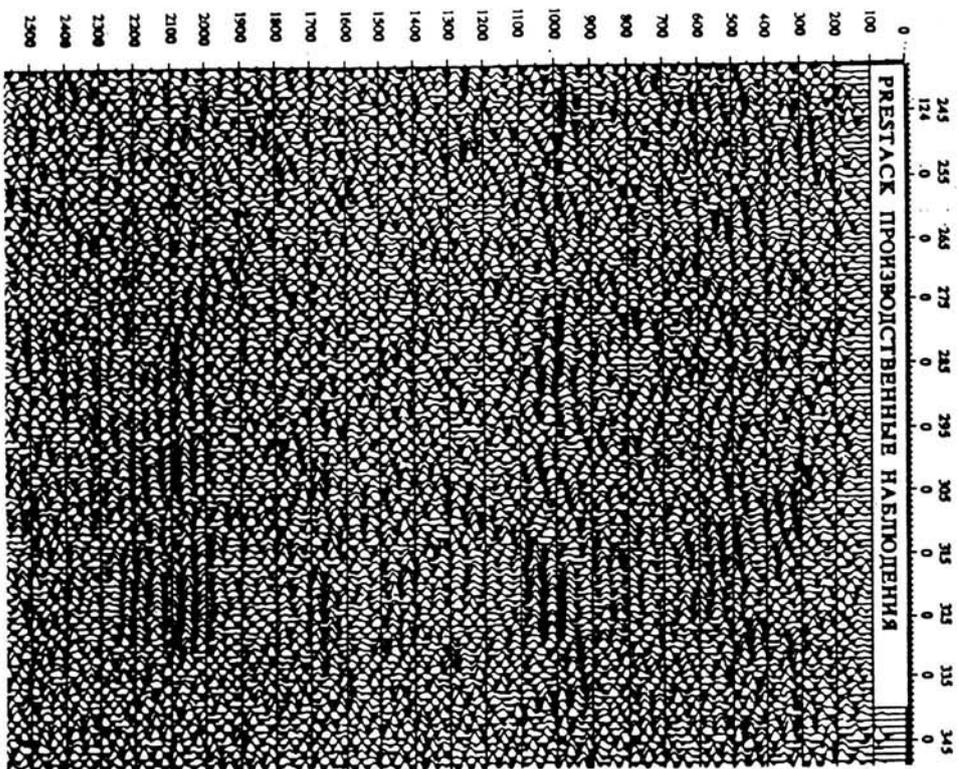


Рис. 11.2. ПРЕСТАК ПР15 (фильтрация 8, 12, 32, 48) Северо-Рогожниковская площадь всп 18/97-98

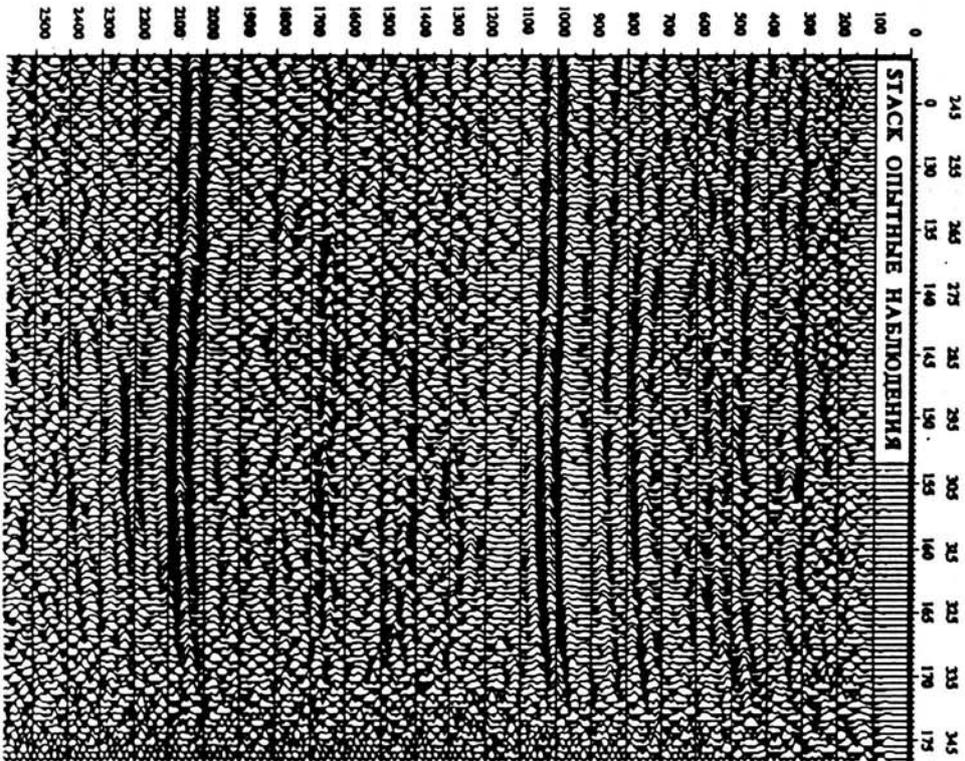
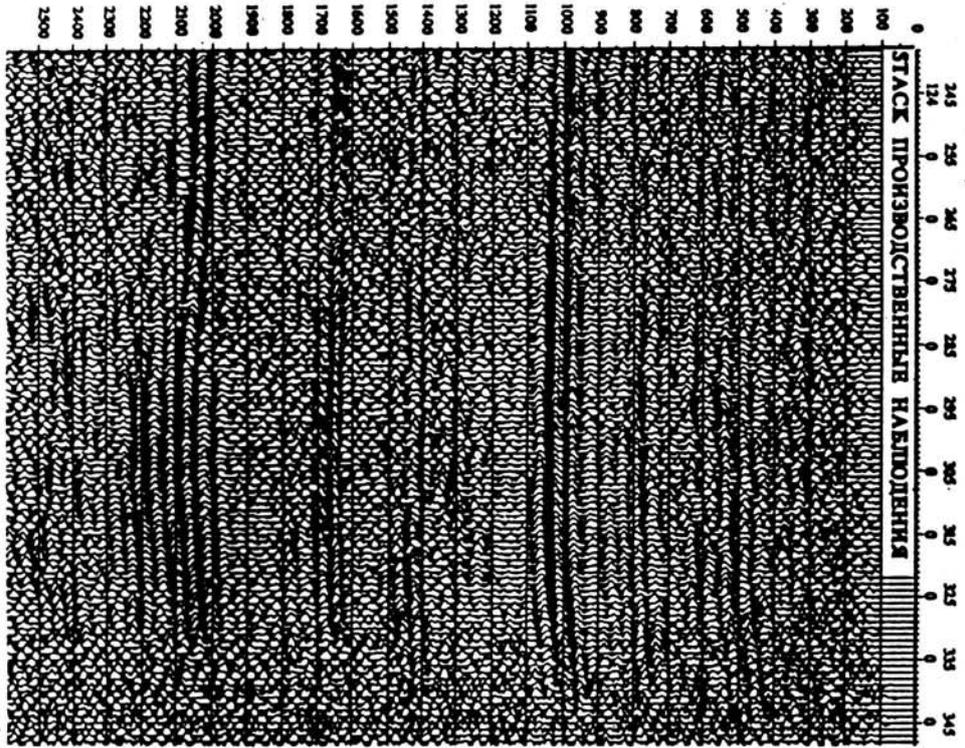


Рис.11.3. СТАСК ПР 15 (фильтрация 8, 12, 70, 90). Северо-Рогожниковская площадь.

## **12. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ВРЕМЕННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ к содержанию и оформлению Акта окончательной приемки полевых сейсмических материалов.**

Требования распространяются на все Акты окончательной приемки полевых геофизических материалов (далее по тексту Акт) для геофизических организаций, ведущих исследования методами прикладной геофизики за счет средств государственного бюджета на территории, например, Ханты-Мансийского автономного округа независимо от ведомственной принадлежности Организации-исполнителя, и устанавливают общие требования к структуре и оформлению Акта окончательной приемки полевых материалов.

Требования не распространяются на Правила приемки геофизических материалов по инженерно-геофизическим изысканиям местных строительных материалов в составе инженерных изысканий для строительства и инженерных геофизических изысканий для строительства.

Акт является документом, отражающим результаты геофизических исследований в полевой(ые) период(ы).

Допускается представление единого Акта при круглогодичном проведении работ на объекте работ, если это предусмотрено Геологическим и Техническим заданиями на производство геофизических работ.

Общими требованиями к Акту являются объективность, четкость, краткость и точность формулировок, исключающие возможность неоднозначного толкования, конкретность изложения результатов работ, обоснованность выводов и рекомендаций.

Целевое назначение Акта - оценка надежности решения геологической задачи этапа «Полевые работы».

## **12.1 Требования к организации окончательной приемки полевых материалов.**

Окончательная приемка полевых материалов производится не позднее 45 дней со дня окончания полевых работ и проводится специальной комиссией, организованной приказом (распоряжением) Заказчика геофизических исследований. В состав комиссии входят ведущие специалисты Организации-исполнителя, не участвующие в непосредственных полевых исследованиях, и представители подразделения, проводившего полевые работы. В состав комиссии по усмотрению Заказчика может входить его представитель.

В приказе на проведение окончательной приемки указываются срок, место проведения приемки, нормативные документы, которыми оговариваются требования к полевым материалам.

В приказе особым пунктом могут быть изложены и специальные требования к оценке полевых работ.

В приказе оговаривается обязательный перечень документов, которые должны быть представлены Организацией-исполнителем к началу работы комиссии. Перечень документов приводится в Таблице 12.1 настоящих требований.

## **12.2 Требования к текстовой части Акта.**

Акт окончательной приемки полевых геофизических материалов должен содержать следующую информацию:

12.2.1. Указывается наименование приказа, на основании которого производится окончательная приемка материалов, пофамильно перечисляется состав комиссии с указанием занимаемых должностей, места работы, положения в комиссии (Председатель комиссии, член комиссии).

12.2.2. Цель и основные задачи этапа «Полевые работы».

Перечень обязательных документов, представляемых комиссии  
по окончательной приемке полевых материалов

Таблица 12.1

№№ п/п	Наименование	Количество
1.	Технический проект на производство геофизических работ.	
2.	Акт приемки топо-геодезических материалов (отчет о топо-геодезических работах).	
3.	Документы, отображающие деятельность проверяющих лиц, супервайзерскую деятельность, распоряжения и рекомендации Заказчика, любые изменения и дополнения к проектно-сметной документации.	
4.	Акт технической готовности партии к производству работ, в т.ч. Акт готовности регистрирующей аппаратуры и оборудования.	
5.	Сопроводительная документация к полевым данным.	
6.	Абрисы по профилям.	
7.	Схемы расположения проектных и фактически отработанных профилей.	
8.	Магнитные записи производственных наблюдений, воспроизведения на бумажных носителях полевых наблюдений.	
9.	Магнитные записи опытных наблюдений и их воспроизведения на бумажных носителях.	
10.	Сменные рапорты операторов.	
11.	Результаты обработки опытных работ на ЭВМ.	
12.	Предварительные и окончательные результаты обработки материалов на ЭВМ (указать какие).	
13.	Магнитные записи магнитных проверок.	
14.	Воспроизведения результатов аппаратурных проверок на бумажных носителях.	
15.	Все другие материалы, представленные исполнителями работ.	

Акт проверки и окончательной приемки полевых материалов подписывается членами комиссии, утверждается руководством или уполномоченным представителем Заказчика, согласовывается с руководством Организации-исполнителя.

12.2.3. Фамилии всех инженерно-технических работников и служащих, принимавших непосредственное участие в полевых исследованиях (табл.12.2).

Информация представляется в табличном виде по структурным единицам (отрядам, бригадам) полевого подразделения (топо-геодезический отряд, геофизический отряд, бригада, буровзрывные работы, геодезическое сопровождение и т.д.).

### **Состав ИТР, служащих и рабочих.**

Таблица 12.2

№№ п/п	Ф.И.О.	Должность	Образование	Срок работы в полевом сезоне
1	2	3	4	5

По рабочим дается количественная информация. В конце таблицы суммируется общее количество человек, занятых в производстве полевых работ.

12.2.4. Условия проведения работ (физико-географические, геоморфологические, организационные и пр.).

12.2.5. Сведения о методике работ, технической оснащенности. Информация представляется в сравнении фактических и проектных технико-методических показателей в табличном виде (Таблица 12.3). Баланс календарного времени приводится в Таблице 12.4.

### Технико-методические показатели

Таблица 12.3

№№	Наименование показателей	Ед. Изм.	По проекту	Фактич.
п/п				
1	2	3	4	5
1.	Категория трудности	кат.		
2.	Методы исследований			
3.	Количество отрядов	отр.		
4.	Тип, кол-во аппаратуры и оборудования			
5.	Сроки выполнения работ по периодам: а) проектно-сметный б) организационный в) полевой г) ликвидационный	начало конец начало конец начало конец начало конец		
6.	Методика работ			
7.	Средняя численность персонала в партии в полевой период в т.ч.: ИТР рабочих	чел.		
8.	Обработано календарных пр/см	пр/см		
9.	Обработано пр/мес*	пр/мес		
10.	Производительность на пр/мес*	км		
11..	Производительность на пр/см*	км		

\* производительность на приборо-смену в пересчете на 7-ми часовой рабочий день.

12.2.6 Информация по метрологическому обеспечению работ и соответствию параметров регистрирующей аппаратуры и оборудования проектным требованиям.

12.2.7 Выводы и рекомендации по результатам проведенных опытных исследований. Подробное описание методики проведенных опытных работ (приложить результирующие материалы в виде рисунков).

12.2.8 Сведения о производственных работах должны включать:

- особенности их проведения;

- выполнение рекомендаций по результатам опытных работ и оценку качества полученного материала.

12.2.9 Оценка качества проводится в соответствии с требованиями инструкций по методам прикладной геофизики нормативными документами. Объем и качество полевых материалов приводится в Таблице № 12.5. В конце раздела приводится критический анализ полевой методики предложения по ее совершенствованию.

12.2.10 Информация о супервайзерской службе, если таковая была, специалистах или организациях, оказавших помощь или консультациях в процессе полевых наблюдений. К «Акту...» прикладывается отчет супервайзерской службы за полевой сезон.

12.2.11 Информация о результатах обработки (возможно и интерпретации) на ЭВМ с точки зрения решения поставленной геологической задачи. В этом же разделе приводятся данные о ритмичности поставки на обработку и интерпретацию полевых геофизических материалов их геодезическом обеспечении.

12.2.12. В заключительной части «Акта...»

2.12.1. В краткой форме оценивается степень решения геологической задачи.

2.12.2. Объем выполненных работ в физическом выражении (км. фн) в % отношении к проектному заданию. Тут же приводится значение качества полевых наблюдений.

2.12.3. Оценка применявшейся методики.

2.12.4. Оценка хозяйственно-организаторской деятельности.

2.12.5 Рекомендации по постановке геофизических наблюдений в аналогичных условиях.

### **12.3 Другие требования.**

В случае производства работ на отчетной площади различными геофизическими методами приемка производится единой комиссией, при этом Таблицы 12.1 – 12.4 могут быть едиными с разделением информации по методам.

Таблица 12.5 представляется отдельной по каждому методу. Необходимая информация по пунктам 12.2.1, 12.2.2, 12.2.4 излагается один раз без разделения по методам.

Сведения, представленные в «Акте...» по пунктам 12.2.6, 12.2.8 – 12.2.11, излагаются отдельно по методам.

В заключение «Акта...» (пункт 12.2.12) делаются общие выводы, кроме подпунктов 2.12.2. и 2.12.3.

При условии представления технического отчета отдельно по каждому методу «Акт окончательной приемки» входит составной частью в каждый отчет.



Таблица 12.4

## БАЛАНС КАЛЕНДАРНОГО ВРЕМЕНИ

месяцы	Все календарное время (гр.3+гр.4)	Выходные и праздничные дни	Все рабочее время (гр.5+гр.11)	Производительное время						Непроизводительное время								% производственного времени (гр.5/гр.4)	Начало и окончание полевых работ	
				ВСЕГО	в том числе					ВСЕГО	в том числе									
					Производственные наблюдения	Производственные наблюдения в пересчете на 7-ми часовой рабочей	Опытные работы	Плановая профилактика	Технологические перезезды в процессе полевых работ		Аварии, утопление техники	Технические неполадки, ремонт оборудования	Отсутствие задела работ	Отсутствие материалов	По метеословиям	Отсутствие дорог, переправ	Отсутствие транспорта			Организационные причины
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Ноябрь																				
Декабрь																				
Итого за IV квартал																				
Февраль																				
Март																				
Итого за I квартал																				
Апрель																				
Итого за сезон																				

Таблица 12.5

**ОБЪЕМ РАБОТ И КАЧЕСТВО ПОЛЕВЫХ МАТЕРИАЛОВ**

Месяцы	Объем, км				% выполнения	Отработано ф.н.	Физические наблюдения, в том числе														
	План	Фактически	Принято	Брак			Принято ф.н.	к = 1	к = 0,9	Брак ф.н.	в том числе						% Брака	Коэффициент качества	Не отработанные ф.н.		
											Технологический	*Аппаратурный	Помехи	По качеству	Отказ скважин	**Не разбур. скважины					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21*	22
Ноябрь																					
Декабрь																					
Итого за IV кв.																					
Январь																					
Февраль																					
Март																					
Итого за I кв.																					
Апрель																					
Итого за сезон																					

$$K = \frac{1.0a_1 + 9.0a_2}{a_1 + a_2 + a_3}$$

где  $a_1$  – количество сейсмических записей, принятых с оценкой хорошо ( $k = 1.0$ )  
 $a_2$  – количество сейсмических записей, принятых с оценкой удовлетворительно ( $k = 0,9$ )  
 $a_3$  – количество забракованных записей

\*(включает сбой аппаратуры, сбой ввода в ЭВМ, запись стерта, электрические наводки и т.п.)  
 \*\*если нет протокола о невозможности отработки ф.н.  
 \*\*\*наименование 21 и последующих колонок определяются методикой выполненных работ

### **13. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ТЕХНОЛОГИИ МАШИННОЙ ОБРАБОТКИ СЕЙСМОЗАПИСЕЙ.**

Взаимодействие между геофизическими организациями, проводящими полевые работы (заказчик), и выполняющими обработку (исполнитель) осуществляется на договорной основе. Внутри одного предприятия взаимодействие между полевыми партиями и подразделением машинной обработки регламентируется приказом по предприятию. В договорах между заказчиком и исполнителем планируются объемы обработки в физических наблюдениях с указанием затрат машинного времени, а также организационные, правовые и финансовые условия. Приложениями к договору являются: календарные графики поставки и обработки материалов на ЭВМ и расчет сметной стоимости обработки.

#### **13.1 Требования к исходным данным для обработки.**

Передаваемые заказчиком на обработку исходные материалы в целом соответствуют известному перечню материалов (инструкция по сейсморазведке).

Этот перечень модернизируется с учетом следующих факторов и изменений, произошедших в практике проведения полевых работ:

- полное прекращение полевой регистрации на магнитную ленту в аналоговой форме (магнитограммы);
- массовое распространение международных стандартов полевой записи SEG-B (мультиплексный формат) и SEG-Y (трассопоследовательный формат):
  - тенденции использования в качестве носителя информации 8 мм Exabyte Tape емкостью 2-5 Гб .
  - массового распространения персональных компьютеров и рабочих станций, позволяющих записывать и передавать алфавитно-цифровые

данные на дискетах в формате ASCII;

- тенденции к использованию принятых ведущими компаниями (Schlumberger, Landmark, Western Atlas и др.) стандартов СУБД ORACLE (FINDER) и связанных с ними стандартов для хранения по регулярной сетке картографической информации (формат MFD), каротажной (формат LAS), языка структурированных запросов СУБД типа SQL.

### **13.2 Подготовка материалов к обработке и передача их на ВЦ.**

На обработку передаются следующие материалы:

1. Геолого-методическая часть проекта (на бумажном носителе или на дискете в формате текстового файла).

2. Данные ВСП (формат SEG-B, SEG-Y) и сейсмокаротажа (формат ASCII, LAS) и воспроизведение записей на бумажном носителе.

3. Имеющиеся результаты обработки и интерпретации по данному профилю (площади) на бумажном носителе или МЛ (дискете) в формате SEG-Y. Априорные карты в формате ASCII или MFI.

4. Схема (карта) отработанных профилей.

5. Система наблюдений по профилям с нивелировочными разрезами, априорными статическими поправками (СтП) и редакцией сейсмограмм или в цифровом виде на дискетах в ASCII формате (кроме системы наблюдений).

6. Копии рапортов оператора или паспорта диагностических данных.

7. Таблицы априорных скоростных законов в табличной форме или в записи на дискете (ASCII).

8. Паспорта МЛ.

9. Ксерокопии характерных сейсмограмм полевых воспроизведений для контроля ввода.

10. Кассеты с записью полевых сейсмограмм (форматы SEG-B, SEG-Y) или промежуточных этапов обработки в формате SEG-Y на 1/2 дюймовой МЛ или Exabyte Tape. В переходный период допустимо использование форматов СЦС-3, СОС-ПС.

Перед обработкой в обязательном порядке проводится проверка тестовых лент, на основании которой дается заключение полевым партиям о качестве работы сейсмостанции. Система наблюдений по профилю оформляется следующим образом:

- система наблюдений изображается на обобщенной плоскости в удобном масштабе;

- над каждым корреляционным ходом системы наблюдений надписываются номер бобины и в скобках номер полевой магнитной сейсмограммы (цифровая регистрация). Нумерация магнитных сейсмограмм на системе наблюдений должна совпадать с нумерацией в рапортах оператора и в этикетках цифровой регистрации;

- на схеме наблюдений отмечаются неполадки с отметками моментов, бракованные или незарегистрированные магнитные сейсмограммы, обнуляемые каналы и каналы с обратной полярностью;

- в том случае, если на схеме наблюдений требуется изобразить какие-то особенности (системы обработки криволинейного, широкого профиля, зондирования, абрис профиля и др.), то соответствующие символы и их смысл должны быть приведены в условных обозначениях на чертеже;

- ниже линий профиля на схеме наблюдения даются три шкалы: пикетаж с шагом 500 м, условные координаты (УК) и шкала точек МОГТ. Шкала УК размечается, начиная с крайнего левого ПП или ПВ.

За единицу шкалы УК выбирается интервал, равный наименьшему кратному для  $\Delta X_{ПП}$  и  $\Delta X_{ПВ}$  (для типовых систем наблюдений он равен  $\Delta X_{ПП}$ ). Таким образом, каждый ПП и ПВ получает свой номер по шкале УК:

- в левой верхней части чертежа изображается схема расстановки с ориентацией каналов относительно ПВ;

- нивелировочный разрез изображается под системой наблюдений в горизонтальном масштабе профиля, масштаб глубин 1:1000. В сложных поверхностных условиях нивелировочный разрез совмещается с

сейсмогеологическим разрезом ВЧР;

- под нивелировочным разрезом в горизонтальном масштабе профиля изображается график априорных статических поправок за ПП, а также даются таблицы поправок за ПВ и смещения ПВ перпендикулярно профилю.

Приемка материалов на обработку оформляется двусторонним актом, который составляется в двух экземплярах, один из них передается заказчику. Оценка качества сейсмических материалов, принятых в обработку, производится по 100%-ному воспроизведению полевых записей и распечаткам диагностик ввода, а также по распечаткам амплитуд выборочных трасс. Качество принятых материалов отражается в заключении, которое составляется исполнителем при участии представителя заказчика в 30-дневный срок после приемки.

### **13.3 Этапы и виды обработки.**

В практике обработки к настоящему времени сложилась тенденция к разбиению всего процесса на четыре крупных этапа: предпроцессинг, кинематическая, динамическая (специальная), экспертная и интерпретационная обработка. Наиболее существенными из них являются последние четыре, т.к. предпроцессинг все чаще осуществляется на полевых ВЦ. В свою очередь, кинематическая обработка подразделяется на стандартную (или типовую) и детальную. Каждому из названных этапов обработки соответствует свой граф обработки. Помимо целевого назначения и функционального содержания граф обработки должен быть ориентирован на приемлемые экономические показатели. Кинематическая обработка предназначена для решения задач структурной геологии в разнообразных сейсмогеологических условиях. На основе использования программ выделения сигналов на фоне помех и изучения кинематики отраженных волн определяются геометрия и конфигурация сейсмических границ.

**Типовой (стандартный) граф обработки** предназначен для решения задач структурной геологии на основе применения обязательного набора процедур, обеспечивающего достаточную эффективность обработки всего объема материала в пределах среднеотраслевых затрат машинного и календарного времени на обработку одного стандартного физнаблюдения (рис.13.1а). За стандартное физнаблюдение принимается 48-ми канальная сейсмограмма длительностью записи 5 секунд с интервалом дискретизации 2 мс. При обработке многоканальных сейсмограмм (более 48-ми каналов) для оценки экономических показателей обработки их следует приводить к стандартным по показателю количества выборок на сейсмограмме.

**Детальный граф обработки** также предназначен для решения задач структурной геологии, является продолжением типовой обработки и имеет целью дальнейшее повышение соотношения сигнал/помеха за счет использования высокоточных, специфических и интерактивных процедур. Затратные показатели детального графа обработки могут в несколько раз превышать затраты на стандартную обработку (рис.13.1б).

**Специальный граф обработки** предназначен, главным образом, для решения неструктурных (динамических) задач, прогнозирования геологического разреза (ПГР) и оценки отложений на содержание углеводородов. Задачи этого уровня решаются на основе процедур обработки в режиме сохранения относительных амплитуд (СОА), программ изучения интегральных и дифференциальных динамических характеристик волнового поля (ИДХ, ДДХ) и псевдоакустического преобразования записей.

**Граф интерпретационной обработки** имеет целью увязку и совместную интерактивную интерпретацию результатов предыдущих этапов обработки, скважинных буровых, геофизических и петрофизических данных с целью уточнения геолого-геофизической модели и экстраполяции скважинных измерений в окружающую среду. Целевое задание на обработку,

требования к ее глубине (графу) формируются заказчиком, исходя из геологического задания, а также в зависимости от имеющейся

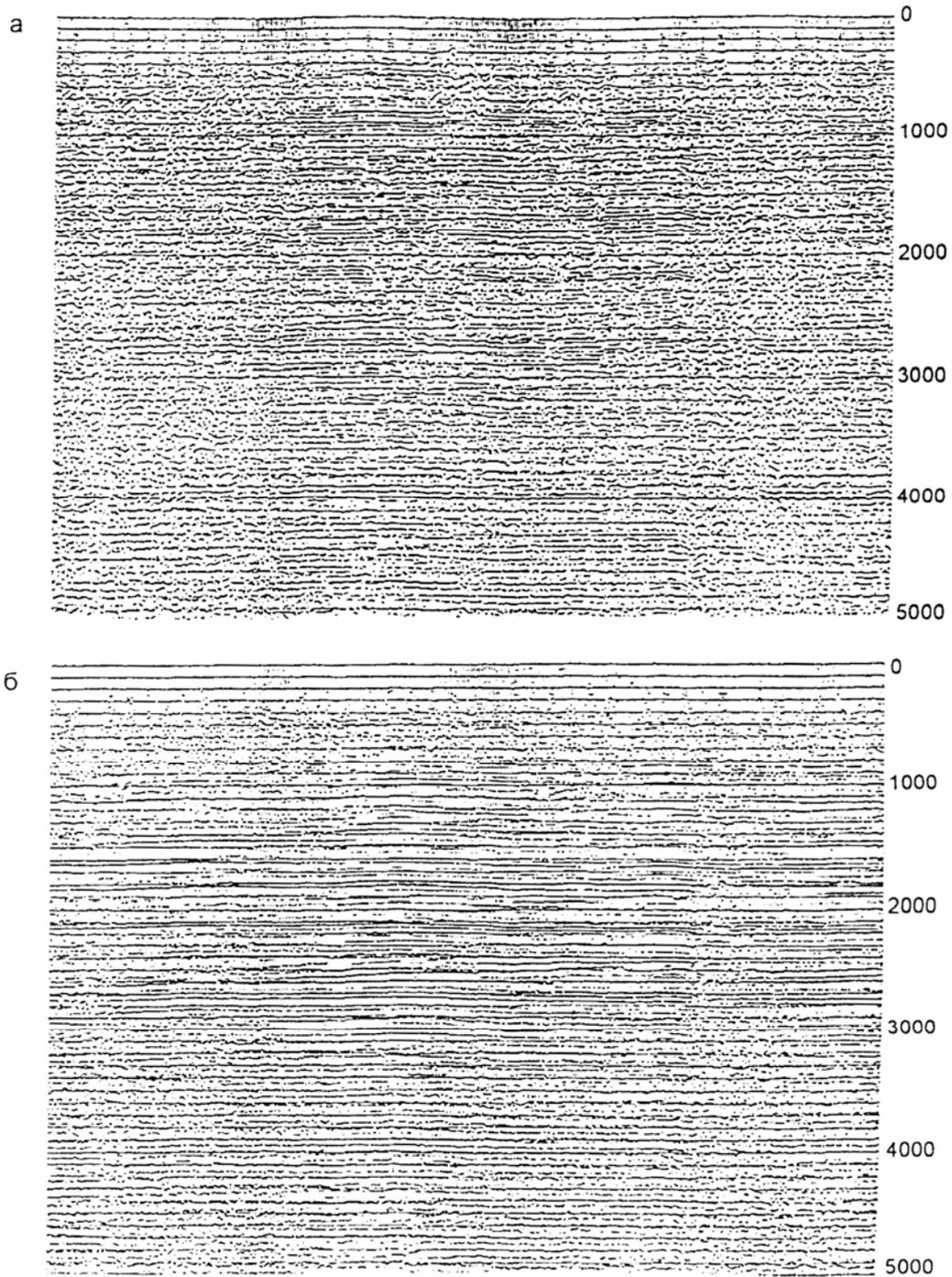


Рис.13.1. Сравнение результатов стандартной (а) и детальной (б) кинематической обработки сейсмических материалов на ЭВМ.

геофизической, скважинной, геологической и эксплуатационной информации. Независимо от стадии геологоразведочных работ при формировании задания на обработку заказчиком могут предъявляться требования и приниматься во внимание следующие условия:

- геолого-тектоническая зона расположения площади работ (платформа, прогиб, складчатая зона);
- тип изучаемых ловушек;
- характеристика поверхностных сейсмогеологических условий и глубина зоны неоднородностей ВЧР;
- климатические, орографические, землепользовательские и административно-территориальные;
- технические требования к полевой и обрабатывающей технике и программному обеспечению для достижения современного уровня решения задач;
- экономические требования, ограничивающие стоимостные характеристики единицы продукции (пог.км профиля, временного разреза, площади работ) и др.

**Для платформенных условий** характерным требованием является включение в детальный граф обработки процедур подавления кратных волн, типа вычитания, многоканальной  $\tau$ -р фильтрации и (или) адаптивного остронаправленного суммирования, требования повышения разрешенности записи за счет многоэтапного применения адаптивной деконволюции в различных вариантах.

**В прогибах и в складчатых зонах** обязательным условием может стать применение различных алгоритмов миграции, использование независимых от угла наклона границ способов коррекции кинематических поправок (ДМО).

**В сложных поверхностных условиях** с мощной зоной неоднородного строения ВЧР (зоны вечной мерзлоты, карстовых явлений, лессовых отложений, больших перепадов рельефа и др.) характерными требованиями

могут стать: обязательность включения в детальный граф процедур учета средне- и длиннопериодных составляющих СтП; использования переменной линии приведения при расчете СтП от рельефа; применение поверхностно зависимой деконволюции и ввода поверхностно-обусловленных амплитудных поправок в процессе обработки в режиме СОА специального графа обработки и др.

В зависимости от климатических и землепользовательских условий полевой материал может быть получен, например, только зимой и с применением вибраторов, что предъявляет соответствующие требования к обработке. Технические требования могут включать обязательное использование телеметрической многоканальной сейсмостанции и популярных на западе программно-аппаратурных комплексов на этапе обработки (например, интерпретационные комплексы фирмы Landmark, обрабатывающие пакеты iXL, ProMax, GEOVECTEUR, FOCUS и другие). Экономические требования сводятся, как правило, к ограничению стоимости погонного километра сейсмического профиля или квадратного километра площади работ. Более детальная параметризация обработки перекладывается, как правило, на исполнителя заказа.

### **13.4 Основные процедуры кинематической обработки.**

Стандартной (типовой) обработке (рис.13.1) предшествует **предпроцессинг**, который включает в себя следующие основные процедуры:

- ввод и демультимплексирование данных полевых форматов SEGA, SEGB, SEGC и SEGD, из которых основным является формат SEGB;
- занесение в этикетки трасс параметров системы наблюдений;
- редактирование сейсмограмм и контроль качества;
- сортировка трасс;
- переформатирование данных и модифицирование этикеток трасс. На этой стадии контроль качества осуществляется путем визуализации на бумажном

носителе описанной схемы наблюдений, распределения ПП, ПВ и ОГТ, дампования лент и др. В практике принят стандартный формат описания координат SEGPI. Наиболее употребляемым выходным трассопоследовательным форматом является SEGҮ.

В связи с возросшими мощностями обрабатывающей техники, программного обеспечения и возросшими требованиями к качеству стандартных временных разрезов (ВР), грань между стандартной и детальной обработкой становится все менее резкой.

Основными процедурами стандартного графа в расширенном понимании являются:

1. Редактирование трасс.
2. Регулировка и масштабирование амплитуд.
3. Деконволюция (обратная фильтрация).
4. Полосовая фильтрация и корреляция.
5. Многоканальная фильтрация.
6. Расчет и коррекция КнП.
7. Расчет и коррекция статических поправок.
8. Подавление кратных волн.
9. Взвешенное и адаптивное суммирование трасс.
10. Миграция во временной и глубинной областях.
11. Время-глубинные преобразования.
12. Одноканальная и многоканальная фильтрация суммарного разреза.
13. Визуализация сейсмических трасс.

Каждой из перечисленных процедур стандартного графа соответствует большой набор дополнительных процедур, конкретное применение которых определяется целями и задачами обработки.

Типовой набор процедур редактирования трасс (п.1) включает в себя:

- обнуление трасс;
- смену полярности;

- МЬЮТИНГ;
- автоматическое удаление отскоков амплитуд и их замещение.

Особенно велика роль процедур этой стадии обработки в районах со сложными сейсмологическими условиями, где регистрируется зашумленное волновое поле (например, Восточная Сибирь) и при поступлении на обработку материала с низким техническим качеством полевой регистрации.

Типовой набор процедур регулировки и масштабирования амплитуд (п.2) включает в себя:

- автоматическую регулировку усиления (APУ) с шагом в одну выборку;
- динамическую балансировку амплитуд с шагом по трассе в несколько десятков (сотен) выборок;
- автоматическое устранение низкочастотной составляющей затухания;
- регулировка по функции (типа ПРУ);
- нормировка трассы (разреза) по среднему значению в окне;
- нормировка трассы по максимальному значению в окне;
- масштабирование по заданному коэффициенту.

При кажущейся алгоритмической простоте процедур этой стадии обработки они имеют большое значение для достижения целей обработки. Часто только за счет правильного выбора места, вида и параметров процедуры этого класса удастся ослабить помехи (шумы), усилить слабые отражения, сохранить динамику записи.

Процедуры деконволюции (п.3). Набор процедур этого класса (стадии) отличается большим разнообразием. Наиболее важные из них:

- минимально-фазовая деконволюция сжатия и корректирующая;
- нуль-фазовая деконволюция сжатия и корректирующая;
- предсказывающая деконволюция;
- многоканальные виды деконволюции;
- деконволюция по заданной форме сигнала.

Разработаны модификации процедур деконволюции с элементами их

адаптации к заданным уровням: поверхностным, по глубине, вдоль горизонта и др. Роль процедур деконволюции велика в платформенных условиях, где особенно важно повышение разрешенности записи, подавление кратных волн с малым периодом. Процедуры этого класса рассматриваются сегодня как обязательные в графе стандартной обработки, поскольку способствуют стабильности и точности выделения отражающих границ, а значит и повышению точности их картирования, создают условия для выполнения корректного динамического анализа.

#### Процедуры полосовой фильтрации (п. 4):

- переменная по времени полосовая фильтрация с трапециoidalной частотной характеристикой;
- режекторная фильтрация (подавление 50 Гц и др.);
- фильтрация сдвига;
- амплитудно-спектральные фильтры с заданной характеристикой;
- корреляция виброграмм.

При использовании процедур фильтрации (п. 4) важно правильно выбирать значения частотной характеристики, избегая «зауживания» полосы пропускания, что приводит к потере разрешенности и динамической выразительности. На этот счет имеются многочисленные рекомендации.

#### Многоканальная фильтрация (п. 5):

- веерная фильтрация;
- направленная F-K фильтрация;
- подавление кратных волн методом F-K фильтрации;
- т-р преобразования с фильтрацией скоростей по гиперболе;
- когерентная фильтрация.

Роль этих процедур важна при подавлении низкоскоростных волн-помех с прямолинейными осями и кратных волн.

Часто многоканальная фильтрация применяется по суммарному разрезу с целью подавления нерегулярных помех и повышения отношения

сигнал/помеха перед процедурами анализа динамических характеристик отражений.

Расчет и коррекция КнП (п. 6):

- сканирование с постоянными скоростями;
- сканирование по вееру скоростных законов;
- расчет вертикальных спектров скоростей (в том числе и с учётом наклона границ);
- расчёт горизонтальных спектров скоростей;
- расчёт независимой от угла наклона границы функции скорости (ДМО);
- ввод КнП.

Процедура скоростного анализа имеет важное значение при решении структурных задач в прогибах, складчатых зонах, в условиях солянокупольной тектоники, где рекомендуется применение процедуры ДМО.

Расчёт и коррекция статических поправок (СтП) (п. 7).

Основными процедурами этого класса являются:

- расчёт СтП по преломленным волнам;
- коррекция остаточных поверхностно-обусловленных СтП по критерию энергетической оптимизации;
- коррекция СтП путем решения системы линейных уравнений (по Гауссу-Зейделю или подобным методом);
- фазовая коррекция сдвигов (в т.ч. переменных во времени);
- интерактивная полуавтоматическая коррекция  $D_n$  СтП.

В условиях неоднородного строения ВЧР эти процедуры являются важнейшими для получения качественных, достоверных и точных данных о строении геологического разреза. Такие условия характерны для севера Западно-Сибирской низменности, Якутии, Тунгусской синеклизы и др.

Подавление кратных воли (п. 8).

Одна группа способов подавления кратных волн основана на применении процедур фильтрации, рассмотренных выше, другая группа - на применении специальных процедур:

- вычитания кратных волн типа программы Souston из пакета фирмы CGG;
- остронаправленного суммирования типа программы WILIP из пакета фирмы CGG;
- адаптивного суммирования (ADAPT - CGG) и др.

Взвешенное и адаптивное суммирование трасс (п. 9):

- суммирование по методу ОГТ, ОПВ и ОПП;
- взвешенное суммирование по различным критериям (по когерентности, общему выносу, медианное, с нормированием на корень N-ой степени и др.);
- суммирование по методу фокусировки сигналов;
- вертикальное суммирование;
- адаптивное суммирование.

Процедуры суммирования завершают этап обработки исходных сейсмограмм.

Миграция во временной и глубинной областях (п. 10):

Современные пакеты предоставляют обработчику большой выбор процедур миграции:

Во временной области по суммарному разрезу:

- FK миграция (в том числе для слоистой модели);
- конечно-разностная миграция Клербо;
- миграция Кирхгофа.

Во временной области до суммирования:

- FK миграция;
- конечно-разностная миграция.

В глубинной области после суммирования:

- конечно-разностная миграция;

- миграция способом фазовых сдвигов с коррекцией. В глубинной области до суммирования:

- конечно-разностная миграция.

Применение процедур миграции обязательно во впадинах, в складчатых областях и прибортовых зонах впадин, в условиях диапировой и солянокупольной тектоники. Часто применение миграции необходимо в платформенных областях для лучшего выделения разрывных нарушений путем концентрации рассеиваемой на них энергии отраженных волн. Процедура миграции способствует также выявлению рифовых тел в условиях низкого соотношения сигнал/помеха. Выбор того или иного способа миграции определяется конкретными сейсмологическими условиями (углы наклона границ, градиенты скорости и др.) и экономическими требованиями. Как правило, способы FK миграции требуют меньше временных затрат.

Время-глубинные преобразования (п. 11) обеспечивают конверсию временных разрезов в глубинные динамические разрезы. Может использоваться модель средних и пластовых скоростей. В ряде случаев эта процедура может совмещаться с миграцией.

Одноканальная и многоканальная фильтрация суммарных разрезов (п. 12) выполняется с использованием тех же критериев и целей, как и до суммирования.

Способы визуализации сейсмических трасс и разрезов имеют большое значение для правильной и точной интерпретации полученных результатов обработки. Различают следующие основные способы визуализации:

- вывод трасс способом отклонения амплитуд;
- вывод трасс способом переменной ширины;
- вывод трасс способом переменной ширины и отклонения;
- контурная визуализация амплитуд волнового поля;
- полутоновое изображение амплитуд.

### **13.5 Основные процедуры динамической (специальной) обработки.**

Исходя из целей специального графа обработки, основное внимание в нем должно уделяться восстановлению и сохранению в записи сейсмического волнового поля относительного соотношения амплитуд (СОА) по глубине и по латерали.

Затем ВР СОА используются для построения псевдоакустических разрезов и анализа динамических характеристик волнового поля с целью прогнозирования литологии разреза, пористости, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и скоплений углеводородов.

Укрупненно граф специальной обработки состоит из следующих этапов:

1. Анализ расхождения, поглощения и затухания энергии записи, выбор регулировочных кривых и способов.
2. Обработка в режиме СОА.
3. Построение псевдоакустических разрезов и динамических параметров.
4. Анализ динамических характеристик разреза вдоль горизонтов, интервалов и по глубине.
5. Визуализация результатов.

Анализ расхождения, поглощения и затухания энергии записи включает (п.1):

- автоматизированный расчет кривой ослабления энергии во времени и вдоль профиля;
- статистическую обработку и визуализацию кривых ослабления энергии, выделение составляющих расхождения и поглощения энергии;
- регулировку амплитуд сейсмограмм по выбранным зависимостям.

Обработка в режиме СОА (п. 2).

Во многих пакетах обработки сейсмоданных режим СОА совмещен с процедурами стандартного графа и выбирается заданием специального параметра в каждой из последовательно применяемых программ. Кроме

этого, как правило, имеются и обособленные программы, обеспечивающие реализацию технологии СОА - обработки. Большинство существующих для СОА - обработки процедур реализованы в виде самостоятельных модулей. Так, например, в режиме СОА вместо обычной деконволюции (DECON) используется модуль DEPAM, вместо процедуры суммирования (STACK) используется суммирование с сохранением амплитуд (ADPAM) и т.д.. Признаком (показателем) высокого уровня пакета программ обработки может служить наличие (или отсутствие) в нем процедур расчета и ввода в сейсмограммы поверхностно-зависимых амплитудных статических поправок, включая их длинно-периодные составляющие. То же самое можно сказать и о наличии в пакете специальных программ миграции СОА.

Если в задании на обработку предусмотрена специальная обработка, то и стандартный граф должен быть сразу сориентирован на режим обработки СОА. Получение корректных ВР СОА обеспечивает успех последующих этапов специальной обработки. И, наоборот, при несоблюдении трудноконтролируемой заказчиком технологии СОА, дальнейшее продолжение динамической обработки делается бесполезным.

Построение псевдоакустических разрезов (ПАК-разрезов) и динамических параметров (п. 3).

Классическая схема построения ПАК-разрезов включает в себя следующие основные процедуры:

- оценка формы сейсмического сигнала по данным АК и ВР СОА;
- стратиграфическая фильтрация ВР СОА с учетом формы сигнала;
- ПАК-преобразование. Получение разрезов акустических жесткостей;
- визуализация разрезов.

Классический подход существенно расширен и усовершенствован в пакетах ЭПМ и ПАРМ, использование которых обеспечивает надежный прогноз коллекторских свойств изучаемых толщ разреза.

Анализ динамических характеристик (п. 4).

Принято различать интегральные динамические характеристики (ИДХ), дифференциальные (ДДХ) и мгновенные (МДХ).

ИДХ - характеристики волнового поля (спектральный состав, энергия, амплитуды), полученные в окне (от 100 мс и более) вдоль горизонтов или в интервале между ними;

ДДХ – те же характеристики, но полученные по фазе конкретной отражающей границы;

МДХ - характеристика ВР (мгновенная частота, фаза, амплитуда), полученные с помощью преобразования Гильберта.

Наибольший эффект дает использование профильных и площадных комплексных ДХ, получаемых методами факторного, регрессионного и дискриминантного анализа. Совместное рассмотрение получаемых при этом разрезов и карт выполняется в сопоставлении с геологическими и скважинными данными на интерпретационном этапе обработки.

### **13.6. Интерактивная обработка.**

Тенденцией времени становится оценка эффективности пакетов обработки геофизических данных по количеству и качеству имеющихся в них интерактивных процедур. Специфика стандартного графа такова, что нет необходимости использовать интерактивный режим обработки на всех его стадиях. Вместе с тем, есть виды обработки, где интерактивный режим способствует повышению точности оценки сейсмогеологических параметров разреза и резко сокращает календарные сроки обработки.

Перечень желательных интерактивных процедур стандартного графа:

1. Выбор мьютинга и редактирование трасс с оценкой эффекта по суммарным ВР.
2. Подбор параметров полосового и обратного фильтра с оценкой по суммарному ВР.
3. Расчет априорных и корректирующих СтП по преломленным волнам с уточнением параметров модели ВЧР.

4. Расчет и коррекция DnСтП по отраженным волнам.

5. Расчет и коррекция скоростного закона методом сканирования скоростей или по вертикальным спектрам с визуальной и количественной оценкой эффективности по суммарному разрезу.

6. Подбор миграционных скоростей путем перебора веера скоростных законов с визуальной и количественной оценкой результата по разрезу.

Помимо описанных выше процедур стандартного (типового) графа обработки могут применяться (в рамках графа детальной обработки) и такие специфические виды обработки как ВСП и обработка многоволновых наблюдений. Однако в принятой классификации эти виды обработки тяготеют к интерпретационному этапу.

Особую актуальность использование интерактивных процедур приобретает на этапе динамической обработки данных при выборе сейсмоскоростных моделей и построении разрезов динамических параметров.

### **13.7 Экспертная обработка.**

Неустойчивые результаты кинематической и связанные с этим динамической обработки необходимо передавать на контрольную (экспертную) независимую обработку. Экспертная обработка выполняется в другой организации, обладающей достаточными мощностями вычислительных средств и более развитым математическим обеспечением. По результатам экспертной обработки составляется заключение о причинах отсутствия или плохого качества первичной обработки.

### **13.8 Интерпретационная обработка.**

В соответствии с задачами при интерпретационной обработке выполняется увязка, сопоставление (интегрирование) и геолого-

геофизическая интерпретация результатов, полученных на предшествующих этапах обработки.

Состав, глубина и объем результативных материалов этого этапа обработки определяется стадией (подстадией) поискового этапа ГРР, представительностью скважинных геофизических и буровых геологических и эксплуатационных данных. Конечным результатом этого этапа обработки являются модели геофизического разреза, а также глубинные разрезы и карты следующих параметров:

- глубина поверхности (подшвы) целевой границы;
- мощность пласта;
- средняя (интервальная) скорость до целевой границы;
- акустическая жёсткость;
- коэффициент Пуассона;
- коэффициент анизотропии;
- коэффициент поглощения;
- коэффициент пористости;
- коэффициент нефте-газонасыщенности;
- эффективная нефте-газонасыщенная мощность пласта и др.

Для получения выше перечисленных данных применяются следующие дополнительные процедуры обработки:

1. Обработка и интерпретация данных АК и ГИС.
2. Обработка и интерпретация данных ВСП.
3. Моделирование синтетических сейсмограмм и разрезов (рис.13.2).
4. Прослеживание разломов по площади.
5. Палеорекострукции.
6. Сейсмостратиграфическая интерпретация.
7. Обработка данных нерегулярных сеток наблюдений: регуляризация, фильтрация, интерполяция, экстраполяция и др.
8. Картопостроение.

Наиболее удобные задачи интерпретационного этапа обработки реализуются в рамках так называемых интегрированных пакетов обработки, имеющих на

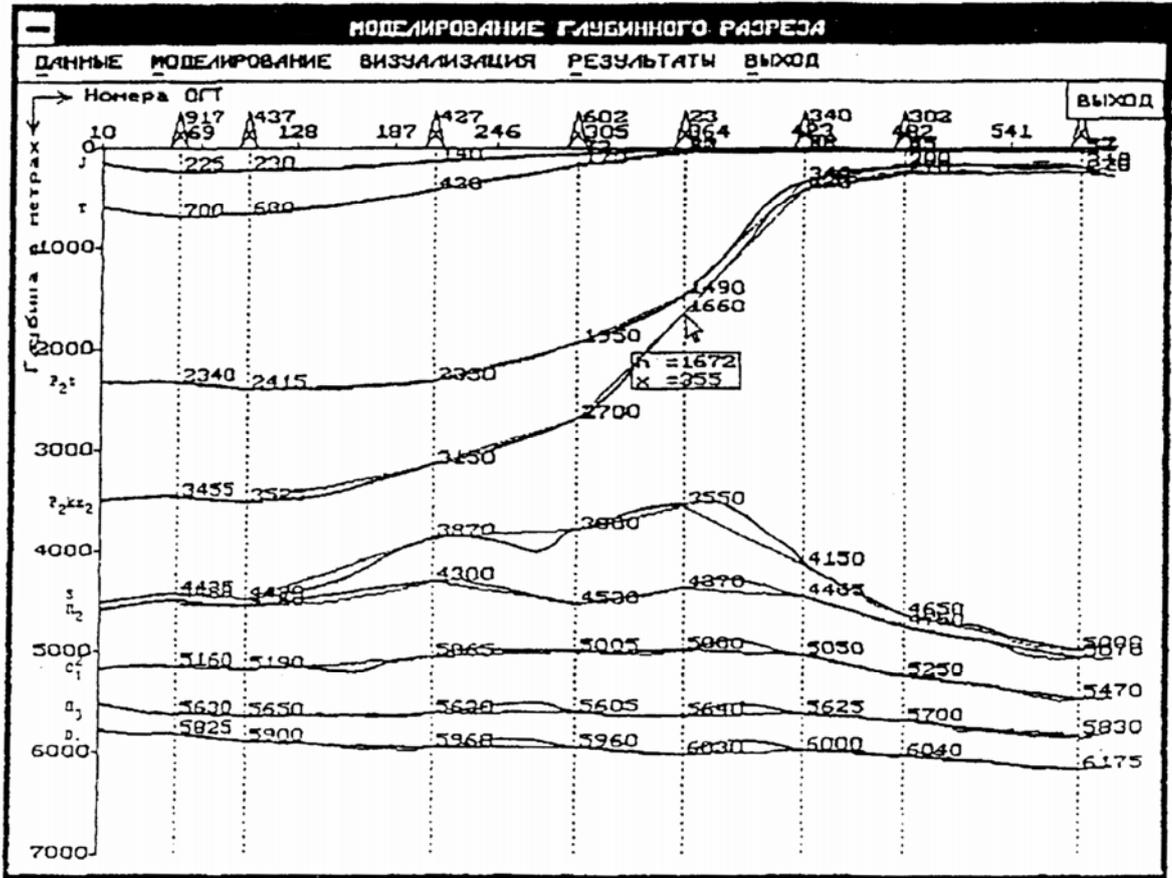


Рис.13.2. Пример моделирования глубинного разреза.

вооружении сервисных и крупных геолого-геофизических и нефтегазодобывающих компаний:

- Интеграл (пакет фирмы CGG-Petrosystems);
- SEIS2D, SEIS3.D - фирмы Schlumberger (GeoQuest);
- Strat Works, Petro Works, Sets Works 2D,3D, Z-Map plus - фирмы Landmark;
- Sigma view - фирмы Western Atlas;
- и др.

Интегральные интерактивные технологии реализуются на мощных рабочих станциях на платформах SunSPARCstation, PS-6000 и др.

### **13.9 Обработка данных 3-D сейсморазведки.**

Большая часть требований к исходным данным, принципы составления задания на обработку, состав процедур типового, специального и интерпретационного графа обработки для 3D сейсморазведки аналогичны изложенным выше. Характерные же требования для 3D сейсморазведки следующие:

1. В составе исходных данных должны быть данные о пространственном, положении пунктов возбуждения и приема в координатах X, Y и изображение на плоскости схемы отработки полигона. В современном варианте проведения полевых работ координаты ПП и ПВ заносятся в этикетки трасс автоматически с помощью навигационной спутниковой системы, в других случаях они записываются по данным стандартной геодезической съемки.

2. На этапе стандартного графа важное место занимают процедуры анализа эффективности (проектирования) площадной системы. Эти процедуры позволяют оценить:

- равномерность и плотность распределения ОСТ на площади (скатерограмма);
- степень перекрытия границы по различным линиям в пределах площади;
- диапазон и степень равномерности распределения азимутов взрыв-прибор в пределах ОСТ;
- принципиальную возможность решения поставленной геологической задачи методом 3D миграции по заданной априорной сейсмогеологической модели среды и др.;

3. Специфическими процедурами типового графа обработки данных 3D сейсморазведки являются:

- регуляризация поля ОСТ по площади способами интерполирования и бининга;

- азимутально-зависимый анализ и ввод кинематических поправок способом ДОМ или секторного анализа;

- площадная коррекция СтП;

- возможность синтеза профилей произвольного направления и горизонтальных сечений волнового поля в пределах куба данных;

- 3D миграция в различных вариантах:

- в два прохода;

- прямая временная в F-K области;

- прямая конечно-разностная во временной области;

- прямая в глубинной области и др.

4. Среди программ площадной коррекции СтП наибольшее распространение имеют программы учета коротко-периодных составляющих СтП, в то время как учет DnСтП в площадном варианте является одной из слабо проработанных задач будущего;

5. На интерпретационном этапе обработки важное значение имеют процедуры работы с кубом данных:

- визуализация произвольных сечений;

- корреляция поверхностей;

- совмещение 3D данных со скважинными наблюдениями и данными бурения, с данными двумерной сейсморазведки;

- различные трансформации куба данных.

### **13.10 Оформление результатов обработки и передача их заказчику.**

В связи с наметившейся тенденцией к коммерциализации геологоразведочных работ складываются особые отношения между исполнителем и заказчиком. Для них характерно стремление со стороны исполнителя передавать заказчику лишь конечный результат обработки, предусмотренный контрактом, без раскрытия своих методических и технологических секретов, обеспечивающих высокое качество конечного

продукта. При таком подходе исполнитель, заинтересованный в поддержании высокой репутации своей фирмы, осуществляет самостоятельно контроль качества на всех промежуточных этапах обработки. Заказчик контролирует качество и точность переданных результативных материалов по внешней схожести данных с имеющимися у него на момент передачи достоверными геологическими данными и данными бурения, а также путем их контроля по результатам последующего бурения, разведки и эксплуатации месторождения.

По особому требованию заказчика, предусмотренному в Договоре, исполнитель предоставляет ему следующие материалы промежуточного (внутреннего) контроля качества:

1. Временные разрезы промежуточных этапов обработки:

1.1. Предварительный ВР.

1.2. ВР типовой обработки:

1.2.1. ВР после коррекции СтП.

1.2.2. ВР после коррекции КнП.

1.2.3. Окончательный ВР после миграции.

1.3. ВР процедур детальной обработки.

1.4. ВР специальной обработки СОА и др.

2. Карты изохрон и глубин по целевым горизонтам с внутренней оценкой точности структурных построений.

3. Карты и разрез скоростных и других параметров, предусмотренных заданием, с оценкой их точности.

Материалы, перечисленные выше, обеспечивающие визуальный контроль качества, могут сопровождаться количественными оценками:

- соотношения сигнал/помеха;

- разрешенности записи;

- когерентности записи;

- сравнительными спектральными характеристиками волнового поля до и после процедуры;

- таблицами (графиками) и статистическими характеристиками рассчитанных статических поправок;

- таблицами (графиками), разрезами уточнённых скоростных моделей в сравнении с априорными.

С учетом вышеотмеченных замечаний в результате обработки заказчику передаются следующие материалы:

1. Воспроизведения сейсмограмм и корреляционных ходов.
2. Предварительные и промежуточные разрезы ОГТ.
3. Временные разрезы ОТВ, ОТП.
4. Тестовые материалы по выбору параметров фильтрации, параметров регулировки амплитуд и других процедур.
5. Вертикальные и горизонтальные спектры скоростей и разрезы скоростного сканирования.
6. Окончательные временные разрезы ОГТ.
7. Динамические глубинные или временные разрезы по результатам миграции.
8. Карты параметров волнового поля в плоскости разреза.
9. Карты изохрон, изогипс, эффективных, интервальных и средних скоростей, а также погоризонтальные карты относительных амплитуд, частот и других параметров волнового поля и сейсмических горизонтов.
10. Распечатки значений корректирующих статических поправок, данных о значениях амплитуд, частот, скоростей, градиентов, углов наклона и др.

Отдельные результаты могут передаваться заказчику до окончания обработки во временное пользование на сроки, не препятствующие выполнению календарного графика обработки. Окончательные ВР и другие сейсмозаписи передаются заказчику в виде изображения на бумажном

носителе и в записи на 1/2 дюймовую МЛ, картридж ленту или Exabyte ленту в формате Seg-Y.

Значения корректирующих СтП, уточненных скоростных законов, оцифрованные данные ГИС и бурения передаются в записи на дискету в ASCII-формате с контрольной распечаткой содержимого. Картографическая информация передается в виде изображения на бумаге в согласованном масштабе и на дискетах в виде записи значений параметра по регулярной сетке координат в ASCII-формате.

При выполнении заказа на обработку со стороны Инофирмы результаты обработки оформляются в соответствии с её требованиями.

Окончательные разрезы представляются в масштабах, требуемых для решения геологической задачи.

В оформленном виде разрез должен сопровождаться следующими данными.

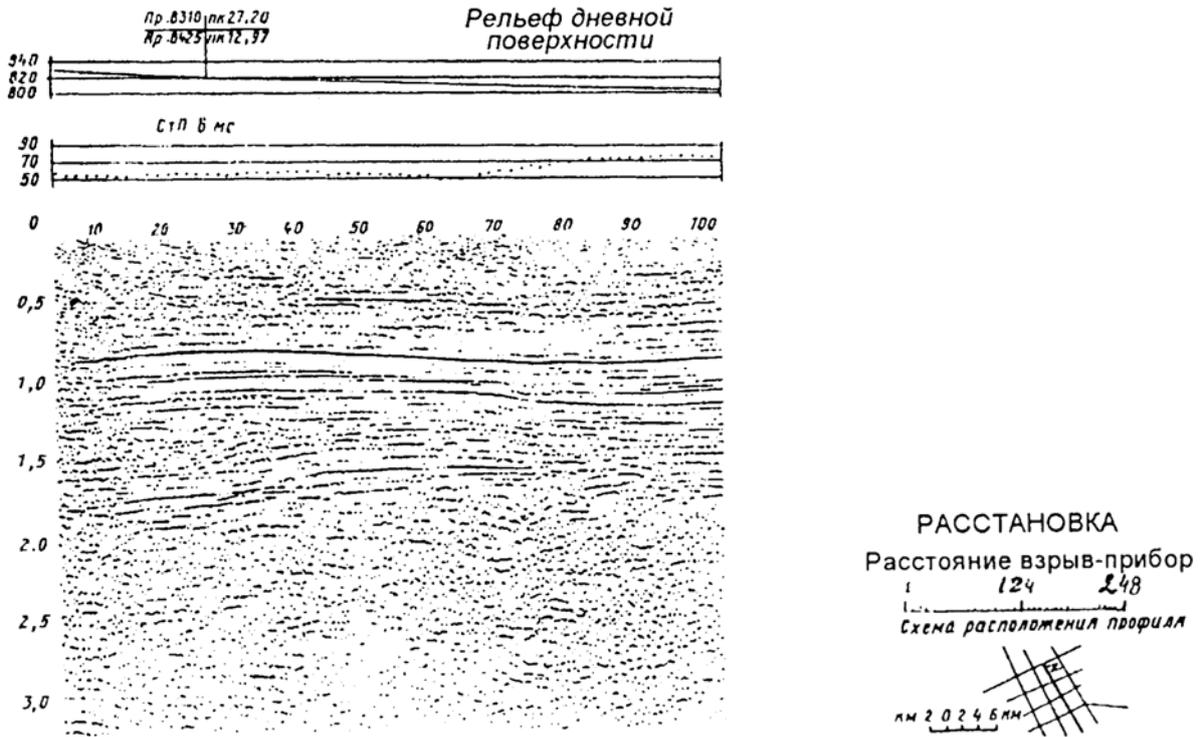
1. Штамп с указанием организации, проводившей полевые работы, и организации, проводившей обработку; номера полевой партии, профиля; типа и номера сеймостанции; типа и номера обрабатывающего устройства; параметров регистрирующего канала, системы наблюдений, группирования СП и источников, состава и параметров обработки и прочих условий проведения работ.

2. В верхней части - нивелировочный разрез с уровнем приведения, график окончательных статических поправок, таблицы оптимизированных скоростных законов суммирования, пересечения и изломы профилей, положение глубоких скважин т. д.

Типовое оформление разреза приведено на рис.13.3.

Передача заказчику полевых сейсмозаписей производится непосредственно после ввода полевых материалов в ЭВМ и оценки их качества.

Остальные полевые материалы, переданные на обработку, подлежат



МИНИСТЕРСТВО

Объединение, трест, экспедиция

Район работ, площадь

Профиль

ПАРАМЕТРЫ РЕГИСТРАЦИИ

Сейсмическая станция I/O – 2

Количество каналов

Расстояние между ПВ

Расстояние между ПП 75 м

Тип источника

Условия возбуждения скв. 5 м

Группирование зарядов 11

Масса заряда (кг) 4,4

Тип сейсмоприемников СЦ-10

Группирование сейсмоприемников 24

Расстояние между сейсмоприем. 3,65 м

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ

ОБРАБОТКИ

Демультимплексация

Амплитудная регулировка 1

Редакция 2

Ввод статических поправок 3

Фильтрация до суммирования

Деконволюция 4

Анализ скоростей 7

Ввод кинематических поправок 5

12-кратное суммирование 6

Фильтрация 9

Автоматическая коррекция статических поправок 8

Когерентная фильтрация

Специальная обработка

ПАРАМЕТРЫ ОБРАБОТКИ

Шаг дискретизации 4 мс

Полосовая фильтрация до суммирования 6-12-60-90

Полосовая фильтрация после суммирования 8-16-40-60

Деконволюция:

Длина оператора 120 мс

Интервал (мс) 200-2000

Автоматическая коррекция статических поправок:

Внутренний фильтр 6-10-20-30

Интервал (мс) 200-2000

Специальная обработка

Горизонтальный масштаб 1:37500

Вертикальный масштаб 1 см = 150 мс

Линия приведения 750 м

Рис.13.3.

возврату заказчику после окончания обработки в согласованные сроки.

Передача результатов обработки оформляется двусторонним актом, который заполняется по мере получения их заказчиком. После полного завершения обработки материалов составляется заключение, в котором отражается соответствие уровня и объемов обработки договорным условиям и проектным задачам. В заключение излагаются рекомендации методического характера по повышению качества полевых материалов.

## **14. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ И МОДЕЛИРОВАНИЮ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ.**

Интерпретация сейсмических материалов основана на решении обратных кинематических и динамических задач, а также на моделировании. Интерпретации подлежат сейсмограммы, годографы, поля времен, временные разрезы, кинематические и динамические характеристики волнового поля и другие материалы, полученные при обработке сейсмических записей.

### **14.1 Анализ волнового поля.**

Анализ волнового поля осуществляют по воспроизведениям на открытом канале без фильтрации на этапах: опытных работ, производственной отработки профилей; машинной обработки сейсмоданных.

Анализ волнового поля осуществляют с целью:

- изучения волновой картины при выборе интервала регистрации целевых волн, параметров систем наблюдения и группирования приемников;
- определения соотношения сигнал/помеха;
- выбора характеристики ввода кинематических поправок;
- оперативного контроля качества полевых работ;
- оценок результатов ввода статических поправок;
- сейсмогеологического моделирования;
- сопоставления эффективности процедур машинной обработки сейсмоданных;
- выделения повторных ударов и волн-спутников.

### **14.2 Прослеживание сейсмических волн.**

Прослеживание сейсмических волн на сейсмограммах или на временных

разрезах осуществляют на основе корреляции осей синфазности целевых волн. В зависимости от сложности волнового поля применяют фазовую или групповую корреляцию волн. Фазовой корреляцией волн называется процесс последовательного визуального или автоматизированного прослеживания от трассы к трассе какой-либо особенности (фазы) волны. Прослеживание волн производится по совокупности динамических и кинематических признаков, важнейшими из которых являются:

1. Повторяемость формы записи, видимых периодов, соотношения амплитуд основных и дополнительных экстремумов импульса на соседних трассах.

2. Плавное изменение кажущейся скорости и амплитуды по мере изменения расстояния от источника.

Первым этапом корреляции является прослеживание наиболее устойчивых для участка работ опорных волн. При прослеживании волн используются экстремумы, ближайšie к началу колебаний. В случае затухания отдельных фаз допускаются переходы с одного экстремума на другой при условии сохранения времени запаздывания их друг относительно друга.

Для корреляционной увязки волн, зарегистрированных при различных пунктах взрыва, используется равенство времен их регистрации во взаимных точках или в общих точках после ввода кинематических поправок. Расхождения во временах прихода отдельных фаз волн на взаимных (общих) точках, как правило, не должны превышать 25% их видимого периода. При невозможности проведения фазовой корреляции применяют корреляцию групп волн или групповую корреляцию. Отождествление преломленных волн при корреляционно не увязанных между собой системах наблюдений должно вестись с учетом проницания.

### 14.3 Построение скоростных моделей.

Определение скоростей и построение скоростных моделей осуществляют автоматическим, полуавтоматическим или ручным способом. При машинных способах используют интерактивный режим, обеспечивающий получение наиболее достоверных результатов. Скоростной анализ осуществляют по материалам сейсмокаротажа, ВСП, акустического каротажа или по данным наземных исследований МОВ и МПВ. Отсчет времени первого вступления на сейсмограммах СК и ВСП производится с точностью  $\pm 0,001$  с. При этом контролируется полярность регистрирующего канала и правильность вступления по показаниям контрольных сейсмоприемников. Времена первых вступлений волн, зарегистрированных скважинным сейсмоприемником, приводятся к выбранному уровню путем ввода статических поправок и к вертикали путем ввода кинематических поправок.

Статические поправки при СК и ВСП вводят (в предположении вертикального хода луча): за отметку момента взрыва; за глубину взрыва; за альтитуду скважины; за деформацию пород в точке взрыва; за фазу.

С помощью кинематических поправок исключается непродольность вертикального годографа.

Средние скорости вычисляются по продольным вертикальным годографам после введения поправок. Пластовые скорости вычисляются по угловым коэффициентам продольного вертикального годографа проходящей или головной волны. Эти годографы обычно осредняются ломаными линиями в предположении слоисто-однородной среды. Для градиентной модели вертикальный годограф представляют плавной кривой, вычисляя интервальные скорости по приращению времен на постоянном интервале глубин или дифференцируя аналитические выражения, аппроксимирующие этот годограф.

Вертикальный годограф, графики средних, пластовых и интервальных

скоростей рекомендуется изображать на одном чертеже. При этом рекомендуется составлять таблицу исходных данных (наблюденные времена, вводимые поправки и т. д.).

При интерпретации данных акустического каротажа производится:

- расчленение разреза на тонкие слои, однородные по физическим свойствам;
- вычисление интервальных скоростей и интервальных коэффициентов затухания волн;
- вычисление пластовых скоростей и пластовых коэффициентов затухания;
- корректировка скоростей по данным сейсмокаротажа.

В районах, слабо изученных сейсмокаротажем, где обработка профильных наблюдений МОГТ не обеспечивает необходимой точности определения эффективной скорости, рекомендуется отрабатывать специальные зондирования или отдельные участки профилей с использованием систем повышенной кратности и увеличенной длиной годографа. Пластовые и средние скорости вычисляются по эффективным скоростям или по производным годографов и полей времен. Наиболее простыми являются связи пластовой скорости с предельными эффективными скоростями.

Эффективные скорости определяются по результатам анализа спектров скоростей, либо непосредственно по временам отражений (способы, аппроксимация наблюденного годографа полиномом заданной степени, приближенного представления годографа в виде гиперболы и др.), либо итеративно в процессе построения границ. Средние скорости по вертикали получают путем пересчета пластовых скоростей.

Граничные скорости определяют по продольным годографам преломленных волн (способами кажущихся скоростей, разностного годографа, полей времен) и по непродольным годографам (способами

теоретических годографов, преобразования поперечного годографа, трансформации двух нагоняющих непродольных годографов). При многократных перекрытиях МПВ используют процедуры одновременного суммирования с получением вертикальных и горизонтальных спектров граничных скоростей. Средние скорости по преломленным волнам определяют способами начальных точек и пересечения годографов и при многократных перекрытиях - по спектрам скоростей. Данные о скоростях могут быть получены на основе интерпретации рефрагированных, дифрагированных, обменных и других типов волн.

Данные о скоростях обобщаются и представляются в виде графиков зависимости средней скорости  $V_{CP}$  от глубины  $z$  или времени  $t_0$ , либо в виде развернутых графиков средней или пластовой скорости для определенного отражающего горизонта или интервала разреза. Развернутые графики осредняются и увязываются на пересечениях профилей и могут быть использованы для построения карт скоростей. На основе обобщенных данных дается заключение о возможности применения для построения границ одной зависимости  $V_{CP}(t_0)$  района или о необходимости учета анизотропии и горизонтальных изменений средних и пластовых скоростей.

При автоматизированной обработке сейсмоданных применяют способы формирования пластовой макромодели изучаемой геологической среды и ее итерационного уточнения по результатам анализа миграционных скоростей и пространственному изображению волнового поля глубинной 2D и 3D миграции. Обобщенная блок-схема восстановления пластовой скоростной модели среды приведена на рис.14.1. По мере коррекции скорости с учетом априорных знаний о геологическом строении среды скоростная модель уточняется и приближается к реальной (рис 14.2).

Коррекцию модели осуществляют послойно последовательно сверху-вниз. Для предотвращения распространения ошибки построений в низ разреза любая серьезная корректировка контролируется по допустимому

совпадению границ на временных мигрированных разрезах с одноименными синтетическими границами инвертируемой модели.

Процесс уточнения модели может продолжаться итерационно до получения приемлемых результатов миграции с правильно откорректированной пластовой скоростной макромоделью, которая в дальнейшем должна использоваться для глубинной 3D миграции куба исходных трасс. Существующие программные средства позволяют выбирать варианты подходы к обработке данных 2D-3D с участием интерпретатора на различных этапах данного процесса (рис.14.3). Выбранная система обработки должна обеспечивать получение качественных результатов в регионах со сложным геологическим строением в условиях существования значительного и быстроменяющегося горизонтального и вертикального градиента скорости при существенно более высокой по сравнению с другими системами скорости обработки.

#### **14.4 Построение глубинных разрезов, карт и схем.**

Способ построения глубинных разрезов должен выбираться с учетом достоверности имеющихся данных о скоростной характеристике среды, сложности ее геологического строения, надежности корреляции волн. Исходными данными для построения глубинного сейсмического разреза являются времена регистрации полезных волн, снимаемые с временных разрезов или непосредственно с сейсмограмм, а также скорости распространения волн в исследуемой толще.

Для построения границ сложной конфигурации рекомендуются способы полей времен, огибающих (эллипсов, окружностей) и способы преобразования динамических временных разрезов в глубинные, эффективные при больших наклонах границ. В простых условиях используется способ средних скоростей. При наличии в покрывающей толще резких скоростных границ необходим учет преломления. Наиболее

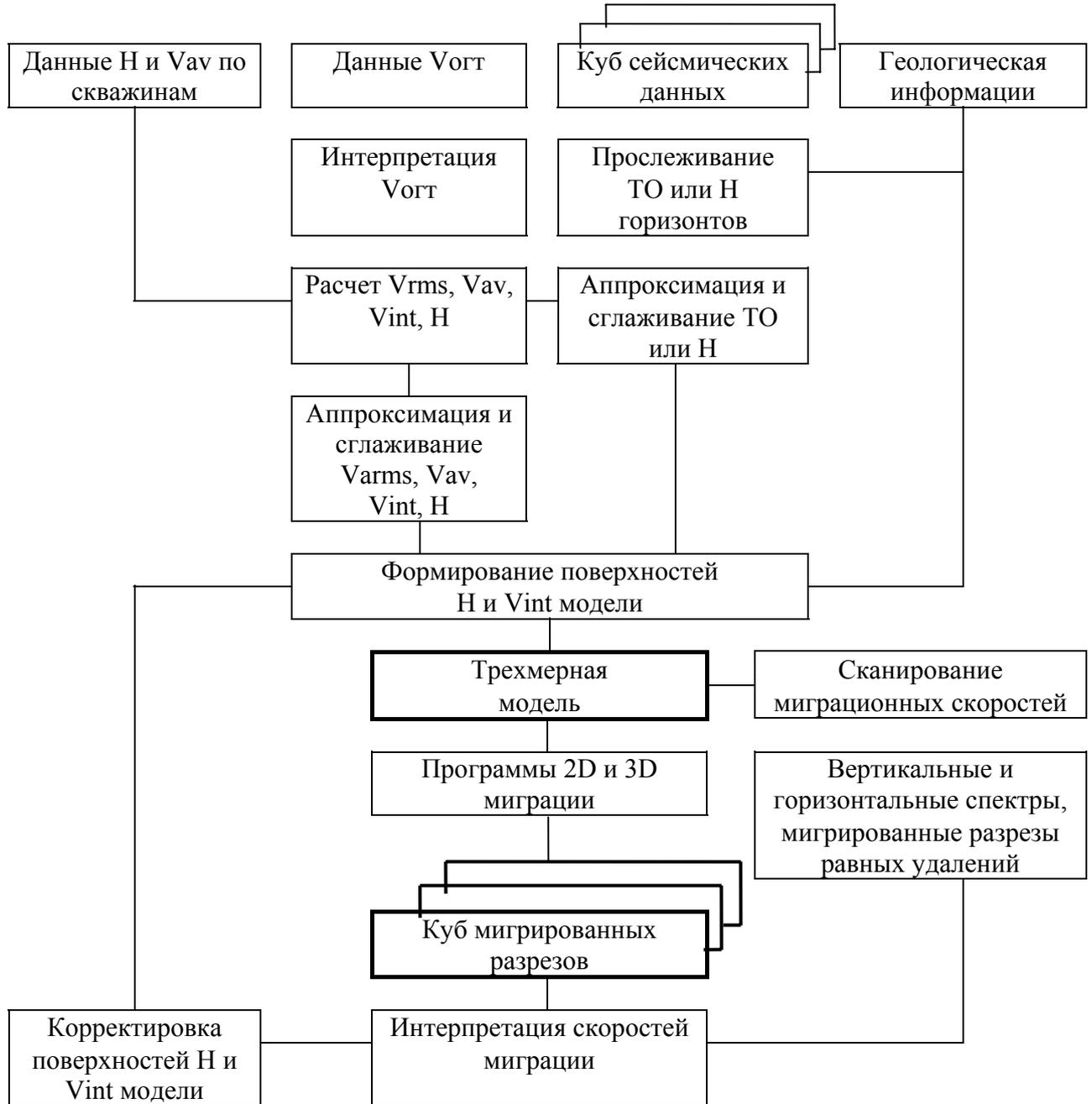


Рис. 14.1. Обобщенная блок-схема восстановления пластовой скоростной модели среды.

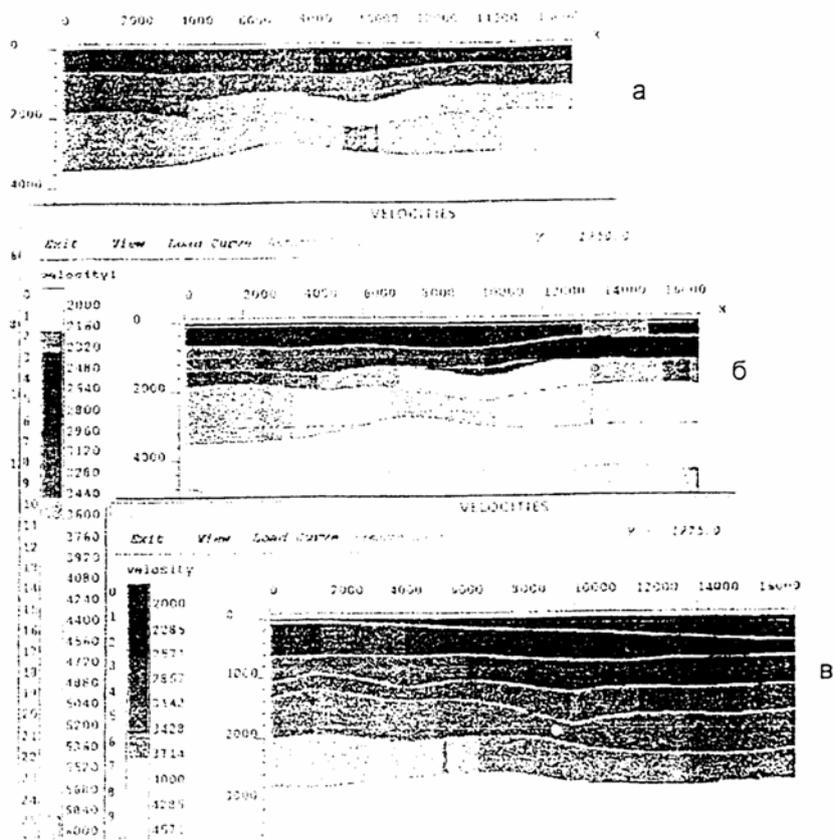


Рис.14.2. Пример подбора модели на первом (а) и втором (б) этапах коррекции скорости и для модели с наклонной линией приведения (в).

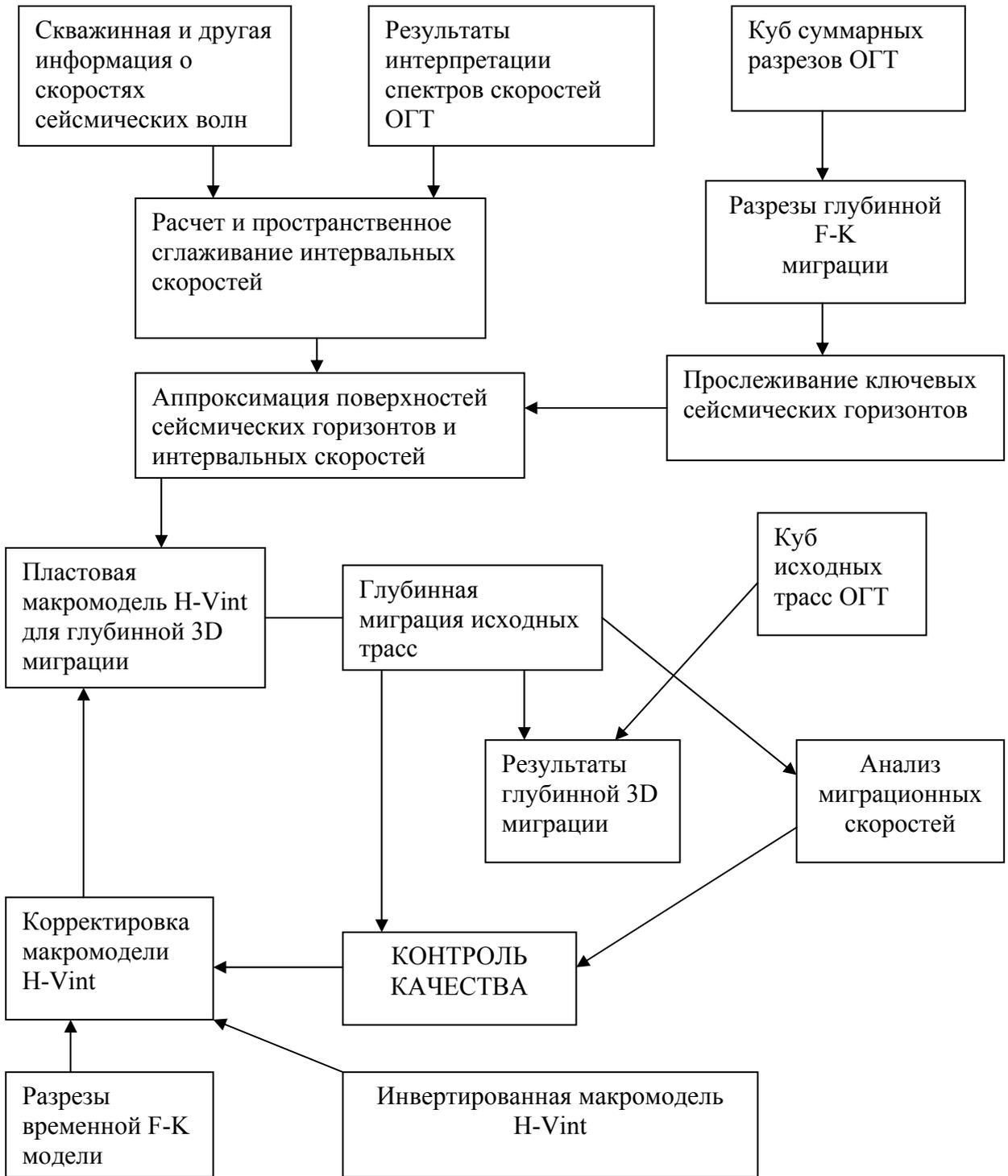


Рис.14.3 Блок-схема вариантного процесса обработки данных 3D.

универсальным, пригодным для построения границ в любых средах (однородных, слоистых, непрерывных, слоисто-непрерывных) является способ полей времен, а для получения динамических глубинных разрезов - способ послыного обращенного продолжения волновых полей. При наличии скважин на участке работ необходима привязка отражающих горизонтов к геологическим границам.

Для построения глубинного разреза по преломленным волнам используются способы полей времен  $t_0$  или сопряженных точек. Контроль над правильностью построений по отдельным профилям производится в местах их пересечений и по замкнутым контурам с учетом пространственного положения границ. Каждый сейсмический разрез должен быть подвергнут анализу в отношении возможного присутствия в нем фиктивных границ, связанных с неправильным распознаванием волн на сейсмограммах. Особое внимание следует уделять обнаружению границ, обусловленных присутствием на записях многократных отраженных, отраженно-преломленных, преломленно-отраженных или обменных волн. Для распознавания этих и иных мешающих волн анализируются спектры эффективных скоростей, сопоставляются годографы, эффективные скорости и сейсмические границы на разрезе, а также используются динамические признаки. Все выявленные фиктивные границы должны быть устранены с сейсмического разреза. На сейсмическом разрезе, помимо сейсмических границ, рекомендуется выделять участки, характеризующиеся аномальным затуханием волн и иными динамическими особенностями записи, с которыми могут быть связаны линии тектонических нарушений, зоны выклинивания, области структурных несогласий, рифы и т. п.

На сейсмический разрез наносятся: рельеф дневной поверхности; пикеты точек наблюдения, пунктов взрыва; точки излома профиля и пересечений профилей; положение глубоких скважин и их разрез; горизонтальный и вертикальный масштабы с указанием абсолютного нуля, а

также штамп с указанием организации, проводившей работу, года ее выполнения, района работ, номера профиля. Опорные горизонты, линии и зоны тектонических нарушений должны быть выделены особым знаком. Разрез подписывается его составителем и ответственным исполнителем - автором отчета.

Завершающим этапом интерпретации данных сейсморазведки является построение вручную или на ЭВМ структурных карт и схем, дающих обобщенное представление о полученных результатах. Структурные карты составляются по опорным и целевым границам. Границы, по которым целесообразно строить структурные карты, должны хорошо прослеживаться на всей изучаемой площади и отображать наиболее существенные черты геологического строения. Схематические структурные карты по опорным и целевым границам составляются в тех случаях, когда полученные данные недостаточно полно характеризуют поведение сейсмических границ в пределах всей площади исследований или какого-либо из ее участков. Сечение карты следует выбирать равным погрешности определения глубин. При исследовании малоамплитудных структур и достаточно густой сети исследований допустимо сечение, равное половине ошибки в определении глубины.

При детальных работах (подстадия подготовки объектов) рекомендуется масштаб результативных карт 1:25000 или 1:50000 в зависимости от размеров структуры и сложности ее строения. При поисковых работах (подстадия выявления объектов) следует применять масштабы 1:50000 или 1:100000.

При небольших углах падения и отсутствии разрывов в прослеживании отражений и петель на временных разрезах допускается построение структурных карт без построения глубинных разрезов. В этом случае по откоррелированным временным разрезам строятся карты изохрон, которые затем переводятся в карты равных глубин с использованием данных о

скоростях распространения упругих волн. Если отражающие или преломляющие границы имеют угол наклона более  $8^\circ$  и направление профилей не совпадает с направлением падения пластов, карты следует представлять в изовертикалях. Для перехода от карты изонормалей к карте изовертикалей допускается использование как графического, так и аналитического способа. Возможно применение приближенных способов построения карт в изовертикалях.

Если имеющихся данных недостаточно для построения структурных или схематических структурных карт, то результаты сейсморазведочных работ представляются в виде структурных схем, например схемы наклонов, на которой в виде векторов, по величине пропорциональных углу наклона, изображаются имеющиеся данные о наклонах сейсмических границ, приуроченных к определенным глубинам.

Структурные карты и схемы рекомендуется обязательно дополнять картами и графиками скоростей, мощностей, динамических параметров и т.п., которые могут помочь в изучении геологического строения исследуемой площади.

Карты изохрон  $t_0$  строятся вручную или на ЭВМ и являются обязательными отчетными документами. При машинных способах построения разрезов и карт организация базы данных (БД) является одним из определяющих факторов. Основными критериями, которым должна удовлетворять спроектированная структура, являются обеспечение функциональных требований приложений и высокая производительность системы. БД должна обеспечивать получение необходимых данных и их эффективную обработку. БД сейсмогеофизической информации, используемая в большинстве структур обработки и интерпретации, представляет собой, как правило, пять связанных между собой логически подбаз (рис.14.4). Такое деление обусловлено количеством типов хранимой информации, используемой прикладными программами.

Площадь. Включает в себя относительные координаты геофизических объектов, привязанных к той или иной площади. Кроме того, здесь размещена статистическая и описательная информация о самой площади (ее размеры, название, количество профилей и скважин, даты создания, объемы хранимой информации и пр.).

Горизонт. Объединяет информацию, привязанную к конкретному исследуемому горизонту. Данные группируются вдоль пикированных горизонтов по отдельным профилям, и по рассчитанным на их основе регулярным сеткам. Учитывая, что хранение регулярных сетей данных по временам, глубинам, скоростям и прочее не требует большого объема дисковой памяти, а расчет самих регулярных сеток каждый раз занимает значительное время, такая логическая структура представляется очень удачной с точки зрения скорости получения результата.

Временной интервал. Привязан либо к конкретному горизонту, либо представляет собой временной интервал между двумя горизонтами. Для определения интегральных динамических характеристик и для спектрального анализа, как такового, рассчитываются и сохраняются в БД амплитудно-частотные спектры Фурье.

Скважина. Объединяет информацию с данными акустического каротажа по конкретной скважине, а именно, исходные и отредактированные акустические кривые, созданные эффективные скоростные модели с учетом и без учета уменьшения амплитуд во времени, с учетом и без учета влияния кратных волн и другое.

Скорость. Включает в себя данные о скоростной модели среды, полученные на этапе обработки исходных сейсмограмм вышеописанными методами скоростного анализа.

База данных сейсмической информации									
Площадь		Горизонт		Временный интервал		Скважина			Скорость
профиль	скважина	профиль	сетка	профиль	сетка	акуст. кривая	скор. модель	импульс	ОГТ
Х, Y точек перелома профиля	Х, Y	Время Скорость средняя Скорость пластовая Глубина Амплитуда	Время Скорость средняя Скорость пластовая Глубина Амплитуда	Амплитудно-частотный спектр A (f)	Интегральные динамические характеристики  Дифференциальные динамические характеристики				Время Скорость

Рис.14.4 Возможная логическая организация БД сейсмической информации.

### **14.5 Построение макро и микро моделей, прогнозирование коллекторов.**

Геолого-сейсмическое моделирование выполняют при помощи автоматизированных систем, программное обеспечение которых позволяет осуществлять интерактивную интегрированную интерпретацию геолого-геофизических данных, прежде всего сейсморазведки и ГИС. Для моделирования используют рабочие станции высокого уровня и организуют сеть рабочих мест геофизика (рис.14.5).

Основной функциональный принцип построения и технологии использования систем – *модель-ориентированность*. Последовательность геолого-сейсмических моделей, вырабатываемых для исследуемого объекта:

1. Структурная (макроструктурная) модель М I.
2. Структурно-формационная (микроструктурная) модель М2.
3. Литофациальная модель М3.
4. Седиментационно-емкостная модель М4.
5. Модель состояния запасов М5.
6. Модель резервуара Мб.

Региональному этапу отвечают первые две, реже три модели, поисковому - все кроме двух последних, разведочному - все.

Перечисленные модели в общем случае соответствуют объектам разного ранга: макроструктурная модель может охватывать всю исследуемую толщу, структурно-формационная модель - формацию, включающую продуктивные и/или нефтематеринские отложения и т.д. Модель  $i$ -го уровня в общем случае включает в себя ту часть модели  $i-1$ -го уровня, которая относится к области пространства, охватываемого моделью  $i$ -го уровня. Как правило, в процессе интерпретации строятся не все из перечисленных моделей. Набор выстраиваемых моделей определяется постановкой геологической задачи (включая выбор объекта исследования) в каждом отдельном случае. При решении задач регионального прогноза обязательны уровни 1 и 2, при

решении задач поисков и оконтуривания обязательны уровни 1-4, желательно до 5. Уровень 6 отвечает задачам разведки месторождения, а также проектирования и мониторинга эксплуатации.

Из перечисленных моделей традиционной для сейсморазведки является макроструктурная модель. По мере усложнения постановки задач и расширения области применения сейсмических методов в рассмотрение вводятся остальные перечисленные модели - структурно-формационная (сеймостратиграфическая), литофациальная и все остальные.

Каждой модели отвечает определенный набор процедур и технологий интерпретации (рис.14.6).

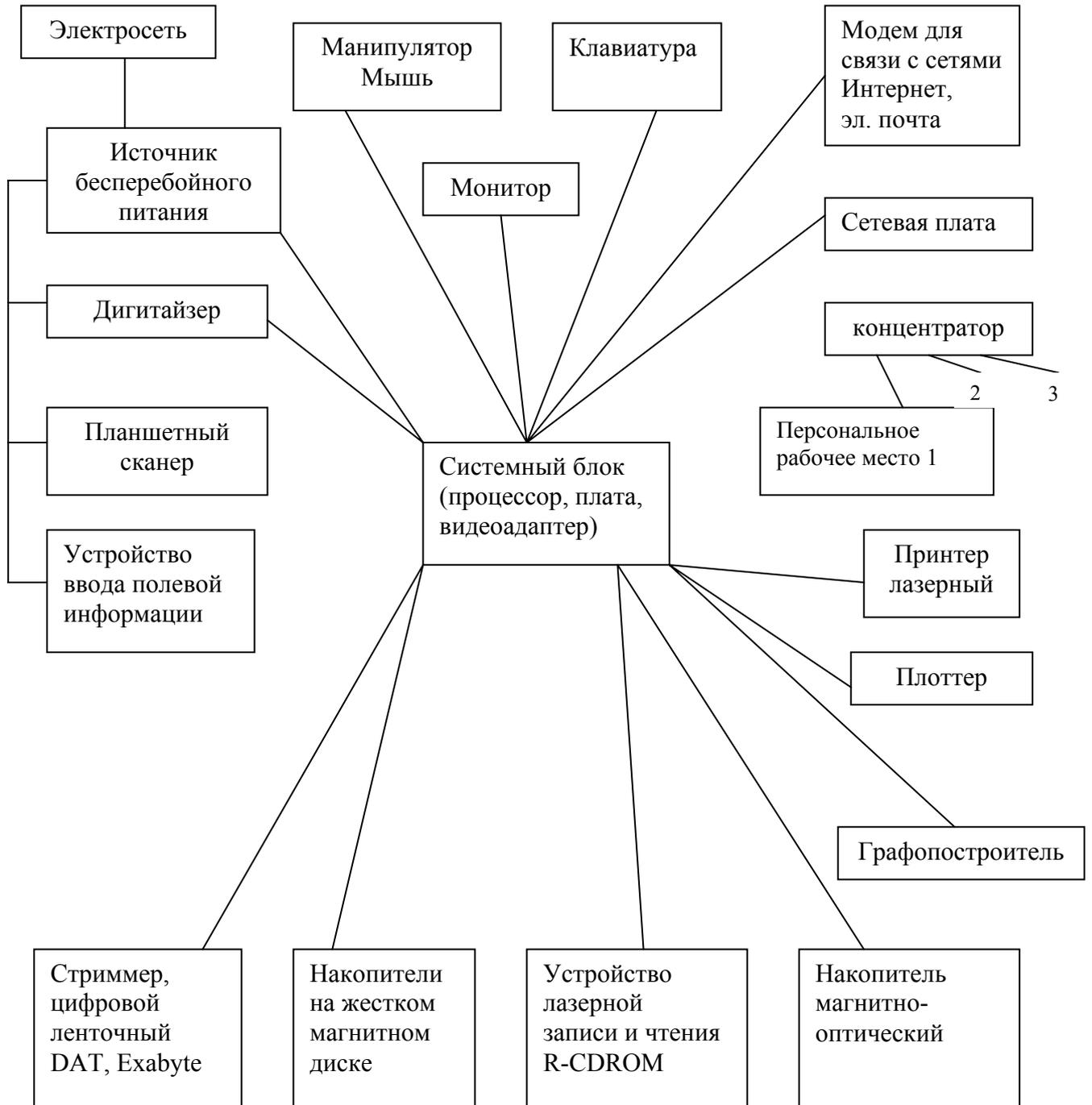


Рис.14.5 Структура базового рабочего места геофизика.

Интерпретационная модель		Пакеты и технологии
Структурная	макроструктурная	Кинематическая интерпретация 2D и 3D сеймики. Построение модели скоростного разреза. Интерпретация ГМ и ЕМ методов. Сводная интерпретация ГИС.
	структурно-формационная	СФИ: СВАН, ранговые разрезы.
Литофациальная (сейсмостратиграфическая)	СФИ, кластеризация; анализ скоростей и других атрибутов, получаемых при обработке сеймики ( $\gamma$ , AVO и т.п.). Интерпретация ЕМ и ГИС.	
Седиментационно-емкостная	Псевдоакустика (ПАРМ), анализ скоростей, параметра $\gamma$ , AVO, поглощения; СФИ и сейсмостратиграфия; интерпретация ЕМ, распознавание.	
Модель состояния запасов	Псевдоакустика (ПАРМ), анализ скоростей, параметра $\gamma$ , AVO, поглощения; интерпретация ЕМ, распознавание.	
Динамическая модель резервуара	Процедуры построения емкостной модели – для оценки пористости; построение сеточной ФЕС-модели подсчетных параметров распознаванием; подсчет запасов и прогноз режимов добычи.	

Рис. 14.6 Набор типичных процедур и технологий, используемых при моделировании.

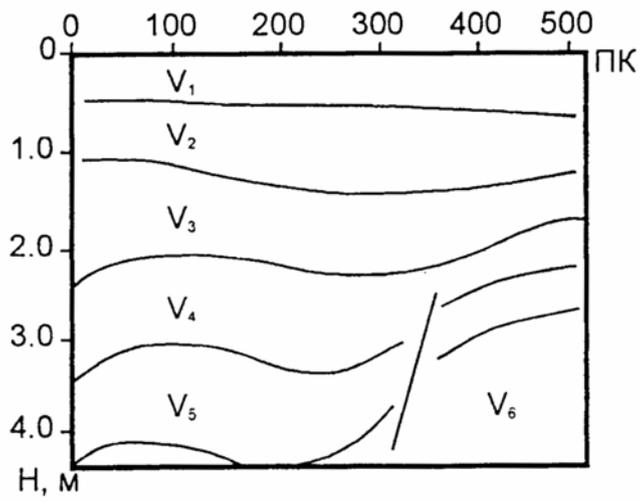


Рис.14.7. Схематичное изображение макроструктурной модели.

Под макроструктурной моделью  $M_1$  понимают совокупность временных и/или глубинных сейсмических разрезов (рис.14.7), представленных линиями  $t_{oi}(x)$  и/или  $z_i(x)$ , где  $i = 1, 2, \dots$  – номера прослеженных сейсмических горизонтов, и структурных карт  $z_i(x, y)$  (рис.14.8). Сбросы описываются линиями  $X_k(t)$ ,  $X_k(z)$ , или же поверхностями  $X_k(x, y)$  или  $Y_k(x, y)$ ,  $k = 1, 2, \dots$ . Интервалам разреза между прослеженными линиями  $t_{oi}(x)$  и/или  $z_i(x)$  должны быть приписаны интервальные скорости  $V_i(x, y)$  в «толстых» слоях. Линии  $t_{oi}(x)$  получают, трассируя («пикируя») и увязывая по системе профилей оси синфазности выделенных устойчивых сейсмических горизонтов, и рисуя линии  $X_k(t)$  сбросов на временных сейсмических разрезах. Аналогично, линии  $z_i(x)$  и  $x_i(t)$  иногда получают, трассируя («пикируя») оси синфазности выделенных устойчивых сейсмических горизонтов, или же рисуя линии сбросов на глубинных сейсмических разрезах. Чаще, однако, линии  $z_i(x)$  получают, преобразуя уже протрассированные линии  $t_{oi}(x)$  в  $x_k(t)$  с помощью кинематической миграции, используя известные средние или интервальные скорости.

Структурно-формационная (микроструктурная) модель  $M_2$  – категория структурно-формационной интерпретации (СФИ), сравнительно нового направления в интерпретации сейсмических данных. Отличительной особенностью СФИ является рассмотрение геологической среды как иерархически организованной **совокупности** геологических тел. Основные ранги иерархической организации приведены на рис.14.9.

Тела более низкого ранга вложены в тела более высокого ранга. При этом в силу глобальных закономерностей процесса осадконакопления (прежде всего, циклического характера колебательных движений уровня моря, приводящих к смене режимов трансгрессии и регрессии, перемежающихся периодами размыва), параметры тел данного ранга – литология, гранулометрический состав и т.п. – меняются по вертикали и по латерали закономерно (рис.14.10).

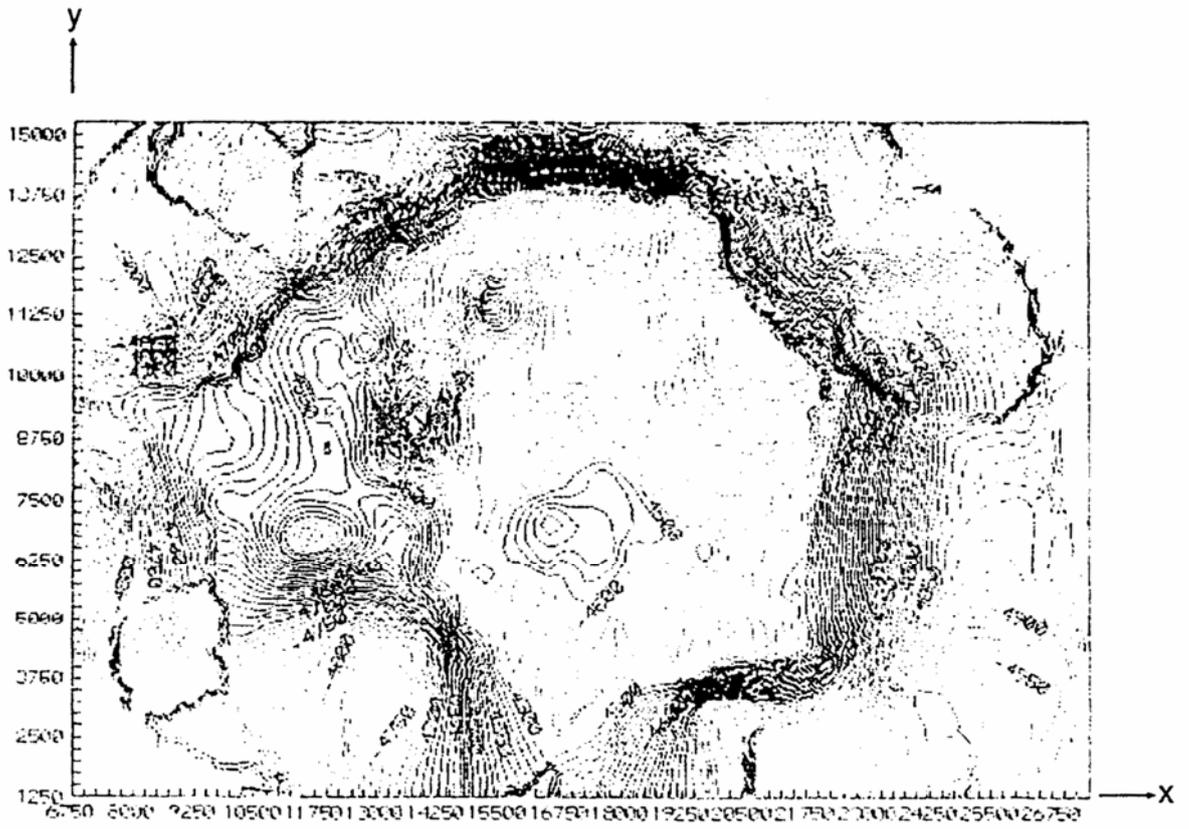


Рис.14.8. Пример машинного вывода структурной карты по одному из отражающих горизонтов при 3D сейсморазведке.

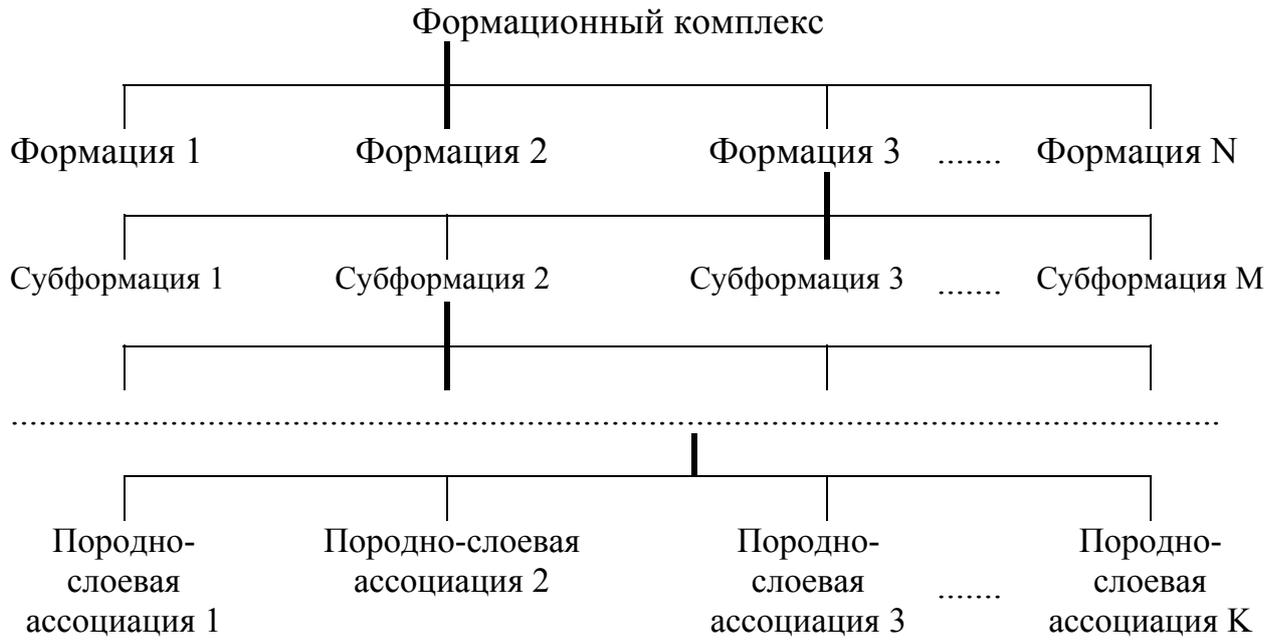


Рис.14.9. Основные ранги иерархической организации микроструктурной модели.

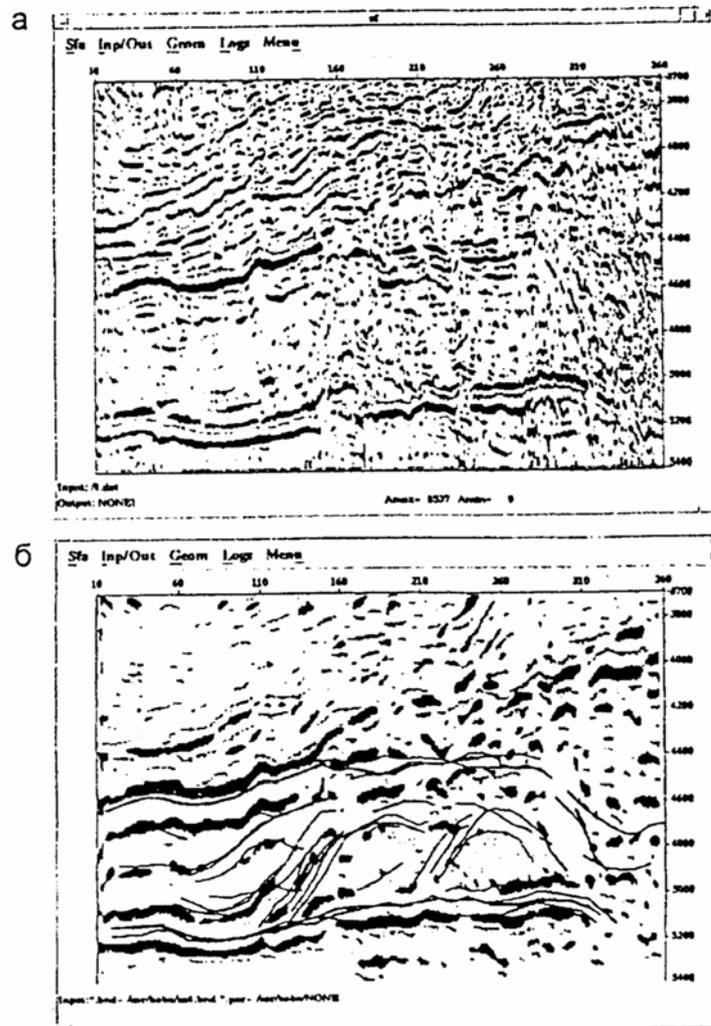
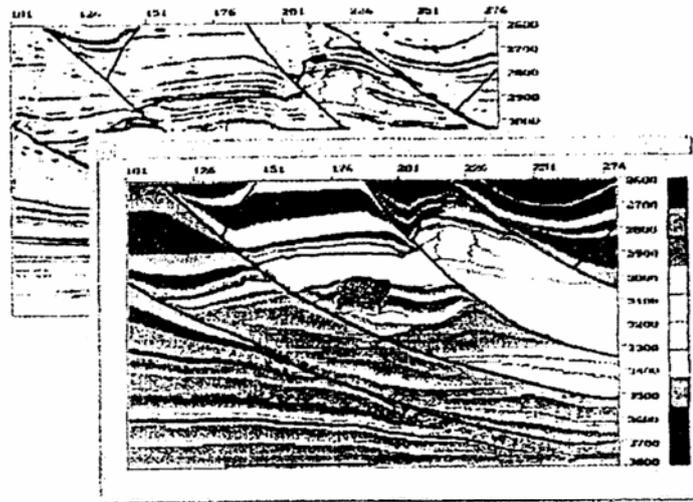
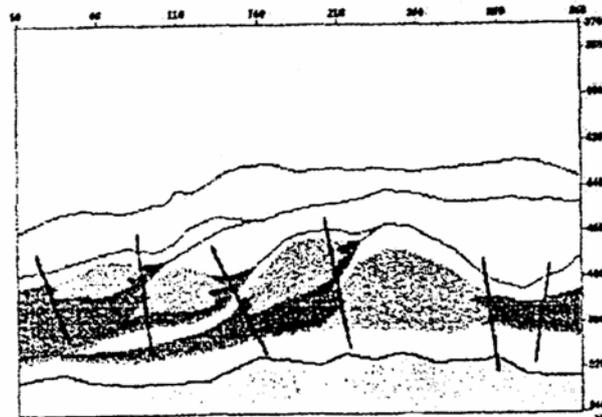


Рис.14.10. Сводная микроструктурная модель (б) из структурных элементов, выделенных по различным типам (а) преобразования исходного сейсмического разреза.



а



б

Рис.14.11. Примеры литофациальной микро (а) и макромоделли (б).

Построение литофациальной модели МЗ сводится к определению литологического состава и фаций элементов структурно-формационной модели - выделенных геологических тел, различающихся масштабом и рангом (рис.14.11). При построении литофациальной модели используется широкая совокупность данных - ГИС, керновый материал, данные опробования, данные сейсморазведки (в форме макро-и микроструктурной модели; результатов анализа скоростей), сейсмофациального и сейсмостратиграфического анализа.

Понятие «сейсмическая фация» можно определить как литостратиграфическую или сейсмостратиграфическую единицу, которая характеризуется определенным обликом сейсмической записи на временном разрезе (рис.14.10). В этом смысле, сейсмостратиграфическая единица может быть определена как подразделение седиментационной последовательности (толщи) между двумя опорными сейсмическими горизонтами, (потенциально) картируемыми на значительной площади. (Понятие сейсмостратиграфической единицы здесь предпочтительнее, чем литостратиграфической, так как последняя не всегда бывает ограничена на сейсмической записи опорными горизонтами). Сейсмические фации различаются по следующим элементам записи: амплитуда, устойчивость (по латерали), количество и конфигурация отражающих горизонтов, преобладающая частота, интервальная скорость, геометрия внешнего контура сейсмофации, преобладающая полярность отражений, степень их конформности и т.д.

Связь между физико-геологическими факторами, фациеобразующими» элементами сейсмической записи и возможностями интерпретации иллюстрирует рис.14.12. Иногда сейсмофации могут непосредственно соответствовать геологическим фациям, но чаще прямого соответствия не наблюдается, так как временной разрез имеет недостаточную разрешенность, сейсмическая запись отображает не всю геологическую информацию, и

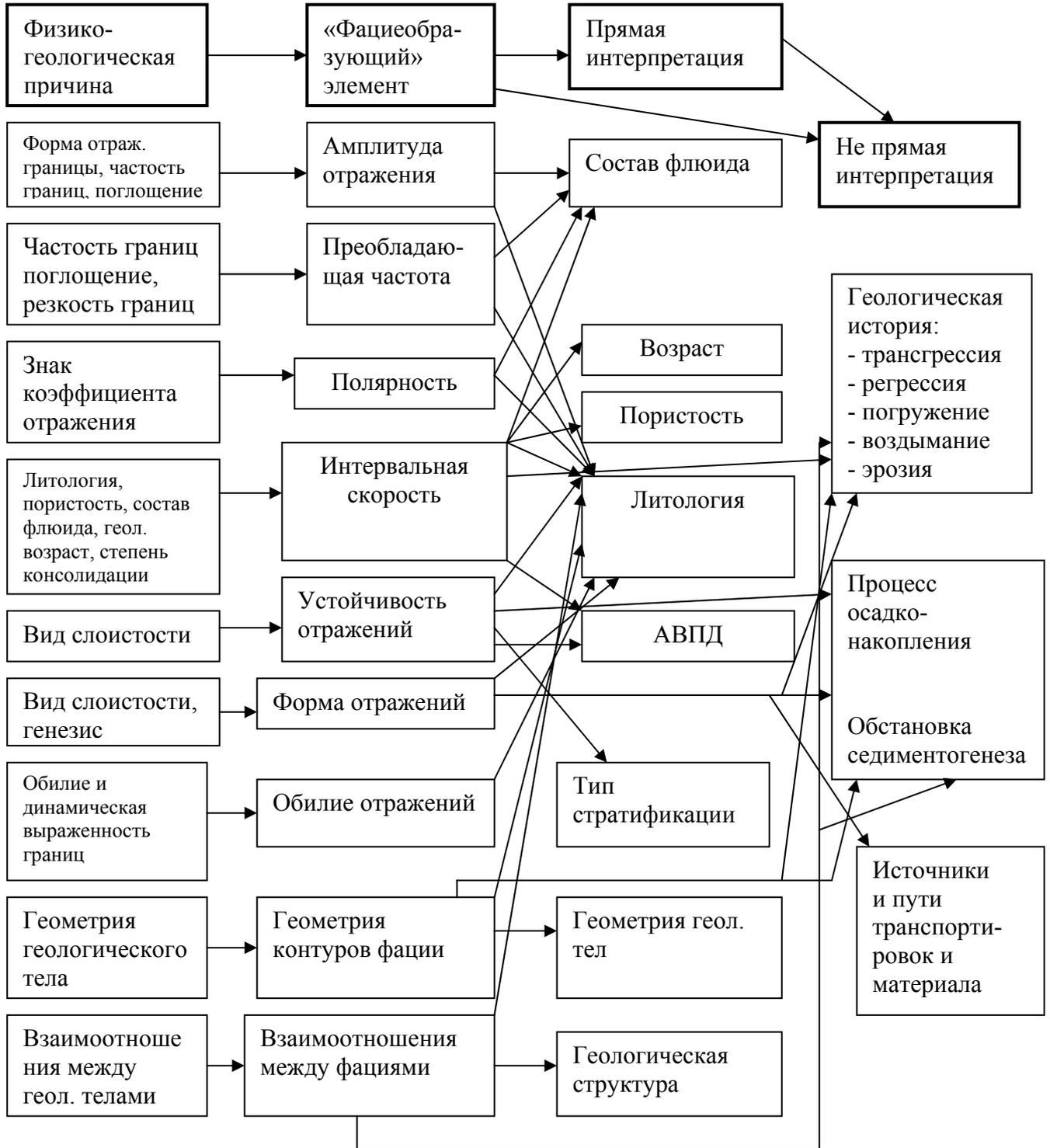


Рис.14.12 Связь между физико-геологическими и сейсмическими факторами.

сейсмическая запись бывает отягощена эффектами, не имеющими отношения к геологическим фациям. Так как сейсмofации самостоятельного разведочного интереса не представляют, важнейшей процедурой построения литофациальной модели является установление соответствия между геологическими фациями (литофациями) и сейсмическими фациями применительно к конкретному интервалу разреза в конкретном районе. Это соответствие устанавливается для разбуренных участков и затем интерполируется (экстраполируется) на межскважинные пространства на основании результатов сейсмofациального анализа. Эта процедура может быть выполнена интерактивно.

Дополнив литофациальную модель локального геологического объекта, обычно пласта-коллектора углеводородов, количественной оценкой емкостных свойств, получают емкостную модель коллектора М4 (рис.14.13). Под количественной оценкой емкостных свойств понимается расчленение пласта-коллектора на слои с разной пористостью, оценка численных значений коэффициентов полной и, по возможности, открытой пористости в этих слоях, а также мощности слоев. Выяснение, осмысление и использование сведений о геометрии и мощности слоев коллектора (резервуара) составляет основу для определения нефтегазонасыщенности и коэффициента отдачи (рис.14.14).

Сеточная модель состояния запасов представляет собой интеграцию параметров структурно-формационной, литофациальной и седиментационно-емкостной моделей и дополнение этих параметров данными поискового или разведочного бурения о тех параметрах, которые не отображены, или отображены неадекватно, в предыдущих моделях.

Структурно-формационная модель дает геометрию залежи, включая локализацию сбросов, водонефтяных и водогазовых контактов, и т.п. Литофациальная модель дает тип и характеристики флюидонасыщения.

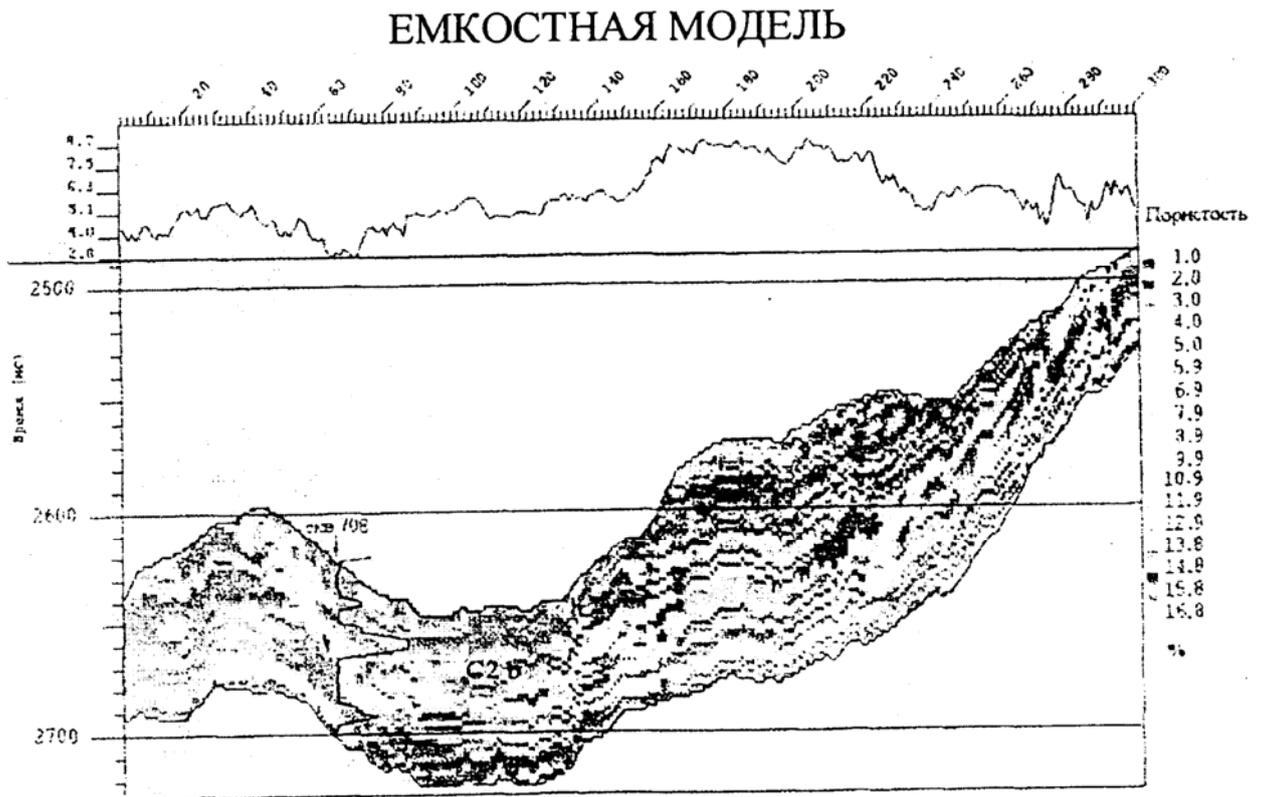


Рис.14.13. Временной разрез пористости и график средних значений коэффициентов пористости в продуктивных известняках башкирского возраста С2b на АГКМ.

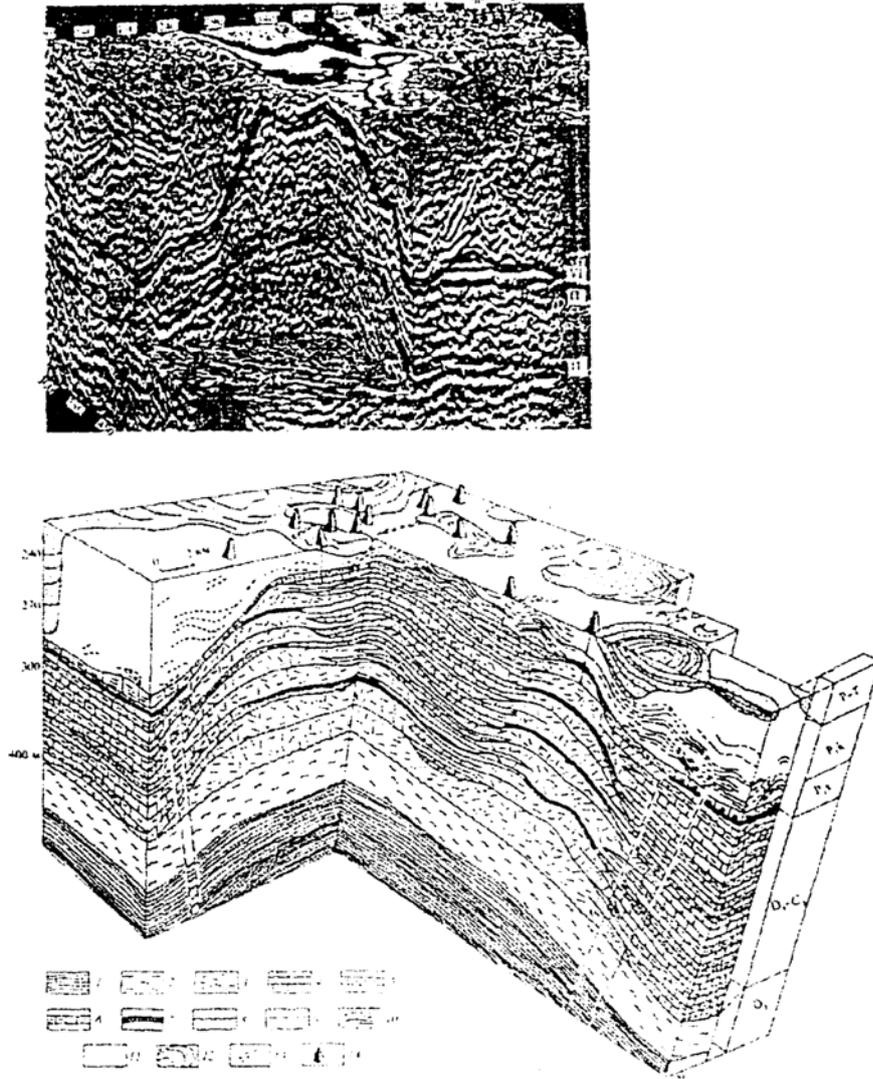


Рис.14.14. Временной сейсмический разрез (а) и литолого-стратиграфическая (б) модель месторождения Тенгиз, составленные по данным площадных сейсмических наблюдений и геофизических исследований в скважинах:

- 1 – отложения нижнего и верхнего девона;
- 2 – отложения терригенного девона;
- 3 – карбонатный комплекс палеоатолла;
- 4 – его лагунные фации;
- 5 – карбонатные песчаники;
- 6 – глинисто-карбонатные депрессионные осадки;
- 7 – отложения нижней перми;
- 8 – размывы;
- 9 – предполагаемые разломы;
- 10 – складки в соли;
- 11 – соль;
- 12 – надсолевой комплекс;
- 13 – разломы в нем;
- 14 – скважины.

Седиментационно-емкостная модель дает информацию о полной и открытой пористости и эффективной мощности. Это - неполный перечень параметров, необходимых для подсчета запасов и имитации режимов эксплуатации резервуара. Информация о коэффициентах нефтегазонасыщения, содержащаяся в литофациальной модели, также может быть неполной. Наконец, ни одна из перечисленных моделей не предоставляет в явном виде информации о проницаемости и коэффициенте отдачи. Поэтому недостающие или неточно заданные в какой-либо из предыдущих моделей параметры должны быть доопределены в модели состояния запасов тем или иным путем. Наиболее подходящий способ - интерполяция данных ГИС, кернового анализа и опробования с помощью детерминистических и статистических технологий на узлы сетки создаваемой модели состояния запасов. Следует отметить, что традиционно модель состояния запасов, включая сам подсчет запасов, строилась исключительно по данным ГИС, анализа керна и опробования разведочных скважин. Сеть таких скважин задавалась достаточно густой, чтобы обеспечить подсчет запасов с детальностью, соответствующей промышленным категориям. Только в последнее время сеть разведочных скважин стали разреживать и интерполировать подсчетные параметры - эффективную мощность, пористость, коэффициенты нефтегазонасыщения - в межскважинном пространстве с использованием данных сейморазведки, реже - и других полевых геофизических методов. Подсчет запасов стал еще одной областью комплексирования данных ГИС и сейморазведки.

Одним из важных моментов построения модели состояния запасов является выбор размера сетки, в узлах которой задаются значения вектора подсчетных параметров. Ее густота должна соответствовать стадии ГРП (поиски, разведка, эксплуатация), детальности и надежности имеющихся данных и вычислительным возможностям решения задачи имитации разработки. По мере увеличения числа разведочных скважин, а также

появления эксплуатационных скважин база данных все более детализируется. Вводятся более точные данные о фазовом составе порозаполнителя, наряду с однофазными (100% воды или 100% нефти) могут рассматриваться двух-, трех- и четырехфазные смеси (например, 30% воды, 60% нефти, 5% полимера, закачанного в пласт для повышения нефтеотдачи и 5% природного газа), вводятся зависимость пористости и проницаемости от давления, сведения о вязкости фаз порозаполнителя, и т.п.

**Динамическая модель** резервуара М6 - это единственная модель, отображающая не состояние, а процесс, в данном случае - процесс движения порозаполняющих флюидов в эксплуатируемом резервуаре. Иначе говоря, модель имитирует разработку (принят термин «моделирование резервуара»). Имитация сводится к решению задачи фильтрации флюида в пористом проницаемом пласте при работе нагнетательных и продуктивных скважин с последующим обоснованием рационального режима эксплуатации. Для моделирования эксплуатации в пределах модели резервуара задается некоторое число продуктивных (добывающих) и некоторое число нагнетательных скважин. На забоях продуктивных скважин указывается дефицит давления пластового флюида, а на забоях нагнетательных - избыток давления. В процессе работы программы моделируется эволюция резервуара во времени, с документированием состояния резервуара через определенные интервалы календарного времени (еженедельно, ежемесячно, ...): расход нагнетаемой жидкости, объем откачиваемого продукта, перемещение водонефтяного (водогазового) контакта, изменение дебитов продуктивных скважин во времени, изменение фазового состава порозаполнителя, и т.д. Моделирование эволюции резервуара во времени и означает построение динамической модели резервуара. По завершении имитации поведения резервуара при данном расположении продуктивных и нагнетательных скважин процедура повторяется при другом расположении скважин, другом режиме нагнетания

и откачки, других способах воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи, и т.п. В конце концов, перебрав все заслуживающие внимания варианты, выбирают режим разработки месторождения, оптимальный по тому или иному критерию: минимум затрат, максимум извлечения продукта, максимум прибыли и т.п., при фиксированных прочих условиях: полном времени разработки, величине капвложений, и т.п. По мере эксплуатации резервуара база данных, т.е. сама численная модель резервуара, корректируется путем замены исходных или полученных в результате имитации значений параметров на наблюдаемые, фактические значения, что ведет к повышению точности прогнозов поведения резервуара в будущем и позволяет оперативно корректировать выбранную ранее стратегию освоения месторождения. Исходной информационной базой для моделирования резервуара является модель состояния запасов. После реального начала эксплуатации информационная база периодически корректируется.

Обычно моделям М1-М6 предшествует чисто сейсмическое (волновое) моделирование, которое имеет либо самостоятельное значение при интерпретации наблюдаемых волновых полей, либо как этап в процессе получения моделей М1-М6. Примеры синтетических временных разрезов, получаемые по программам волнового моделирования приведены на рис.14.16.

Учитывая большой массив данных при трехмерном сейсмическом моделировании, используют лучевой метод отображения полей (рис.14.17).

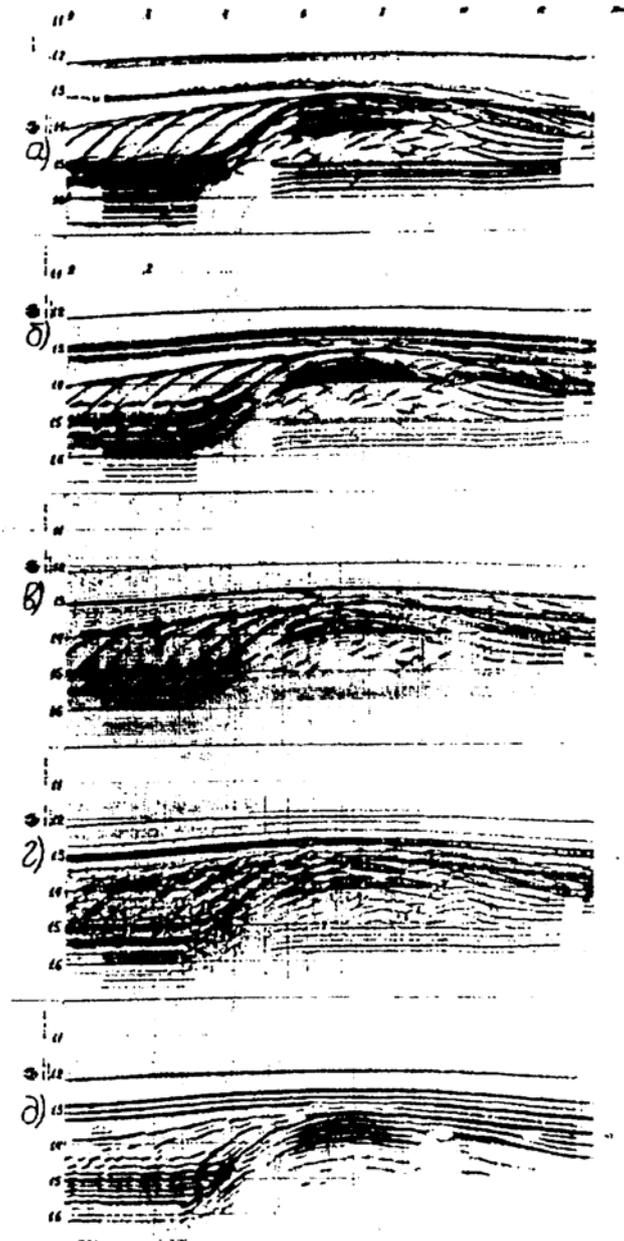


Рис.14.15. Сейсмо моделирование барьерной органогенной постройки (структурно-формационная модель): а-д – синтетические временные разрезы, полученные при разной фильтрации.

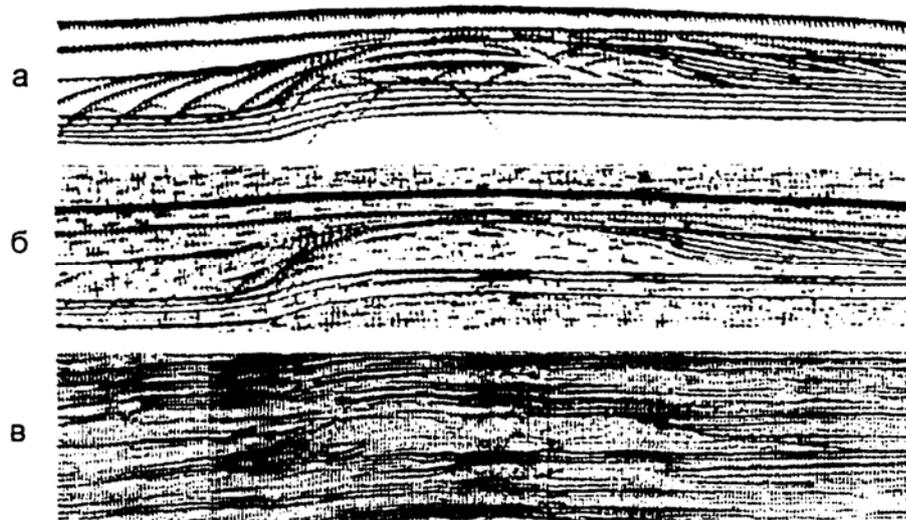


Рис.14.16. Сопоставление модельных временных разрезов с экспериментальным временным разрезом:

а – модельный временной разрез без учета наложения помех и реальной разрешенности сейсмической записи;

б – модельный временной разрез с учетом реальных соотношений  $c/p$  и разрешенности записи;

в – временной разрез по профилю.

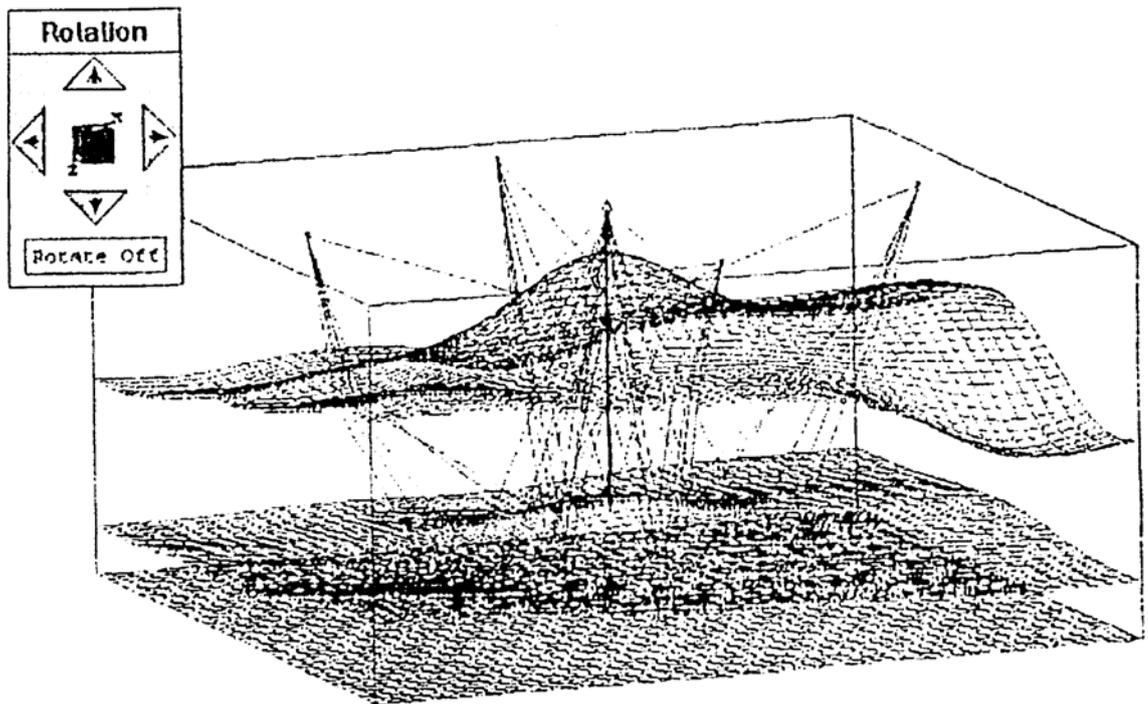


Рис.14.17. Пример лучевой схемы для трехмерного сейсмического моделирования.

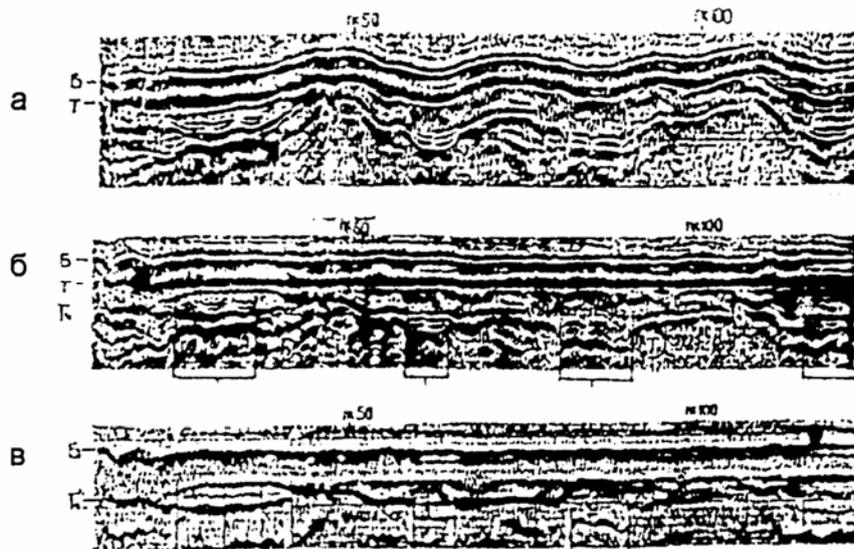


Рис.14.18. Пример палеорекострукции условий осадконакопления на момент отложения баженовского горизонта в Западной Сибири:

а – временной сейсмический разрез, отражающий современный структурный план;

б, в – палеовременные разрезы.

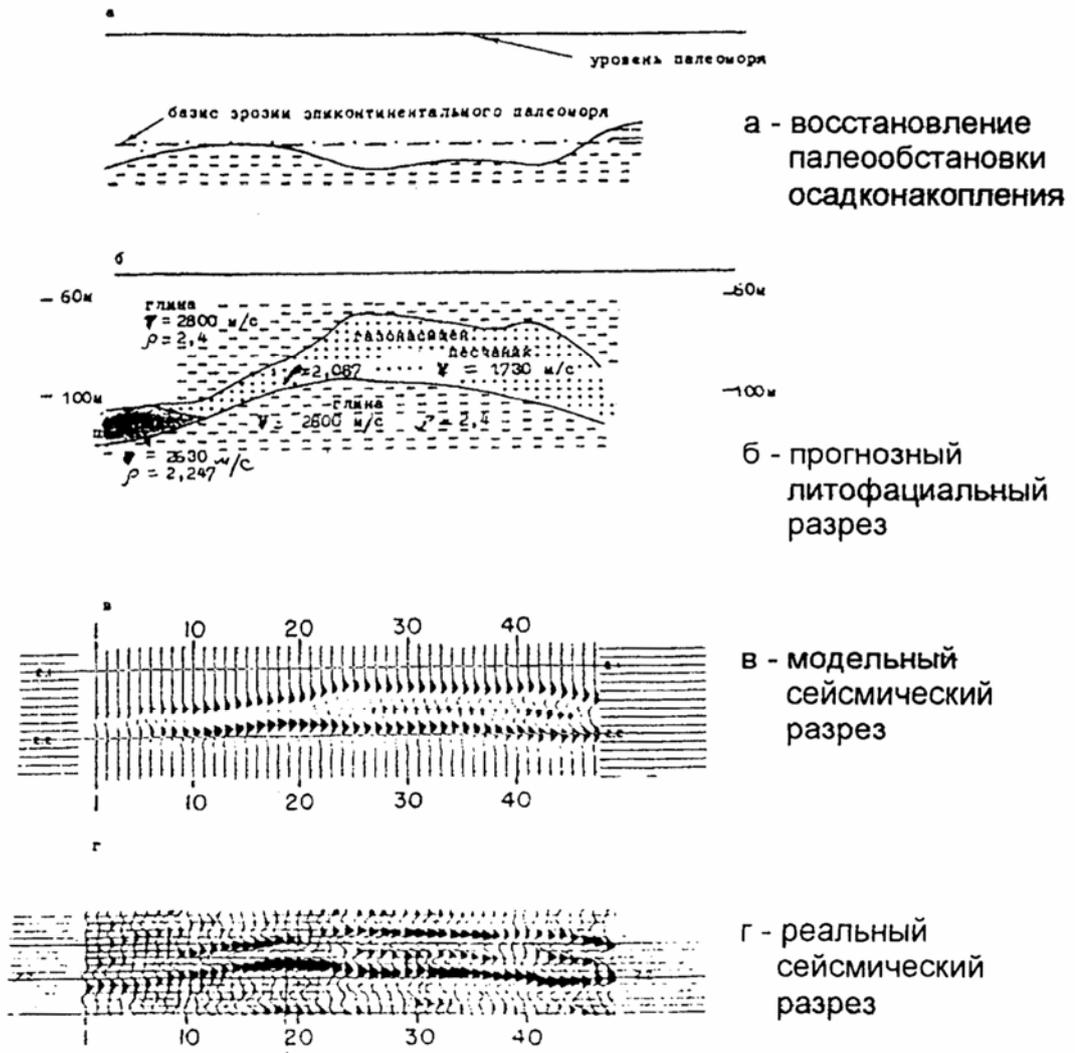


Рис.14.19. Пример сейсмического моделирования с учетом палеорекострукции.

Для изучения условий осадконакопления с целью прогнозирования возможных коллекторов применяют программы палеореконструкций и сейсмического моделирования (рис.14.18 – 14.19). Палеореконструкции, упрощенно, сводятся к восстановлению геологической структуры района (региона) вдоль линии выбранного сейсмического профиля путем последовательной серии деформаций сейсмического разреза, перестроенного предварительно в масштаб глубин, таким образом, чтобы на первом шаге палеореконструкций первая (сверху) важная стратиграфическая граница, прослеженная на разрезе, оказалась «спрямленной». Вся запись на меньших глубинах при этом убирается, спрямленной границе приписывается нулевая глубина, а в трассы ниже спрямленной границы вводятся статические сдвиги, соответствующие деформации спрямленной границы. Спрямленная граница имитирует соответствующую стратиграфическую поверхность в момент отложения осадков, непосредственно ее покрывающих, а поведение всех нижележащих горизонтов - их палеоморфологию на этот же момент геологического времени. Если спрямленная граница является границей размыва (а при выборе границ для спрямления желательно приурочивать их последовательно ко всем крупным перерывам осадконакопления и региональным размывам), то, естественно, морфология непосредственно подстилающих горизонтов может не соответствовать моменту отложения этих горизонтов. Объем смытых осадков также не восстанавливается непосредственно по сейсмическим данным процедурой палеореконструкции. Далее выбирается следующая стратиграфическая граница, подлежащая спрямлению (на полученном после первого шага разрезе она вновь первая), выполняется следующий шаг палеореконструкции, и т.д. Выполнение палеореконструкции позволяет восстановить области сноса, составить представления о режиме осадконакопления, а следовательно - о латеральных вариациях гранулометрического состава, степени отсортированности, глинистости и т.п., что в свою очередь позволяет судить о характере

пористости слоев изучаемого коллектора и ее вариациях по латерали. Решающую роль в составлении этих суждений играет увязка результатов палеорекострукции с данными ГИС и интерполяция данных ГИС по площади с учетом результатов палеорекострукции. Если палеорекострукции - это типичная обратная задача (геологии), то моделирование геологических процессов - соответствующая ей прямая задача.

#### **14.6. Моделирование геологических процессов формирования резервуаров.**

Геологические объекты являются результатом сложного взаимодействия многих процессов и каждый объект - уникален. При этом закономерности, обнаруживаемые в самом объекте, вовсе не обязательно коррелируются с закономерностями в формирующих объект процессах. Сочетание и взаимодействие процессов в общем случае может быть нелинейным в широком смысле. Определяющее свойство геологических объектов как сложных природных систем состоит в том, что характеристики объектов не могут быть выведены из какого-либо одного процесса, а являются следствием комплексного воздействия совокупности процессов, конкретные взаимодействия которых и определяют уникальность геологических объектов и, как следствие, их астрономическое множество.

Практическая интерпретация сейсмических данных должна укладываться в разумные календарные сроки, согласованные с традиционными стадиями геологоразведочных работ. В силу этого геологическое моделирование должно быть достаточно «быстродействующим», соответствующим реальным срокам интерпретации. С последними должна быть согласована и степень сложности геологических моделей. Это требование усугубляется необходимостью как выбора в ходе моделирования минимально необходимой совокупности геологических

процессов, так и итеративного подбора характеризующих их параметров. Иными словами, вычислительные средства геологического моделирования должны отвечать требованиям многократного итеративного применения в жестко ограниченное время.

Задачи интерпретации (обратные задачи) как геологии, так и геофизики - некорректны, а получаемые при их решении результаты - неоднозначны. Это обусловлено наличием бесчисленного множества влияющих на результат факторов, причем при интерпретации от стадии к стадии их количество растет.

Имитационное геологическое моделирование - едва ли не единственный подход, в рамках которого появляется возможность систематизировать существующие разнородные теоретические, эмпирические и эвристические связи и зависимости, используемые в геологии. Эта разнородность исходных посылок не может быть преодолена путем построения единого теоретического (аналитического) аппарата геологического моделирования. Между тем имитационный (алгоритмический) подход одинаково приспособлен к включению всех видов связей на единой конструктивно-модульной основе. Сверх того, он позволяет осуществлять постоянное накопление эвристически установленных закономерностей, систематизацию и обобщение геологических сведений в базах данных на ЭВМ и т.п. Построение геологических моделей, по-видимому, никогда не будет формализовано полностью. Задача состоит в оптимизации функционирования системы «человек - компьютер». Область действия компьютера в этой системе будет постепенно расширяться. Компьютер будет использоваться не только как мощное средство вычислений и собственно моделирования, но и как накопитель коллективного опыта геологического моделирования и интерпретации. Исходные данные для геологического моделирования разбиваются на четыре класса: начальные и граничные условия, параметры палеопроцессов, петрофизические свойства пород и

сервисные параметры (рис.14.20). При составлении сценария формирования осадочного бассейна интерпретатор должен в максимальной мере использовать результаты геофизических, литологических, гранулометрических, палеотектонических изысканий. К важнейшим для моделирования сведениям относятся: положение источника сноса кластического материала по отношению к изучаемому осадочному бассейну, гранулометрический состав этого материала, пористость терригенных отложений, оценки скоростей терригенной и карбонатной седиментации, исходный рельеф суши и поверхности осадконакопления, легенда последующих тектонических движений и эвстатических колебаний уровня моря. При необходимости используется актуалистическая информация, восполняющая пробелы в данных о параметрах палеопроцессов.

Выбор сервисных параметров обычно затруднений не вызывает. Напротив, определение геологических параметров - задача нетривиальная. Она осложняется тем, что в зависимости от полноты и детальности имеющейся информации (геологической, сейсмической, промыслово-геофизической) одни и те же параметры могут иметь как фиксированные (эмпирические) значения, так и переменные, подбираемые в процессе моделирования. С другой стороны, именно проверенная в вычислительном эксперименте легенда палеообстановки (параметры палеопроцессов) является одним из важнейших результатов имитационного моделирования.

Найденные путем итеративного подбора значения скоростей палеопроцессов и прочие их характеристики представляют самостоятельную ценность.

Формационный подход к созданию динамических моделей (рис.14.21) геологических объектов предполагает выделение различных уровней их детальности в зависимости от целей работ и рангов исследуемых объектов. Именно здесь, при построении динамических моделей, находит свое отражение ключевая особенность изучаемой геологической среды -

Класс	Данные
I. Начальные и граничные условия.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Исходный рельеф дна (профиль) бассейна.</li> <li>2. Легенда тектонических движений вдоль профиля во времени.</li> <li>3. Легенда эвстатических колебаний уровня моря.</li> <li>4. Режим работы удаленного источника сноса для двух гранулометрических фракций.</li> </ol>
II. Параметры палеопроцессов.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Коэффициенты эрозии суши в зависимости от высоты рельефа и угла наклона склона.</li> <li>2. Коэффициент измельчения материала при транспортировке.</li> <li>3. Уровни равновесия для осаждения частиц двух гранулометрических фракций.</li> <li>4. Уровни минимальной и максимальной абразионной активности волн.</li> <li>5. Оценки скоростей накопления карбонатных осадков: хемогенных, скелетов микрофауны, рифогенных.</li> <li>6. Расстояния выноса для части двух гранулометрических фракций.</li> <li>7. Подвижность неуплотненного осадка.</li> <li>8. Механизм прогибания дна под весом осадка.</li> </ol>
III. Петрофизические свойства пород.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Коэффициенты пористости отложений до уплотнения.</li> <li>2. Плотности и пористости в чистых песчаниках и глинах.</li> <li>3. Законы изменения пористости, плотности и сейсмических скоростей во времени и с глубиной.</li> <li>4. Параметры подстилающих и покрывающих отложений.</li> <li>5. Размеры частиц двух гранулометрических фракций.</li> </ol>
IV. Сервисные параметры.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ключи режимов счета и визуализации.</li> <li>2. Число расчетных точек по профилю и во времени.</li> </ol>

Рис.14.20. Исходные данные для геологического моделирования.

иерархическая структура ее организации.

Следовательно, и методика исследования в вычислительном эксперименте объектов и процессов, их формирующих, должна также строиться по иерархическому признаку. Геологические модели, соответствующие различным иерархическим уровням формационных объектов, должны отражать наиболее существенные для каждого уровня составляющие седиментационно-тектонического процесса.

На региональном уровне моделируется процесс формирования бассейна «в целом». Результатом является разрез (рис.14.22), состоящий из крупных тел (в ранге формационных комплексов и крупных формаций) и их совокупностей, а также уточненная легенда палеовоздействий на бассейн - характеристики крупных геологических (эвстатических, тектонических) циклов, резких изменений обстановок седиментации и связанных с этим изменений режимов терригенно-карбонатного осадконакопления и т.д. При моделировании на региональном уровне шаг по времени выбирается достаточно большим (сотни тысяч - миллионы лет), разделение поступающего в систему кластического материала на гранулометрические фракции необязательно, детальность строения получаемых объектов относительно невелика. Контроль параметров модели на этом этапе осуществляется путем сравнения модельного и реального сейсмических разрезов. Привлечение сеймики объясняется тем, что на региональном этапе реальный сейсмический разрез более полно отражает внутреннее строение среды, чем геологический, полученный путем межскважинной интерполяции. Искажения сейсмического сигнала, обусловленные тонкослоистым строением среды и прочими факторами, на региональном этапе не имеют большого значения. Сходство реального и модельного сейсмических разрезов позволяет судить о соответствии параметров модели реальным процессам геологического прошлого. На региональном этапе в моделях участвуют преимущественно следующие процессы: терригенная и

Характеристики моделей	Уровни	
	региональный	локальный
Объект изучения	Формационный комплекс	Формационный объект
Цели моделирования.	Особенности протекания крупных геологических циклов, резкой смены обстановок седиментации.	История формирования конкретного объекта, прогноз свойств слагающих его отложений.
	Создание регионального сценария формирования бассейна. Локализация регионально-перспективных зон.	Оценка перспектив.
Длительность временного интервала.	Миллионы – десятки миллионов лет.	Десятки – сотни тысяч лет.
Шаг по времени.	Сотни тысяч – миллионы лет.	Тысячи – десятки тысяч лет.
Элементы моделей:		
1. Мобилизация и транспортировка частиц.	Эрозия.	Эрозия, измельчения.
2. Терригенная седиментация.	Монофракционность.	Полифракционность.
3. Карбонатная седиментация.	Без разделения на составляющие.	Биогенная и хемогенная составляющие.
4. Гравитационное перераспределение.	Не обязательно.	В зависимости от сценария.
5. Постседиментационные изменения.	Уплотнение.	Уплотнение, изменения петрофизических свойств.
6. Изостазия.	Обязательно.	Возможно.
7. Тектоника и эвстазия.	Региональная составляющая, циклы первого порядка.	Локальная составляющая, циклы высших порядков.
8. Контроль	Региональные сейсмические и опорные геологические разрезы.	Данные бурения и ГИС, сейсмические разрезы.

Рис. 14.21 Особенности динамических моделей.

карбонатная седиментации, изостазия, тектонические воздействия, эвстатические колебания уровня моря. Именно эти процессы формируют бассейн в целом, определяя его строение и преимущественный состав отложений. Нередко могут возникать и такие ситуации, когда в модели регионального уровня участвуют лишь один-два процесса, например, поступление в бассейн терригенного материала и прогибание дна бассейна. Изучив механизм взаимодействия этих процессов, интерпретатор может переходить к более детальным моделям.

При моделировании на локальном уровне определяющую роль играет состав поступающего материала (рис.14.23). Состав и масса кластического материала, доносимого до зоны аккумуляции, определяет форму отложившихся тел. От состава зависит скорость осаждения на поверхность седиментации. Сравнивая форму на модельных и реальных разрезах и добившись удовлетворительного соответствия, можно судить о правильности исходных посылок в отношении количества и состава поступающего в бассейн терригенного материала. Рис.14.23 подтверждает тот факт, что на локальном уровне процесс седиментации тоже контролировался в основном колебательными движениями уровня моря, только уже более мелкого ранга (амплитуды).

На поисковом этапе сейсмогеологическое моделирование решает задачи расшифровки процесса формирования локального объекта и прогноза свойств слагающих его отложений. Использование при этом данных, полученных на этапе региональных исследований, повышает надежность и достоверность локального прогноза. Поэтому для моделирования локального уровня также представляется целесообразным комплексирование геологического и сейсмического моделирования. На этом этапе в процессе седиментогенеза участвуют мобилизация осадочного материала, его транспортировка, отложение и гравитационное перераспределение терригенного материала, отложение карбонатного материала,

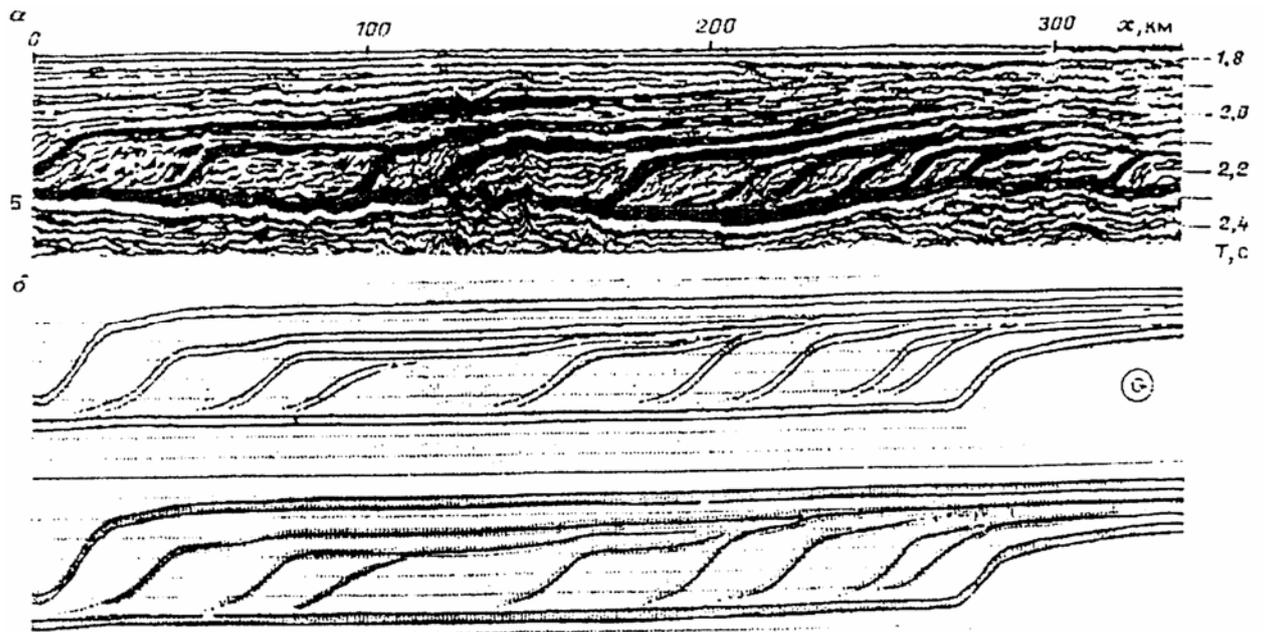


Рис.14.22. Пример регионального моделирования морфологии  
клиноциклитов:

а – реальный сейсмический разрез;

б – синтетические разрезы по региональной модели в обычной (сверху) и  
униполярной формах.

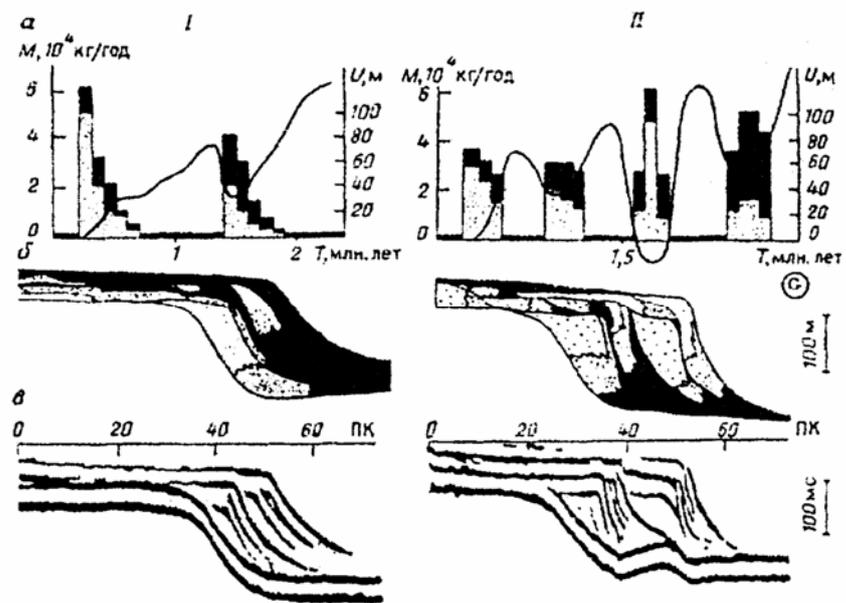


Рис.14.23. Пример локального моделирования одиночных клиноциклитов:

- а – режим поступления в бассейн терригенного материала и эвстатические колебания уровня моря;
  - б – литолого-стратиграфические разрезы;
  - в – синтетические сейсмические разрезы;
- I, II – двух- и четырехзвенный клиноциклиты соответственно.

постседиментационные изменения. На локальном этапе моделирования возможно решение таких важнейших проблем, как установление взаимосвязи формы отложившегося тела с его вещественным составом, выявление факторов, определяющих переменные во времени свойства осадочных частиц и т.п. При прогнозировании нефтеносности изучаемых отложений объемно-генетическим методом обычно определяют, попадали ли отложения в ГЗН и оценивают, сколько времени они там находились. В зависимости от этого времени определяется степень зрелости (реализованность генерационного потенциала) нефтематеринских пород. Далее оценивают возможные пути миграции и наличие ловушек. Этот процесс достаточно трудоемок и занимает много времени. Можно ускорить и автоматизировать процесс оценки степени зрелости нефтематеринских пород и путей миграции нефти из возникших в материнской толще очагов генерации (рис.14.24).

На первом этапе на основе литологического разреза (рис.14.24а) и заданной легенды распределения коллекторских свойств в зависимости от литологии пластов строится разрез проницаемости (рис.14.24б). В данном примере песчаники и алевролиты являются коллекторами, а глины - флюидоупорами. Далее в диалоговом режиме задается глубина (ГЗН) и ширина переходной зоны, а также время созревания нефти, общая глубина захоронения и время, за которое это захоронение происходило. Поскольку на первом этапе производятся лишь грубые оценки, то некоторые параметры задаются на качественном уровне. Формируется легенда максимального нефтегенерационного потенциала, который исчисляется в процентах от максимально возможного для данного литотипа. За 100% принимается потенциал того литотипа, который может дать максимальные притоки нефти при полном созревании. Степень зрелости определяется тем, насколько этот потенциал реализован. Полная зрелость свидетельствует о том, что материнская порода отдала полностью ту часть нефти, которую потенциально могла дать. При этом полной зрелости пород разной литологии

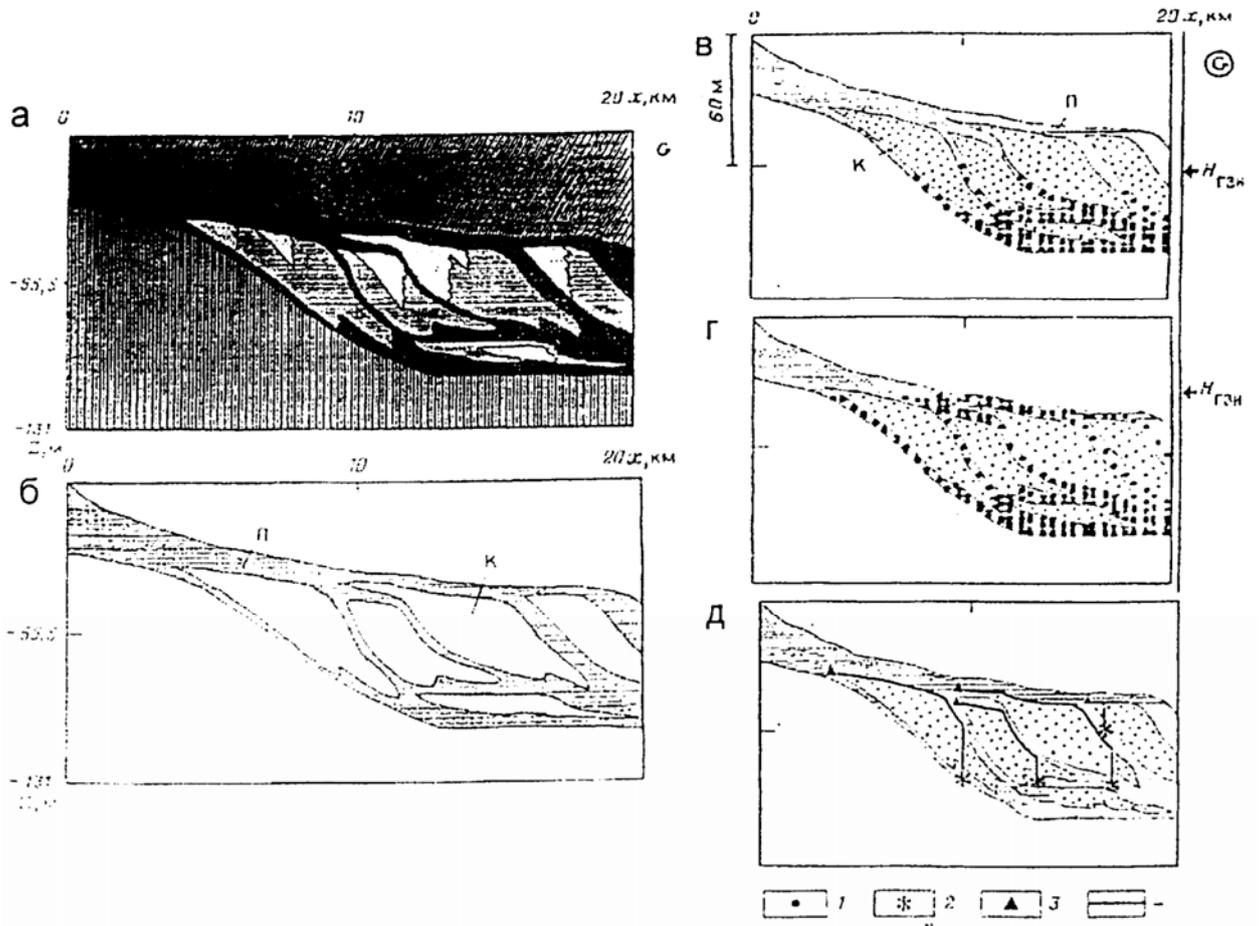


Рис.14.24. Пример геологического моделирования с целью оценок степени зрелости нефтематеринских пород и путей миграции углеводородов.

а,б – модельные разрезы: литологический (а), коллекторских свойств (б);

К – коллектор; П – покрывка.

в,г,д – динамика созревания нефтематеринских пород по мере погружения бассейна седиментации (в,г) и пути миграции нефти (д):

1 – зрелые породы; 2 – положение очагов нефтегенерации; 3 – положение ловушек;

4 – пути миграции.

в зависимости от заданной легенды отвечает генерация различного количества нефти.

В приводимом примере нефтематеринскими породами считаются только глины, потенциал которых принят за 100%. При погружении бассейна в ГЗН с течением времени происходит созревание нефти в материнских породах, т.е. начинается реализация нефтегенерационного потенциала. Степень зрелости (реализации потенциала) динамически отображается на экране компьютера. На рис.14.24 в, г, д показан случай очень быстрого созревания пород при попадании ниже уровня ГЗН. В нижней части толщи пород происходит интенсивная генерация нефти. Значок Нгзн соответствует на рис.14.24 в, г последовательному положению верхней границы ГЗН в два момента времени. После окончания моделирования процесса погружения в диалоговом режиме задается положение интересующих интерпретатора очагов генерации, происходит трассирование путей миграции для каждого очага (рис.14.24 д). В данном случае определены пути миграции нефти из четырех очагов, отражено улавливание ее в ловушках проксимальных и дистальных формационных очагов формирующихся очагов ФО.

Количественные оценки запасов должны производиться на основе более сложных моделей нефтегазонакопления с учетом данных о нефтегенерационном потенциале, объемах ловушек и разнонаправленных, переменных во времени тектонических движениях. Использование вычислительного эксперимента на завершающей стадии интерпретации геолого-разведочных материалов позволяет:

- анализировать сильные и слабые стороны различных генетических схем, формировать наиболее реалистические сценарии образования геологических объектов;
- изучать сложное взаимодействие геологических процессов различного ранга, влияние их на строение и состав пород формирующегося разреза;
- выявлять поисковые критерии и осуществлять количественно

обоснованный прогноз строения и перспектив нефтеносности на основе известного генезиса объектов.

## **15. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОЦЕНКЕ КАЧЕСТВА И ТОЧНОСТИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.**

### **15.1 Общие рекомендации.**

Оценка точности структурных построений зависит от точности определения глубин. Погрешности определения глубин, приращений глубин и углов наклона отражающих горизонтов вычисляются как функции расчетных времен, скоростей и их ошибок. Расчетные времена, по которым вычисляются глубины, представляют собой сумму наблюдаемых и поправочных времен. Точность расчетных времен в зависимости от исходного материала можно оценивать дифференцированно по каждому времени, входящему в расчетное, или сразу оценивать суммарную погрешность расчетного времени. Последнюю можно оценивать по разбросу значений времен на временных разрезах относительно осредняющей линии и по невязкам времен в точках пересечения профилей.

Точность определения средних и пластовых скоростей по данным сейсмокаротажа и ВСП следует оценивать по разбросу точек на вертикальном годографе и сходимости данных повторных наблюдений и результатов, полученных из разных ПВ. Необходимо достоверно оценить в каждой конкретной сейсмогеологической ситуации погрешности определения скоростей, поскольку их величины позволяют в дальнейшем сделать обоснованные заключения о кондиционности структур, подготовленных под поисково-разведочное бурение. Фактически эти погрешности определяют геологическую и экономическую эффективность выполненных сейсмических работ. Оценку точности вычисления скоростей в методе ОГТ осуществляют:

- по внутренней сходимости результатов;
- путем прямого аналитического пересчета осредненных характеристик волнового поля;

- по данным статистического моделирования;
- по сопоставлению с данными других методов.

При выполнении структурных построений при 3D сейсморазведки с использованием вычислительной процедуры трехмерной кинематической миграции, вопросы оценки точности построений имеют большое значение, поскольку в соответствующих выражениях оценок точности, помимо традиционных параметров скорости и времени, используются и менее устойчивые дифференциальные параметры временного и скоростного полей. Ошибки в структурных построениях могут носить систематический и случайный характер, могут быть связаны с неадекватностью метода решения обратной задачи и модели строения среды, а также – с ошибками задания и определения входных данных. Ошибки систематического характера (типа грубых ошибок в корреляции отражающих границ, в задании скоростной модели среды) и ошибки метода могут изучаться на основе моделирования волновых полей для конкретных сейсмогеологических условий, а также по результатам сопоставления структурных построений по сейсмическим данным с данными бурения. Качество структурных построений, качество выявленных и подготовленных по данным сейсморазведки структур определяется следующими характеристиками:

1. Точностью структурных построений по площади – для поисковых и детальных работ и точностью построений по профилям – для региональных работ и других видов исследований.
2. Точностью определения параметров подготовленных структур.
3. Надежностью выявленных и подготовленных структур.

Количественные оценки указанных характеристик определяются либо по внутренней сходимости данных сейсморазведки (прогнозные оценки), либо по сопоставлению с данными бурения (ретроспективные оценки). Прогнозные оценки точности структурных построений необходимы для принятия решений по направлениям дальнейших работ на каждой стадии

геологоразведочного процесса. Ретроспективные оценки используются для внешнего контроля качества сейсмических построений МОВ-ОГТ.

### **15.2 Оценка качества представляемых результатов сейсморазведки на региональном этапе.**

Среди комплексов отдельных геологических задач, решаемых геофизическими методами на региональном этапе, необходимо выделить в качестве основных те задачи, решение которых необходимо для проектирования поисково-оценочных работ. Это картирование поверхности отражающих горизонтов и трассирование тектонических нарушений. Структурные построения на региональном этапе являются основой проектирования поисковых и оценочных работ, а оценка их достоверности является в последующем критерием выбора региональных систем размещения поисковых и оценочных скважин. С учетом этих условий и будем подходить к качеству результатов наблюдения и обработки сейсмических материалов.

Качество результатов сейсморазведки в этом случае будет определяться набором следующих основных характеристик:

- качеством прослеживаемости отражающих горизонтов;
- точностью структурных построений;
- густотой сети профилей.

Качество прослеживаемости опорных горизонтов определяет величину погрешности в определении значений времени  $t_0$  и включает в себя три компоненты:

- ошибки измерений значений времени  $t_0$ ;
- ошибки в корреляции значений данного отражения по профилю и по замкнутым полигонам, образуемыми сейсмическими профилями;
- ошибки машинной обработки сейсмических материалов.

В качестве количественной оценки качества прослеживаемости опорных отражений используют коэффициент когерентности, который позволяет оценить степень "похожести" сейсмических сигналов для данного отражения от трассы к трассе вдоль каждого временного разреза и для всей площади в целом (рассчитывается как нормированная функция взаимной корреляции между сейсмическими трассами на выбранном временном интервале).

Точность структурных построений определяется по внутренней сходимости сейсмических данных (т.н. "прогнозная оценка"), либо по сопоставлению с данными бурения ("ретроспективная оценка").

Прогнозная оценка характеризуется дисперсией  $D$  погрешностей структурной карты и складывается из дисперсии погрешностей структурных построений по профилям  $D_m$  и дисперсии погрешностей интерполяции  $D_{инт}$ :

$$D = D_m + D_{инт}. \quad (15.1)$$

В свою очередь прогнозная оценка точности структурных построений по профилям ( $D_m$ ) состоит из четырех компонент:

- ошибки измерений сейсмических параметров (времен и скоростей);
- ошибки корреляции отражающего горизонта по профилям (т.н. "переходов на фазу");
- ошибки цифровой обработки сейсмических материалов на ЭВМ,
- систематической ошибки, обусловленной неадекватностью модели интерпретации и реальной среды.

Ошибки измерений сейсмических параметров описываются одной статистической характеристикой - дисперсией, которая определяется двумя способами:

- как квадрат среднеквадратического отклонения значений измеряемого параметра относительно осредняющей плавной линии или поверхности (при двумерном осреднении);
- путем определения оценки дисперсии ошибок измерений как среднеквадратической невязки в точках пересечения профилей при

достаточно большом количестве таких точек. Этот способ следует использовать, когда не требуется дифференцировать дисперсию ошибок измерений по площади.

Для объективной оценки качества структурных сейсмических построений, особенно в ситуации, когда качество прослеживания картируемого горизонта существенно не одинаково в различных условиях по площади, следует применять другой способ - оценку дисперсии ошибок измерений с помощью построения т.н. "вариограммы". Соответствующая программа на ЭВМ рассчитывает среднеквадратическое значение перепада глубин  $\Delta H$  (времен, скоростей) в точках картируемой поверхности, удаленных друг от друга на различное фиксированное  $\rho$ :

$$\gamma(\rho) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \Delta H_i^2}{n-1}} \quad (15.2)$$

В координатах  $D, \rho$  вариограмма представляет собой кривую, обратную одномерной функции автокорреляции картируемой поверхности. Если исходные значения сейсмического параметра искажены ошибками измерений, то при  $\rho \rightarrow 0$ , среднеквадратический перепад значений этого параметра между двумя точками, удаленными друг от друга на расстояние  $\rho$ , естественно будет приближаться к среднеквадратической ошибке измерений. В пределе, при  $\rho = 0$ , значение вариограммы будет представлять собой оценку квадрата ошибок измерений. Таким образом, для определения дисперсии ошибок измерения ( $D_{\text{изм.}}$ ) необходимо рассчитать значение вариограммы для нескольких векторов  $\rho$  и проэкстраполировать полученную кривую для пересечения с осью ординат. Отрезок, отсекаемый вариограммой по оси ординат, численно равен дисперсии ошибок измерений  $D_{\text{изм.}}$

Вариограмму можно рассчитывать для отдельных участков исследуемой площади, соответствующим зонам с различным качеством

прослеживаемости картируемого отражающего горизонта. Таким образом, может быть получена переменная по площади дисперсия ошибок измерений ( $D_{\text{изм.}}$ ).

Ошибки корреляции отражающего горизонта по профилям проявляются при фактическом переходе с фазы на фазу под воздействием таких особенностей сейсмической записи, как остаточный фон регулярных волновых помех, интерференционность сигналов из-за тонкослоистого разреза, изменения отражающих свойств границы и т.п., и приводит к проявлению невязок в точках пересечения профилей величиной в одну или более фаз. Во многих случаях погрешности в корреляции могут существовать и в случае удовлетворительной невязки по полигонам по одной фазе, т.е. не проявляться в точках пересечения профилей и не оцениваться дисперсией невязок времен в этих точках (т.н. скрытые переходы на фазу).

Могут быть использованы два способа оценки дисперсии ошибок корреляции. В первом дисперсия ошибок корреляции приближенно определяется по формуле:

$$\sigma_k^2 = \frac{1}{2}(KQ)^2 \quad 15.3$$

где  $Q$  - видимый период коррелируемой волны на временном разрезе;  $K$  - показатель качества корреляции, устанавливаемый интерпретатором;  $K = 0$  при уверенном прослеживании фазы волны (коэффициент когерентности превышает 0,8),  $K = 1$  при групповой корреляции в рамках двух фаз (коэффициент когерентности в пределах 0,6 + 0,8),  $K = 2$  при групповой корреляции в рамках трех фаз (коэффициент когерентности меньше 0,6). Если в пределах исследуемой площади качество прослеживания меняется, необходимо на заключительном этапе интерпретации построить карту качества (карта коэффициента когерентности). Затем в соответствии с формулой (15.3) необходимо пересчитать эту карту в карту дисперсий ошибок корреляции.

При сложном сейсмическом материале, характеризующимся сильной изменчивостью параметра  $K$  по площади, развитием интерференционных явлений, наличием большого числа разрывов в прослеживании отражения и низким отношением сигнал/помеха (менее двух) целесообразно использовать второй способ оценки ошибок в корреляции, основанный на интерпретации материалов в "две руки". Можно применять один из двух вариантов корреляции в "две руки":

- обработка исходных данных независимо двумя разными интерпретаторами;

- расчленение исходных данных на две независимые совокупности и обработка каждой из них отдельно одним или двумя интерпретаторами.

В том и в другом случае должны быть построены две (или более) карты изохрон по исследуемому отражающему горизонту, затем определяется дисперсия расхождений значений времен между ними, которая и принимается за дисперсию ошибок корреляции.

Ошибки интерполяции возникают при определении значений времен, скоростей и глубин между сейсмическими профилями (между точками наблюдений) и описываются одной статистической характеристикой - дисперсией ( $D_{\text{инт.}}$ ). Ошибки интерполяции могут быть оценены с помощью эмпирических зависимостей, связывающих величину ошибки интерполяции с частотным составом картируемой поверхности, ожидаемой амплитудой структурных элементов и плотностью сети сейсмических профилей. На рис. 15.1 приводится палетка, позволяющая оценить прогнозную величину ошибки интерполяции в зависимости от вышеназванных величин.

С помощью этой палетки можно рассчитать среднюю для всех точек площади величину ошибок интерполяции, если сеть сейсмических профилей достаточно равномерна или переменную величину, если густота сети профилей сильно изменчива в пределах исследуемой площади.

Рассчитанная величина ошибки интерполяции должна составлять не более одной трети от ожидаемой амплитуды локальных форм рельефа отражающей поверхности. В том случае, если эта ошибка окажется больше, необходимо однозначно сгущать сеть сейсмических профилей.

Ошибки интерполяции можно также оценивать с помощью аналитического выражения зависимости величины дисперсии ошибки интерполяции от спектральных характеристик картируемой поверхности и густоты сети профилей:

$$\sigma_{\text{int}}^2 = D_f [I - K(\rho)] \quad (15.4)$$

где  $D_f$  - дисперсия структурного поля (картируемой поверхности),  $K(\rho)$  - автокорреляционная функция этой поверхности,  $\rho$  - расстояние между данной точкой и ближайшей к ней исходной.

Ошибки цифровой обработки полевых сейсмических материалов на ЭВМ описываются двумя статистическими характеристиками: дисперсией и нормированной автокорреляционной функцией.

Предлагаемый способ оценки этих ошибок, основанный на сравнении кинематических временных разрезов до и после каждой процедуры обработки или до и после крупных фрагментов используемого графа. Здесь под кинематическим временным разрезом понимается совокупность осей синфазности, откоррелированная с помощью какой-либо программы на ЭВМ.

Расхождение в положении линий времен  $t_0$  на обоих разрезах является основанием для предположения о наличии ошибок обработки, за величину дисперсии которых можно принять квадрат среднеквадратического расхождения в значениях  $t_0$  на всех трассах отмеченного участка профиля. Средняя протяженность участков профиля, на которых отмечены расхождения в положении линий времен  $t_0$ , можно принять за оценку радиуса корреляции ошибок обработки.

Существует еще один класс ошибок обработки, возникающих из-за того,

что при обработке каждого сейсмического профиля в пределах исследуемой площади используются независимо программы коррекции статических и

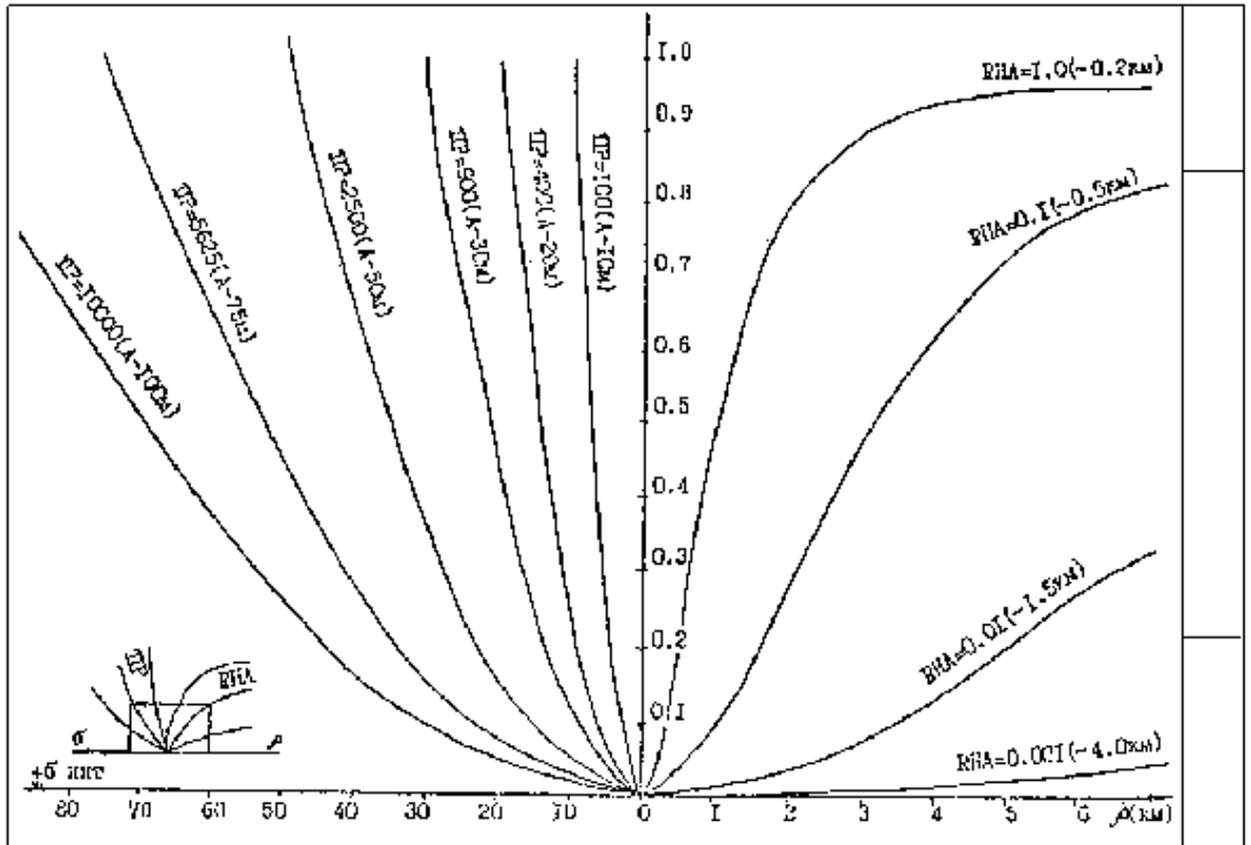


Рис. 15.1 – Палетка для оценки погрешностей интерполяции  $\delta_{\text{инт}}$  двумерных структурных полей.

$\rho$  - среднее расстояние между профилями,  $RHA$  – параметр, характеризующий средний размер структуры в плане, т.е. величину, близкую к радиусу корреляции структурного поля (средний размер дан в скобках при значении параметра  $RHA$ ),  $A$  – средняя амплитуда структурных осложнений.

кинематических поправок. Ошибки этого класса проявляются в виде невязок в точках пересечения профилей и должна учитываться при оценке ошибок измерений.

Систематические ошибки, обусловленные неадекватностью модели интерпретации и реальной среды, рассматриваются как случайные, коррелированные с радиусом корреляции, соизмеримым с размерами изучаемого объекта, и как нормально распределенные - они описываются тремя статистическими характеристиками: математическим ожиданием, дисперсией и автокорреляционной функцией. Для их оценки требуется привлечение данных более точных, чем сейсмические, например, данные глубокого бурения в сопоставлении с сейсмическими исследованиями. Наиболее хорошие оценки этих характеристик можно получить при наличии объекта обучения, то есть площадей, где имеются структуры, подготовленные сейсморазведкой и затем разбуренные. На таких площадях рассчитываются фактические значения ошибок сейсморазведки в точках, где пробурены глубокие скважины. Затем статистические характеристики этих ошибок экстраполируются на оцениваемую структуру при условии, что и она и объекты обучения находятся в одинаковых сейсмогеологических условиях и сейсмические исследования проведены по близкой методике и обработаны по сходным графам.

Классификацию полей систематических ошибок можно осуществить двумя способами:

- объединяя поля в группы по принципу генетического сходства выделенных по сейсмическим данным локальных объектов;

- объединяя поля в группы по принципу принадлежности объектов обучения к зоне с одинаковыми сейсмогеологическими условиями.

Для различных сейсмогеологических условий может оказаться более

удачным либо тот, либо другой способ. Критерием "удачности" будет являться близость оценок статистических характеристик ошибок по различным выборкам из данной группы. Оценки статистических систематических ошибок вычисляются в зависимости от качества объектов обучения. Если на этих объектах имеется достаточное количество скважин (4 и более), можно попробовать оценить математическое ожидание систематических ошибок в виде двумерной функции  $M[\varepsilon(\chi, \gamma)]$ . Её прибавление к структурной карте на изучаемом участке позволит учесть возможное смещение и искажение сейсмического объекта относительно реального.

Если на объектах обучения количество скважин невелико (менее 4-х), либо установлено, что отсутствует площадная анизотропия систематических погрешностей, оценку систематической компоненты полной погрешности сейсморазведки можно определить только в виде одномерной функции. На каждом объекте обучения, входящим в фиксированную группу на схеме районирования по типам полей ошибок, определяются центрированные значения глубин залегания геологической границы по данным сейсморазведки и бурения.

По всем объектам обучения в точках заложения скважин результаты выносятся на график вида  $H_s = f(H_c)$  - центрированные значения глубин  $H_b$  и  $H_c$  по данным бурения и сейсморазведки. Совокупность нанесенных на график точек осреднения прямой вида  $Y = A_{\text{сист}} * X$  строится вручную или методом наименьших квадратов с помощью соответствующей программы. Затем определяется угловой коэффициент осредняющей прямой и дисперсия, характеризующая величину разброса исходных точек относительно этой прямой, и принимается за дисперсию систематических ошибок.

Если в зону, где определяется коэффициент  $A_{\text{сист.}}$ , попадает изученная сейсмическая структура, для которой требуется построить оценку положения геологической границы, то эту оценку можно получить по формуле:

$$N_{\text{ист}} = A_{\text{сист}} * N_c \quad (15.5)$$

Угловой коэффициент  $A_{\text{сист}}$  определяется для каждой зоны, выделенной на схеме районирования по типам полей ошибок, независимо от того, производилось ли это районирование по географическому или генетическому принципу.

В районах, где отсутствуют объекты обучения, оценить математическое ожидание систематических ошибок невозможно.

Что касается автокорреляционной функции систематических ошибок сейсморазведки, то, как правило, такие функции хорошо аппроксимируются одномерной аналитической функцией вида:

$$K(\rho) = B^{\rho^2} \quad (15.6)$$

$$K(\rho) = \exp\left(-\beta \frac{\rho^2}{R^2}\right) \quad (15.7)$$

где  $R$  - радиус корреляции, а  $B$  и  $\beta$  - константы, выбираемые обычно в пределах  $0,90 \leq B \leq 0,95$  (при погрешностях с радиусом корреляции 3-4 км) и  $1,2 \leq \beta \leq 1,6$ . При отсутствии фактических данных о виде одномерной автокорреляционной функции систематических ошибок можно пользоваться этими цифрами.

Допустимые значения характеристик, которые оценивают качество результатов сейсмических работ (коэффициент когерентности, величина погрешностей определения сейсмических параметров, густота сети профилей), должны достигать значений, равных или превосходящих те значения, которые достигнуты при проведении предшествующих сейсмических работ в исследуемом регионе (провинция), либо удовлетворяющие принятым градиентам значений соответствующих характеристик.

Представительность (достоверность) результатов сейсморазведки определяется возможностью решения с помощью сейсмических методов

геологических задач, например, выделение нефтегазоперспективных резервуаров (крупных ловушек), зональных или структурных литолого-стратиграфических комплексов (зон) и т.п.

Представительность результатов сейсморазведки оценивается следующими основными характеристиками:

- степенью конформности отражающих горизонтов и геологических границ;
- рациональностью расположения сейсмических профилей;
- глубинностью исследований;
- разрешенностью сейсмической записи,

Наиболее важной характеристикой из выше перечисленных на региональном этапе является степень конформности отражающих горизонтов, которая оценивается по данным региональных сейсмических исследований и результатов глубокого бурения. В любом случае такая оценка должна иметься в приложении к результатам интерпретации, с тем чтобы геологи могли представлять, в какой степени они могут использовать сейсмические материалы для заложения опорных и (или) параметрических, либо оценочных скважин в будущем. Степень конформности следует оценивать величиной функции взаимной корреляции (ФВК), которая рассчитывается после построения графика  $H_s = f(H_c)$  во всех имеющихся точках заложения глубоких скважин. Соответствующая формула имеет стандартный вид:

$$K_r = \int_0^{\infty} H_c(\tau) \cdot H_c(\tau - t) d\tau \quad (15.8)$$

Если значение максимума ФВК не превышает  $0,3 \div 0,5$ , то полученные сейсмические результаты следует считать непредставительными.

Остальные характеристики (глубинность исследования, разрешенность сейсмической записи) представительности сейсморазведки МОГТ комментариев не требуют.

Что касается рациональности расположения сейсмических профилей при подготовке объектов к глубокому бурению, то она должна удовлетворять следующим условиям:

- профили должны быть по возможности прямолинейными;
- плотность сети профилей должна соответствовать размерам объекта и ошибкам интерполяции и обеспечивать выполнение кондиционных структурных построений необходимого масштаба;
- основные профили должны располагаться в крест простираения объекта с расстояниями между соседними профилями не более половины длины большой оси структуры;
- связующие профили должны проходить через сводовую часть структуры и за пределами контура объекта, обеспечивая наличие системы замкнутых полигонов в пределах всей его площади;
- максимальное расстояние между связующими профилями не должно превышать удвоенное расстояние между основными;
- обязательно наличие профиля, проходящего через критическую (особенную) часть структуры.

### **15.3 Способы практической оценки точности вычисления скоростей в МОВ-ОГТ.**

#### ***15.3.1 Оценка точности по внутренней сходимости результатов.***

Этот способ получил наибольшее распространение в практике сейсморазведки, поскольку при его применении не требуется никакой дополнительной информации. Оценки точности скоростей получаются в результате их статистической обработки. Реализация этого способа возможна в двух вариантах: а) по величинам отклонений исходных значений от сглаженных и б) по величинам невязок значений на пересечениях профилей.

а.) Оценка точности по величинам отклонений исходных значений.

Такого рода оценки точности наиболее широко применяются для характеристики погрешностей эффективных скоростей  $V_{\text{ОГТ}}$  или любых других кинематических параметров отраженных волн, определяемых в процессе регулируемого направленного анализа (РНА) сейсмограмм ОГТ. С целью их получения для каждого профиля погоризонтно (т.е. последовательно и независимо для каждого отражающего горизонта) выполняют следующую статистическую обработку:

- 1) сглаживают исходные значения кинематического параметра  $\hat{c}(x)$

$$\hat{c}(x) \rightarrow SGL \rightarrow \bar{c}(x), \quad (15.3.1);$$

- 2) определяют отклонения  $\Delta c$  исходных значения от сглаженных

$$\Delta c(x) = \hat{c}(x) - \bar{c}(x), \quad (15.3.2);$$

- 3) рассчитывают величину среднеквадратического отклонения

$$y_{\Delta c} = \left\{ \frac{1}{M} \sum_M [\Delta c(x)]^2 \right\}^{\frac{1}{2}}, \quad (15.3.3);$$

где  $M$  - количество значений, участвующих в обработке,

- 4) определяют оценку среднеквадратической погрешности сглаженных значений

$$y_{\bar{c}} = Q y_{\Delta c}, \quad (15.3.4)$$

где  $Q$  - коэффициент ослабления погрешностей, зависящий как от вида используемого алгоритма сглаживания, так и от корреляционных свойств отклонений  $\Delta c$ .

Вычисляемую по формуле (15.3.3) величину  $y_{\Delta c}$  обычно принимают за оценку погрешности исходных значений  $y_{\hat{c}}$ , т.е.  $y_{\hat{c}} \approx y_{\Delta c}$ .

Для повышения достоверности определения характеристик точности после вычисления отклонений  $\Delta c$  целесообразно выявить и исключить резко отскакивающие значения  $\hat{c}^*$ , нарушающие статистический характер информации. После исключения резко отскакивающих значений  $\hat{c}^*$  процесс обработки  $\hat{c}$  повторяется сначала.

б.) Оценка точности по величинам невязок значений кинематических параметров на пересечениях профилей.

Если на площади имеется достаточное для статистического анализа число пересечений профилей, то в качестве оценки точности результатов кинематической интерпретации может быть использована среднеквадратическая величина невязок. Так, при наличии на площади  $N_{II}$  пересечений среднеквадратические погрешности исходных  $\hat{v}_{OIT}$  и сглаженных  $\bar{v}_{OIT}$  значений эффективных скоростей (при допущении равнозначности их определения) рассчитываются по формулам

$$\sigma_{\hat{v}_{OIT}} = \sqrt{\frac{1}{2(N_{II} - 1)} \sum_{j=1}^{N_{II}} [\Delta \hat{v}_{OIT}(j)]^2} \quad (15.3.5)$$

$$\sigma_{\bar{v}_{OIT}} = \sqrt{\frac{1}{2(N_{II} - 1)} \sum_{j=1}^{N_{II}} [\Delta \bar{v}_{OIT}(j)]^2}, \quad (15.3.6)$$

где  $\Delta \hat{v}_{OIT}$  и  $\Delta \bar{v}_{OIT}$  - соответственно разности значений  $\Delta \hat{v}_{OIT}(x, y)$  и  $\Delta \bar{v}_{OIT}(x, y)$  в точках пересечения профилей.

Оценка (15.3.6) может быть использована для выбора оптимального оператора сглаживания  $g(i\Delta x)$  и, в частности его длины  $l_{s,OIT}$ . С этой целью предлагается выполнять сглаживания эффективных скоростей  $\Delta \hat{v}_{OIT}$  последовательно для нескольких значения  $l_s$ , а оптимальную  $l_{s,OIT}$  длину определять по минимальной величине  $\sigma_{\bar{v}_{OIT}}$ .

Способ оценки точности по величине невязок является наиболее простым, однако применять его следует с осторожностью. Имеющийся опыт исследований свидетельствует, что оценки (15.3.5) и (15.3.6) могут в зависимости от конкретных сейсмогеологических условий быть по отношению к действительным как заниженными, так и завышенными.

Так, при наличии коррелированности погрешностей по разным профилям получаемые оценки (15.3.5) и (15.3.6) окажутся заниженными. Некоторое представление о наличии или отсутствии такой

коррелированности может быть получено по сопоставлению значений функции  $\Delta\hat{v}_{огт}(x, y)$  в точках пересечения профилей. Если в подавляющем большинстве случаев отклонения значений  $\Delta\hat{v}_{огт}$  от осредняющей по разным профилям в точках их пересечения имеют одинаковый знак, то применять рассматриваемый способ не следует - одинаковый знак отклонений от осредняющей свидетельствует о коррелированности погрешностей в «крестах».

В тех случаях, когда кинематическая интерпретация выполняется в районах, характеризующихся наличием анизотропии скоростей распространения сейсмических волн в горизонтальной плоскости, оценки погрешности (15.3.6) будут давать завышенные значения. Главной причиной анизотропии является трещиноватость пород в вертикальной плоскости.

Другой причиной анизотропии скоростей в горизонтальной плоскости может быть напряжение горных пород.

### ***15.3.2 Оценка точности путем прямого аналитического пересчета усредненных характеристик волнового поля.***

Для получения оценок точности этого типа необходима информация о таких характеристиках волнового поля, как среднеквадратический фазовый разброс  $y_t$  сигналов отраженной волны или отношение сигнал/помеха  $m$ . Их определение возможно как в процессе цифровой обработки данных МОГТ, так и в результате специальной обработки данных других сейсмических наблюдений, например скважинных.

При известной величине фазового разброса оценки точности единичного значения  $\Delta\hat{v}_{огт}$  могут быть вычислены по формулам

$$\sigma_{\hat{v}_{огт}}^{(МНК)} = \frac{a^{(МНК)}}{\sqrt{N}} \cdot \frac{v_{огт}}{\tau} \sigma_t \quad (15.3.7)$$

или

$$\sigma_{\dot{v}_{OГТ}}^{(PНА)} = \frac{a^{(PНА)}}{\sqrt{N}} \cdot \frac{v_{OГТ}}{\tau} \cdot \frac{T}{2\sqrt{2}\pi} \left( e^{\frac{4\pi^2}{T^2}\sigma_i^2} - e^{-\frac{4\pi^2}{T^2}\sigma_i^2} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (15.3.8)$$

где  $N$  - кратность системы наблюдений МОГТ;

$\tau = \sqrt{t_0^2 + \frac{l_2^2}{v_{OГТ}^2}} - t_0$  - нормальное приращение времени годографа ОГТ;

$l$  - длина расстановки;  $\varphi$  - преобладающий период сейсмической волны;  $a^{(PНА)}=2,06$  и  $a^{(MНК)}=1,677$  - числовые коэффициенты.

Формула (15.3.7) соответствует алгоритмам определения  $v_{OГТ}$ , основанным на минимизации (по методу наименьших квадратов - МНК) отклонения гиперболы от годографа, полученного в результате визуальной или автоматической корреляции волн на сейсмограммах. Формула (15.3.8) отвечает алгоритмам вычисления  $v_{OГТ}$ , основанным на регулируемом направленном анализе (РНА) сейсмозаписей путем оценки меры интенсивности или когерентности колебаний по различным траекториям.

При малых величинах фазового разброса, когда  $y_t < 0,14T$ , МНК- и РНА-алгоритмы вычисления скоростей  $v_{OГТ}$  дают очень близкие результаты, поэтому оценки точности  $\sigma_{\dot{v}_{OГТ}}^{(MНК)}$  и  $\sigma_{\dot{v}_{OГТ}}^{(PНА)}$  рассчитываемые по формулам (15.3.7) и (15.3.8), практически совпадают. Для  $y_t > 0,14T$  оценки  $v_{OГТ}^{(MНК)}$  и  $v_{OГТ}^{(PНА)}$  расходятся и при этом всегда имеет место соотношение  $\sigma_{\dot{v}_{OГТ}}^{(MНК)} < \sigma_{\dot{v}_{OГТ}}^{(PНА)}$ .

Если определена величина отношения сигнал/помеха  $m$ , то среднеквадратическая погрешность вычислений значения  $v_{OГТ}$  (для алгоритмов РНА, использующих энергетические операторы) может быть оценена по формуле

$$\sigma_{\dot{v}_{OГТ}} = \frac{0,275}{\sqrt{N}} \cdot \frac{v_{OГТ}}{\tau} \cdot \frac{T}{\mu} \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{2N\mu^2}}, \quad (15.3.9)$$

В современных комплексах кинематического анализа в качестве энергетического оператора РНА часто используется коэффициент подобия  $R$ . Поскольку значения  $m$  и  $R$  связаны между собой простой зависимостью

$$M = \frac{R - \frac{1}{N}}{1 - R}, \quad (15.3.10)$$

то можно получить формулу для расчета среднеквадратических погрешностей  $\sigma_{\bar{v}_{огт}}$  непосредственно по значениям коэффициента подобия. Подставляя формулу (15.3.10) в зависимость (15.3.9), будем иметь

$$\sigma_{\bar{v}_{огт}} = 0,275 \frac{T_{v_{огт}}}{\tau} \cdot \frac{\sqrt{N}(1-R)}{NR-1} \cdot \sqrt{1 + \frac{N(1-R)^2}{2(NR-1)^2}} \quad (15.3.11)$$

На рис. 15.3.1 приведены графики зависимости  $\frac{\sigma_{\bar{v}_{огт}}}{\bar{v}_{огт}} = F(R)$ , которые можно использовать для оперативной оценки точности результатов кинематического анализа.

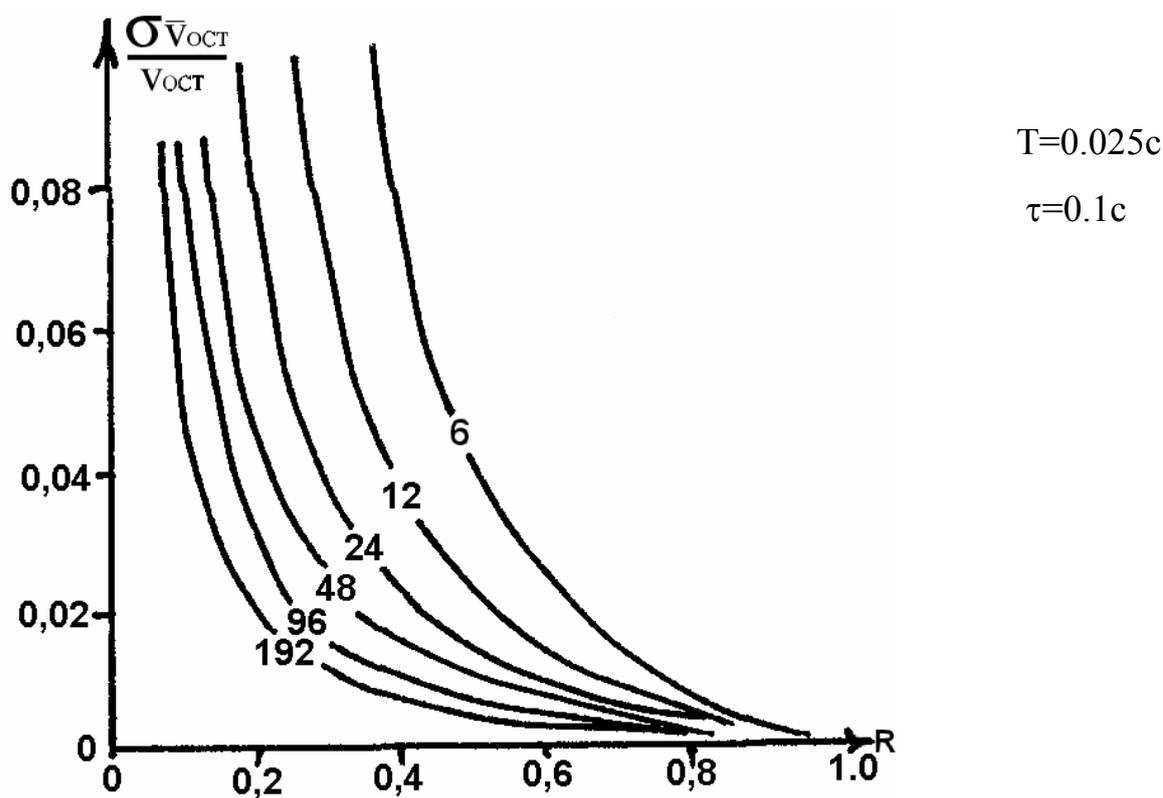


Рис. 15.3.1. Относительная среднеквадратическая погрешность вычисления эффективной скорости в зависимости от величины коэффициента подобия (параметр кривых - кратность системы наблюдений  $MOGT$ ).

В тех случаях, когда определения скоростей  $v_{огт}$  производятся по обобщенным сейсмограммам, сформированным из  $M$  соседних сейсмограмм ОГТ, в формулах (15.3.7), (15.3.8), (15.3.9) и (15.3.11) появится дополнительный сомножитель  $\frac{1}{a_M}$ . Коэффициент  $a_M$  зависит как от величины  $M$ , так и от фактической длины расстановки  $l_\phi$  (рассчитанной с учетом мьютинга). При  $1,6M\Delta x_{огт} < l_\phi$  его можно приближенно оценить по формуле

$$a_M = \left[ \frac{M \sin(\pi \Delta x_{огт} / l_\phi)}{\sin(M \pi \Delta x_{огт} / l_\phi)} \right] \quad (15.3.12)$$

где  $\Delta x_{огт}$  - расстояние между соседними ОГТ.

В общем случае для экспрессной оценки относительной среднеквадратической погрешности скорости  $\hat{v}_{огт}$  целесообразно пользоваться палеткой, изображенной на рис. 15.3.2 и отвечающей алгоритмам определения эффективной скорости по спектрам. Палетка рассчитана для среднеквадратического фазового разброса  $y_t = 0,001$  с, что соответствует, например, условиям прослеживания полезной волны с частотой  $f = 40$  Гц при уровне фона нерегулярных волн-помех, характеризуемом величиной  $m = 4$ . Используя палетку, можно быстро

определить величину  $\Delta_v^{(R)} = \frac{\sigma_{\hat{v}_{огт}}}{\hat{v}_{огт}}$  для произвольной сейсмогеологической ситуации. Например, пусть требуется оценить погрешность  $v_{огт}$  для отраженной волны, регистрируемой на времени  $t_0 = 1$  с и имеющей  $f^{(H)} = 35$  Гц, если параметры системы наблюдений  $N^{(H)} = 12$  и

$\frac{l}{H_{эф}} = 0,75$ , а величина  $m^{(H)} = 1,25$ .

Снимая по палетке для  $t_0 = 1\text{с}$  и  $\frac{l}{H_{эф}} = 0,75$  расчетное значение

$\Delta_v^{(R)} = 0,6\%$  и корректируя его согласно формуле

$$\Delta_v^{(H)} \approx \Delta_v^{(P)} \cdot \frac{M^{(P)}}{M^{(H)}} \sqrt{\frac{N^{(P)}}{N^{(H)}} \cdot \frac{f^{(P)}}{f^{(H)}}} = \Delta_v^{(P)} \cdot \frac{4}{1,25} \sqrt{\frac{24}{12} \cdot \frac{40}{35}}, \quad (15.3.13)$$

в итоге получаем  $\Delta_v^{(H)} = 3,1\%$ .

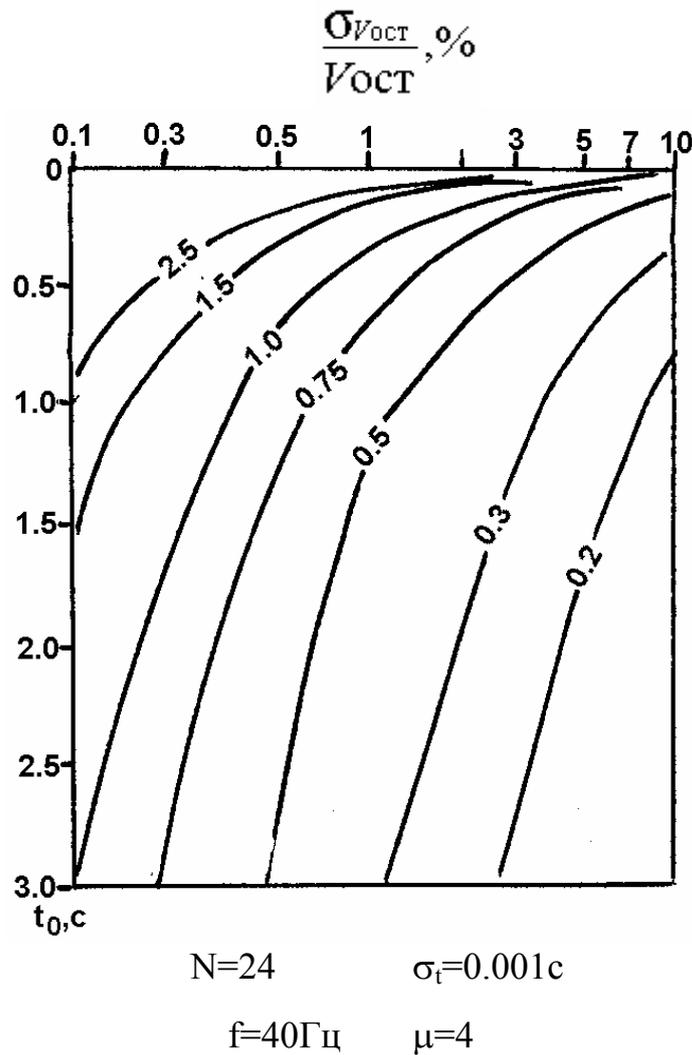


Рис. 15.3.2 Палетка для оценки относительных погрешностей вычислений эффективных скоростей по спектрам скоростей (параметры кривых -

относительная длина расстановки  $\frac{l}{H_{эф}} = \frac{2l}{t_0 v_{орт}}$ ).

### 15.3.3 Оценка точности по данным статистического моделирования.

Эффективным методом получения оценок точности различных алгоритмов кинематической интерпретации является метод статистического моделирования - метод Монте-Карло. Он предусматривает выполнение следующей последовательности процедур:

- 1) получение случайных величин  $e_i$  или последовательностей  $\{e_i\}$  со статистическими характеристиками, соответствующими характеристикам помех  $\Delta q$  реальных данных;
- 2) искажение исходных данных  $\tilde{q}_i = q_i + e_i$ ;
- 3) вычисление по исследуемому алгоритму с искаженной входной информацией  $\tilde{q}_i \rightarrow ALG \rightarrow \tilde{c}_i$ ;
- 4) определение погрешностей окончательных результатов  $\Delta c_i = \tilde{c}_i - c_i$ ;
- 5) повторение процедур 1-4 с целью накопления требуемого объема данных;
- 6) оценка необходимых статистических характеристик погрешностей  $\Delta c_i$ .

Применение моделирования оказывается весьма целесообразным, когда требуется выполнить детальный сравнительный анализ различных вычислительных алгоритмов, т.е. наряду с определением математических ожиданий и дисперсий окончательных результатов требуется получить полное их статистическое описание, в частности рассчитать корреляционные функции, спектральные плотности и плотности вероятности, вероятности выхода за некоторые границы и т.д. Аналитическое определение статистических характеристик, особенно плотностей вероятности, корреляционных функций и вероятностей выхода за пределы интервала сопряжено в случае произвольных нелинейных алгоритмов со значительными, чаще всего непреодолимыми трудностями.

Выбор числа реализаций  $N_p$  обуславливается компромиссом между затратами машинного времени и точностью определения искомых характеристик. В математической статистике известны формулы, позволяющие априорно оценить дисперсию  $D[y_c] = y_c^2$  среднеквадратической погрешности  $y_c$  определения произвольного параметра  $c$ . В случае нормального закона распределения погрешностей  $\Delta c$  соответствующая формула имеет вид

$$y_{y_c} = y_c \frac{1}{\sqrt{2(N_p - 1)}} \quad (15.3.14)$$

Из этого, например, следует, что при  $N_p = 30$  относительная погрешность определения величины  $y_c$  составляет 13%. Выражение (15.3.14) может быть использовано и для оценки необходимого числа реализаций  $N_p$ . Если требуется определить  $y_c$  со среднеквадратической погрешностью не более 5%, то согласно формуле (15.3.14) необходимо располагать выборкой  $N_p \geq 201$ .

Исследования влияния фазового разброса сигналов отраженной волны на точность определения эффективной скорости (для МНК-алгоритма вычисления  $v_{огт}$ ) показали, что в результате моделирования для системы наблюдений с кратностью  $N = 12$  значение коэффициента пропорциональности  $a_{\text{мод}}^{(МНК)}$  между погрешностью  $\sigma_{v_{огт}}$  и величиной среднеквадратического фазового разброса  $y_t$  равно 1,54. Оно близко к теоретическому значению  $a_{\text{теор}}^{(МНК)}$ , которое можно оценить по формуле

$$a_{\text{теор}}^{(МНК)} = \frac{3\sqrt{10}(N-1)}{4\sqrt{N(2N-1)}} \quad (15.3.15)$$

и которое для  $N = 12$  равно 1,57.

#### ***15.3.4. Оценка точности по сопоставлению с данными других методов.***

Наиболее полную информацию о скоростном строении разреза дают материалы скважинных сейсмических и акустических исследований. При этом данные акустического каротажа позволяют получать наиболее детальную информацию об особенностях скоростного строения разреза, однако точность этих определений пока далеко не всегда удовлетворяет практическим нуждам. Более того, в условиях тонкослоистых осадочных разрезов вследствие различия частотных диапазонов, используемых упругих колебаний, а также ряда других факторов между результатами акустических и сейсмических определений нередко имеются значительные систематические расхождения, величина и знак которых могут меняться как по вертикали, так и от скважины к скважине.

Поэтому для получения надежных оценок точности результатов кинематической интерпретации данных МОГТ, как правило, используют материалы сейсмического каротажа (СК), по которым скоростные параметры разреза определяются наиболее устойчиво. В некоторых ситуациях для этих же целей могут быть использованы результаты специальной цифровой обработки материалов вертикального сейсмического профилирования (ВСП).

Накопленный опыт исследований свидетельствует, что для получения наилучшей сходимости результатов сопоставление вычисленных по данным сейсморазведки значений скоростей с данными СК необходимо проводить на участках, характеризующихся плоскими (в пределах длин расстановок ОГТ) формами отражающих и преломляющих границ. К сопоставлению целесообразно привлекать данные по скважинам, удаленным от профиля не более чем на 1 км. При этом скважинные наблюдения следует переносить на линию профиля по направлению изогипс (изохрон).

Выполненные в различных регионах массовые сопоставления значений  $v_{e_{огт}}$  и  $v_{инт}$ , вычисленных по материалам МОГТ, с данными СК  $v_e^{(СК)}$  и  $v_{инт}^{(СК)}$

свидетельствуют о систематическом завышении (до 8%) первых по отношению ко вторым. Для интервальных скоростей главными причинами подобных расхождений являются неоднородность, а также квазианизотропия и анизотропия осадочных толщ.

Обобщая различные исследования по сопоставлению фактических (полученных в результате сравнения с данными СК) и прогнозных оценок точности скоростей, можно сделать вывод о наличии систематических различий между ними. В частности, прогнозные оценки точности интервальных скоростей по внутренней сходимости результатов в подавляющем большинстве случаев оказываются в несколько раз (иногда даже на порядок) выше фактических. Основной причиной расхождений является несоответствие реальным условиям заложенных в алгоритмах цифровой обработки интерпретационных моделей среды и волнового поля. Оно приводит к тому, что при получении прогнозных оценок неудовлетворительно учитывается коррелируемость погрешностей определения эффективных скоростей.

## **15.4 Оценка точности и качества структурных построений.**

### ***15.4.1 Прогнозная оценка точности структурных построений по данным сейсморазведки.***

а) Прогнозная оценка точности построений по площади характеризуется дисперсией погрешностей структурной карты  $y^2$  и складывается из дисперсии погрешностей структурных построений  $y_n^2$  (ошибка метода) и дисперсии погрешностей интерполяции  $y_{инт}^2$ .

$$y^2 = y_n^2 + y_{инт}^2.$$

В случае 3D сейсморазведки  $\sigma_{инт} = 0$ .

б) Прогнозная оценка точности структурных построений по данным 3D, по системе профилей (или одному профилю) характеризуется дисперсией погрешностей определения глубин исследуемого горизонта  $y_n^2$  (ошибка метода) и зависит от:

1. используемой при интерпретации модели среды;
2. ошибок измерения кинематических параметров - времен и скоростей.

в) Истинная модель среды при интерпретации, как правило, не известна, и поэтому в полной мере не может быть учтена при прогнозной оценке точности структурных построений. В лучшем случае известен наиболее целесообразный в данных конкретных условиях вид аппроксимации среды.

Способ оценки точности структурных построений должен выбираться для той аппроксимирующей модели, в рамках которой происходит интерпретация материалов.

Рассматриваются три основные аппроксимирующие модели среды:

- а) модель среды, описываемая средними скоростями;
- б) пластовая модель;
- в) смешанная модель среды, когда до определенного горизонта среда характеризуется средними скоростями, ниже - пластовыми.

2. Дисперсия ( $y_n^2$ ) погрешностей глубин  $r$ -ого горизонта ( $r=1,2, \dots$ ), в рамках модели средних скоростей оцениваются как

$$\left(y_n^2\right)_r \cong \frac{1}{4} \left\{ \bar{v}^2 \cdot y_t^2 + \bar{t}^2 \cdot y_v^2 \right\}_r, \quad (15.4.1)$$

где:  $\bar{v}$  - среднее по площади или профилю значение средней (эффективной) скорости в толще, покрывающей  $r$ -ый горизонт;

$y_v^2$  - дисперсия погрешностей средних (эффективных) скоростей до  $r$ -ого горизонта;

$\bar{t}$  - среднее по площади или по профилю значение двойного времени  $t$  пробега волны, отраженной (по нормали) от  $r$ -ого горизонта;

$\sigma_t^2$  - дисперсия погрешностей времени  $t$  для  $g$ -ого горизонта.

2.1 Погрешность параметра  $t$ , описываемая дисперсией  $y_t^2$ , включает три компоненты:

- погрешность измерения времен  $t$  (погрешность  $t_n$ ), характеризуемая дисперсией  $\sigma_{t_n}^2$  отклонений времен  $t$  горизонта от плавной осредняющей их линии или поверхности;

- погрешность корреляции волн  $t_k$ , характеризуемая дисперсией  $\sigma_{t_k}^2$ ;

- погрешность статических поправок, описываемая дисперсией  $y_{tc}^2$ ,

$$\sigma_t^2 = \sigma_{t_n}^2 + \sigma_{t_k}^2 + \sigma_{tc}^2 \quad (15.4.2)$$

Погрешность  $t_n$  является следствием влияния случайных и остаточного фона регулярных волновых помех, случайного недокорректированного разброса времен и амплитуд суммируемых волн, погрешностей снятия времен отражающего горизонта с временных разрезов и т.д.

При хорошем качестве материала 2D, обеспечивающем возможность непрерывного прослеживания волн по замкнутым контурам, дисперсия  $\sigma_{t_n}^2$  оценивается как дисперсия невязок времен  $t_0$  отражающего горизонта в точках пересечения профилей после увязки сети по одной фазе.

Погрешности корреляции проявляются при неосознанном переходе с фазы на фазу под воздействием погрешностей  $t_n$  и могут быть вызваны влиянием интерференции волн на временном разрезе, изменением свойств отражающих границ и т.д.

Погрешности корреляции могут существовать и в случае удовлетворительной увязки сети по одной фазе, т.е. не проявляться в точках пересечения профилей и не оцениваются дисперсией невязок времен в этих точках.

Дисперсия ошибок корреляции приближенно определяется как:

$$\sigma_{t_k}^2 \approx \frac{1}{2}(K \cdot \theta)^2, \quad (15.4.3)$$

где  $u$  - период коррелируемой волны на временном разрезе;

$K$  - показатель качества корреляции, устанавливаемый интерпретатором;

- $K = 0$  при уверенном прослеживании фазы волны;
- $K = 1$  при групповой корреляции в рамках двух фаз;
- $K = 2$  при групповой корреляции в рамках трех фаз и т.д.

Оценка ошибок корреляции производится интерпретатором на заключительном этапе обработки материала. На площадях, где намечаются границы изменения качества материала, требующего выбора различного значения параметра “ $K$ ”, оценке точности структурных построений должно предшествовать районирование территории по степени надежности корреляции (по параметру “ $K$ ”). В пределах выделенных зон погрешность корреляции (и затем построений) должна определяться независимо.

При сложном материале, характеризующемся сильной изменчивостью параметра  $K$  по площади, развитием интерференционных явлений, наличием большого числа разрывов в прослеживании горизонта и низким отношением сигнал-помеха (менее 2-х) используется способ оценки совместного влияния погрешности  $t_n$  и ошибок корреляции. Способ основан на обработке материалов “в две руки”.

Применимы два варианта обработки “в две руки”:

- расчленение исходных данных на две независимые совокупности с обработкой каждой из них отдельно одним и тем же лицом или разными лицами;

- обработки исходных данных независимо двумя разными лицами.

В результате обработки “в две руки” в обоих случаях строятся две карты изохрон по исследуемому горизонту и затем определяется дисперсия расхождений времен между ними. Указанная дисперсия характеризует суммарное влияние ошибок  $t_n$  и ошибок корреляции  $t_k$ .

Погрешности расчета ввода статических поправок за глубину линии приведения (в отличие от статических корректирующих временных сдвигов, определяемых в процессе оптимизации суммирования по ОСТ), как правило, не приводят к невязкам в точках пересечения профилей (расчетная поправка за линию приведения в точке пересечения профилей для каждого из них должна быть одинакова). Величина погрешностей статических поправок зависит от строения верхней части разреза и расположения точки возбуждений сейсмических волн.

В случае спокойного рельефа и простого строения ЗМС, когда точность расчета статических поправок высока (погрешность - 2-4 м/сек), дисперсией  $y_{t_c}^2$  в формуле (15.4.2) можно пренебречь.

2.2 Дисперсия погрешностей средних (эффективных) скоростей определяется различными способами в зависимости от методики структурных построений (см. п.15.3).

1) В случае использования для построений отдельных значений эффективных скоростей  $\hat{v}(x)$ , вычисляемых по профилям, дисперсия  $y_v^2$  характеризует точность единичного определения и может быть найдена через разброс (невязки) скоростей в точках пересечения профилей.

Ту же величину характеризует дисперсия отклонений  $(\Delta v = \hat{v} - \bar{v})$  эффективных скоростей от сглаженных их значений  $(\bar{v})$ .

Дисперсия  $y_v^2$  может быть найдена также с помощью аналитических способов оценки точности через дисперсию первичного разброса времен на годографе.

2) При использовании для построений сглаженных значения эффективных скоростей, в формулу (15.4.1) подставляется величина дисперсии погрешностей сглаженных скоростей, характеризуемая их разбросом в точках пересечения профилей, после сглаживания скоростей по профилям.

3) Если структурные построения осуществляются с единым скоростным законом для площади  $\bar{v} = f(t)$ , то в качестве дисперсии  $y_v^2$  принимается дисперсия отклонений единичных определений скорости  $(\bar{v})$ , представленных в виде совокупности точек  $v = f(t)$ , от осредняющей зависимости  $\bar{v} = f(t)$ . При такой оценке точности учитываются возможные, не полностью учтенные влияния горизонтальных изменений скоростей по площади.

д.) Прогнозная оценка точности построений для  $r$ -ого горизонта в рамках пластовой модели среды  $(y_n^2)_r$  оценивается как:

$$(y_n^2)_r \cong y_0^2 + \frac{1}{4} \sum_{y=1}^r \left\{ (v_{nl}^2)_{r'} \cdot (y_{\Delta t}^2)_{r'} + (\Delta t^2)_{r'} \cdot (y_{v_{nl}}^2)_{r'} \right\} \quad (15.4.4)$$

где  $r'=0,1,2,\dots,r$  - номер пласта или горизонта, связанного с его подошвой;

$(y_n^2)_r$  - дисперсия погрешностей определения глубин  $r$ -ого горизонта;

$y_0^2$  - дисперсия погрешностей построений глубин верхнего горизонта ( $r=0$ ), ниже которого построение осуществляются с использованием пластовой модели среды;

$(v_{nl}^2)_{r'}$  - среднее значение скорости в  $r'$  пласте;

$(\Delta t^2)_{r'}$  - средняя временная мощность  $r'$ -ого пласта;

$(y_{\Delta t}^2)_{r'}$  - дисперсия погрешности определения временной мощности  $r'$ -ого пласта;

$(y_{v_{nl}}^2)_{r'}$  - дисперсия определения пластовой скорости в  $r'$ -ом пласте;

Формула (15.4.4) предполагает наличие нулевого пласта ( $r=0$ ). Необходимость его выделения объясняется отличием способа определения точности построения его подошвы от способа оценки точности построения подошвы нижележащих пластов.

Если верхний (нулевой) горизонт строится по сейсмическим данным, то  $y_0^2$  определяется по формуле (15.4.1).

Если построения верхнего горизонта (подшвы ВЧР) осуществляются на основе данных структурного бурения, то  $\sigma_0^2$  определяется как точность этого горизонта по данным бурения.

д.1) Дисперсия погрешностей определения параметра  $(\Delta t)_r$  складывается из дисперсий погрешностей определения времени  $r$ -ого и  $(r-1)$  горизонтов.

$$(y_{\Delta t}^2)_r = (y_t^2)_r + (y_t^2)_{r-1} = (y_{t_n}^2)_r + (y_{t_l}^2)_r + (y_{t_n}^2)_{r-1} + (y_{t_k}^2)_{r-1} \quad (15.4.5)$$

Способы определения дисперсии  $y_{t_n}^2$  и  $\sigma_{тк}^2$  для каждого горизонта описаны выше (см. п.2.1).

д.2) Оценка точности пластовой скорости  $(y_{v_{nl}}^2)_r$  для  $r$ -ого пласта в выражении (15.4.4) зависит от способа определения скоростей.

В случае наличия большого (более 5-6) количества скважин с данными сейсмокаротажных наблюдений в районе с резко выраженными структурными формами и значительными колебаниями глубин исследуемого горизонта по площади для сейсмических построений используются осредненные графики изменения пластовых скоростей в зависимости от глубины залегания пласта  $(\bar{v}_{nl})_r = f(H)$ . В качестве меры точности определения пластовых скоростей используется дисперсия разброса единичных определений  $(\bar{v}_{nl})_r = f(H)$ , полученных в разных точках района, вокруг осредненного графика  $(\bar{v}_{nl})_r = f(H)$ .

Для платформенных районов с малыми изменениями глубин пластов по горизонтали при построениях с единой пластовой скоростной моделью по площади мерой точности определения пластовых скоростей по данным скважинных исследования является дисперсия разброса единичных

определений скоростей относительно осредненного по району значения пластовой скорости для данного пласта.

В случае использования для построений пластовых скоростей, найденных в результате пересчета эффективных скоростей по формуле Урупова-Дикса, для оценки точности применяется формула:

$$\left( y_{v_{nl}}^2 \right)_r \cong \left( y_v^2 \right) \cdot \frac{H_{r-1}^2}{h_r^2} \left( 1 + \frac{\Delta t_r}{t_{r-1}} \right) \cdot \left\{ \frac{1 + \frac{v_{nl_r} \cdot h_r}{v_{r-1} \cdot H_{r-1}}}{1 + \frac{v_{r-1}^2}{v_r^2} \cdot \frac{\left[ 1 + \frac{v_{nl_r} \cdot h_r}{v_{r-1} \cdot H_{r-1}} \right]}{\left[ 1 - \frac{v_{nl_r} \cdot h_r}{v_r \cdot H_r} \right]}} \right\},$$

(15.4.6)

где  $\left( y_v^2 \right)_r = \left( y_v^2 \right)_{r-1} = \left( y_v^2 \right)$

$\left( y_v^2 \right)$  - дисперсия определения эффективных скоростей, принятая одинаковой для кровли и подошвы  $r$ -ого пласта;

$H_{r-1}$  - средняя глубина залегания  $r-1$ -ого горизонта (кровля  $r$ -ого пласта);

$H_r$  - средняя глубина залегания  $r$ -ого горизонта (подошва  $r$ -ого пласта);

$h_r$  - мощность  $r$ -ого пласта;

$\left( v_{nl} \right)_r$  - скорость в  $r$ -ом пласте;

$v_{r-1}, v_r$  - эффективные скорости до кровли и подошвы  $r$ -ого пласта;

$\Delta t_r$  - средняя временная мощность  $r$ -ого пласта;

$t_{r-1}$  - двойное время пробега волн в покрывающей толще до кровли  $r$ -ого пласта.

Способы определения дисперсий эффективных скоростей  $y_v^2$  даны выше (см. п. 2.2).

При пересчете в пластовые скорости сглаженных эффективных скоростей в формулу (15.4.6) подставляется дисперсия эффективных скоростей после сглаживания.

При использовании для структурных построения сглаженных по профилям значения  $\bar{v}_{nl}$ , значение  $y_{v_{nl}}^2$  может быть найдено через разброс (невязки) сглаженных скоростей  $\bar{v}_{nl}$  в точках пересечения профилей.

е.) Прогнозная оценка точности построений  $r$ -ого горизонта в случае использования смешанной модели среды определяется формулой (15.4.4), в которой значение  $y_0^2$  заменяется на дисперсию погрешностей построений со средними скоростями (см. раздел 2.) последнего горизонта, ниже которого используется пластовая модель.

ж.) Дисперсия погрешностей интерполяции характеризуется выражением:

$$y_{инт}^2 \approx \left(\frac{A}{12}\right)^2 \left[ \left(\frac{z}{x}\right)^2 \cdot \frac{p}{S} \right]^2; \quad (15.4.7)$$

где  $A$  - амплитуда структура;

$S$  - площадь структуры;

$z$  - параметр, приближенно равный 2,5;  $z \approx 2,5$ ;

$x$  - плотность сети профилей (км/км<sup>2</sup>).

#### **15.4.2 Оценка точности сейморазведочных структурных построений по сопоставлению с данными бурения (ретроспективная оценка).**

1.) Данные глубокого бурения являются внешним контролем качества сейсмических построений вследствие их существенно большей точности.

Сопоставление данных сейсморазведки и бурения производится для одноименного горизонта, при наличии фактического материала, подтверждающего их идентичность; либо для эквидистантных поверхностей (геологической и сейсмической) в условиях доказанного сохранения структурных планов в пределах единого структурного этажа.

Ретроспективная оценка качества сейсмических построений производится всегда, когда имеются данные бурения, не использованные в оцениваемых сейсмических структурных построениях.

2.) По данным одной скважины на площади устанавливается только величина расхождений глубин одноименного горизонта по сейсморазведке и бурению.

Данные бурения 2-х скважин позволяют установить минимальную оценку амплитуды перегиба слоев в соответствующем направлении; в частном случае (совпадение направления падения горизонта по сейсморазведке и бурению при заложении скважин в своде сейсмической структуры и на критическом направлении), данные бурения 2-х скважин могут подтвердить наличие поднятия, выделенного сейсморазведкой.

Данные бурения 3-4-х скважин с большой вероятностью позволяют установить факт наличия или отсутствия поднятия, выделенного по сейсмическим данным.

3.) На этапе разведки месторождения (при наличии 4-х и более скважин) возможно сопоставление карт горизонта по данным сейсморазведки и бурения.

Точность сейсмических построений в этом случае оценивается величиной дисперсии  $y_{\delta}^2$ , которая определяется по формуле:

$$\sigma_{\delta}^2 = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M (H_{cm} - Z_{\delta_m} - \Delta \bar{Z})^2, \quad (15.4.8)$$

где  $y_{\delta}^2$  - дисперсия случайных расхождений данных сейсморазведки и бурения;

$H_{cm}$  - отметка глубины горизонта по данным сейсморазведки в месте находений скважины  $m$ ;

$Z_{\delta_m}$  - отметка оцененной в скважине  $m$  глубины геологической границы, сопоставляемой с данным сейсмическим горизонтом.

$m = 1, 2, \dots, M$  - номера и количество скважин.

$\Delta\bar{Z}$  - среднее значение расхождений отметок  $H_{cm}$  и  $Z_{\delta_m}$  определяется по формуле

$$\Delta\bar{Z} = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M (H_{cm} - Z_{\delta_m}) \quad (15.4.9)$$

4.) Для выявления систематических погрешностей сейсмических построений (при наличии разбуренных площадей) целесообразно построение и обобщение по региону карт расхождений глубин горизонта по данным сейсморазведки и бурения.

5.) В ряде случаев при сопоставлении с данными бурения, целесообразно характеризовать точность определения превышений сейсмического горизонта.

Определение точности превышений глубин сейсмического горизонта производится для каждой пары точек структурной карты, в которых пробурены скважины.

Дисперсия расхождения превышений горизонта по данным сейсморазведки и бурения определяется по формуле:

$$y_{\delta_{\Delta h}}^2 = \frac{2}{(M-1)M} \sum_{m=1}^{M-1} \sum_{m'=m+1}^M (\Delta h_m - \Delta h_{m'})^2, \quad (15.4.10)$$

где  $\Delta h_m, \Delta h_{m'}$  - разность отметок горизонта по сейсморазведке и бурению в точках расположения скважин с номерами  $m$  и  $m'$ ;

$$(\Delta h_m = H_{cm} - Z_{\delta_m}; \Delta h_{m'} = H_{cm'} - Z_{\delta_{m'}})$$

$m = m' = 1, 2, \dots, M$ .

$m, m'$  - номер скважины,  $M$  - общее количество скважин.

Величина  $y_{\Delta h}^2$  характеризует среднеквадратическую погрешность превышений сейсмической карты по сопоставлению с данными бурения.

б.) При необходимости вычисляется дисперсия погрешностей метода:

$$y_H^2 = y_{\delta}^2 - y_{инт}^2,$$

где  $y_{инт}^2$  оценивается по формуле (15.4.7), а  $y_{\delta}^2$  - по формуле (15.4.8).

## 15.5 Оценка надежности выявления структур, точности определения их параметров и качества сейсморазведочных работ.

### *А. Оценка надежности выявления структуры.*

Надежность выявленной структуры характеризуется вероятностью  $P$  того события, когда сейсмическая структура реально существует (не является ложной).

Оценка осуществляется при наличии структурных карт и схем.

Надежность ( $P$ ) объекта зависит от:

- точности структурных построений по данным сейсморазведки  $\sigma_n$ ;
- размеров объекта (амплитуды  $A$ , площади  $S$ );
- плотности сети профилей  $n$ ;
- коэффициента прослеживаемости целевого горизонта  $c$ ;
- априорной вероятности  $P(1)$  наличия объекта в районе работ;
- порога принятия решения о наличии структуры  $\frac{\bar{\sigma}_{пор}}{2}$ .

Первые четыре фактора определяют величину функции  $\frac{\bar{\sigma}}{2}$  (деление на 2 введено для удобства), так что

$$P = f \left[ \frac{\bar{\sigma}}{2}; P(1); \frac{\bar{\sigma}_{пор}}{2} \right] \quad (15.5.1)$$

1. Значение функции  $\frac{\bar{\sigma}}{2}$  определяется как:

$$\frac{\bar{\sigma}}{2} = \frac{(S)^{\frac{1}{2}} \cdot H_{инф}}{z} \cdot 0,31 \cdot \frac{A}{y_n} \quad (15.5.2)$$

где  $H_{инф} = H \cdot c$ ;  $z \approx 2,5$

Величины  $z$  и  $H_{инф}$  определяют некоторое эффективное расстояние между информативными профилями

$$\Delta \bar{x}_{инф} \frac{z}{H_{инф}},$$

которое не целесообразно иметь меньше радиуса корреляции погрешностей сейсмических построений  $l_n$ , т.е.

$$\Delta \bar{x}_{инф} > l_n \quad (15.5.3)$$

В соответствии с этим функция  $\frac{\bar{\sigma}}{2}$  не должна быть больше величины

$$\frac{\bar{\sigma}^*}{2} = \frac{(S)^{\frac{1}{2}}}{l_n} \cdot 0,31 \cdot \frac{A}{y_x}$$

$$\text{Т.е. } \frac{\bar{\sigma}}{2} \leq \frac{\bar{\sigma}^*}{2};$$

Величина радиуса корреляции  $l_n$  погрешностей сейсмических построений практически может определяться как половина средней длины мешающих физических неоднородностей разреза (в верхней части среды над отражающей границей), которые необходимо учитывать при подготовке структур.

В случае малой коррелированности или отсутствия фактических данных о радиусе корреляции погрешностей сейсмических построений в районе исследования, его величину допустимо принимать равной

$$l_n \approx 1,0 \text{ км,}$$

и для определения функции  $\frac{\delta}{2}$  используется формула (15.5.2).

При наличии данных о радиусе корреляции погрешностей  $l_n$  и невыполнении условия (15.5.3) (3D сейсморазведка) для определения функции  $\frac{\delta}{2}$  используется формула (15.5.4).

$$\frac{\lambda}{2} = 0.121 \cdot (S)1/2 \cdot v\rho \cdot \frac{A}{\delta_n} \cdot K(l_n) \quad (15.5.4)$$

где:  $K(l_n) = \frac{\bar{r}}{l_n}$  при  $\bar{r} \leq l_n$

$K(l_n) = 1.0$  при  $\bar{r} > l_n$

здесь:  $\bar{r}$  - среднее расстояние между профилями.

2. Априорная вероятность наличия объекта  $P(1)$  характеризует полноту априорной информации об объекте до проведения сейсмических исследований.

В случае наличия геологических предпосылок существования объекта и отсутствия указаний на возможность существования объекта по данным комплекса геофизических методов (магниторазведка, гравиразведка, электроразведка), предшествовавших сейсмическим исследованиям, априорную вероятность  $P(1)$  следует принимать равной

$$P(1) = 0,1$$

При наличии указаний на возможность существования структуры по данным других геофизических методов (включая сейсмические), априорную вероятность наличия объектов  $P(1)$  до проведения сейсмических исследований допустимо принимать  $P(1) = 0,2$ .

Заметим, что использование в качестве априорной вероятности значения  $P(1) = 0,1$  равносильно тому, что надежности  $P$  всех оцениваемых структур будут располагаться в диапазоне

$$0,1 \leq P \leq 1,0$$

Порог принятия решения о наличии структуры  $\frac{\bar{b}_{пор}}{2}$  соответствует конкретной структуре и используется для определения ее надежности  $P$ .

Условием принятия решения о наличии структуры является выполнение требования:

$$\frac{\bar{b}}{2} \geq \frac{\bar{b}_{пор}}{2} \quad (15.5.5)$$

3. Порог  $\frac{\bar{b}_{пор}}{2}$  выражается как:

$$\frac{\bar{b}_{пор}}{2} = \frac{(S_{пор})^{\frac{1}{2}} \cdot N_{инф}}{3} \cdot 0,31 \cdot \frac{A_{пор}}{y_n} \quad (15.5.6)$$

где  $A_{пор}$ ,  $S_{пор}$  - пороговые амплитуда и площадь структуры, при превышении которых объект считается существующим.

Заданием порога принятия решений независимо от размеров исследуемых объектов неизбежно приведет к потере целого диапазона размеров объектов. Это неприемлемо с практической точки зрения, поскольку задачей сейсмических работ является исследование структур в широком диапазоне их размеров. Более целесообразным является задание порога для каждого из объектов, причем пороговые величины  $A_{пор}$  и  $S_{пор}$  не должны превышать соответствующие параметры  $A$  и  $S$  самого объекта.

В этом случае условие (15.5.5) будет выполнено автоматически, в рассмотрении будут приниматься все объекты, однако надежность их будет разной.

С этих позиций порог принятия решения должен быть переменным для разных по величине объектов и целесообразно величины  $A_{пор}$ ,  $S_{пор}$  связывать с точностью определения параметров структуры следующим образом:

$$A_{nop} = A - y_A;$$

$$S_{nop} = S - y_S$$

где  $A$ ,  $S$  - амплитуда и площадь оцениваемой структуры;  $y_A$ ,  $y_S$  - среднеквадратические значения погрешностей определения амплитуды и площади структуры.

Указанное условие выбора порога соответствует изучению структур, амплитуда и размеры которых, по крайней мере не меньше, чем погрешности наблюдений.

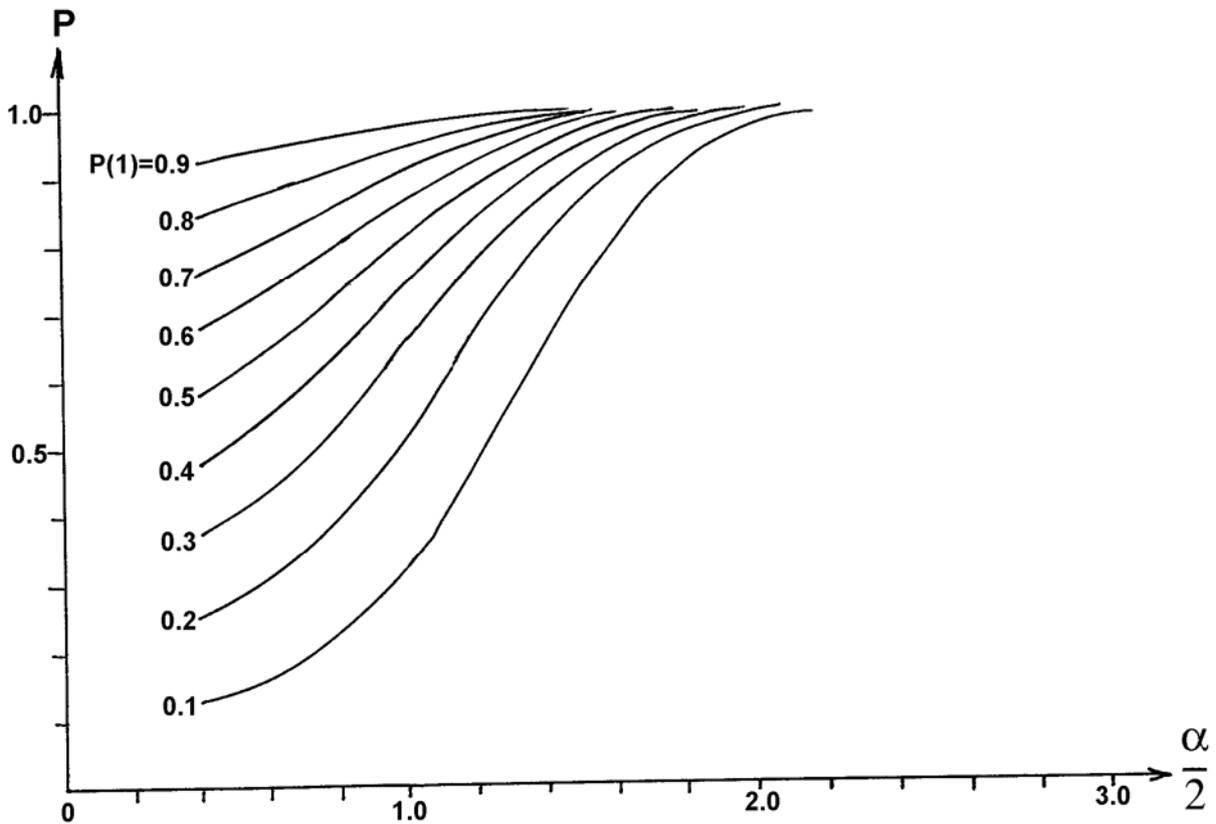


Рис. 15.5.1 Графики зависимости надежности объекта  $P = f\left[P(1); \frac{\bar{b}}{2}\right]$  от

функции  $\frac{\bar{b}}{2}$  и априорной вероятности его наличия  $P(1)$ .

В этом случае, величина  $\frac{\bar{\sigma}_{nop}}{2}$  функционально связывается с  $\frac{\bar{\sigma}}{2}$  и оценка надежности  $P(1)$  будет зависеть только от двух величин  $P(1)$  и  $\frac{\bar{\sigma}}{2}$ , т.е.

$$P = \frac{1}{1 + \left[ \frac{1 - P(1)}{P(1)} \right] \cdot \frac{1 - F \left\{ 2 \cdot \frac{\alpha}{2} - 0.107 \right\}}{0.88}}$$

где:  $F\{\}$  - табулированный интервал вероятностей

$$F(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^z e^{-\frac{x^2}{2}} dx$$

Семейство кривых  $P = f \left[ P(1); \frac{\bar{\sigma}}{2} \right]$  представлено на рис. 15.5.1.

4. Практическая оценка надежности  $P$  подготовленной структуры осуществляется по графикам на рис. 15.5.1.

Для этого по формуле (15.5.2) определяется значение  $\frac{\bar{\sigma}}{2}$ . Плотность сети профилей  $n$  должна быть в этом случае подсчитана с учетом всех сейсмических профилей, имеющих на структуре (на этапах выявления и подготовки структуры).

В случае наличия данных о радиусе корреляции погрешностей  $l_n$  и невыполнении условия (15.5.3) для определения значения функции  $\frac{\bar{\sigma}}{2}$  используется формула (15.5.4). Величина  $P(1)$  выбирается в соответствии с п. 2.

Искомое значение надежности подготовленной структуры  $P$  определяется как ордината точки кривой с параметром  $P(1)$  и абсциссой, равной значению функции  $\frac{\bar{\sigma}}{2}$ .

5. Определение надежности выявленной структуры  $P_B$  осуществляется аналогично п.4. с учетом того, что плотность сети профилей  $n$  в формуле (15.5.2) соответствует стадии выявления структуры.

При выявлении структуры двумя пересекающимися профилями функция  $\frac{\bar{b}}{2}$  определяется по формуле

$$\frac{\bar{b}}{2} = 0,3 \cdot \frac{A}{y_n}, \quad (15.5.7)$$

где  $A$  - амплитуда выявленного объекта;  $y_n$  - среднеквадратическая погрешность сейсмических построений.

### ***Б. Оценка точности определения параметров подготовленной структуры.***

Точность определения параметров структуры оценивается по внутренним оценкам данных сейсморазведки (прогнозная оценка) и по сопоставлению с данными глубокого бурения (ретроспективная оценка).

1. Прогнозная оценка точности определения параметров структуры производится только для подготовленного к поисковому бурению объекта и оценивается величинами среднеквадратических погрешностей определения:

- положения свода  $\sigma_{x_0}, \sigma_{y_0}$  (по осям);
- амплитуды  $y_A$ ;
- площади  $\sigma_s$ .

1.1. Погрешности положения свода структуры (по осям) определяются как:

$$\sigma_{x_0} \approx \frac{0,20}{\alpha} \cdot a \quad (15.5.8)$$

$$\sigma_{y_0} \approx \frac{0,20}{\alpha} \cdot b \quad (15.5.9)$$

Погрешность определения амплитуды структуры

$$\sigma_A \approx \frac{0,23}{\frac{\alpha}{2}} \cdot A \quad (15.5.10)$$

Погрешность определения площади структуры

$$\sigma_s \approx \frac{0,27}{\frac{\alpha}{2}} \cdot S \quad (15.5.11)$$

В формулах (15.5.8) - (15.5.11) величина  $\frac{\alpha}{2}$  определяется по формуле (15.5.2) или (15.5.4)  $a, b$  - длины большой и малой полуосей структуры;  $A, S$  - амплитуда, площадь структуры.

2. Ретроспективная оценка точности определения параметров структур характеризуется:

- величиной  $\Lambda$  смещения свода структуры в плане по данным сейсморазведки по сравнению с данными бурения;
- величиной  $\Omega$  подтверждаемости параметров структуры (амплитуда, площадь) по данным сейсморазведки и бурения.

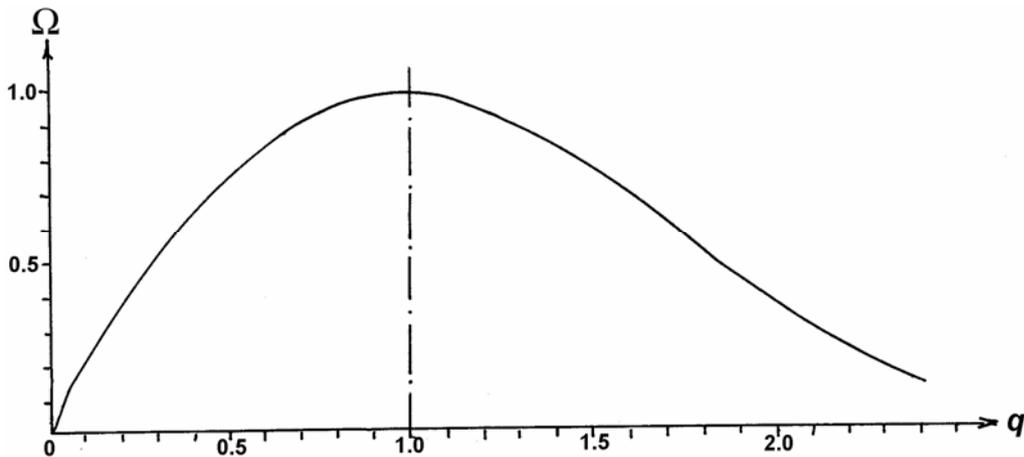


Рис. 15.5.2 График  $\Omega = f(q)$  - зависимости подтверждаемости параметров структуры

2.1. Величина смещения свода  $\Lambda$  сейсмической структуры относительно структуры по данным бурения определяется на этапе разведки

месторождения (большое количество скважин) и характеризуется расстоянием между экстремальными точками сводов структуры по данным сейсморазведки и бурения.

2.2. Функция  $\Omega$  подтверждаемости параметров структуры по данным сейсморазведки и бурения определяется как

$$\Omega = \begin{cases} 1 - (q - 1)^2; & \text{при } 0 \leq q \leq 1,0 \\ e^{-(q-1)^2}; & \text{при } 1,0 \leq q \leq \infty \end{cases} \quad (15.5.12)$$

Величина  $q$  для случая малого количества скважин (минимум 2-3) (этап поисков месторождений нефти и газа), когда по данным бурения может быть определено только значение амплитуды поднятия, определяется как

$$q = q_1 = \frac{A}{A_6} \quad (15.5.13)$$

При значительном количестве скважин (на этапе разведки месторождения), позволяющих по данным бурения определять, наряду с амплитудой, еще и площадь структуры, используется формула:

$$q = q_2 = \left( \frac{S}{S_6} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{A}{A_6} \quad (15.5.14)$$

где  $A, A_6$  - амплитуда структуры по данным сейсморазведки и бурения;  
 $S, S_6$  - площадь структуры по данным сейсморазведки и бурения соответственно.

Величина  $q_1$  может быть названа коэффициентом амплитудного соответствия, а значение  $q_2$  - коэффициентом амплитудно-площадного соответствия.

График зависимости  $\Omega = f(q)$  представлен на рис. 15.5.2

3. На основе обобщения подтверждаемости параметров сейсмических структур данными бурения по нефтегазоносному району, области, а иногда и провинции строится корреляционная зависимость  $\Omega = f(P)$ , где  $P$  - надежность подготовленной сейсморазведкой и затем разбуренной структуры.

Зависимость  $\Omega = f(P)$ , построенная для района работ со стандартной методикой, позволяет прогнозировать ожидаемую величину  $\Omega'$  (а, следовательно,  $q'$ ) для каждой вновь подготовленной к бурению сейсморазведкой (но еще не разбуренной) структуры с надежностью  $P'$ .

4. Структура, подготовленная сейсморазведкой, считается подтвердившейся данными бурения, если величины:

$$\Lambda \leq 0,6a; \quad (15.5.15)$$

$$\Omega \geq 0,5. \quad (15.5.16)$$

Поясним, что поскольку ретроспективная величина  $\Lambda$  приближенно соотносится с прогнозным значением  $y_x$  и приняв неблагоприятный для сейсморазведки случай  $\frac{\bar{b}}{2} \approx 1,0$  имеем

$$3y_x \approx 0,6\bar{b}$$

Это значит, что с вероятностью практически равной 1,0 возможные отклонения сейсмической структуры в плане от истинного положения (величина  $\Lambda$ ) не будут превышать  $0,6\bar{b}$ .

Для того же неблагоприятного случая ( $\frac{\bar{b}}{2} \approx 1,0$ ) величина  $y_A \approx 0,23A$ , а  $3y_A \approx 0,7$ .

Приняв, что величина  $A_{\bar{b}}$  близка к истине, и оценивая значение  $q_1$  по формуле (15.5.13) (именно этот случай чаще всего будет встречаться на практике), имеем

$$q_1 = \frac{A_{\bar{b}} - 3y_A}{A_{\bar{b}}} \approx 0,3.$$

Полученные таким образом значение  $q_1$ , соответствующее максимально возможной ошибке в амплитуде структуры, по графику на рис. 15.5.2, дает  $\Omega = 0,5$ .

### ***В. Оценка качества сейсморазведочных работ.***

1. Прогнозная оценка качества сейсморазведочных работ при подготовке структур на заданной территории (нефтегазоносный район, нефтегазоносная область, нефтегазоносная провинция) определяется при наличии достаточной выборки структур дифференцированно по структурным этажам и характеризуется следующими величинами:

- надежностью  $\bar{P}$  средней (по параметрам) подготовленной структуры при средней точности структурных построений;

- надежность  $\bar{P}_g$  средней выявленной структуры.

Значения  $\bar{P}$  и  $\bar{P}_g$  определяются согласно методике, представленной в разделе А данного приложения при средних показателях для заданной территории.

- $\bar{A}$  - средняя амплитуда структур;

- $\bar{S}$  - средняя площадь структур;

- $\bar{y}_n$  - средняя точность построений;

- $\bar{n}$  - средняя плотность сети профилей (отдельно при выявлении и подготовке структур);

- $\bar{c}$  - среднее значение коэффициента прослеживаемости целевого горизонта;

$P(1)$  - значение априорной вероятности, как правило, принимается равным  $P(1)=0,1$ .

При необходимости и наличии достаточного объема данных оценки величин  $\bar{P}$  и  $\bar{P}_g$  могут быть дифференцированы по периодам работ и видам применявшейся методики.

2. Конкретная структура считается подготовленной к глубокому бурению и включается в фонд подготовленных структур (форма 03-ГР) при условии, что надежность  $P$  равна или превышает надежность  $\bar{P}$  подготовки структур (по данному структурному этажу) на данной территории.

$$P \geq \bar{P} \text{ (условие кондиционности работ)}$$

Для новых территорий (или структурных этажей), где подготовка структур находится в начальной стадии, условием кондиционности работ является  $P \geq 0,7$ .

Условием кондиционности работ при выявлении структур является  $P_g \geq 0,4$ .

3. Информативная плотность сети профилей  $n_{инф}$  при подготовке и выявлении структуры должна быть не меньше, чем указанная в таблице 1 (в зависимости от размеров структуры и точности построений), где:

$$\frac{A}{y_n} \text{ - отношение амплитуды структуры к среднеквадратической}$$

погрешности сейсмических построений;

S - площадь структуры.

Значения в клетках таблицы, стоящие на пересечении рядов и столбцов с соответствующими величинами S и  $\frac{A}{y_n}$  есть рекомендуемая минимальная информативная плотность сети профилей  $n_{инф} = n \cdot c$  при выявлении и подготовке структуры с данными размерами.

4. Как известно, до недавнего времени фактическим порогом принятия решения о наличии объекта являлось сечение структурной карты. Задание сечения  $\Delta = 2.0\sigma_n$ , где  $\sigma_n$  среднеквадратическая погрешность структурных построений, было нацелено на минимизацию количества ложных объектов. Одновременно с этим значительное количество малоамплитудных объектов пропускалось. В настоящее время целью сейсморазведки является изучение различных объектов, в том числе малоамплитудных. Поэтому функция отсеивания объектов с изолиний структурной карты должна быть снята, а сами изолинии могут проводиться чаще. Соответственно величина сечения

$\Delta$  структурной карты при сейсмических построениях выбирается равной  $\Delta \approx 0,5u_n$  (и кратной 5 м).

При указанном выборе величины  $\Delta$  имеет место следующая приближенная зависимость между количеством изолиний, изображающих объект и его надежностью  $P$ :

- объекты с надежностью  $P < 0,265$  на структурной карте не изображаются;

- объект, представленный на карте одной замкнутой изолинией имеет минимальную надежность  $P_{\min} \approx 0,265$ ;

- двумя изогипсами  $P_{\min} \approx 0,625$ ;

- тремя изогипсами  $P_{\min} \approx 0,940$ ;

- четыре и более замкнутыми изогипсами имеют надежность  $P = 1,0$ .

Допустима величина шага сечения  $\Delta \approx 1,0\sigma_n$ .

5. Ретроспективная оценка качества сейсморазведочных работ при подготовке структур для заданной территории исследований (нефтегазоносный район, нефтегазоносная область, нефтегазоносная провинция) определяется коэффициентом подтверждаемости  $K_{\text{подтв}}$ ,

$$K_{\text{подтв}} = \frac{N_{\text{подтв}}}{N_{\text{подгот}}} \quad (15.5.17)$$

где  $N_{\text{подтв}}$  - количество подтвержденных данных глубокого бурения структур;

$N_{\text{подгот}}$  - общее количество подготовленных и разбуренных с определенными результатами структур на заданной территории.

6. Качество работ по выявлению структур на заданной территории целесообразно характеризовать коэффициентом подготавливаемости структур

$$K_{\text{пгт}} = \frac{N_{\text{подгот}}}{N_{\text{выявл}}}, \quad (15.5.18)$$

где  $N_{подгот}$  - количество подготовленных структур за определенный период;

$N_{выявл}$  - количество выявленных объектов, реализовавшихся в количество  $N_{подгот}$ , подготовленных структур за тот же период.

В таблице 15.5.1 приведены примеры оценок информативной плотности сети профилей при выявлении и подготовке структур.

Таблица 15.5.1

Информативная плотность сети профилей  $n_{инф} = n \cdot c$  при выявлении и подготовке структур.

	$\frac{A}{y_n}$ S (км)	1,2	1,3	1,5	2,0	2,5	3,0	Примечания
Выявление структуры	15	-	1,62	1,41	1,06	0,85	0,70	
	25	1,41	1,30	1,13	0,84	0,68	0,56	
	50	1,00	0,93	0,80	0,60	0,48	0,40	
	100	0,70	0,65	0,56	0,42	0,34	0,28	
	150	0,57	0,53	0,46	0,34	0,27	0,23	
	200	0,50	0,46	0,39	0,30	0,24	0,20	
	400	0,35	0,32	0,28	0,21	0,17	0,14	
	600	0,29	0,26	0,23	0,17	0,14	0,11	
Подготовка структур	15	-	-	2,4	1,84	1,52	1,28	
	25	2,34	2,19	1,88	1,52	1,26	1,1	
	50	1,86	1,64	1,47	1,14	0,96	0,86	
	100	1,30	1,21	1,10	0,85	0,70	0,58	
	150	1,14	1,05	0,96	0,72	0,58	0,48	
	200	1,04	0,91	0,80	0,60	0,50	0,42	
	400	0,72	0,66	0,58	0,44	0,36	0,30	
	600	0,61	0,59	0,48	0,37	0,30	0,25	

## 15.6 Вероятности попадания поисковыми скважинами в залежь и среднее количество скважин, необходимое для открытия месторождения.

Открытие залежи углеводородов поисковым бурением на нефтегазоносном объекте зависит от:

- типа объекта;
- качества подготовки объекта к бурению;
- количества скважин;
- и т.д.

Среди этих факторов два являются методическими: качество подготовки объекта и количество поисковых скважин. При этом, чем выше качество подготовки, тем меньше поисковых скважин требуется для открытия.

Указанная зависимость применительно к антиклинальным структурам и рифам рассмотрена теоретически и представлена в таблице 1.

Здесь для функции качества подготовки объекта  $\frac{\alpha}{2}$  приведены следующие показатели: надежность объекта  $P$ , вероятность попадания в залежь первой скважины  $P_1$ , среднее количество поисковых скважин  $N_{\text{ср}}$  на объекте, необходимое для открытия месторождения.

Среднее качество подготовки объектов в 80<sup>ые</sup> годы характеризовалось значением функции  $\frac{\alpha}{2} = 1.5$  (надежность среднего объекта  $P=0.75$ ). Вероятность открытия месторождения для такого объекта первой поисковой скважиной составляет  $P_1=0.55 - 0.58$ .

Среднее количество поисковых скважин  $N_{cp}$  на нефтегазоносном объекте, необходимое для открытия месторождения в зависимости от качества его подготовки.

Таблица 15.6.1

$\frac{\alpha}{2}$	P	P1	$N_{cp}$
0.8	0.225	0.206	2.70
1.0	0.325	0.302	2.30
1.2	0.475	0.404	1.92
1.4	0.650	0.506	1.68
1.6	0.800	0.602	1.54
1.8	0.925	0.688	1.45
2.0	0.975	0.763	1.36
2.2	0.998	0.825	1.30
2.4	0.998	0.874	1.26
2.6	0.999	0.912	1.20
2.8	1.000	0.946	1.16
3.0	1.000	0.961	1.10

Сравнительно высокая надежность  $P=0.75$  еще недостаточна для эффективного разбуривания, так как соответствует малой вероятности попадания в залежь скважины первооткрывательницы.

В настоящее время в связи с ростом методической и технической оснащенности сейсморазведки среднее качество подготовки объектов к бурению должно быть повышено.

Так в качестве ориентировки следует рекомендовать среднее значение  $\frac{\alpha}{2}$  довести до  $\frac{\alpha}{2}=1.75$ , что соответствует надежности среднего объекта  $P=0.9$ .

Вероятность открытия залежи нефтегазоносного объекта с такой надежностью ( $P=0.9$ ) первой поисковой скважиной составляет уже  $P_1=0.65$ .

Следующим показателем, зависящим от качества подготовки, используемым при экономических прогнозах и планировании поискового бурения, является  $N_{ср}$  – среднее количество поисковых скважин на объекте, необходимое для открытия месторождения.

В частности, для подготовленного объекта ( $P=0.9$ ,  $\frac{\alpha}{2}=1.75$ ) среднее количество  $N_{ср}$  скважин для открытия составляет  $N_{ср}=1.45$  и имеет тенденцию спадания по мере дальнейшего роста значения функции  $\frac{\alpha}{2}$ .

Для пустой структуры среднее количество необходимых поисковых скважин составляет в среднем 2.0 шт.

В целом данные таблицы позволяют сделать вывод о необходимости повышения качества подготовки структур. В свете этого современная тенденция использования 3D сейсморазведки подтверждается данным рассмотрением.

Система показателей достоверности (прогнозных и ретроспективных) обеспечивает управление процессом геологоразведочных работ и способствует росту количества открываемых месторождений нефти и газа при наименьших затратах.

### **15.7 Методика и программные средства адаптивной оценки достоверности антиклинальных структур по внутренней сходимости данных сейсморазведки.**

Проблемы выделения слабых геофизических аномалий и оценки погрешностей при решении задач геологического прогноза в целом не теряют своей актуальности для процесса ГРП. В частности, это характерно и для сейсморазведки. Влияние принципиальной неоднозначности данных

сейсморазведки особенно резко проявляется в сложных сейсмогеологических условиях и часто является причиной неадекватной оценки морфологии структурного плана отражающего горизонта. Ввиду того, что в настоящее время основными объектами поиска являются малоразмерные и малоамплитудные поднятия, соизмеримые с различного рода погрешностями структурных построений, процесс их картирования носит вероятностный характер. В связи с этим, для повышения геолого-экономической эффективности ГРП при вводе площадей под глубокое бурение необходимо учитывать степень достоверности структурных построений. Для определения вероятностных характеристик структурной карты, построенной по сейсмическим данным, необходимо оценить характер погрешностей сейсморазведки, так как именно погрешности обуславливают неоднозначность сейсмических материалов. Используя терминологию решения задачи выделения сигналов на фоне помех, погрешности структурных построений будем рассматривать как помехи, затрудняющие выделение сигналов - антиклинальных структур - по результатам кинематической интерпретации данных сейсморазведки.

Основная причина неоднозначности данных сейсморазведки обусловлена сложностью разделения большого числа зависимых факторов (погрешности статических поправок, скоростные неоднородности верхней части разреза, наложение регулярных и нерегулярных волн-помех, криволинейность отражающих и преломляющих границ раздела и др.), искажающих результаты кинематической интерпретации. В связи с этим, в каждой конкретной сейсмогеологической ситуации важно получить достоверные оценки погрешностей определения времен и скоростей, поскольку их параметры позволяют сделать обоснованные заключения о надежности структур, подготовленных сейсморазведкой под поисково-разведочное бурение.

Надежность (достоверность) выявленной или подготовленной сейсморазведкой к поисково-разведочному бурению структуры характеризуется количественной величиной - вероятностью  $P$  события, когда объект реально существует (не является ложным).

Основным ограничением действующих в настоящее время инструктивных материалов по оценке точности и достоверности прогнозируемых антиклинальных поднятий по данным сейсморазведки МОВ ОГТ является использование характеристик поля погрешностей, общих для всей площади сейсмических исследований, что фактически не ориентирует на оптимальную оценку конкретных локальных элементов структурного плана. Также не учитываются корреляционные свойства сигналов и помех.

Одним из общепринятых подходов, изложенных в разделах 15.4-15.6, к оценке надежности выявления и подготовки структуры к бурению является аналитический способ расчёта вероятности её существования на основе количественных показателей. Данный способ предназначен для оценки объектов, площадь которых не меньше  $15 \text{ км}^2$  и отношение сигнал/помеха не ниже 1,2. Локальные поднятия с показателями, выходящими за эти рамки, лежат за пределами разрешающей способности аналитического способа, то есть оцениваются как несуществующие, хотя и установлены бурением. С этой ситуацией приходилось неоднократно сталкиваться при анализе достоверности структурных построений на ряде площадей Западной Сибири.

С целью снижения риска пропуска перспективных объектов, Щекиным С.Н. был разработан адаптивный способ расчёта вероятности существования объекта, который реализует методику адаптивной площадной оценки вероятности обнаружения локальных элементов структурного плана по внутренней сходимости данных сейсморазведки. Ниже изложено описание программно-методических средств адаптивного способа расчёта вероятности существования антиклинальных структур и приведены результаты его

применения в сопоставлении с результатами, полученными аналитическим способом.

### ***15.7.1 Описание программно-методического обеспечения.***

Созданное программно-методическое обеспечение может быть использовано для поисковых, детальных, региональных и других видов исследований. По своему назначению оно является альтернативой методике расчета вероятности существования объекта  $P$ , ранее описанной в разделах 15.4-15.6. Следует отметить, что все термины и обозначения, используемые в данном тексте, имеют тот же смысл, что и в разделах 15.4-15.6, если это не оговорено особо.

В разработанной методике расчет величины вероятности обнаружения сигнала на фоне помех ( $P_{\text{ОБН}}$ ) базируется на использовании обобщенного соотношения сигнал/помеха  $\mu$ , учитывающего основные свойства сигнала (амплитуду, длительность) и шума:

$$\mu = \frac{A^2}{\sigma^2} \cdot \frac{\eta}{\sqrt{2\eta - 1}}; \quad \eta = \left( \frac{R_c}{R_{\Pi}} \right)^2.$$

Здесь:  $A$  - амплитуда сигнала;  $\sigma$  - интенсивность шума;  $R_c$  и  $R_{\Pi}$  - радиусы корреляции сигнала и помехи. Далее, второй сомножитель в формуле будет называться коэффициентом учёта корреляционных свойств и обозначаться символом  $R$ .

Величина  $\mu$ , позволяет посредством обратных функций Лапласа  $\bar{\Phi}(X)$ , не задаваясь никакими дополнительными условиями, связать вероятности ложного обнаружения и пропуска сигнала следующим соотношением:

$\bar{\Phi}(2P_{\text{ПР}} - 1) = \bar{\Phi}(1 - 2P_{\text{ЛТ}}) - \sqrt{\frac{\mu}{2}}$ . В соответствии с критерием Неймана-Пирсона обеспечивается минимально возможное значение вероятности пропуска сигнала  $P_{\text{ПР}}$  для заданной величины  $P_{\text{ЛТ}}$ . Затем выполняется расчет величины вероятности обнаружения сигнала для заданного уровня  $P_{\text{ЛТ}}$  по

формуле:  $P_{\text{ОБН}} = 1 - P_{\text{ПР}}$ . В разделах 15.4-15.6 эта величина носит название вероятности существования объекта (надёжности структуры) и имеет обозначение  $P$ , а в качестве условия кондиционности работ приняты следующие пороговые значения вероятности существования структуры: 0,7 - при подготовке структур и 0,4 - при выявлении структур. Значения информативной плотности сети профилей при этом не имеют определяющей роли, т.к. фактически являются производной величиной для указанных размеров структуры и точности построений (получаются из формулы расчёта значения функции  $\frac{\alpha}{2}$  для конкретного значения вероятности  $P$ ), обеспечивающей выполнение указанных условий кондиционности работ.

При адаптивном способе оценки вероятности существования структуры информативная плотность профилей функционально не связана с расчётом вероятности существования  $P$ . В качестве независимого показателя стадии изученности объекта сейморазведкой предлагается использовать количество профилей  $N$ , пересекающих его контур. Этот показатель, как и плотность сети профилей, характеризует надёжность оценки морфологии локального поднятия. Малоразмерное поднятие можно считать подготовленным при  $N \geq 3$ . Подразумевается, что речь идет о профилях, точки которых несут информацию для формирования конфигурации поднятия.

С позиции оценки надёжности структуры при этом рекомендуется руководствоваться следующими критериями:

- подготовленными считаются объекты, для которых  $P_{\text{ЛТ}} \leq 0,05$  и  $P \geq 0,7$  или  $0,05 < P_{\text{ЛТ}} \leq 0,1$  и  $P \geq 0,80$ ;

- выявленными считаются объекты, для которых  $0,1 < P_{\text{ЛТ}} \leq 0,15$  и  $P \geq 0,7$  или  $0,15 < P_{\text{ЛТ}} \leq 0,20$  и  $P \geq 0,80$ .

Содержательная интерпретация задаваемого значения вероятности ложной тревоги  $P_{\text{ЛТ}}$ , к примеру, равного 0,01 говорит о том, что из сотни рекомендованных к бурению объектов, характеристики которых соответствуют требованиям к подготовленной структуре, один окажется

ложным, даже если вероятность существования  $P$  для каждого из них оценивается в 100%. Таким образом, величина  $P_{ЛТ}$  определяет стратегию поиска. Осуществляя перебор значений  $P_{ЛТ}$ , можно получить значение  $P$ , обеспечивающее выполнение условия кондиционности объекта. Значения  $P_{ЛТ}$  и  $P$  служат базовыми величинами для ранжирования антиклинальных объектов по достоверности при их подготовке к передаче в глубокое бурение.

Программная реализация методики обеспечивает автоматический расчёт следующих характеристик антиклинального объекта:

- площадь объекта;
- амплитуда объекта;
- информативная плотность сети профилей на объекте;
- число профилей, пересекающих контур объекта;
- погрешность структурных построений в контуре объекта;
- коэффициент учёта корреляционных свойств;
- вероятность существования (обнаружения) объекта.

В качестве исходных данных для работы программного комплекса необходима следующая информация в цифровом виде:

- 1) структурная карта отражающего горизонта;
- 2) карта изохрон - значений двойного времени пробега волны, отражённой от горизонта;
- 3) карта значений скоростей в толще, покрывающей горизонт;
- 4) значения времён в точках профилей, которые были использованы для получения карты изохрон;
- 5) значения скоростей в точках профилей, которые были использованы для получения карты скоростей;
- 6) значение вероятности ложной тревоги;
- 7) значение замкнутой изогипсы для определения контура площади объекта.

При расчёте значений погрешностей структурных построений для точек сети профилей в качестве исходных данных могут быть использованы значения дисперсий погрешностей определения времён и/или скоростей, определенные интерпретатором.

Разработанная методика обеспечивает оценку вероятности существования антиклинальных объектов, полученных при интерпретации материалов в рамках следующих видов аппроксимирующей модели среды:

- модель среды, описываемая средними скоростями;
- пластовая модель;
- смешанная модель среды, когда до определённого горизонта среда характеризуется средними скоростями, ниже - пластовыми.

Программная реализация алгоритма оценки достоверности антиклинального объекта адаптивным способом включает следующее. Вначале производится автоматическое оконтуривание объекта по заданной изолинии цифровой модели структурной карты и определяются его размеры. Затем рассчитывается плотность сети профилей и коэффициент прослеживаемости горизонта в контуре объекта. С участков линий профилей, попавших в контур объекта, выбираются точечные значения оценок погрешностей определения глубин по профилям. Вычисляется их среднее значение, которое принимается за погрешность структурных построений по профилям  $\sigma_H$  на объекте. В случае недостаточного числа точек профилей, попавших в контур объекта, привлекаются значения оценок с узлов карты погрешностей, лежащих внутри контура объекта. Далее вычисляется коэффициент учёта корреляционных свойств  $R$  в рамках контура объекта. На основе полученных характеристик вычисляются  $\mu$  и величина вероятности  $P_{\text{Обн}}$  для каждого узла сети карты глубин внутри контура объекта. Таким образом, вся площадь объекта ставится в соответствие с зоной достоверности его обнаружения. При этом наибольшие значения вероятности обнаружения соответствуют сводовой части локального поднятия. За вероятность

существования объекта  $P$  принимается вероятность обнаружения, полученная для значения амплитуды объекта  $A$ .

Этап оценки погрешностей структурных построений включает в себя расчет оценок погрешностей определения времен и скоростей. Он реализуется на основе формул, приведенных в разделе 15.4. По ним осуществляется расчет единичных определений величин оценок погрешностей в каждой точке сети профилей для принятой аппроксимирующей модели среды.

В разделах 15.4-15.6 не рассмотрен достаточно распространенный способ построения карты средних скоростей  $V_{ср}$  на основе единичных значений, полученных с использованием зависимостей “глубина-время” в точках скважин. Оценку погрешностей определения скоростей в этом случае предлагается осуществлять следующим образом. Для каждой скважины, расположенной на профиле (достаточно близко к профилю), вычисляются два значения средних скоростей. Одно значение рассчитывается для исходного времени взятого с точки профиля, другое – для времени, интерполированного с карты изохрон. Абсолютное значение разности этих скоростей принимается за погрешность определения скорости в точке скважины. Среднее значение погрешностей определения скоростей по скважинам принимается за погрешность определения  $V_{ср}$  для площади. При достаточно равномерном освещении площади бурением может быть построена карта погрешностей определения скоростей и выполнена интерполяции её значений в точки сети профилей.

Программное обеспечение разработано для персонального компьютера типа IBM PC в рамках среды MS DOS. Его модули работают под управлением операционных систем MS DOS и Windows'95, 98. Предусмотрена обработка данных, полученных в рамках любых интерпретационных систем, которые обеспечивают экспорт результатов

структурных построений в текстовом виде (файл формата X,Y,Z для точек поверхностей и файл формата LINE,X,Y,Z для точек профилей).

Функциональные характеристики программного обеспечения предоставляют возможности выбора варианта методики определения вероятности существования прогнозируемого антиклинального объекта и сопоставления результатов, получаемых адаптивным и аналитическим способами.

### ***15.7.2 Сопоставление результатов применения методик.***

На одной из площадей Западной Сибири (территория деятельности ОАО "Сибнефть - Ноябрьскнефтегаз") Щекиным С.Н. (ТюменьНИИгазпрогаз) для перспективных объектов отражающего горизонта Б ОГБ была выполнена работа по сопоставлению результатов оценки надёжности их обнаружения, полученных на основе рекомендаций разделов 15.4-15.6 и методики адаптивной площадной оценки вероятности обнаружения локальных элементов структурного плана по внутренней сходимости данных сейсморазведки. Кинематическая интерпретация материалов была выполнена в Центре Анализа Геолого-Геофизической Информации ОАО "Хантымансийскгеофизика" (г.Тюмень).

Для структурной карты ОГ Б (рис. 15.7.1) оценивалась достоверность прогнозирования четырёх малоразмерных и малоамплитудных локальных поднятий в восточной части площади. Также, по локальной составляющей структурной карты была проведена оценка достоверности прогнозирования положительных локальных элементов на склоне моноклинали (в западной части площади), полученных после исключения регионального фона.

Интерпретация выполнялась в рамках аппроксимирующей модели среды, описываемой средними скоростями. Оценка погрешностей определения времён в точках профилей для ОГ Б осуществлялась следующим образом. С целью учёта влияния искажающего фактора ВЧР для

верхнего опорного отражающего горизонта была построена структурная карта по данным бурения. На основе известной скоростной характеристики покрывающей толщи была получена карта изохрон, соответствующая структурной карте. Вычитание этой карты изохрон из карты изохрон, построенной на основе данных корреляции этого отражающего горизонта по временным разрезам, позволило получить карту оценок погрешностей времен, в основном обусловленных неоднородностью ВЧР. Эти погрешности были проинтерполированы в точки сети профилей и вычтены из времён ОГ «Б», полученных в результате корреляции. Таким образом, во времена горизонта «Б» было скомпенсировано влияние неоднородностей ВЧР. Результирующие времена послужили основой для построения окончательной карты изохрон ОГ «Б». Для каждой точки сети профилей была выполнена оценка погрешности измерения времен, характеризуемая, согласно Инструкции, разностью значений времен горизонта «Б», полученных в результате корреляции с временных разрезов и интерполяции с поверхности изохрон.

Карта средних скоростей для ОГ «Б» была построена путем интерполяции значений скорости, полученных в точках скважин на основе использования функциональной зависимости “глубина – время”. В соответствии с вышеописанным способом расчета погрешностей определения средних скоростей в рамках площади работ их дисперсия составила 25м.

Для каждого фактора, вносящего погрешности в определение времен, были рассчитаны погрешности структурных построений. Их оценка производилась для каждого пикета наблюдений профилей с использованием формулы:

$$\sigma_{\text{H}}^2 = 1/4(V^2 \sigma_{t_0}^2 + t_0^2 \sigma_{V_{\text{cp}}}^2)$$

где  $\sigma_{\text{H}}$  - среднеквадратическая погрешность определения глубин;

$t_0$  - двойное время пробега, интерполированное для пикета с карты;

$V_{\text{ср}}$  - значение средней скорости, интерполированное для пикета с карты;

$\sigma_{t_0}$  - разность между исходным значением  $t_0$  и полученным в результате интерполяции с карты;

$\sigma_{V_{\text{ср}}}$  - среднеквадратическая погрешность определения  $V_{\text{ср}}$ .

Полученные для каждого фактора дисперсии погрешностей были просуммированы. Значение квадратного корня из данной суммы представляет собой оценку погрешностей структурных построений для ОГ Б в точке профиля. На рис. 15.7.2 представлена карта среднеквадратических погрешностей определения глубин по профилям. Анализ этой карты показывает, что на отдельных участках площади компенсация погрешностей выполнена не оптимально. Об этом свидетельствует наличие погрешностей величиной более 24 метров в районе локального поднятия.

В таблицах 15.7.1, 15.7.2 приведены формуляры качества объектов, данные о которых получены, соответственно, на основе аналитического и адаптивного способов оценки вероятности существования структур. Проведём анализ полученных результатов.

Рассмотрим таблицу 15.7.1. При выбранном для отчетной площади значения априорной вероятности наличия объекта в районе работ  $P(1)=0,1$  вероятность существования  $P$  любого из прогнозируемых объектов не превышает значения 0,15. Таким образом, они не подтверждены общепринятой методикой, что противоречит имеющимся результатам бурения на некоторых из них.

Рассмотрим таблицу 15.7.2. Методика адаптивной площадной оценки вероятности обнаружения локальных элементов структурного плана по внутренней сходимости данных сейсморазведки показала адекватность результатов оценки достоверности прогноза локальных поднятий данным бурения.

В соответствии с ранее указанными критериями локальное понятие №1 считается выявленным, а остальные – подготовленными к глубокому бурению.

Аналогичная работа была выполнена для трёх перспективных локальных элементов, расположенных на склоне моноклинали. С этой целью вместо структурной карты ОГ Б анализу подвергалась её локальная составляющая (рис. 15.7.3), полученная путём вычитания из карты глубин результатов оценки регионального фона. Проводя аналогию с приемом палеорекострукции временных разрезов на заданное время, в нашем случае, положительные элементы на карте локальной составляющей можно интерпретировать как палеоконтурные структурных элементов, выделяемых на моноклинали. Методика паспортизации таких объектов до конца не разработана, и они имеют статус АТЛ (аномалий типа ловушка). В силу сделанных допущений предлагается оценивать достоверность их наличия по предложенной методике.

Результаты выполненной работы представлены на рис. 15.7.4, где на карту изогипс ОГ Б вынесены зоны достоверности оцениваемых локальных элементов структурного плана. Они оконтуриваются изолинией 10%, соответствующей контуру подсчёта площади объекта, а изолинии со значением более 70% подчеркивают местонахождение сводовой части. Для локальных элементов, расположенных на склоне моноклинали, зоны достоверности показывают надёжность их наличия.

Таким образом, применение методики адаптивной площадной оценки вероятности обнаружения локальных элементов структурного плана ОГ обеспечивает повышение надёжности прогноза малоразмерных и малоамплитудных антиклинальных объектов по результатам кинематической интерпретации за счет анализа обобщенного соотношения сигнал/помеха, учитывающего основные параметры сигнала (амплитуда, длительность) и шума для конкретных участков площади сейсмических исследований.





Таблица 15.7.1

## Паспорт качества объекта (аналитический способ)

Отражающий горизонт	Площадь объекта $S$ , (км <sup>2</sup> )	Амплитуда объекта	Размеры объекта $a \times b$ , (км x км)	Плотность сети профилей, (км/км <sup>2</sup> )	Коэффициент прослеживаемости	Точность построений $\sigma_H$ , (м)	Радиус корреляции и погрешностей, (км)	Априорная вероятность стр-ры $P(1)$	Значение функции $\frac{\alpha}{2}$	Вероятность существования структуры, $P$	Погрешность положения свода $\sigma_{x0} \times \sigma_{y0}$ (км x км)	Погрешности определения амплитуды и площади объекта $\sigma_A \times \sigma_{S_2}$ (м x км <sup>2</sup> )
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Локальная структура №1												
2770	6.1	16.4	2.8 x 2.4	2.12	0.59	±16.9	1.0	0.1	0.37	0.15	1.51 x 1.29	10.1 x 4.42
Локальная структура №2												
2730	13.3	20.0	5.2 x 3.6	0.69	0.72	±12.2	1.0	0.1	0.37	0.15	2.82 x 1.95	12.5 x 9.72
Локальная структура №3												
2730	9.3	23.7	3.6 x 3.6	0.96	0.64	±18.5	1.0	0.1	0.3	0.14	2.42 x 2.42	18.3 x 8.42
Локальная структура №4												
2740	10.7	13.3	3.6 x 4.4	1.28	0.64	±11.3	1.0	0.1	0.39	0.15	1.8 x 2.24	7.8 x 7.37

Таблица 15.7.2

## Паспорт качества объекта (адаптивный способ)

Отражающий гор., глубина (м)	Площадь объекта $S$ , (км <sup>2</sup> )	Амплитуда объекта, А (м)	Кол-во профилей, в контуре объекта / кол-во точек профилей в контуре	Плотность сети профилей, (км/км <sup>2</sup> )	Коэффициент прослеживаемости, $\rho$	Точность построений $\sigma_{H, (м)}$	Отношение радиусов корреляции сигнала и помехи, $\eta$	Коэф-т учета корреляционных свойств	Обобщ. отношение <u>сигнал</u> / помеха $\mu$	Вероятность ложной тревоги, $P_{ЛТ}$	Вероятность существования структуры, $P$	Уровень подготовки объекта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Локальная структура №1												
2770	6.1	16.4	6 / 159	2.12	0.59	$\pm 16.9$	2.92	2.13	2.01	0.15	0.84	Объект выявлен
Локальная структура №2												
2730	13.3	20.0	4 / 136	0.69	0.72	$\pm 12.2$	18.16	12.85	34.57	0.01	0.99	Объект подготовлен
Локальная структура №3												
2730	9.3	23.7	6 / 120	0.96	0.64	$\pm 18.5$	4.35	3.11	5.11	0.05	0.81	Объект подготовлен
Локальная структура №4												
2740	10.7	13.3	5 / 180	1.28	0.64	$\pm 11.3$	6.38	4.54	6.35	0.05	0.85	Объект подготовлен



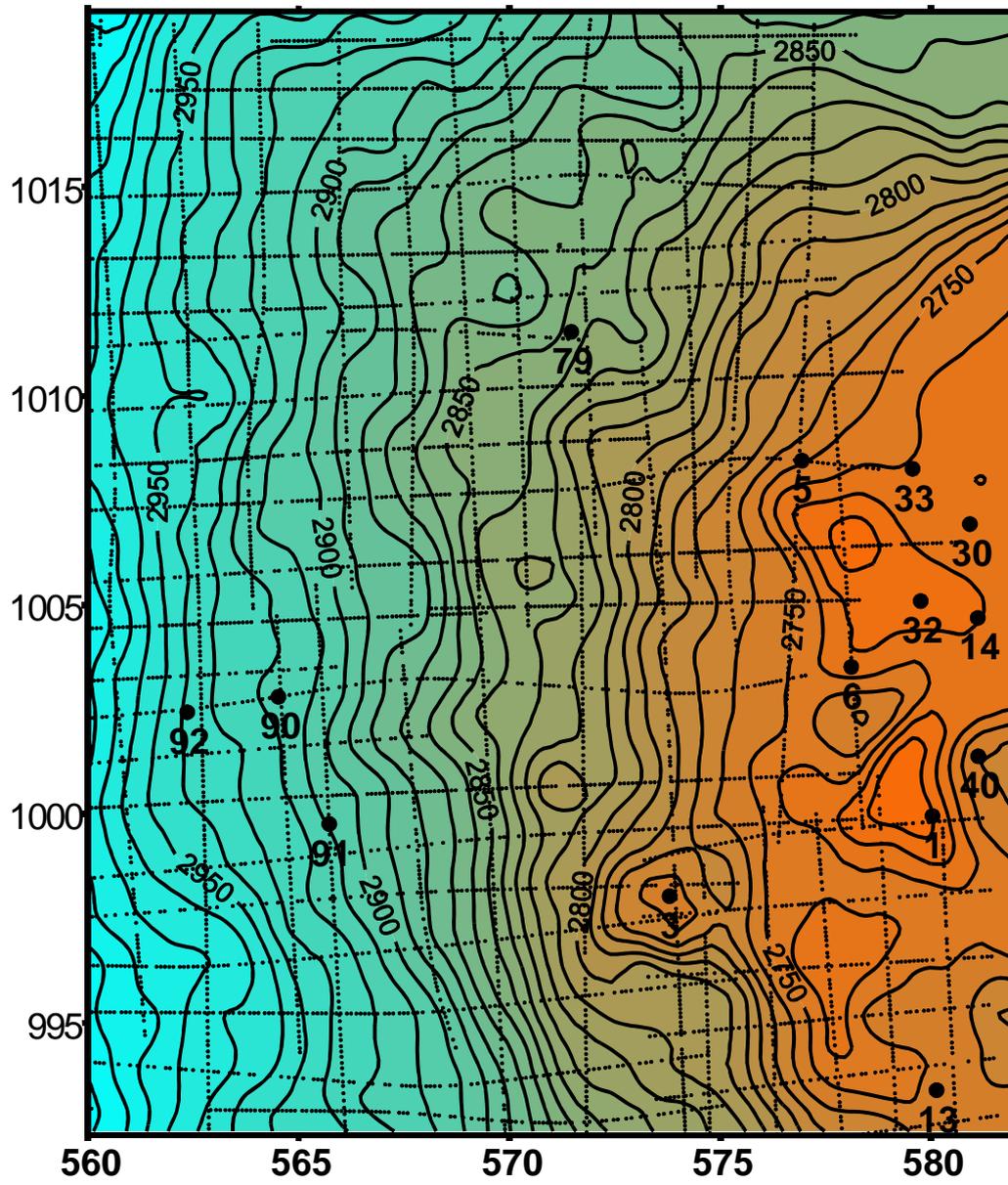


Рис.15.7.1 Структурная карта по отражающему горизонту Б.

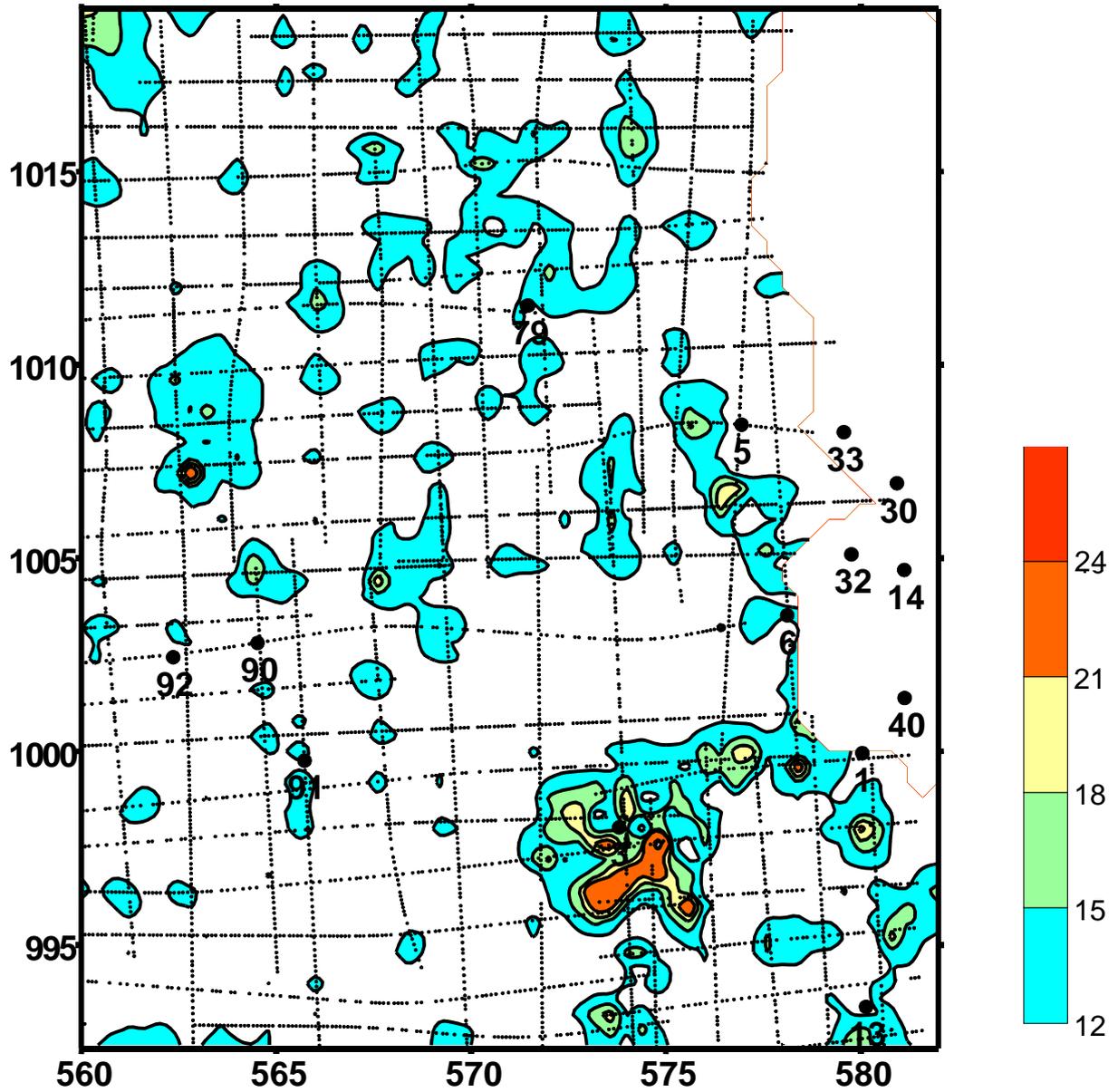


Рис.15.7.2 Карта среднеквадратических погрешностей определения глубин по горизонту Б.

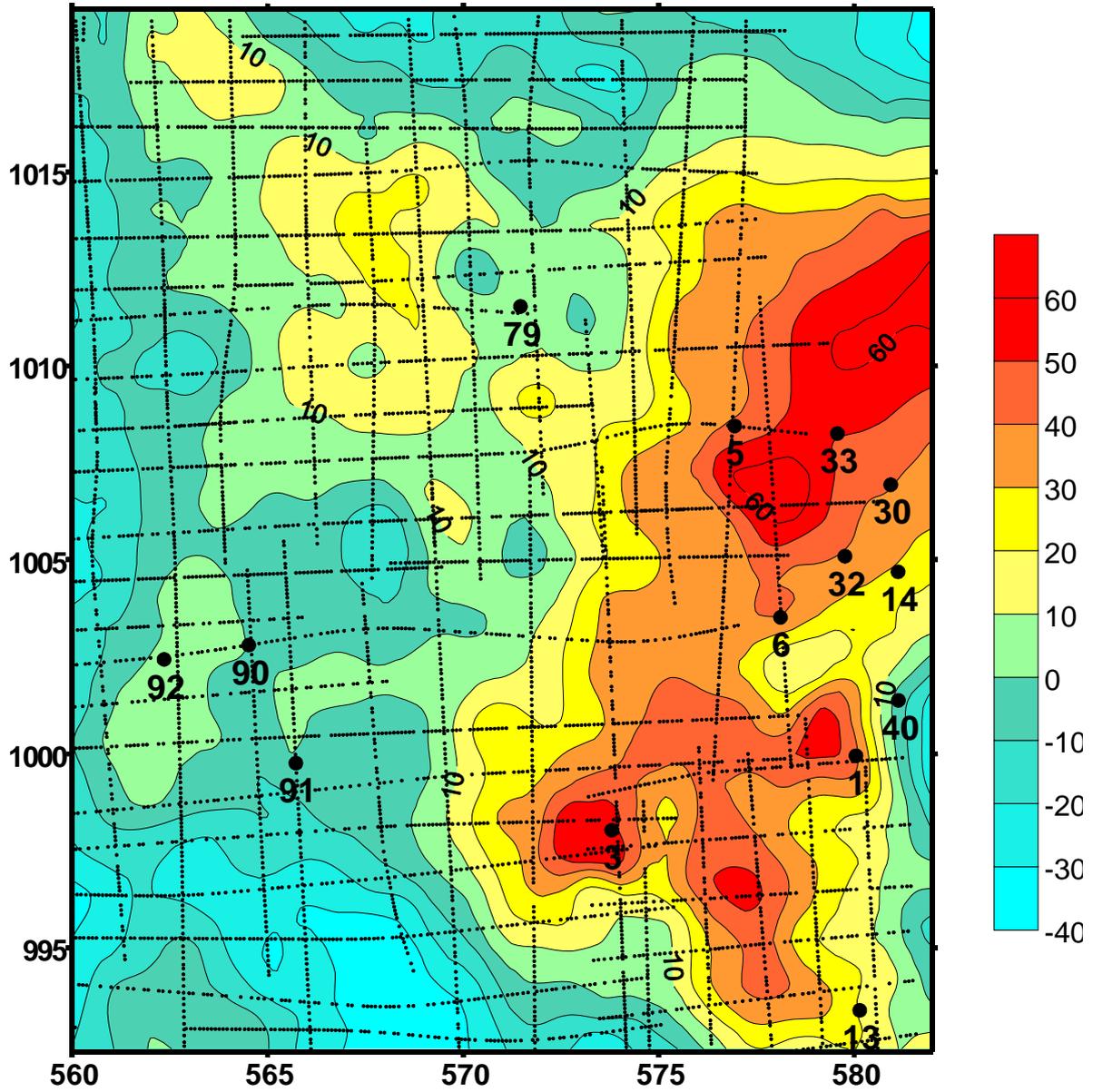


Рис.15.7.3 Локальная составляющая структурной карты.

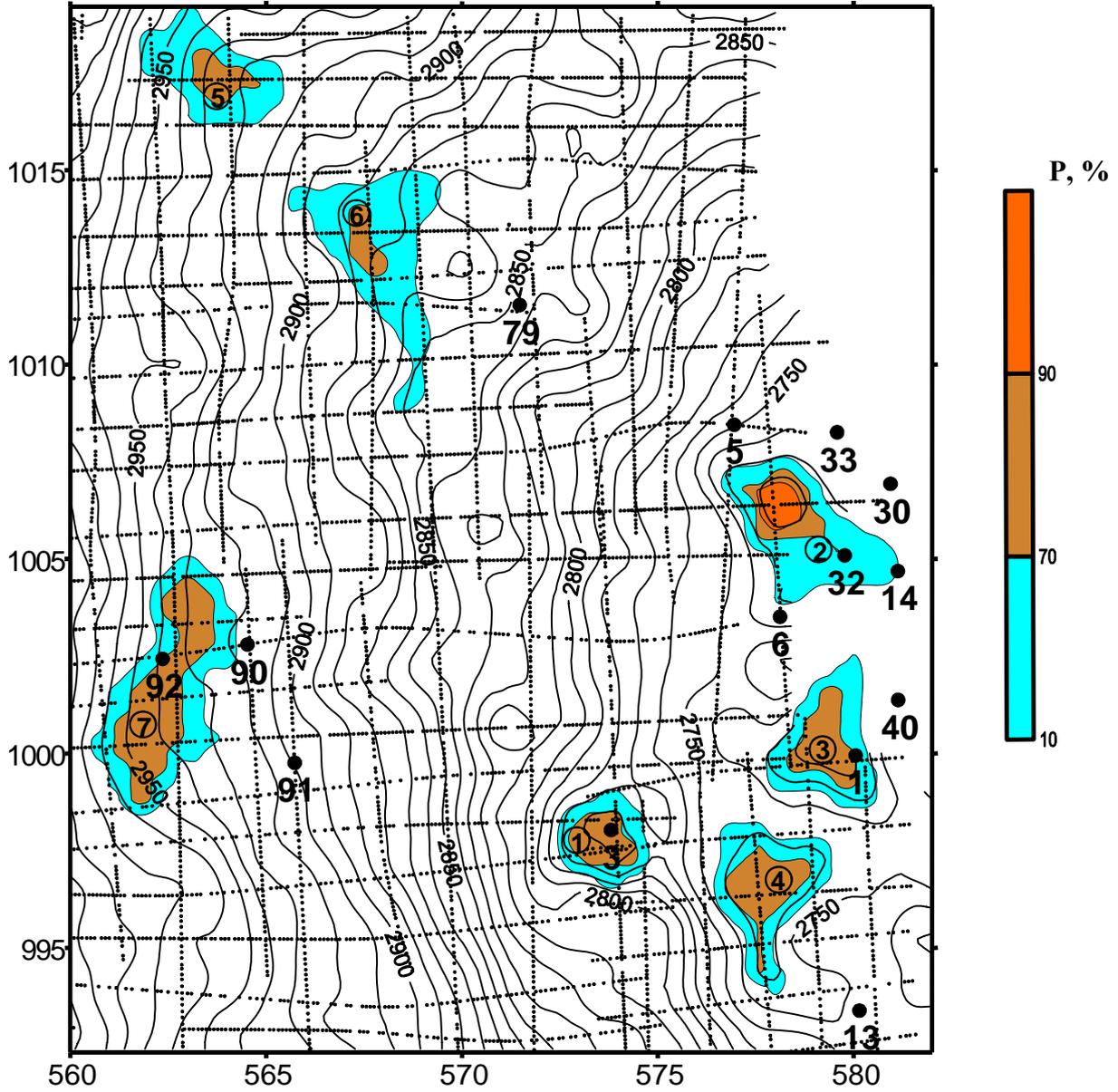


Рис.15.7.4 Зоны достоверности оцениваемых локальных элементов структурного плана по горизонту Б.

## **16. РЕКОМЕНДУЕМАЯ ФОРМА ОТЧЕТНОСТИ ПО ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РАЙОНА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.**

1. Введение (физико-географический очерк и инфраструктура, административно-экономическое положение, цели и задачи работы, районирование региона, использованный фактический материал).

1. Н-ский бассейн.

2. Н-ский суббассейн.

2.1. Поисково-разведочные работы (кадастр скважин, количество площадей, скважин, метры).

2.2. Стратиграфия и литология.

2.3. Тектоника (структуры и терминология).

2.4. История геологического развития.

2.5. Нефтегазоносность (нефтегазопроявления, месторождения и состав углеводородов; классификация по отдельным группам и их изменения по разломам с упором на морские).

2.6. Условия нефтегазообразования (геотермический режим, катагенетическая зональность, литолого-геохимическая характеристика пород и органического вещества, условия генерации углеводородов).

2.7. Условия нефтегазонакопления (коллекторы, покрышки, ловушки).

2.8. Оценка нефтегазоносности.

Выводы.

Библиография.

## ИЛЛЮСТРАЦИИ

1. Обзорная физико-географическая карта 1:2500000.
2. Карта изученности 1:2500000.
3. Тектоническая карта региона 1:2500000.
4. Карта нефтегеологического районирования 1:2500000.
5. Схема корреляции разрезов бассейна Н-ского региона.
6. Схемы литофаций и мощностей кайнозойских отложений по суббассейнам (или рисунок в тексте 1:1000000).
7. Профильные геологические разрезы.
8. Литолого-геохимические разрезы по отдельным площадям и скважинам.
9. Данные по палеотемпературам ( ) по разрезам отдельных горизонтов.
10. Профильный разрез катагенетической зональности кайнозойских отложений.
11. Модели прогрева кайнозойских отложений.
12. Структурная карта суббассейнов.
13. Примеры строения локальных структур.
14. Строение месторождений.
15. Детальная корреляция разрезов продуктивной части по отдельным месторождениям.
16. Характеристика емкостно-фильтрационных свойств продуктивной части отдельных месторождений (данные по испытаниям, дебиты и свойства).
17. Структурные карты по целевым отражающим горизонтам месторождений.
18. Литолого-геохимические разрезы скважин месторождений.
19. Профильные разрезы с распределением температур и зональности катагенеза.

## **17. ПЕРЕЧЕНЬ МАТЕРИАЛОВ, ПОДЛЕЖАЩИХ ПЕРЕДАЧЕ В ОРГАНИЗАЦИЮ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩУЮ АРХИВНОЕ ХРАНЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ПО РЕГИОНАЛЬНЫМ И ОПОРНЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ПРОФИЛЯМ.**

Данный перечень регламентирован Временным дополнением к «Инструкции по сейсморазведке» (М., 1986; «Дополнение» утверждено 11.07.96 первым заместителем Председателя Роскомнедра В.П.Щербаковым) и «Методическими рекомендациями по учету, хранению и передаче фондовой информации на магнитных носителях» (утверждено Генеральным директором Росгеолфонда В.Н.Полуэктовым, 1997). Перечень утвержден Начальником Управления нефти и газа МПР России Келлером М.Б. и Заместителем начальника департамента региональной геологии, геофизики и гидрогеологии МПР России Липилиным А.В. 10 декабря 1999г.

1. Машинные носители с записями собственно сейсмической информации, снабженные этикетками установленной формы (табл.17.1), наклеенными на несъемную часть упаковки носителя.
2. Машинные носители с записями параметрической информации в структурированной форме, определенной Дополнением к «Инструкции по сейсморазведке» (1986г.), снабженные этикетками установленной формы (табл.17.1), наклеенными на несъемную часть упаковки носителя.
3. Ведомости установленной формы (табл.17.2.) заполняются сдающей и принимающей сторонами для каждого МНЗ.
4. Контрольные выводы (фрагментарно) с передаваемых МНЗ.
5. Характеристика объекта в предлагаемой форме (Приложение 17.1).
6. Схема (карта) фактически отработанных профилей (пикетов, пунктов) сейсмических наблюдений.
7. Нивелировочные разрезы с параметрами верхней части разреза.

8. Заключение о качестве сейсмических материалов.
9. Копии сменных рапортов операторов сейсмической станции.
10. Каталог топографических координат и превышений.
11. Соглашение о порядке распоряжения информацией, передаваемой на хранение.

Таблица 17.1

## ЭТИКЕТКА МАШИННОГО НОСИТЕЛЯ

Организация-изготовитель			
Название документа			
Ограничительный тариф		Дата изготовления	
Регистрационный номер МНЗ	Дата регистрации МНЗ		

## ВЕДОМОСТЬ МНЗ

Заполняется передающей стороной		Дата передачи	Ограничительный тариф
Наименование передающей организации			

## Характеристика МНЗ

Вид МН	Емкость МН (Мб)	Номер носителя	Общее количество носителей	Формат представления данных	Тип используемого архиватора

## Характеристика документов

Название документа	Кол-во документов	Имя файла	Размер файла до архивации (Кб)	Размер файла после архивации (Кб)	Используемые ПС	Версия ПС

## Удостоверяющие подписи

	Составил	Проверил	Утвердил
Должность			
Фамилия			
Подпись			

## Заполняется принимающей стороной

Регистрационный номер МНЗ	Дата регистрации МНЗ	Отметка о снятии копий	Место хранения копий

## Наличие изменений к данному МНЗ

№№	Дата изменения	Наименование документа	Регистрационный номер извещения об изменении

## Удостоверяющие подписи

	Зарегистрировал	Проверил	Принял
Должность			
Фамилия			
Подпись			

Приложение 17.1  
к Акту № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_  
приемки сейсмических материалов в ГБЦГИ РФ  
(СпецИКЦ «Полевая геофизика»)

### Характеристика объекта

Название объекта по Гос.контракту и номер регистрации \_\_\_\_\_  
Заказчик работ \_\_\_\_\_  
Юридическое название организации, сдающей материалы \_\_\_\_\_  
Название сейсмопартии \_\_\_\_\_  
Наименование отчета по объекту геологоразведочных работ \_\_\_\_\_  
Авторы отчета \_\_\_\_\_  
Местонахождение отчета \_\_\_\_\_  
Местонахождение архива \_\_\_\_\_  
Стоимость работ (проектная) \_\_\_\_\_  
Объем затрат, подлежащих списанию (активированию) \_\_\_\_\_  
Номенклатуры листов масштаба 1:200000 \_\_\_\_\_  
Номер контура объекта на карте изученности \_\_\_\_\_  
Масштаб съемки \_\_\_\_\_  
Характер и метод сейсморазведочных работ \_\_\_\_\_  
Объем сейсморазведочных работ \_\_\_\_\_ погонных км

### Параметры регистрации

Тип и номер станции \_\_\_\_\_  
Длительность регистрации \_\_\_\_\_ сек. Шаг дискретизации \_\_\_\_\_ сек.  
Фильтрация при записи \_\_\_\_\_  
Усиление при записи (постоянное) \_\_\_\_\_  
ПРУ при записи вкл.-выкл. \_\_\_\_\_  
Начальное усиление \_\_\_\_\_ Задержка \_\_\_\_\_  
АРА при записи вкл.-выкл. параметры АРА \_\_\_\_\_  
Тип СП \_\_\_\_\_ Граничная частота \_\_\_\_\_

### Источники возбуждения

Марка источника \_\_\_\_\_  
Способ укупорки заряда \_\_\_\_\_ Глубина скважины \_\_\_\_\_ м.  
Величина заряда \_\_\_\_\_  
Энергия невзрывного источника \_\_\_\_\_  
Объем газовой смеси \_\_\_\_\_  
Номер канала со СВИПом \_\_\_\_\_ Тип СВИПа \_\_\_\_\_ Длина СВИПа \_\_\_\_\_ мсек  
Начальная частота СВИПа \_\_\_\_\_ Гц Конечная частота СВИПа \_\_\_\_\_ Гц  
Длительность переднего фронта СВИПа \_\_\_\_\_ мсек  
Длительность заднего фронта СВИПа \_\_\_\_\_ мсек  
Количество накоплений \_\_\_\_\_

### Система наблюдений

Геометрия системы наблюдений \_\_\_\_\_  
Длина расстановки \_\_\_\_\_ м, мин. \_\_\_\_\_, макс. \_\_\_\_\_ м.

Расстояние между центрами групп СП \_\_\_\_\_ м.  
 Расстояние между ПВ \_\_\_\_\_ м.  
 Степень перекрытия \_\_\_\_\_  
 Параметры группы СП \_\_\_\_\_  
 Параметры группы взрывов \_\_\_\_\_

### Времена регистрации

Опорные горизонты и их индексы \_\_\_\_\_  
 Условные горизонты и их индексы \_\_\_\_\_  
 Тип передаваемых магнитных носителей сейсмической информации \_\_\_\_\_  
 Количество носителей сейсмической информации \_\_\_\_\_  
 Количество носителей параметрической информации \_\_\_\_\_  
 Вид сейсмической информации \_\_\_\_\_  
 Формат записи \_\_\_\_\_  
 Плотность записи \_\_\_\_\_  
 Формат данных \_\_\_\_\_  
 Типы и классы используемых волн \_\_\_\_\_  
 Компоненты регистрации \_\_\_\_\_

**Материалы подготовил:**

\_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 (Ф.И.О., должность)

**Материалы принял:**

\_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 (Ф.И.О., должность)

Дата приемки: « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ г.

## **18. К ПОРЯДКУ ПЕРЕДАЧИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПО ОПОРНЫМ И РЕГИОНАЛЬНЫМ ПРОФИЛЯМ В ГОСУДАРСТВЕННЫЙ БАНК ЦИФРОВОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ.**

1. В Государственный банк цифровой геологической информации (ГБЦГИ) передаются копии всех первичных полевых геофизических данных, полученных на региональных и опорных профилях за счет государственных средств.

2. Общий технологический и методический контроль над сбором геофизических данных по региональным и опорным профилям осуществляет ГлавНИВЦ. Оператором по сбору, контролю качества и хранению геофизических данных является СпецИКЦ «Полевая геофизика».

3. Состав и форматы передаваемых геофизических данных должны соответствовать утвержденным Роскомнедра «Временным дополнениям...» к инструкциям по геофизическим методам.

4. Окончательно материалы геофизических работ сдаются в ГБЦГИ вместе со сдачей отчета в Росгеолфонд. На этом этапе сдаются результаты первичной обработки геофизических данных по региональным и опорным профилям. В Росгеолфонд должна представляться справка из СпецИКЦ «Полевая геофизика» о приеме геофизических материалов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Вибрационная сейсморазведка / М.Б.Шнеерсон, О.А.Потапов, В.А.Гродзенский и др. – М.: Недра, 1990, 240 с.
2. Временная инструкция по оценке качества сейсмических записей, принятых в обработку на ЭВМ. – М., Мингео СССР, 1977.
3. Временная инструкция по проведению работ с использованием поперечных и обменных волн. – М., ВНИИГеофизика, 1985.
4. Геодезическое обоснование сейсмических исследований (Методические рекомендации). – Новосибирск, 1975, 152 с.
5. Голошубин Г.М., Епинатьева А.М. Комбинированный метод сейсмической разведки. М.: Недра, 1994, 206 с.
6. Геодезическое обеспечение геолого-геофизических работ с использованием глобальных спутниковых систем. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2000г., 158 с.
7. Инструкция о государственном учете результатов работ по геологическому изучению недр и порядке хранения и пользования отчетными геологическими материалами. – М., Мингео СССР, 1976.
8. Инструкция о содержании и порядке составления геологических отчетов. – М.: Недра, 1965.
9. Инструкция по безопасному ведению работ установками газодинамического типа (ГСК или СИП). – М., Мингео СССР, 1975.
10. Инструкция по ликвидации последствий взрыва при сейсморазведочных работах. – М., ВИЭМС, 1976.
11. Инструкция по планированию геологоразведочных работ. – М., Мингео СССР, 1974 (с изменениями и дополнениями).
12. Инструкция по составлению проектов и смет на геологоразведочные работы. – М., Мингео СССР, 1985 (с изменениями и дополнениями).

13. Инструкция по выбору оптимальных глубин взрыва и величин заряда ВВ при сейсморазведочных работах. – М., ВНИИГеофизика, 1983.
14. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на нефть и газ). – М., ВНИИГеофизика, 1984.
15. Интерпретация данных сейсморазведки: Справочник / Под редакцией О.А.Потапова. – М.: Недра, 1990, 448 с.
16. Кулагин А.В., Мушин И.А., Павлова Т.Ю. Моделирование геологических процессов при интерпретации геофизических данных. – М.: Недра, 1994, 250 с.
17. Колесов С.В., Иноземцев А.Н., Потапов О.А. Управление спектром вибросейсмического сигнала. – М.: Обзор ВИЭМС, 1988, 58 с.
18. Кутьина О.Г., Кутьин А.Б. Прослеживание сейсмических границ. – М.: Недра, 1993, 268 с.
19. Маловичко А.А. Оценка точности вычисления скоростей в сейсморазведке МОГТ. – М.: Обзор ВИЭМС, 52 с.
20. Михальцев А.В., Мушин И.А., Погожев В.М. Обработка динамических параметров в сейсморазведке. – М.: Недра, 1990, 189 с.
21. Методические указания по высокоразрешающей сейсморазведке. МГ СССР, МНП СССР. – М.: Изд-во НПО Нефтегеофизика, 1988, 32 с.
22. Метод преломленных волн / А.М.Епинатьева, Г.М.Голошубин, А.Л.Литвин и др. – М.: Недра, 1990, 297 с.
23. Методическое руководство по проведению работ методом объемной сейсморазведки регулярными системами наблюдений (МОС-РС) / Е.А.Козлов, О.А.Потапов, И.В.Николаев, В.И.Мешбей. – М.: Изд-во НПО Нефтегеофизика, 1991, 354 с.

24. Методические рекомендации по технологии сейсмических исследований при создании государственной сети опорных геофизических профилей. – Москва, Спецгеофизика, 2000г.
25. Методические рекомендации по проведению работ вибросейсмическим методом с использованием источников СВ-5-150. – М., ВНИИГеофизика, 1983.
26. Методические рекомендации по использованию импульсных невзрывных источников. - М., НПО «Союзгеофизика», 1977.
27. Основные положения по топографо-геодезическому обеспечению геологоразведочных работ. - М., Мингео СССР, 1974.
28. Организация и технология обработки данных в сейсморазведке / Г.В. Матвеевко и др. - М.: Недра, 1987, 192 с.
29. Правила безопасности при геологоразведочных работах. - М.: Недра, 1979.
30. Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. - М., ВНИГНИ, 1983.
31. Положение о порядке приема и учета нефтегазоперспективных структур. - М., Мингео СССР, 1979.
32. Потапов О.А. и др. Технология площадных сейсморазведочных работ с многоканальными сейсмостанциями. - М., ИПК Мингео СССР, 1989, 29 с.
33. Потапов О.А. Технология полевых сейсморазведочных работ. - М.: Недра, 1986, 309 с.
34. Потапов О.А. Организация и технические средства сейсморазведочных работ. - М.: Недра, 1989, 260 с.
35. Прикладная геофизика. Юбилейный сборник, выпуск 131. - М.: Недра, 1994, 415 с.
36. Прогнозирование геологического разреза в поиске сложноэкранированных ловушек. - М.: Наука, 1986, 192 с.

37. Пузырев Н.Н. Методы и объекты сейсмических исследований. Новосибирск, СО РАН, 1997, 301 с.
38. Руководство по методике и технологии объемной сейсморазведки в условиях солянокупольной тектоники Прикаспийской впадины. - М., Изд-во Нефтегеофизика, 1988, с. 130.
39. Сейсморазведка: Справочник геофизика. В двух томах. - М.: Недра, 1990.
40. Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн/ Пузырев Н.Н., Тригубов А.В., Бродов Л.Ю. и др. - М.: Недра, 1985, 277 с.
41. Стандарты предприятия ОАО «Хантымансийскгеофизика». - Ханты-Мансийск, 1998.
42. Справочник укрупненных сметных норм на геологоразведочные работы. СУСН. Вып. 3., Геофизические работы. 4.1. Сейсморазведка. - М.: Недра, 1983.
43. Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных / И.А. Мушин, Л.Ю. Бродов, Е.А. Козлов и др. - М.: Недра, 1990, 229 с.
44. Техническая инструкция по производству топографо-геодезических работ при геофизических работах - М.: Недра, 1964.
45. Техническое описание и инструкция по эксплуатации вибраторов СВ-В-150.
46. Типовое положение о комиссиях по приемке и оценке завершенных геологоразведочных работ. - М., Мингео СССР, 1974.
47. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. - М.: Недра, 1985, 215 с.
48. Техническая инструкция по наземной сейсморазведке при работах на нефть и газ. – МПР России, МТЭ России, 2000г.