



И. В. Тищенко
А. И. Тищенко
А. А. Жуков

ООО "ГСД", МОСКВА
ООО "ГСД", МОСКВА
ОАО "ТНК-ВР МЕНЕДЖМЕНТ", МОСКВА

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ - ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

АННОТАЦИЯ. Рассматривается опыт использования и современное состояние применяемых в России технологий контроля качества (QC) сейсмических данных при проведении 2D- и 3D-съёмок, варианты алгоритмов расчёта отдельных атрибутов сейсмической записи и их эффективность, критерии оценки качества сейсмограмм и суммарных временных разрезов. Обсуждаются проблемы поиска компромисса между требованиями к экономичности, срокам проведения и качеству выполнения работ. Рассматриваются тенденции развития и оптимизации технологии QC на базе современных требований к проведению полевых работ, возможностей вычислительных средств и программного обеспечения. Приводятся примеры использования разрабатываемой в ООО "ГСД" интерактивной технологии QC, реализованной на базе пакета программ *SeisWin*, для супервайзерского контроля качества сейсмических данных в поле и со стороны Заказчика при приёме полевых данных. Делается вывод о необходимости перехода от широко распространённых абсолютных требований к значениям используемых атрибутов к относительным, формируемым на основании статистических данных, полученных в данном регионе и на площади проведения сейсмической съёмки.

ВВЕДЕНИЕ. В настоящее время проблема организации и обеспечения эффективного контроля качества (QC) сейсморазведочных работ приобретает всё большую актуальность. Тому есть несколько основных причин.

Во-первых, затраты на проведение полевых работ составляют сегодня около 80% от стоимости полного цикла сейсморазведочных работ, включающих также обработку и интерпретацию данных. Потеря или снижение качества полевых данных ведёт к большим экономическим потерям, неоправданно увеличивает сроки изучения лицензионных площадей, ограничивает использование технологий динамической интерпретации данных сейсморазведки, таких как сейсмическая инверсия, прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, AVO-анализ, атрибутивный и сейсмофациальный анализ, без которых сегодня невозможно построение достоверной модели месторождения и оценка запасов месторождения по различным категориям [2].

Во-вторых, в связи с возросшим уровнем технической оснащённости сейсмопартий, проявляющейся в использовании многоканальных телеметрических систем с числом каналов до 3000, сейсμοприёмников с улучшенными техническими характеристиками и высокопроизводительной конвейерной технологии 2D- и 3D-съёмок кратностью 60 единиц и более, обеспечивающей полу-

чение более 500 сейсмограмм за одну смену, исполнители работ стали уделять меньше внимания вопросам оптимизации методики и параметров съёмки, т. е. выбору оптимальных параметров возбуждения и приёма сигналов, параметров системы наблюдений, уповая на возможности получения избыточной кратности перекрытия отражающих границ с последующей отбраковкой "плохих" данных.

В-третьих, всё большие объёмы сейсмических съёмок выполняются сервисными геофизическими компаниями по заказу нефтяных компаний (заказчиков), не имеющих возможности собственными силами осуществить контроль качества полевых данных. В этих случаях в соответствии со сложившейся в мире практикой наши нефтяные компании стали привлекать независимых супервайзеров (специалистов или компании) для осуществления оперативного контроля и повышения качества получаемых в поле сейсмоданных.

Последнее десятилетие характеризуется бурным развитием технологии QC от простого визуального контроля через многопараметрический атрибутивный анализ волнового поля до выполнения в поле экспресс-обработки с получением мигрированных разрезов ОГТ и 3D-кубов данных.

Одним из инициаторов создания и разработчиков технологии автоматизированного количественного кон-

троля качества сейсмических данных в отечественной геофизике был О. К. Кондратьев [3,4]. Фирмой OKSeis совместно с ГФУП "ВНИИгеофизика" был разработан программный комплекс AutoSOKS и модуль OKSeis [3] для оценки качества сейсмограмм и суммарных разрезов.

Сегодня в практике геофизических работ в России и СНГ для контроля геометрии съёмки и качества полевых данных используется целый ряд технологий и программных комплексов [1 - 8], разработанных отечественными и зарубежными компаниями. В их числе такие программные продукты, как Mesa (*Parallel Geoscience Corporation*), Пикеза (ООО "Геосейсконтроль"), SeisWin-QC и SeisWin-Pro (ООО "ГСД"), SPS-PC (Н. А. Голярчук), RadExPro Plus (ООО "Деко-геофизика") и др. Появились сведения о начале опробования системы удалённого QC с помощью продукта SPW Field (разработчик - *Parallel Geoscience Corporation*) [8].

В зависимости от используемого программного обеспечения (ПО) и требований Заказчика применяются различные характеристики (атрибуты) и критерии качества сейсмоданных. Число используемых характеристик волнового поля и системы наблюдений варьируется от нескольких единиц до нескольких десятков. Так, например, В. И. Логовской, внесший большой вклад в разработку методики супервайзерского контроля качества сейсмоданных, рекомендует использовать более двух десятков различных параметров и данных, представляемых в виде карт и графиков, привязанных к площади проведения работ.

Разброс подходов к оценке качества сейсмических данных связан также с тем, что крупные нефтяные компании - ЛУКОЙЛ, РОСНЕФТЬ, ТНК-ВР и др. - разрабатывают и используют собственные технические требования и критерии оценки качества полевых и обработанных сейсмоданных. В подобных документах всё ещё можно найти ссылки на "Инструкцию по сейсморазведке" Мингео СССР 1986 г. или на проект слегка модифицированной "Технической инструкции по наземной сейсморазведке при проведении работ на нефть и газ" от 1999 г. Очевидно, что формальное применение некоторых положений указанных, морально и технически устаревших, инструкций может привести к снижению качества полевых данных, к снижению экономических показателей и срыву сроков проведения полевых работ.

Другим ограничительным фактором, с нашей точки зрения, является практика включения в перечень критериев качества субъективных абсолютных (конкретных) допустимых значений параметров сейсмической записи, таких как, например, "уровень микросейсм не более 20 или 30 мкВ"; "соотношение сигнал/помеха не ниже, скажем, единицы" и т. п. Спорными являются и критерии отбраковки сейсмограммы.

Так же, как в своё время физики отказались от веками сложившихся представлений об абсолютности понятий "скорость" и "время", безотносительно к системе отсчёта, так и для геофизиков-супервайзеров (заказчиков) пришла пора отказаться от абсолютных понятий - "плохая сейсмограмма", "хорошая сейсмограмма". Вслед

за физиками нам, вероятно, следует говорить - "хорошая сейсмограмма для решения таких-то задач...", "плохая для изучения интервала глубин от... и до ..." и т. д. Но что же является системой отсчёта для геофизиков? Ответ очевиден: для нас система отсчёта - это геологическое задание. И только в сопоставлении атрибутов сейсмограммы с требованиями геологического задания можно говорить об её относительном качестве - хорошая она или плохая. Следование вышеизложенной и очевидной для многих философии на практике приводит к "революционным" изменениям в методике оценки качества полевых сейсмических данных. Далее мы попытаемся проиллюстрировать это на конкретных примерах.

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК И КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА

К числу основных характеристик качества сейсмограммы можно отнести понятия "отличная", "хорошая", "удовлетворительная", "брак". Та или иная характеристика сейсмограммы определяется по результатам анализа атрибутов (параметров) волнового поля, среди которых главными являются: отношение сигнал/помеха; ширина спектра и энергия полезной записи; значение доминантной частоты; доля и интенсивность регулярных волн-помех; значения нижней и верхней частоты спектра и др. Важную роль играет также оценка технического брака: неработающий канал; обратная полярность; взаимные влияния каналов; высокий уровень техногенных помех и др. Именно указанный набор атрибутов определяет возможности прослеживания тонких пластов геологического разреза при низкой дисперсии динамических характеристик отражённых волн.

Рассмотрим применяемые на практике и рекомендуемые в ведомственных инструкциях способы определения некоторых из вышеперечисленных характеристик.

БРАК ИЛИ НЕ БРАК?

В Инструкции по сейсморазведке 1986 г. написано, что для отбраковки всей сейсмограммы достаточно зафиксировать 2 соседних неработающих канала. Это понятно для случая использования 24-х или 48-и канальной сеймостанции, но уже даже для 200-канальной косы это выглядит абсурдным. В более поздних проектах Инструкции этот пункт заменили фиксацией 10% бракованных трасс на сейсмограмму.

В одной из широко распространённых в супервайзерской среде инструкций предлагается такой критерий отбраковки сейсмограммы 3D-съёмки, разработанный, вероятно, с учётом вышеупомянутых документов:

- вся линия приёма отбраковывается, если на ней имеются 2 неработающих соседних канала или более 2% произвольно расположенных каналов на линии;
- всё физнаблюдение (то есть все линии приёма, полученные от общего пункта возбуждения) подлежит отбраковке, если 20% линий отбракованы по предыдущему критерию.

Для того чтобы стало ясно, о чём идёт речь, рассмотрим конкретный пример. Предположим, что наша базовая расстановка для 3D-съёмки включает 10 приёмных линий по 100 каналов, т. е. 1 физнаблюдение представлено 1000 трассами. По вышеизложенному критерию отбраковки всего физического наблюдения достаточно иметь по два бракованных соседних канала на двух линиях приёма из 10-и. Иными словами, 4 неработающих канала (0,4% всего объёма данных) влекут за собой отбраковку остальных 996 сейсмотрасс отличного качества. Очевидно, что такая отбраковка приводит к снижению кратности съёмки и не оправдана экономически.

В этой же инструкции прямо и косвенно (с учётом коэффициентов) даются такие ориентиры по основным понятиям качества сейсмограммы: “отличное” - когда отношение сигнал/помеха (A_c/A_n) на исходной сейсмограмме больше или равно 10; “хорошее” - когда $6 \leq A_c/A_n \leq 10$; “удовлетворительное” - когда $3 \leq A_c/A_n \leq 6$ и “брак” - когда $A_c/A_n < 3$. При применении таких критериев большинство регионов СНГ попадут под категорию априорного брака, где вообще нет смысла проводить сейсморазведочные работы. Зачем же тогда нам метод ОГТ с возможностями повышения отношения сигнал/помеха в \sqrt{n} раз на этапе суммирования и ещё в несколько раз за счёт других процедур обработки?

В технологии AutoSOKS (О. К. Кондратьев) [3, 4] для ранжирования сейсмограмм по качеству применяется более гибкий подход, основанный на автоматизированной системе расчёта штрафных баллов для каждой сейсмограммы и для профиля в целом. Положительной особенностью этого подхода является использование лучшей сейсмограммы, полученной в данном районе, в качестве эталона, по отношению к которому оценивается качество остальных сейсмограмм. К недостаткам этой технологии следует отнести значительную долю субъективизма при составлении “директив” (критериев) назначения штрафных баллов, задаваемых “на глаз” руководителем работ совместно с Заказчиком и принятие за эталон единичной сейсмограммы без привлечения статистических данных.

Мы стоим на рациональных прагматических позициях: если доказано, что хотя бы 10% трасс сейсмограммы не содержат технического или методического брака, то и их не следует исключать из дальнейшей обработки, а за потерю остальных 90% трасс к Исполнителю работ следует применять лишь экономические меры воздействия в виде неоплаты забракованного объёма работ.

ЧТО ЕСТЬ СИГНАЛ, А ЧТО - ПОМЕХА?

Отношение сигнал/помеха является одной из важнейших характеристик геофизического качества сейсмограммы. Проблема в том, что в среде российских геофизиков и в соответствующих инструкциях приняты и рекомендованы различные способы расчёта этого атрибута, которые, порой, могут привести к противоречивым выводам.

Рассмотрим наиболее распространённые алгоритмы.

Один из самых распространённых способов, рекомендуемых, в том числе, и в достаточно современном руководстве [2] заключается в измерении среднеквадратичных амплитуд в трёх окнах и вычислении отношений этих амплитуд друг к другу. Одно из окон задаётся в поле сейсмограммы “до первых вступлений” и тем самым оценивается уровень микросейсм или случайного шума. Второе окно выбирается “в области регистрации целевых отражений” и тем самым оценивается уровень сигнала. Третье окно выбирается в области регистрации поверхностной “регулярной волны-помехи” и тем самым оценивается её интенсивность. Отношение указанных оценок амплитуд в окнах даёт, соответственно, отношения сигнал/микросейсм и сигнал/регулярная помеха.

Нетрудно заметить недостатки этого способа измерения. На самом деле в окне “измерения сигнала” регистрируется суперпозиция всех типов волн: отражённых, регулярных помех и случайного шума, и предложенным способом мы никак не сможем отделить их друг от друга. Доля энергии отражённых волн в таком окне сильно зависит от сейсмогеологических условий района работ. Например, в некоторых районах Западной Сибири доля полезных волн может достигать 70 - 80%, а в районах Восточной Сибири может быть всего на уровне 5 - 10%. В любом случае если на этапе проведения опытно-методических работ мы решим исследовать зависимость соотношения сигнал/помеха по рассматриваемому способу, то мы однозначно констатируем, что чем больше заряд, тем выше отношение сигнал/помеха. Самое высокое значение этого атрибута получится при размещении заряда на поверхности земли - в этом случае среднеквадратичная оценка амплитуды в окне ожидаемого отражения будет максимальной, а уровень микросейсм останется неизменным.

Иллюстрацией к вышеизложенному может служить сравнение двух сейсмограмм, полученных в процессе выполнения опытно-методических работ (ОМР) на одной из площадей в Западной Сибири (рис. 1, а и б). Одна из них (см. рис. 1, а) получена при заложении заряда массой 1,5 кг на глубину 6 м, а вторая - при заложении заряда всего 0,5 кг, но на глубину 18 м. Соотношение сигнал/нерегулярный шум (микросейсм) на первой сейсмограмме на порядок превосходит таковое на второй сейсмограмме. Вместе с тем, очевидно, что доля отражённых волн на второй сейсмограмме намного выше, а частотный спектр полезных волн шире и равномерней.

Измерение отношения амплитуд отражённых волн к регулярной помехе может представлять научный интерес, но в описанном варианте мало полезно для практических целей совершенствования методики полевых работ по следующим причинам: важна не только интенсивность помехи, но и её площадная доля в поле сейсмограммы - одно дело, если конус поверхностной волны-помехи узок, и совсем другое дело, если он занимает большую часть сейсмограммы. С другой стороны, современная тенденция использования одиночных приборов типа *VectorSeis* вместо группы приборов неизбежно приведёт к увеличению доли энергии поверхностных волн

на полевых сейсмограммах и к переносу центра тяжести борьбы с этим типом помех с этапа полевых наблюдений на этап камеральной обработки данных.

Корректный и не зависящий от района работ способ измерения отношения сигнал/шум описан в работе [7]. Этот способ также широко распространён в зарубежной и отечественной практике. Суть его состоит в оценке отношения энергии когерентной составляющей волнового поля к энергии случайной составляющей. Для это-

го рассчитываются нормированные функции авто- и взаимной корреляции соседних трасс по формуле:

$$[S/N] = \frac{\left[\frac{g'_{ij}}{1 - g'_{ij}} \right]_M^{1/2}}{1 - \left[\frac{g'_{ij}}{1 - g'_{ij}} \right]_M^{1/2}},$$

$$\text{где } \left[\frac{g'_{ij}}{1 - g'_{ij}} \right]_M = \frac{a_i a_j r_w(0)}{\left[a_i^2 \cdot r_w(0) + r_{ni}(0) \right]^{1/2} \cdot \left[a_j^2 \cdot r_w(0) + r_{nj}(0) \right]^{1/2}};$$

$a_i a_j r_w(0)$ - максимум функции взаимной корреляции двух трасс (i -й и j -й); $\left[a_i^2 \cdot r_w(0) + r_{ni}(0) \right]^{1/2}$ - автокорреляционная функция i -й трассы в нуле; $\left[a_j^2 \cdot r_w(0) + r_{nj}(0) \right]^{1/2}$ - автокорреляционная функция j -й трассы в нуле.

Оппоненты этого способа справедливо отмечают, что в сигнальную составляющую могут войти и когерентные регулярные волны-помехи. Это действительно может случиться, если не принять дополнительных элементарных мер. А именно, расчёт ФАК и ФВК необходимо выполнять в окне вдоль годографов пакета отражённых волн, ограничив при этом допустимое смещение трасс при расчёте ФВК.

КАКАЯ ШИРИНА СПЕКТРА НАМ НУЖНА?

Ширина амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) полезной области волнового поля сейсмограммы напрямую связана с разрешающей способностью сейсморазведки: чем шире спектр, тем более тонкие пропластки продуктивной толщи отложений мы сможем проследить и оценить их физические и коллекторские свойства.

В наиболее совершенном на сегодняшний день руководстве [2] для обеспечения подсчёта запасов по различным категориям с использованием материалов сейсморазведки 3D выдвигаются "жёсткие" требования к ширине спектра сигнала. Эта ширина должна быть не менее 40 Гц для категории C_1 , в интервале от 20 до 40 Гц для категории C_2 и не менее 20 Гц для категории C_3 . Измерение ширины спектра предлагается выполнять на уровне Б, который должен быть не ниже уровня амплитудного спектра нерегулярных помех, по формуле (И. К. Кондратьев):

$$B = A_{\max} / 1,5P,$$

где A_{\max} - максимальное значение спектра сигнала; P - отношение сигнал/помеха.

При отношении сигнал/помеха, равном 3, уровень измерения ширины спектра составит около 20% от максимума спектра, что вполне реалистично.

В любом случае требования руководства [2] не предполагают наличия в сейсмической записи существенных компонент на частотах свыше 100 Гц. И такой возможности практически нет для подавляющего большинства случаев, когда речь идёт о необходимости прослеживания границ на глубинах более 2 км, за исключением районов с особо благоприятными для распространения сейсмического сигнала сейсмогеологическими условия-

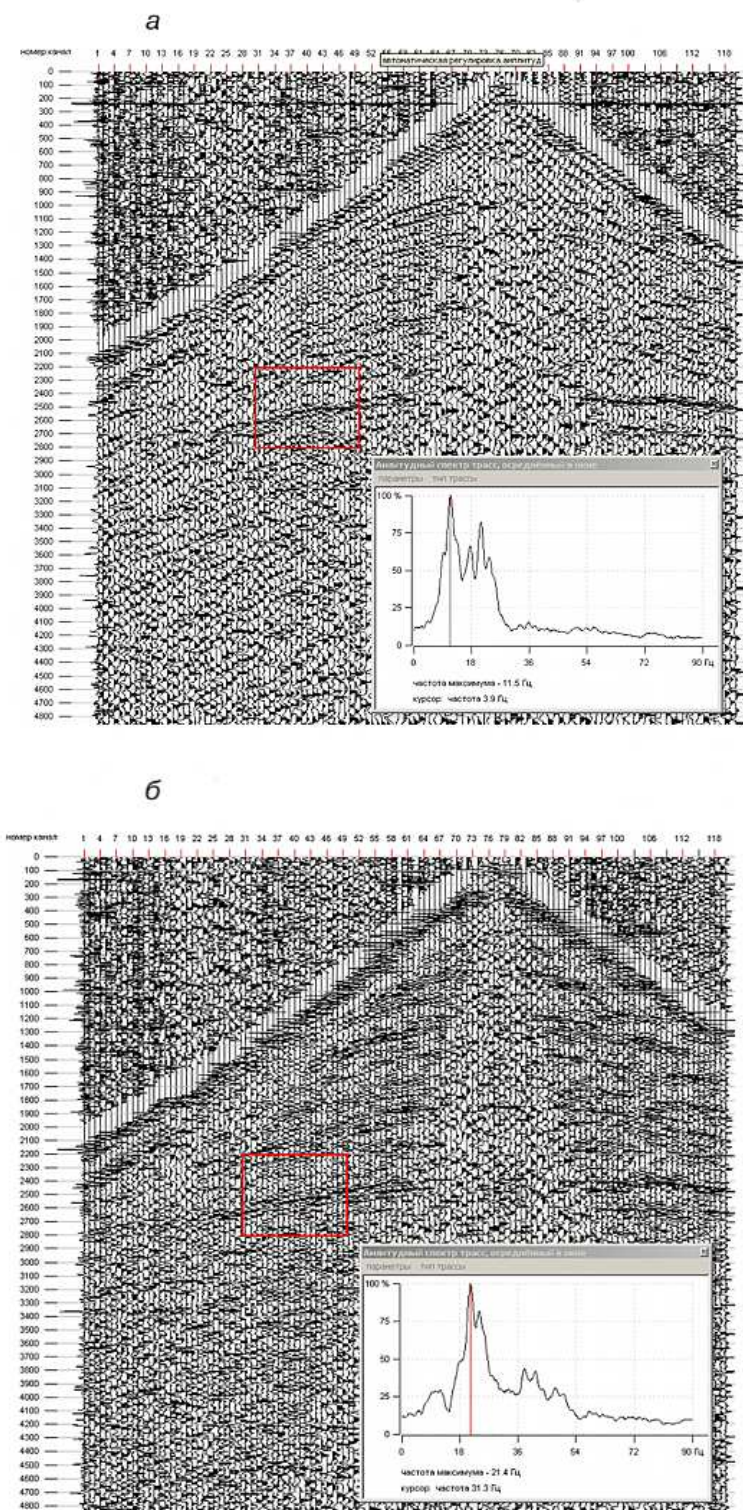


Рис. 1. Сравнение сейсмограмм ОПВ и их спектров, полученных с различной массой и глубиной погружения заряда:

а - глубина - 6 м, масса - 1,5 кг; б - глубина - 18 м, масса - 0,5 кг

ми. К этому следует добавить, что при работе методом вибросейс верхняя граница спектра свип-сигнала редко выбирается выше 100 Гц, а если это и случается, то, как правило, возникает существенный вопрос: а удалось ли высокочастотным компонентам сигнала проникнуть в земную толщу и, отразившись там, возвратиться к поверхности земли?

Итак, можно констатировать, что даже когда речь идёт о высокоразрешающей сейсморазведке, то имеется в виду возможность увеличения доли отражённой энергии сигнала в диапазоне частот 40 - 90 Гц и ещё реже на частотах 90 - 120 Гц. Исключение составляют специальные дорогостоящие работы с использованием уникальной аппаратуры, заглублиением источников и приёмников на значительную глубину, которые лежат за пределами темы данной статьи.

Из вышеизложенного следует, что даже очень хорошая сейсморазведка может обеспечить полное прямое разрешение пластов мощностью не менее 15 - 30 м. Только применение специальных технологий интерполирования данных ГИС в совокупности с данными наземной сейсморазведки позволяет обеспечить более высокую разрешённость разреза в межскважинном пространстве.

В упомянутом руководстве [2] можно обнаружить некоторую несогласованность требований различных пунктов табл. 1 (с. 5 - 6). Так, например, нигде не сформулированы требования к значению верхней частоты свип-сигнала при использовании вибратора в качестве источника возбуждения. В соответствии с имеющимися требованиями вполне допустимо использование свип-сигнала в диапазоне 10 - 50 Гц и уже, но в то же время рекомендуется использовать интервал квантования записи 2 мс и менее. Конечно, "маслом кашу не испортишь", но не лучше ли было бы сформулировать требования к разрешённости записи напрямую, указав необходимый для той или иной категории частотный диапазон полезного сигнала. А ведь современная телеметрическая си-

стема даже при шаге квантования 4 мс вполне обеспечивает регистрацию сигнала в диапазоне не менее 100 Гц, что на основании требований всё той же таблицы позволяет использовать подобный материал для подсчёта запасов даже по категории C_1 .

Как же лучше и корректней контролировать присутствие в спектре полезного сигнала необходимых частот в рамках применения QC-технологий?

Здесь есть свои подводные камни. Часто в процессе выполнения ОМР исполнитель проводит измерение интересующих его спектральных компонент, не задумываясь или не отдавая себе отчёта о применяемом алгоритме расчёта АЧХ: какие виды регулировок амплитуд заложены (или не заложены) в эту программу, имеем ли мы дело с нормированным спектром или он рассчитывается без нормировок и т. п. Авторам статьи приходилось многократно сталкиваться с ситуациями, когда при модификации того или иного параметра методики полевых работ (число накоплений вибровоздействия, увеличение заряда и др.) по измерениям на ненормированном спектре делался вывод об увеличении доли высоких частот в записи. Повторение этого же эксперимента с последующей нормировкой спектра приводило к противоположному выводу. Действительно, применение в современных телеметрических станциях 24-разрядного АЦП избавило геофизиков от необходимости заботиться об абсолютном уровне регистрируемого волнового поля. Мгновенный динамический диапазон современных сейсмостанций обеспечивает регистрацию интерферирующих сигналов и помех в широчайшем динамическом диапазоне. Потеря слабых сигналов в условиях даже очень сильных промышленных помех (например, под высоковольтными линиями электропередач) практически исключена. Геофизикам остаётся позаботиться лишь об относительном соотношении спектральных компонент сейсмической записи. Вот почему мы считаем принципиальным производить оценку спектральных компонент только на нормированном спектре. В этом



Рис. 2. Участники и уровни системы контроля качества

случае само значение верхней частоты спектра, измеренное на определённом уровне, может служить индикатором качества сейсмограммы.

ТЕХНОЛОГИЯ КОЛИЧЕСТВЕННОГО КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА СЕЙСМОДАНЫХ НА БАЗЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ SEISWIN-QC

Для обеспечения широкого круга пользователей (рис. 2) современным инструментом для контроля качества сейсмоданных в ООО «Геофизические системы данных» было разработано специальное программное обеспечение *SeisWin-QC*, функционирующее под управлением операционной системы *Microsoft Windows-XP Professional* и ориентированное на корректное измерение основных атрибутов сейсмической записи. В основу ТЗ на данное ПО были положены следующие требования:

- обеспечение функционирования ПО на компактном ПК типа *Laptop*;
- обеспечение оперативности анализа сейсмоданных в процессе выполнения опытно-методических и производственных работ 2D- и 3D-съёмки, в перспективе - в режиме реального времени и удалённого доступа к данным;
- обеспечение работы с большими массивами 3D-данных;
- ориентация на анализ оптимального набора индивидуальных сейсмических атрибутов и расчёт интегрального значения QC, построенного на основе взвешенного участия этих атрибутов;
- использование результатов статистической обработки значений атрибутов для формирования критериев оценки качества сейсмоданных, привязанных к району проведения работ;
- простота, удобство и интерактивность интерфейса пользователя;
- визуализация схемы наблюдений и значений атрибутов на картах-подложках различного типа (топооснова, структурные карты и т. д.).

На рис. 3 показаны основные факторы, влияющие на качество сейсмической записи.

На нём выделены технические, методические и сейсмогеологические составляющие качества:

1. Технические составляющие:
 - a. Качество работы источников возбуждения.
 - b. Качество работы регистрирующей аппаратуры.
 - c. Соблюдение геометрии расположения источников и приёмников.
2. Методические составляющие:
 - a. Параметры системы наблюдений (удаления ПП-ПВ, кратность, интервалы между ПП и ПВ и др.).
 - b. Качественные и количественные параметры возбуждения сигналов: тип и вид источника сигналов; величина и глубина заложения заряда; параметры свипа, длительность, количество накоплений, группирование и т. п.
 - c. Качественные и количественные параметры регистрации волнового поля: тип сейсмоприёмников, параметры группирования, параметры регистрации и т. п.
3. Сейсмогеологические составляющие:
 - a. Строение ЗМС и ВЧР: мощность, скорости, наличие мерзлоты, растеплений, траппов и т. п.
 - b. Глубинный разрез: скорости, акустическая дифференциация, наличие источников многократных волн и прочих помех и т. п.

Составляющие 1a и 1b контролируются в соответствии с инструкциями и регламентом проверок, прилагаемых к техническому оборудованию. В том числе контролируются идентичность работы вибраторов, их фазовые и амплитудные характеристики, параметры регистрирующего канала сейсмостанции, включая уровень собственных шумов, идентичность каналов, взаимные влияния и др.

Составляющие 2, 3 оказывают объективное, независимое от исполнителей работ влияние на качество получаемого материала, обуславливая автоматическое снижение (например, Восточная Сибирь) или повышение (например, Западная Сибирь) качества сейсмоданных относительно некоего среднего уровня.

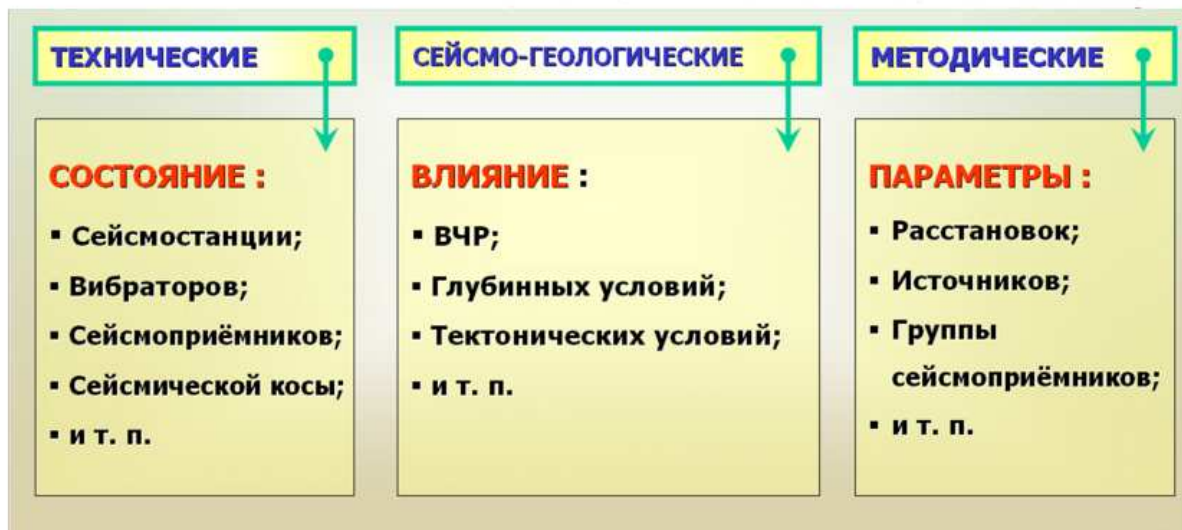


Рис. 3. Аспекты качества сейсмических данных

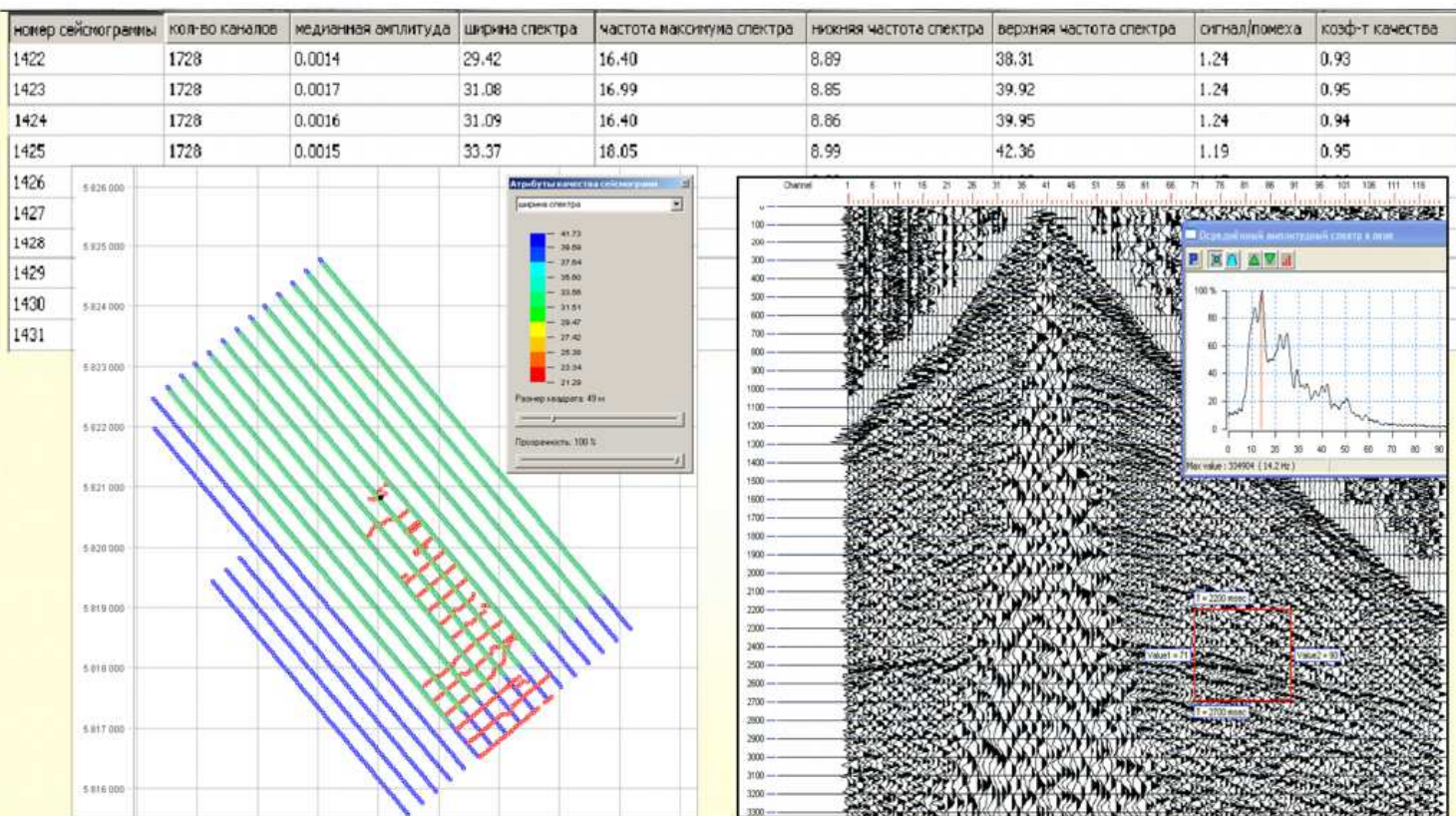


Рис. 4. Интерактивная связь окон программы SeisWin-QC

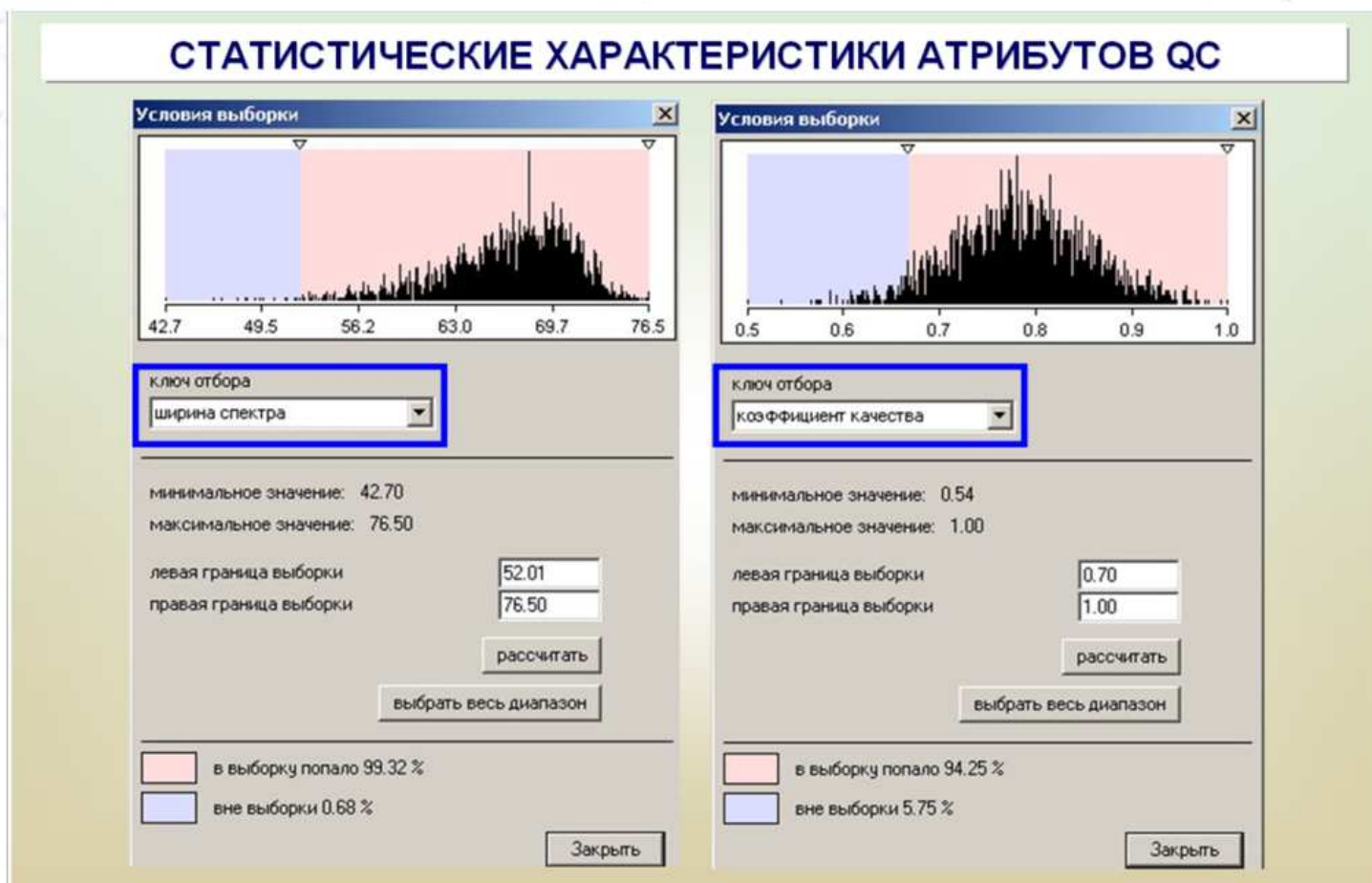


Рис. 5. Гистограммы распределения атрибутов качества

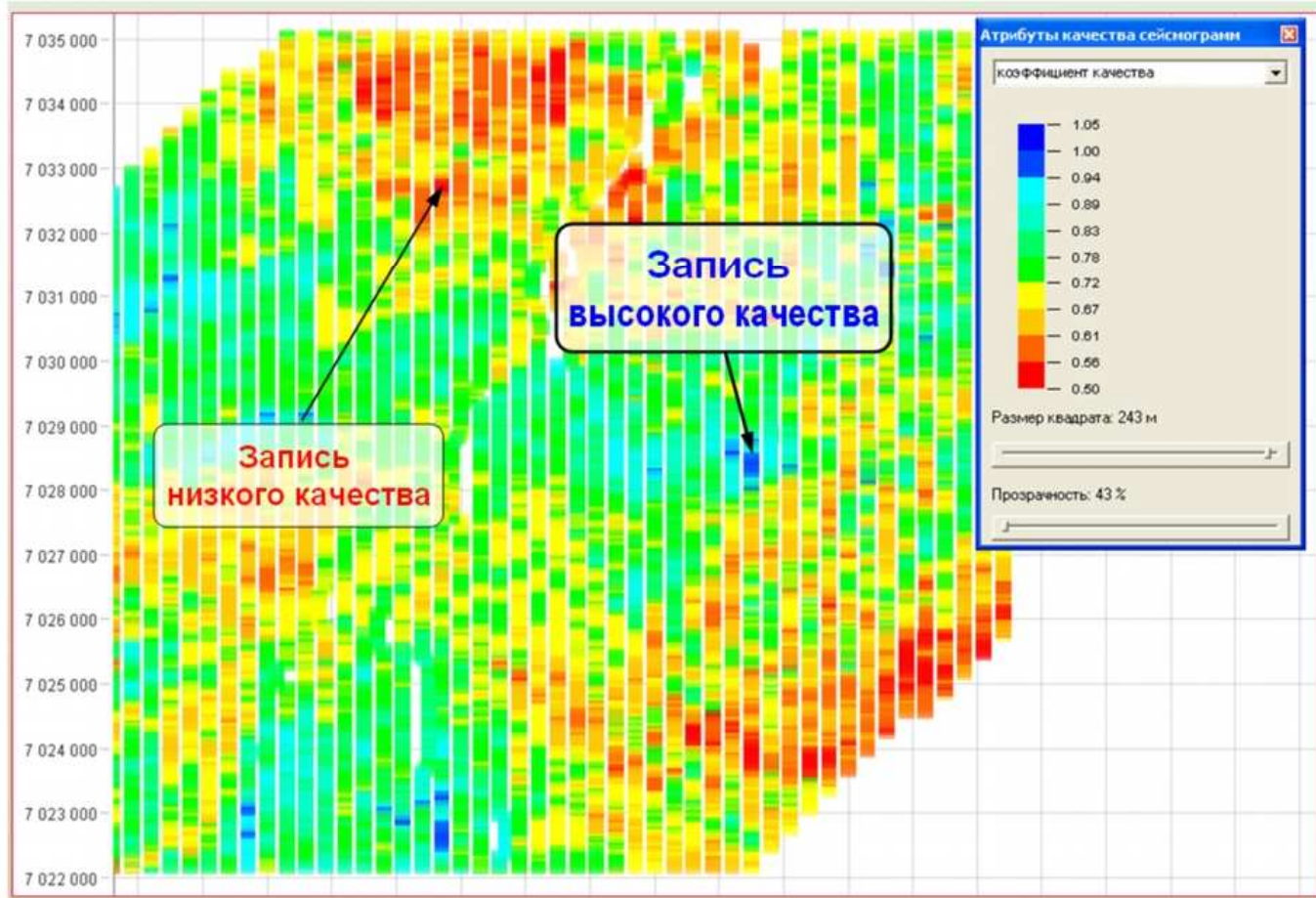


Рис. 6. Визуализация атрибутов качества в цвете на площади 3D-съемки

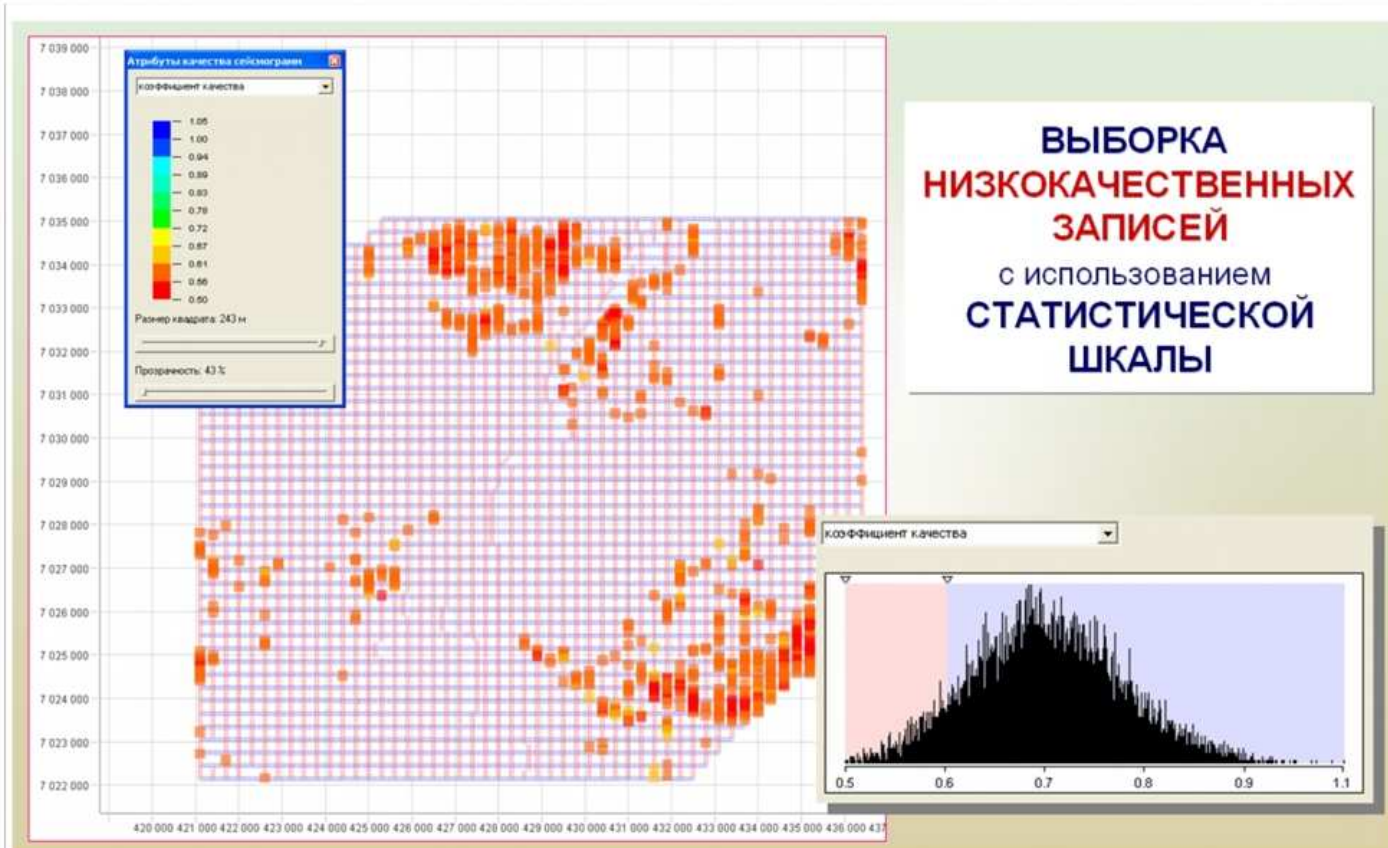


Рис. 7. Обзор значений атрибутов качества по гистограмме

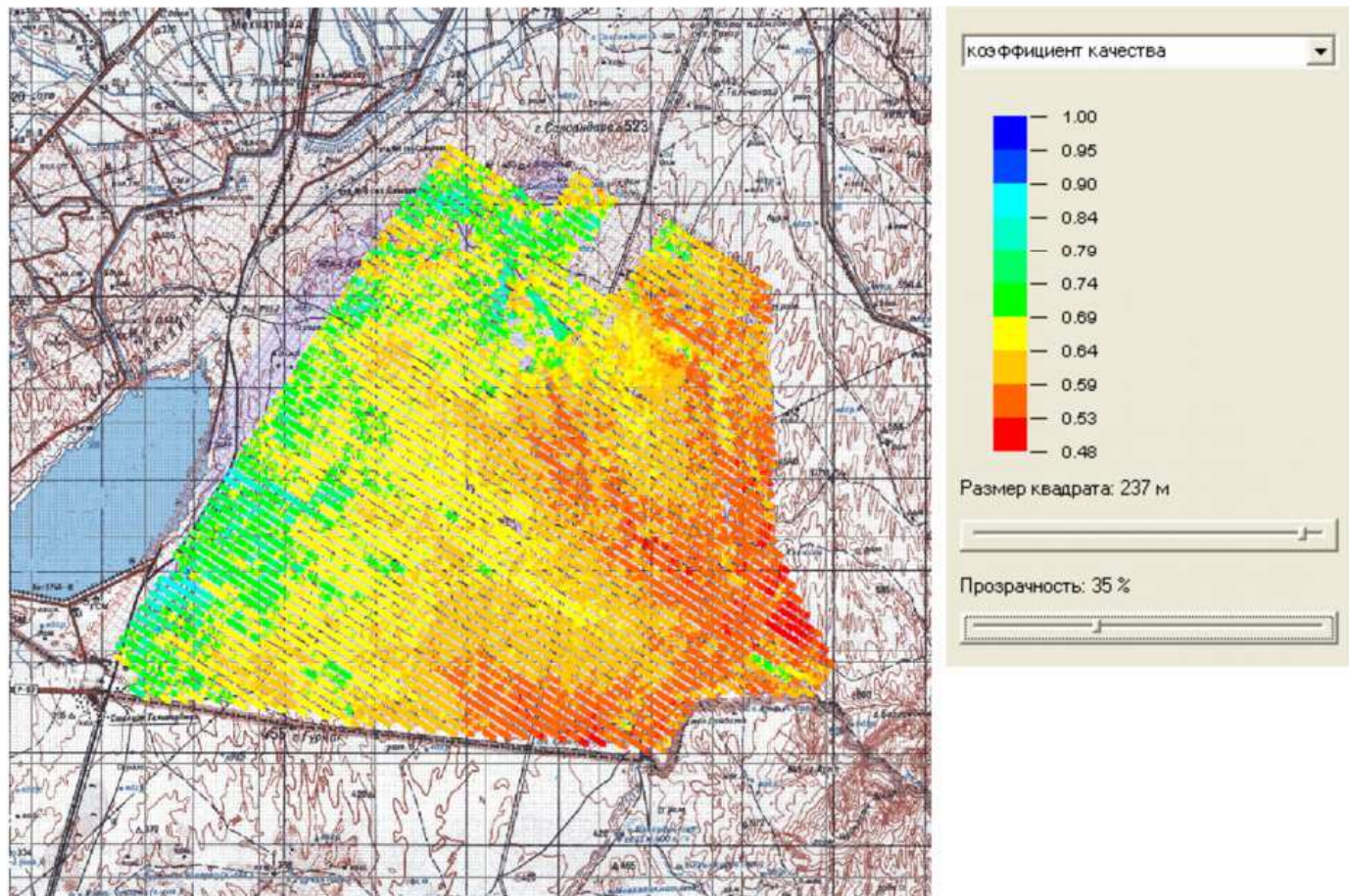


Рис. 8. Визуализация коэффициента качества на топографической основе

Составляющие п. 2 и п. 1с полностью определяются исполнителями работ и являются основным предметом контроля со стороны Исполнителя работ, Супервайзера и Заказчика.

Критериями высокого качества сейсмограммы являются: высокое соотношение сигнал/помеха; широкий частотный спектр записи; смещение максимума частотного спектра в область высоких частот. В технологии *SeisWin-QC* предусмотрен расчёт следующих основных атрибутов сейсмической записи: медианная амплитуда, ширина амплитудного спектра, доминантная частота записи, нижняя частота амплитудного спектра, верхняя частота амплитудного спектра, соотношение сигнал/помеха, альтитуда ПВ, глубина заложения заряда, *T*-вертикальное, комплексный коэффициент качества.

Расчитанные характеристики записи являются основой для расчёта единого комплексного коэффициента качества для каждой сейсмограммы в отдельности, для профиля и площади в целом. Используется эвристическая формула для расчёта комплексного QC:

$$QC = \frac{\frac{\text{сигнал}}{\text{помеха}} + \frac{\text{ширина спектра}}{60} + \frac{Fr \text{ максимума}}{35} + \frac{E_{SP}}{E_{AVG}} \cdot k}{0,7+0,7+0,7+0,7}$$

где E_{SP} - энергетическая характеристика сейсмограммы; E_{AVG} - средняя энергетическая оценка уровня всей совокупности сейсмограмм на профиле или площади

работ; Fr - частота; k - нормировочный коэффициент; 0,7 - коэффициент приведения к уровню 70% от максимума.

Значения 60, 35 и k характеризуют параметры усреднённой эталонной сейсмограммы, характерной для конкретного района работ и могут изменяться пользователем на основе полученных статистических данных.

Результат оценки качества сейсмограмм представляется в удобном для последующего анализа и принятия решения виде - таблицы, карты, гистограммы распределения отдельных характеристик и комплексного коэффициента качества, привязанных к топооснове района проведения сейсморазведочных работ.

На рис. 4 представлены три интерактивно связанных основных окна: окно таблицы атрибутов, привязанных к номеру сейсмограммы; схема наблюдений с выделенным положением рассматриваемой сейсмограммы и окно визуализации самой сейсмограммы.

По каждому из расчитанных атрибутов формируется гистограмма статистического распределения этого параметра по площади (рис. 5). Перемещая маркеры в верхней части гистограммы можно осуществлять выборку интересующей нас группы сейсмограмм и видеть её распределение по площади (рис. 6, 7). Дополнительные возможности анализа причин ухудшения качества сейсмограмм даёт инструмент подложек, которые могут быть представлены картами рельефа (рис. 8), орогидрографии, строения ВЧР и др.

ВЫВОДЫ. Контроль качества полевых сейсмоданных (супервизия) является важнейшим этапом всего цикла сейсморазведочных работ, определяющим их экономическую эффективность, успешность и результативность последующей обработки и интерпретации данных.

В настоящее время отсутствует общепринятая методика контроля качества, принимаемая большинством участников сейсморазведочных работ, существует практика формального применения устаревших ведомственных инструкций 20-летней давности. Назрела потребность разработки базовых рекомендаций по QC, учитывающих современные технические возможности оборудования и задачи недропользователей.

Привлечение к супервизии широкого круга геофизиков с различным опытом и квалификацией, вызванное высоким спросом на этот вид работ, не всегда обеспечивает достижение поставленных целей, включающих актуальную сегодня задачу совершенствования методики полевых работ. Необходимо широкое обсуждение применяемых методик QC и создание базового симбиоза приемлемых решений.

Используемое исполнителями работ, заказчиками и супервайзерами программное обеспечение для контроля качества сейсмоданных нуждается в совершенствовании. Разрабатываемое в ООО "ГСД" ПО *SeisWin-QC* является одной из попыток движения в этом направлении.

ЛИТЕРАТУРА

1. Буряк С. В., Певзнер А. И., Понимаскин А. И., Харитонов А. Е., 2007, Контроль качества и полевая обработка сейсмических данных в программе RadExPro Plus: Приборы и системы разведочной геофизики, **4**, 43 - 45.
2. *Временное руководство по содержанию, оформлению и порядку представления материалов сейсморазведки 3D на Государственную экспертизу запасов нефти и горючих газов*, 2003: Геофизический вестник, **3 - 4**, 3 - 14.
3. Кондратьев О. К., 2002, Автоматизированные системы оценки качества сейсмограмм и волновых сейсмических разрезов ОГТ: Геофизика. Спецвыпуск Технологии сейсморазведки-1, **3** - 12.
4. Кондратьев О. К., 2003, Автоматизированный контроль и оценка качества сейсмограмм и сейсмических разрезов: Геофизический вестник, **3 - 4**, 18 - 24.
5. Тищенко И. В., Тищенко А. И., 2002, Методика автоматизированного контроля качества сейсморазведочных работ с оценкой характеристик ВЧР: Разведка и охрана недр, **3 - 4**, 7 - 10.
6. Тищенко И. В., Тищенко А. И., Жуков А. А., Методика количественного контроля качества сейсмических данных средствами современного программного обеспечения: Сборник тезисов докладов конференции Геомодель-2007: Геленджик, 29.
7. Хаттон Л., Уэрдингтон М., Мейкин Дж., 1989, Обработка сейсмических данных. Теория и практика. Пер. с англ. А. Л. Малкина: М., Мир.
8. Херолд Д. Л., Демидов Н. И., 2007, Полевая обработка в реальном времени и оперативный атрибутивный количественный анализ качества сейсмических данных: Приборы и системы разведочной геофизики, **3**.

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

Игорь Владимирович ТИЩЕНКО - заместитель директора ООО "ГСД" по новым технологиям, заведующий отделом НФФ ГФУП "ВНИИгеофизика", кандидат техн. наук.

Александр Игоревич ТИЩЕНКО - ведущий геофизик-программист ООО "ГСД".

Артём Александрович ЖУКОВ - менеджер по сейсмическим технологиям департамента разведки ОАО "ТНК-ВР Менеджмент".