

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 107 с., 21 рис., 22 табл., 49 источников.

Ключевые слова: Томская область, сейсморазведка МОГТ-3D, нефтегазоносность, обработка, интерпретация.

Объектом исследования является верхняя часть доюрских отложений - верхняя часть палеозоя.

Цель работы – детализация структурного плана и уточнение нефтегазоносности разреза на Селимхановском лицензионном участке (Томская область).

В процессе исследования проводились сбор и анализ геолого-геофизических материалов, составление проектно-сметной документации, проектирование расположения профилей 3D съемки.

В результате исследования был выбран участок для проведения полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D, составлена априорная ФГМ объекта работ, выбрана методика и техника полевых работ, а также обработка и интерпретация геофизических данных.

В специальной части дипломного проекта рассмотрена интерпретация геофизических данных, полученных в результате сейсморазведочных работ прошлых лет. Интерпретация сейсмических материалов будет осуществляться с использованием интерпретационного комплекса The Kingdom Suite.

В будущем планируется проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3D севернее Верхнекомбарского участка работ для детализации структурного плана и изучения перспектив нефтегазоносности разреза.

## ESSAY

Final qualifying work with 107 p., 21 Fig., 22 Tab., 49 Sources.

Keywords: Tomsk region, seismic CDP-3D, petroleum potential, processing and analysis.

The object of research is the upper part of the pre-Jurassic sediments - the top part of the Palaeozoic.

The purpose of work - detailed structural plan and update the section on the oil and gas potential Selimhanovskom license area (Tomsk Region).

The study carried out the collection and analysis of geological and geophysical data, preparation of construction documents, design of the profiles 3D shooting.

The study site was chosen for field seismic survey CDP-3D, is made a priori FGM object works, selected methods and techniques of field work, as well as the processing and interpretation of geophysical data.

The special part of the diploma is considered the interpretation of geophysical data derived from seismic surveys of previous years. Interpretation of the seismic data will be carried out using a complex interpretive The Kingdom Suite.

In the future it is planned seismic survey CDP-3D Verhnekombarskogo north section works to refine the structural plan and exploring oil and gas potential prospects section.

## Оглавление

|                                                                          |     |
|--------------------------------------------------------------------------|-----|
| Запланированные результаты обучения по программе .....                   | 2   |
| Задание на выполнение ВКР .....                                          | 3   |
| Реферат .....                                                            | 5   |
| Обозначения и сокращения .....                                           | 7   |
| Оглавление .....                                                         | 8   |
| Введение .....                                                           | 9   |
| 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ .....                                                     | 10  |
| 1.1. Географо-экономический очерк района работ .....                     | 10  |
| 1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность .....                     | 12  |
| 1.3. Геологическое строение района .....                                 | 14  |
| 1.3.1. Стратиграфия .....                                                | 14  |
| 1.3.2. Тектоника .....                                                   | 23  |
| 1.3.3. Нефтегазоносность .....                                           | 27  |
| 1.4. Сейсмогеологическая характеристика района работ .....               | 32  |
| 2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ .....                                                 | 34  |
| 2.1. Выбор участка работ .....                                           | 34  |
| 2.2. Априорная ФГМ объекта и задачи работ .....                          | 36  |
| 2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса .....          | 39  |
| 2.4. Методика и техника полевых работ .....                              | 40  |
| 2.4.1. Методика производственных работ МОГТ-3D .....                     | 40  |
| 2.4.2. Методика работ комплекса ГИС .....                                | 45  |
| 2.5. Метрологическое обеспечение проектируемых работ .....               | 47  |
| 2.6. Топографические работы .....                                        | 50  |
| 2.7. Камеральные работы .....                                            | 51  |
| 2.7.1. Обработка и интерпретация данных ГИС .....                        | 51  |
| 2.7.2. Обработка материалов МОГТ-3D .....                                | 55  |
| 2.8. Интерпретация геофизических данных .....                            | 56  |
| 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ .....                                               | 58  |
| 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..... | 68  |
| 5. Социальная ответственность .....                                      | 83  |
| Заключение .....                                                         | 103 |
| Список использованных источников .....                                   | 104 |

## **ВВЕДЕНИЕ**

Район работ расположен в Парабельском районе Томской области, примерно в 45 км на юго-восток от города Кедровый, в 145 км от с. Парабель.

Целевым назначением работ является создание детальной сейсмогеологической модели залежей нефти, уточнение строения продуктивных и перспективных пластов, прогноз новых нефтегазоперспективных объектов.

Потенциальная нефтегазоносность отложений подтверждена открытием залежей УВ непосредственно на территории исследований и на соседних площадях (Селимхановской, Верхнекомбарской, Останинской, Ондатровой площади и др.). Район проектных работ по нефтегазогеологическому районированию относится к Пудинскому нефтегазоносному району.

Ранее на исследуемом участке сейсморазведочные работы МОГТ-3Д выполнялись различными организациями (ТГК 2006-2007г, Катоил-Геодата 2008-2009г и Сибнефтегеофизика 2010-2011г). Эти работы фиксируют весьма сложный структурный план территории месторождений, сформированный дизъюнктивными дислокациями, служащими не только структурообразующим фактором, но и условиям формирования разуплотнённых проницаемых зон. Поэтому прогноз нефтегазоносности геологического разреза по сейсморазведке особенно актуален, поскольку продуктивной толщей здесь является малоизученная и сложно построенная карбонатная толща палеозойского возраста.

В связи с этим запланировано проектирование полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в объеме 90 км<sup>2</sup> в зимний сезон 2016-2017гг. в пределах Селимхановского л.у. с целью изучения перспектив нефтегазоносности разреза.

## **2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ**

### **2.1. Выбор участка работ**

При анализе результатов полевых сейсморазведочных работ прошлых лет, была дана рекомендация на проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3D севернее Верхнекомбарского участка (рис. 2.1) с целью детализации структурного плана и уточнения нефтегазоносности по продуктивным уровням с использованием комплекса ГИС в пределах Южно-Комбарского поднятия с целью установления продуктивности верхней части доюрских и юрско-неокомских отложений. Согласно данной рекомендации, было принято решение запроектировать полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3D и провести комплекс ГИС севернее участка работ, в котором ранее была проведена съемка МОГТ-3D силами СП №14 ОАО "Сибнефтегеофизика" в 2010 – 2011 гг. Не наименее важной причиной выбора участка работ является его перспективность и слабоизученность.

В соответствии с геологическим заданием, на территории Парабельского района Томской области в пределах Селимхановского лицензионного участка №89 в период с 1.11.16г. по 14.04.17г. будут проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3D и комплекс ГИС в объеме 6138 ф.н. (90 км<sup>2</sup>).

Целью проведения работ является создание детальной сейсмогеологической модели известных залежей нефти, площади исследований, уточнение строения продуктивных и перспективных пластов, прогноз новых нефтегазоперспективных объектов.

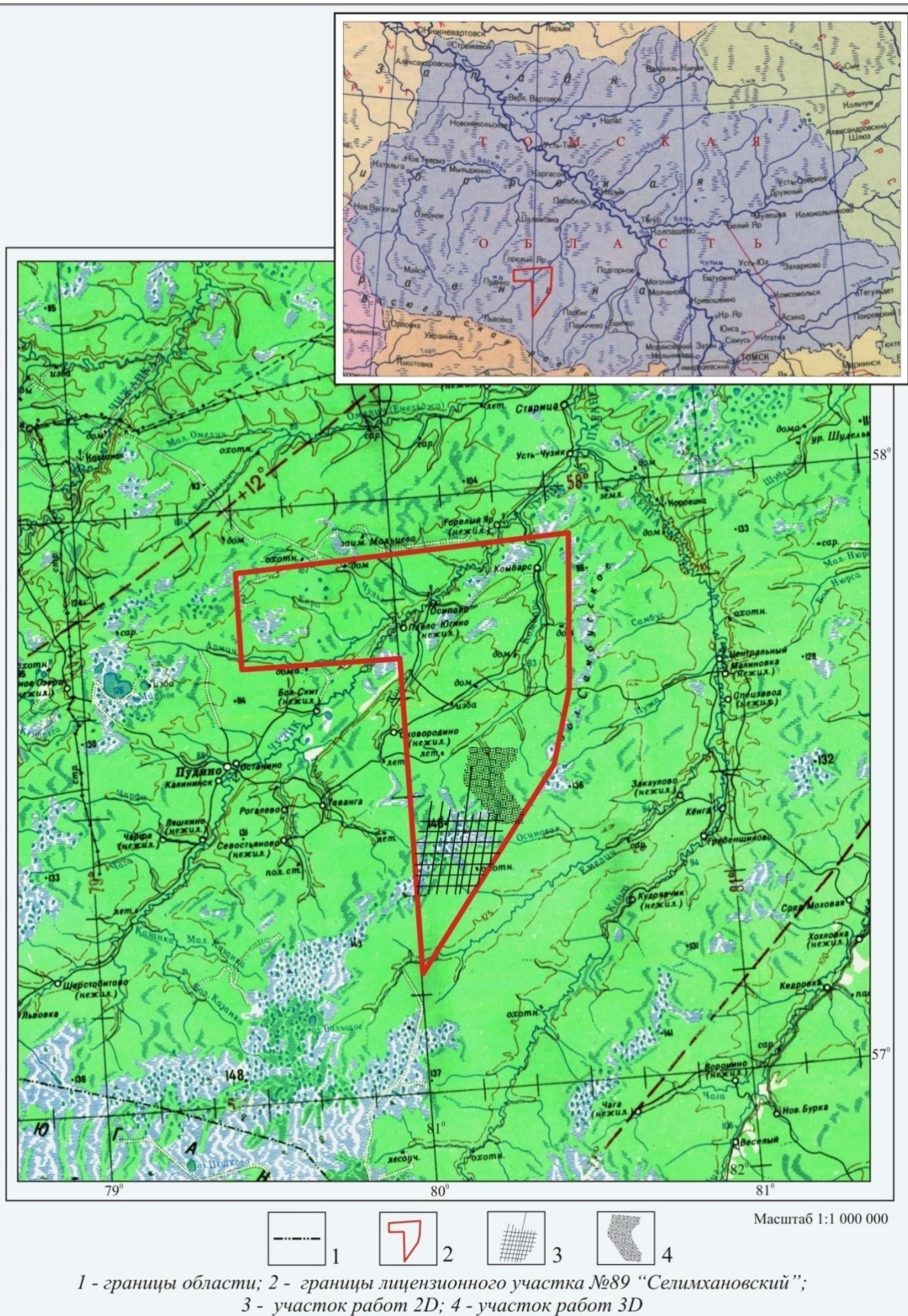


Рис. 2.1. Обзорная схема участка проектных работ

## 2.2. Априорная ФГМ объекта и задачи работ

Разрез платформенного чехла характеризуется постепенным возрастанием  $V_{\text{ср.}}$  от 1500-1600 м/с до 2600-2700 м/с на уровне кровли доюрских образований (рис.2.2). Для  $V_{\text{ср}}$  характерно наличие горизонтального градиента.

В толще мезокайнозойских отложений, характеризующихся отчетливой скоростной и плотностной дифференциацией, регионально выделяются отражающие границы не менее 6 групп (Ф, I, II, III, IV, V). По результатам сейсморазведки МОГТ и данных СК установлено, что в геологическом разрезе исследуемого района регистрируются следующие отражающие горизонты:

- $IV^B$  – кровля ипатовской свиты;
- $II^B$  – кровля куломзинской свиты;
- $Ю_{1с}$  – кровля васюганской-наунакской свиты;
- $I^B$  – кровля тюменской свиты;
- $I^A$  – кровля нижнетюменской подсвиты;
- $\Phi_2$  – кровля доюрского комплекса.

Значения плотности для каждого пласта были определены по её зависимости от скорости продольных волн, для этого использовали формулу Н.Н. Пузырева  $V_p \text{ [км/с]} = 6\rho \text{ [г/см}^3\text{]} - 11$ .

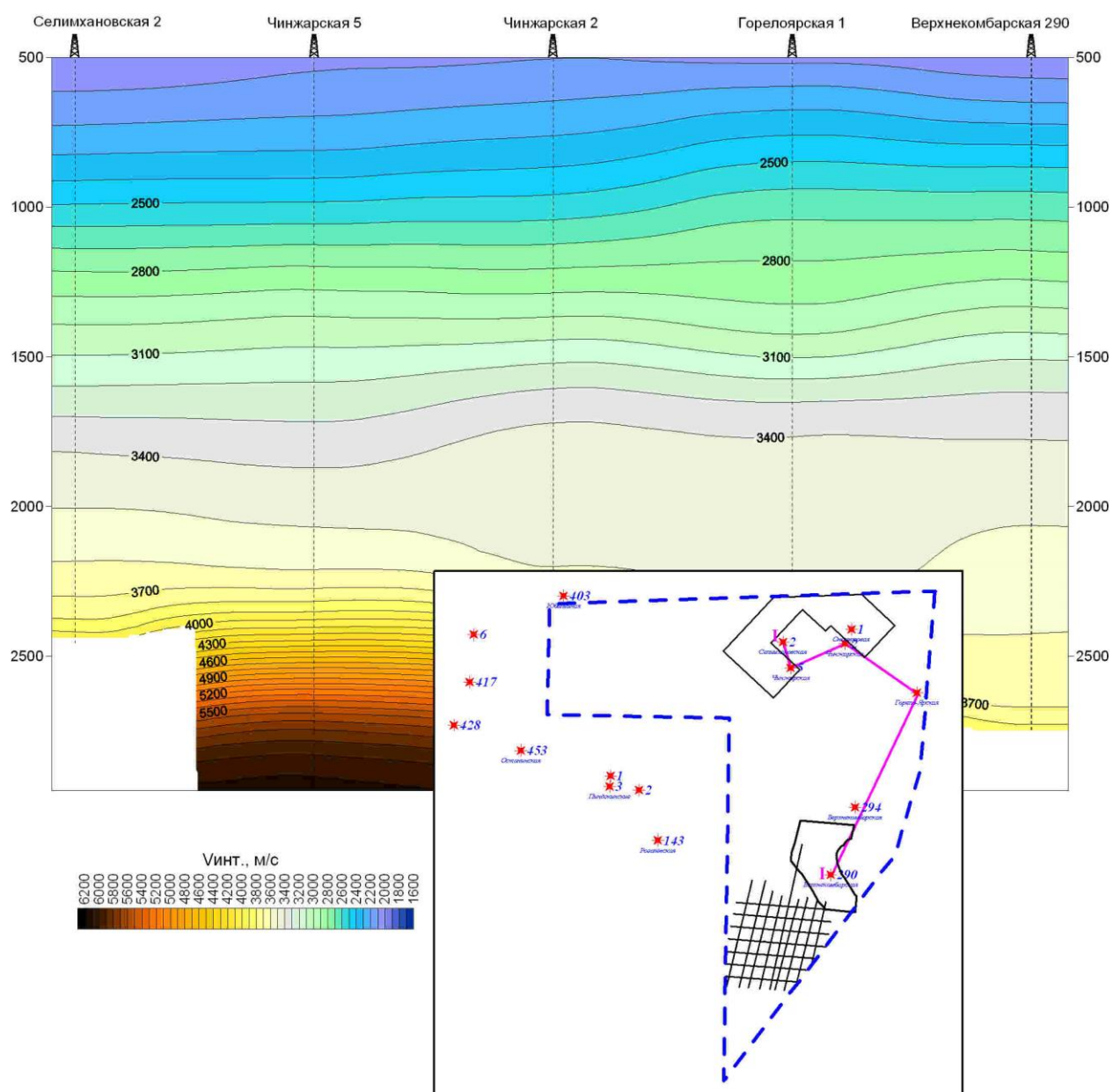


Рис.2.2 Схематичный разрез интервальных скоростей по линии скважин I—I

Таблица 2.1. Рассчитанные значения плотности для каждого пласта

| Vint(м/с) | Vint(км/с) | $\rho(\text{г/см}^3)$ |
|-----------|------------|-----------------------|
| 1600      | 1.6        | 2.10                  |
| 1800      | 1.8        | 2.13                  |
| 2000      | 2          | 2.17                  |
| 2200      | 2.2        | 2.20                  |
| 2400      | 2.4        | 2.23                  |
| 2600      | 2.6        | 2.27                  |
| 2800      | 2.8        | 2.30                  |
| 3000      | 3          | 2.33                  |
| 3200      | 3.2        | 2.37                  |
| 3400      | 3.4        | 2.40                  |
| 3600      | 3.6        | 2.43                  |
| 3800      | 3.8        | 2.47                  |
| 4000      | 4          | 2.50                  |
| 4200      | 4.2        | 2.53                  |
| 4400      | 4.4        | 2.57                  |
| 4600      | 4.6        | 2.60                  |
| 4800      | 4.8        | 2.63                  |
| 5000      | 5          | 2.67                  |
| 5200      | 5.2        | 2.70                  |
| 5400      | 5.4        | 2.73                  |
| 5600      | 5.6        | 2.77                  |
| 5800      | 5.8        | 2.80                  |
| 6000      | 6          | 2.83                  |
| 6200      | 6.2        | 2.87                  |

### **2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса**

На территории Селимхановского участка запланировано проектирование сейсморазведочных работ МОГТ-3D и комплекса ГИС.

В настоящее время многие компании используют высокие технологии для усовершенствования данных. Особенно это практикуется в энергетическом секторе, и главным образом, с учетом сейсмической технологии 3D. Процент успеха всех нефтяных компаний возрастает благодаря использованию данных 3D. Успех производительности по данным 2D остается неизменным, но сейсмические технологии 3D позволяют значительно улучшить качество результатов.

В данные 3-D входит полный комплект параметров регистрации и обработки большой площади и, значит, легче интерпретировать, чем группу линий 2-D, полученных в разное время. Объем данных 3-D непрерывный, и из него можно выделять профили в любом направлении.

Трехмерная сейсморазведка обладает высокой детальностью исследований, дающей возможность сформировать куб сейсмической записи. Это позволяет получать непрерывные поля свойств изучаемых геологических сред, с более высокой степенью надежности проводить корреляцию ОГ, выделять и трассировать тектонические нарушения и другие границы изменения рельефа отражающих поверхностей. Так же сейсморазведка 3D обладает наибольшим эффектом подавления помех, лучшим соотношением сигнал/шум. При применении миграции 3D обеспечивается более точное воссоздание истинной структуры геологических границ и физических свойств пород в сложно построенных средах.

Современные технологии ГИС представляют собой комплекс методов изучения геологических сред, вскрытых скважиной, с использованием физических полей и радиации. Основным отличием от сейсморазведки на поверхности и ВСП, является расположение приемников и источников в скважине внутри изучаемых пород. Комплекс ГИС в отличие от сейсморазведки является адекватным задачам изучения продуктивных пластов как по информативности, так и по разрешенности. Имеющийся комплекс ГИС на данном участке работ по большинству скважин позволяет выделять породы-коллекторы, выполнять качественную и количественную оценку их свойств.

Выбранный комплекс геофизических работ на исследуемом участке преследует цель создания детальной сейсмогеологической модели залежей

нефти, уточнения строения продуктивных и перспективных пластов, прогноз новых нефтегазоперспективных объектов.

## **2.4.Методика и техника полевых работ**

### **2.4.1. Методика производственных работ МОГТ-3D**

В соответствии с геологическим заданием, на территории Парабельского района Томской области в пределах Селимхановского лицензионного участка №89 на Верхнекомбарском месторождении, в период с 1.11.16г. по 14.04.17г. будут проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3D в объеме 6138 ф.н. (90 км<sup>2</sup>).

Объёмы и оценка качества выполняемых сейсморазведочных работ МОГТ-3D в центральной части Селимхановского л. у. приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2. Объёмы и оценка качества выполняемых сейсморазведочных работ МОГТ-3D в центральной части Селимхановского л. у.

| Полоса | Дата отработки | Площадь, км <sup>2</sup> | Кол-во ф.н. |
|--------|----------------|--------------------------|-------------|
| 1      | 1.11-29.11     | 11.31                    | 844         |
| 2      | 30.11          | 9.88                     | 754         |
| 3      | 30.11-31.11    | 10.15                    | 760         |
| 4      | 31.11-01.04    | 10.1                     | 766         |
| 5      | 05.04          | 10.74                    | 802         |
| 6      | 06.04-07.04    | 11                       | 808         |
| 7      | 09.04-10.04    | 10.82                    | 576         |
| 8      | 13.04-14.04    | 16                       | 828         |
| ИТОГО  | 1.11-14.04     | 90                       | 6138        |

Используемые для регистрации упругих колебаний параметры методики и технологии, перечень аппаратуры и оборудования, приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3. Параметры регистрации и возбуждения, МОГТ-3D в центральной части л. у.

| Параметр                                         | Параметры регистрации и возбуждения                            |
|--------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
|                                                  | Проект                                                         |
| - кратность наблюдений                           | 36                                                             |
| - кратность наблюдений по оси X                  | 7                                                              |
| - кратность наблюдений по оси Y                  | 5                                                              |
| - минимально допустимая кратность                | 25-43                                                          |
| - система наблюдения                             | МОГТ-3D,<br>блоковая, симметричная,<br>ортогональная («крест») |
| - аппаратура                                     | телеметрическая система SN388                                  |
| - система синхронизации взрыва                   | SGS-S / SGD-S                                                  |
| - расстояние между линиями приема,               | ≈ 300                                                          |
| - направление ЛП                                 | субширотное                                                    |
| - расстояние между линиями                       | ≈ 400                                                          |
| - направление ЛВ                                 | субмеридиональное                                              |
| - расстояние между ПВ, м                         | 50                                                             |
| - расстояние между ПП, м                         | 50                                                             |
| - размер бина, м                                 | 25 × 25                                                        |
| - количество линий приема в блоке                | 10                                                             |
| - перекрытие линий приема в блоке                | 5                                                              |
| - количество активных каналов на                 | 112                                                            |
| - количество активных каналов в                  | 1152                                                           |
| - min удаление ПП-ПВ, м                          | 35                                                             |
| - max удаление ПП-ПВ в регулярной                | 3465                                                           |
| - число ПВ на линии возбуждения в<br>одном блоке | 30                                                             |
| - тип сейсмоприемников                           | GS-20DX (или аналог)                                           |
| - характеристика групп<br>сейсмоприемников       | 12 шт. на базе 25 м                                            |
| - количество групп                               | 2400                                                           |
| - способ размотки кос                            | конвейерный                                                    |
| - шаг квантования, мс                            | 2                                                              |
| - длина записи, с                                | 5                                                              |
| - ФВЧ, Гц                                        | выкл                                                           |
| - ФНЧ, Гц                                        | (0.8) F Nyquist , минимально-фазовый                           |
| - режекторный фильтр                             | выкл                                                           |
| Возбуждение колебаний взрывами<br>ВМ из скважин  | параметры возбуждения уточняются на<br>этапе опытных работ     |
| - тип бурового агрегата                          | ПБУ-2                                                          |
| - условия возбуждения                            | одиночные скважины                                             |
| - тип ВВ                                         | БТГЛК-500П, БТП-500П                                           |
| - масса заряда, кг                               | 0.5                                                            |
| - глубина погружения заряда, м                   | 15                                                             |

Опытные работы на Селимхановском л.у. будут проводиться в несколько этапов с целью выбора оптимальных параметров источника возбуждения, обеспечивающих получение кондиционного сейсмического материала с заданными характеристиками.

### **Расположение сети проектных профилей**

При проложении профилей на местности возможна некоторая корректировка их планового положения, связанная со сложными ландшафтными условиями.

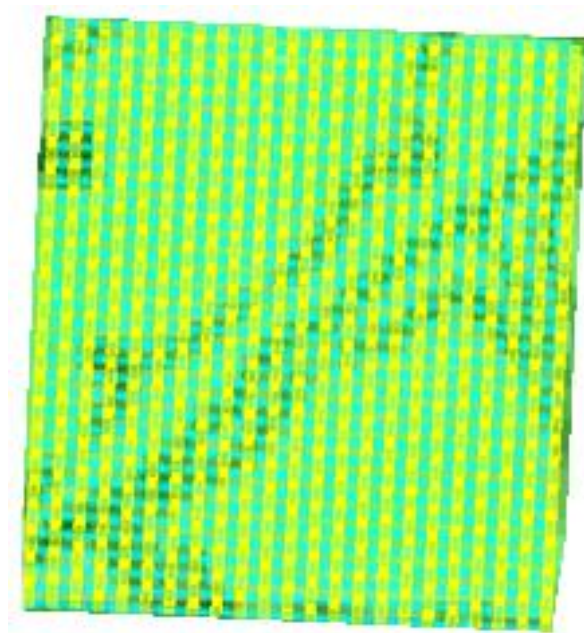


Рис. 2.3. Плановое положение профилей

### **Выбор и расчет системы наблюдений**

Размер бина должен удовлетворять различным требованиям, главными из них являются:

- горизонтальная разрешающая способность сейсмического метода;
- ограничение по углам наклона.

Будем предполагать, что размеры бина по осям координат одинаковы  $B_x = B_y$ .

Горизонтальная разрешающая способность определяется радиусом первой зоны Френеля, однако при проектировании работ будем полагать, что размер бина определяется длиной волны и находится в пределах от  $1/4\lambda$  до  $1/2\lambda$ . Исходя из выше приведенных требований, размербина (В) выбирается по условию:

$$\frac{V_{\text{ин}}}{4 \cdot f_{\partial}} \leq B \leq \frac{V_{\text{ин}}}{2 \cdot f_{\partial}}$$

Размер бина должен лежать в пределах:

$$22,5 \leq B \leq 45$$

Для синфазного суммирования сигналов отраженных от наклонных границ размер бина должен удовлетворять условию:

$$B \leq \frac{V_{\text{ин}}}{4 \cdot f_{\partial} \cdot \sin \alpha} \leq 45 \text{ м}$$

где –  $V_{\text{ин}}$  - интервальная скорость (3600 м/с),

$f_{\partial}$  – доминирующая частота регистрируемых сигналов (40 Гц).

Соответственно, для решения поставленных задач размер бина должен составлять  $B = 25 \times 25 \text{ м}$ .

Тогда расстояние между пунктами возбуждения и пунктами приема равны вдвое больше размеров бина, т.е.  $SI = RI = 50 \text{ м}$ .

Наиболее эффективная система наблюдения для решения поставленной задачи - центральная. Определили параметры шаблона (template) съемки и размеры единичной клетки (unitcell):

- Куб должен содержать кондиционную сейсмическую информацию начиная с глубин 500 м, тогда диагональ единичной клетки называемая наибольшим минимальным выносом  $X_{\min}$  должна быть равна:

$$X_{\min} = \sqrt{SI^2 + RI^2} = 500 \text{ м}$$

При этом для технологически выполняемых работ расстояние между линиями возбуждения -  $SI$  и расстояние между линиями приема  $RI$  должны быть кратны расстояниям между пунктами возбуждения –  $SI$  и пунктами приема –  $RI$ , т.е. кратны 50. Эти условия выполняются, если выберем:  $SI = 400 \text{ м}$  и  $RI = 300 \text{ м}$ . Расстояние между линиями возбуждения  $SI$  выбрано большим по экономическим соображениям, т.к. при этом, потребуется бурение меньшего количества взрывных скважин, а это один из основных видов расходов при сейсморазведочных работах.

- Максимальное удаление «источник – приемник» в шаблоне  $X_{\max}$  не должно превышать глубины целевого объекта -  $H_{\max} = 3000 \text{ м}$ . Для центральных систем наблюдения размеры шаблона  $L_x$  и  $L_y$  приближенно определяются по формуле

$$X_{\max} = \sqrt{\frac{L_x^2}{4} + \frac{L_y^2}{4}} = 3000 \text{ м}$$

При этом следует учитывать, что размеры шаблона по оси  $x$   $L_x$  должны быть кратны найденному ранее расстоянию  $RLI = 300$  м, т.е.  $L_x = n * 400$ , а  $L_y$  кратно 400 м.

Размеры шаблона равны  $L_x = 3600$ м,  $L_y = 4800$  м.

Кратность проектируемой съемки выбирается исходя из двух требований:

- чем выше кратность съемки, тем более качественные результаты могут быть получены,
- чем выше кратность съемки, тем больше стоимость работ.

При 3D съемках кратность обеспечивается перекрытиями по осям  $x$  и  $y$ , тогда  $Fold_{3D} = Fold_x * Fold_y = 36$  (рис.2.3). Кратности осям  $x$  и  $y$  выбрали исходя из этого условия равными:

$$Fold_x = \frac{L_x}{2 * RLI} = 6$$

$$Fold_y = \frac{L_y}{2 * SLI} = 6$$

Общее число сейсмоприемников в активной линии приема -  $N_y = \frac{L_y}{RI} = 96$ .

Для обеспечения кратности по оси  $y$  должны регистрировать колебания на 12 линиях. Значит, общее количество каналов записи  $96 * 12 = 1152$ .

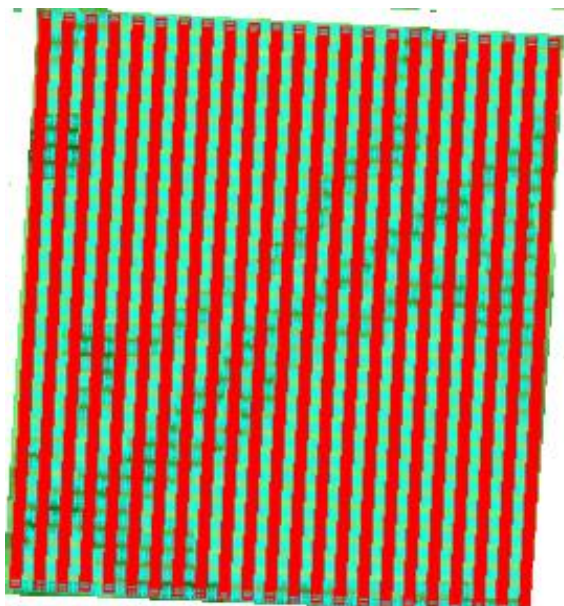


Рис. 2.4. Расположение пунктов приема (синие) и пунктов взрыва (красные)

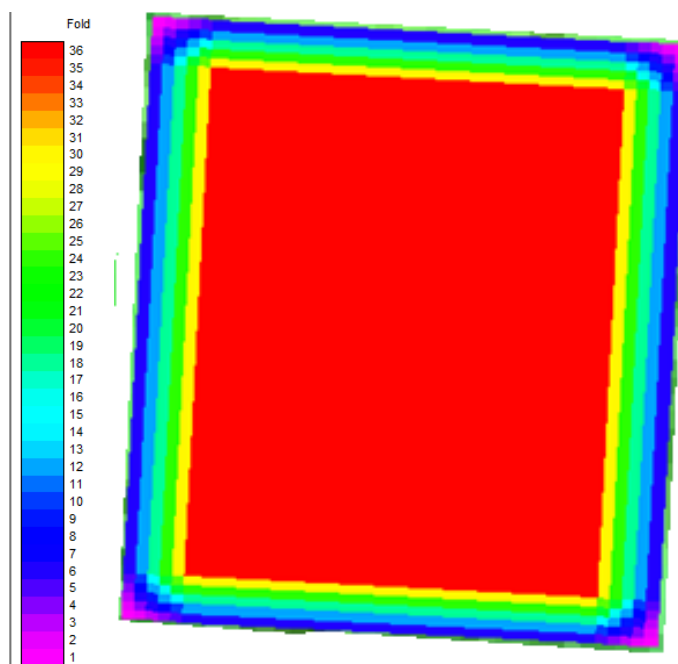


Рис.2.5. Кратность наблюдения

#### 2.4.2. Методика работ комплекса ГИС

Согласно геологическому заданию данного проекта, объектом исследований являются перспективные нижнемеловые отложения тарской и куломзинской свит (пласты Б) и продуктивные пласты юрских отложений (пласты группы Ю<sub>1</sub>) Селимхановского лицензионного участка.

Для выполнения работ будут задействованы 21 поисково-разведочных скважин, расположенных в пределах участка и прилегающей территории. Список скважин и состав комплекса ГИС, предоставленного для интерпретации, приведен в таблице 2.4.

Во всех рассмотренных скважинах будет выполнен типовой комплекс геофизических методов исследований для Западной Сибири, согласно “Технической инструкции на проведение геофизических исследований в скважинах, бурящихся на нефть и газ”. Основной комплекс исследований в масштабе 1:200 будет выполнен в интервалах нижнемеловых - верхнеюрских отложений.

Геофизические исследования будут проводиться, в основном, в условиях заполнения ствола скважины пресной промывочной жидкостью с удельным сопротивлением 1-2 Омм. Технология и продолжительность бурения скважин, соотношение удельного сопротивления пластовой воды и фильтрата промывочной жидкости способствует образованию против проницаемых пород

глинистых корок, возникновению отрицательных амплитуд ПС, а также изменению удельного сопротивления пласта в радиальном направлении, что является критерием выделения коллекторов по данным ГИС.

Первичная оценка качества данных ГИС будет выполнена визуально, где критериями качества являются: сходимость диаграмм различных методов, соответствие показаний методов литологическому разрезу и значениям в опорных пластах, пригодность исходных материалов для решения геологических задач. Имеющийся комплекс ГИС по большинству скважин позволит выделить породы-коллекторы, выполнить качественную и количественную оценку их свойств.

Общим недостатком комплекса является неполная освещенность методами пористости АК и ГГКп.

Таблица 2.4. Комплекс ПГИС в основном интервале исследований по скважинам Селимхановского лицензионного участка

| Скважина              | Инт-л<br>иссл.<br>, м | ПС,<br>PZ,<br>КС | БКЗ             | БК<br>(МКБ) | ГК<br>НК | ИК | КВ<br>(МКВ) | МК<br>З | АК        | Прочие<br>методы  | Дело<br>скв. | Данные<br>испыт. |
|-----------------------|-----------------------|------------------|-----------------|-------------|----------|----|-------------|---------|-----------|-------------------|--------------|------------------|
| Армичская 1           | 1500-3040             | +                | +               | +           | +        | +  | ++          | +       | +         | РЗВ               |              |                  |
| Верхне-Комбарская 290 | 2080-2800             | +                | +               | -           | +        | +  | +           | +       | -         |                   |              |                  |
| Верхне-Комбарская 291 | 2350-2890             | 700-2890         | +               | -           | -        | -  | +           | +       |           |                   |              |                  |
| Верхне-Комбарская 292 | 1500-2850             | +                | GZ3,GZ4,<br>GZ5 | +           | -        | -  | -           | -       |           |                   |              |                  |
| Верхне-Комбарская 293 | 2180-3230             | +                | +               | +           | ++       | +  | +           | +       | +         |                   |              |                  |
| Верхне-Комбарская 295 | 1400-3290             | +                | +               | ++          | ++       | +  | +           | +       | 1990-3290 |                   |              |                  |
| Верхне-Комбарская 296 | 740-2800              | +                | -               | -           | ++       | +  | +           | -       | +         |                   |              |                  |
| Верхне-Комбарская 297 | 1000-2690             | +                | +               | +           | ++       |    | +           | +       | +         | ГГКп              | РЗВ          |                  |
| Верхне-Комбарская 298 | 700-                  | +                | -               | -           | ++       | +  | -           | -       |           | ГГКп<br>2000-2730 |              |                  |
| Чинжарская 2          | 500-2475              | +                | +               | -           | ++       | -  | +           | +       | -         | -                 | +            | +                |
| Чинжарская 3          | 2000-2780             | +                | +               | +           | ++       | +  | ++          | +       | +         | РЗВ               | +            | +                |
| Чинжарская 4          | 430-2607              | +                | +               | -           | -        | -  | +           | +       | -         | -                 | +            | +                |

|                  |           |   |   |           |    |           |    |           |           |       |   |   |
|------------------|-----------|---|---|-----------|----|-----------|----|-----------|-----------|-------|---|---|
| Чинжарская 5     | 500-2900  | + | + | +         | ++ | +         | +  | +         | -         |       | + | + |
| Ондатровая 1     | 700-2500  | + | + | ++        | +  | +         | +  | 2380-2500 | 2380-2500 | ВИКИЗ | + | + |
| Селимхановская 1 | 600-2900  | + | + | ++        | ++ | +         | +  | +         | -         | P3B   | + | + |
| Селимхановская 2 | 500-2550  | + | + | ++        | ++ | +         | +  | +         | +         | ALF   | + | + |
| Селимхановская 3 | 1500-2600 | + | + | ++        | ++ | +         | ++ | +         | -         | ALF   | + | + |
| Селимхановская 4 | 1500-2600 | + | + | +         | -  | +         | ++ | +         | -         | -     | + | + |
| Селимхановская 5 | 1500-2550 | + | + | ++        | ++ | +         | +  | ++        | +         | -     | + | + |
| Горело-Ярская 4  | 700-2630  | + | + | 2000-2630 | -  | 2000-2630 | +  | +         |           |       |   |   |
| Горело-Ярская 5  | 600-3030  | + | + | 2050-3030 | ++ | 2050-3030 | +  | +         |           | P3B   |   |   |

## 2.5. Метрологическое обеспечение проектируемых работ

### Тестирование аппаратуры

Перед началом полевых работ проводится весь комплекс тестирований для проверки совместной работы регистрирующих систем в соответствии с техническими характеристиками изготовителей. В процессе пусковых тестов проверяется регистрирующая и синхронизирующая системы. На все группы сейсмоприемников предъявляются результаты тестирования геофонным тестером, и проводится отстрел на идентичность групп. Результаты тестирования оформляются отдельными актами.

В присутствии супервайзера тестируется 20% «напольного» оборудования.

Сроки проведения и виды тестов должны соответствовать техническим характеристикам изготовителей и описаны в проекте на проведение полевых работ.

### Установка сейсмоприемников

Не допускается отклонение центра группы геофонов (либо точечной группы геофонов) от вешки пикета пункта приема более чем на 2 метра.

Установка групп геофонов производится симметрично относительно вешки пикета пункта приема.

Геофоны устанавливаются вертикально в утрамбованный снег. Допустимое отклонение оси сейсмоприемника от вертикали - не более 15%.

Относительные превышения между любыми сейсмоприемниками в группе не должны быть более 3-х метров, в противном случае группа устанавливается «в точку», а центр площадки соответствует вешке ПП.

### **Пределы допусков**

Сопротивление утечки канала на землю должно быть более 0,5 МОм. Уровень шума канала не более 25 мкВ («фоновый уровень микросейсм»).

Все группы геофонов должны иметь одинаковую полярность, соответствующую стандарту (SEG). Полярность групп сейсмоприемников необходимо проверять повторно после каждого ремонта группы/сейсмоприемника.

### **Размещение пунктов геофизических наблюдений (ПГН)**

Для оптимального размещения на площади работ ПГН МОГТ при проектировании и при описании реальной схемы профилей в полевых условиях должно применяться современное программное обеспечение и использоваться данные, позволяющие учитывать наличие гидрографических объектов и все эксклюзивные зоны.

По результатам топогеодезической съёмки проектное положение ПГН может быть скорректировано.

### **Качество сейсмической записи**

Сейсмическая запись оценивается по трех бальной системе (1- хорошо, 0.9 - удовлетворительно, 0 - брак), и в два этапа.

Предварительный этап оценки проводится на полевом вычислительном центре геофизиком сопровождения и супервайзером. Критериями оценок служат как визуальный анализ, так и количественные параметры (соотношения средне абсолютного значения амплитуды (САЗА) сейсмической записи в целевом интервале к уровню микросейсм и кСАЗА поверхностной волны, доминирующая частота, ширина спектра) сейсмической записи. Окончательный этап оценки сейсмического материала проводится на стационарном вычислительном центре

после ввода и частичной обработки сейсмограмм. На окончательном этапе определяется общий коэффициент качества полевого сейсмического материала.

**Сейсмическая трасса признаётся не рабочей, если:**

- Трасса постоянно либо периодически не действует.
- Полярность трассы не соответствует стандартам, принятым SEG.
- Формы сигнала на соседних трассах отличаются по амплитуде более чем на 50% и по фазе более чем на 1/4 периода.
- Имеется переполнение разрядной сетки в рабочем интервале записи (по времени и удалениям).

**Сейсмограмма признаётся некачественной и должна быть забракована, если:**

- Характеристики регистрирующей системы не соответствуют стандартам, установленным изготовителем.
- Произошел отказ системы синхронизации источников сейсмических сигналов.
- Постоянно отсутствует или имеет заведомо неверное значение (установленные в дешифраторе пороговые минимальное и максимальное значения) отметка вертикального времени.
- Отсутствует отметка момента (ОМ) на служебном канале.
- Более 4% сейсмических трасс активной расстановки признаны не рабочими.
- Сейсмограмма не считывается.
- Сейсмограмма в интервале регистрации целевых горизонтов не проходит по количественным параметрам:
  - имеет низкий уровень записи - отношение амплитуда сигнала/амплитуда микросейсм ниже, указанного в задании на регистрацию.
  - имеет повышенный уровень записи в конусе поверхностной волны - отношение амплитуда сигнала/амплитуда поверхностной волны ниже, указанного в задании на регистрацию.
  - имеет доминантную частоту и ширину спектра в интервале сейсмической записи, включающем реперный горизонт (вне конуса поверхностной волны) ниже величин, указанных в задании на регистрацию.

## 2.6.Топографические работы

|                                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|----------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Вынос на местность проектной сети профилей ПВ и ПП | <p>От пунктов (не менее трех) государственной геодезической сети (ГГС) и опорной геодезической сети сгущения (создается с использованием высокоточных приборов GPSили электронных тахеометров); точность привязки опорных точек <math>\pm 0.2\text{м}</math> в плане <math>\pm 0.3\text{м}</math> по высоте, точность выноса в натуру сети профилей не более 0,8 мм масштаба отчетной карты.</p> <p>Топогеодезические работы выполняются в соответствии с Инструкцией по топографо-геодезическому и навигационному обеспечению геологоразведочных работ, 1997 г.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| Разбивка пикетов по профилям                       | <p>Инструментальная + стальной мерный шнур (СКП: в плане <math>\pm 2.5\text{ м}</math>; по высоте <math>\pm 1.0\text{ м}</math>). На сложном рельефе тахеометром . <math>f_{\text{отн}} = 1/1000</math></p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Плановая и высотная привязка                       | <p>Плановая и высотная привязка выполняется с использованием высокоточных приборов GPS или электронных тахеометров. Привязке подлежат находящиеся внутри контура съёмки и в полосе 200 м за контуром: ПГН, скважины глубокого бурения, пересечения с профилями прошлых лет, пункты долговременного закрепления. Положение ПВ, смещённых более, чем на <math>\pm 2\text{ м}</math>, фиксируется в сменных рапортах оператора и подлежит координированию инструментальной геодезией. Допустимая точность привязки ПГН со СКП в плане <math>\pm 2,5\text{ м}</math>; по высоте <math>\pm 1,0\text{ м}</math>. Плановое положение приемных пикетов вычисляется аналитически из интерполяции, высотное - на спокойном рельефе аналитически, на беспокойном инструментально. Планово-высотное положение пикетов возбуждения определяется инструментально.</p> |

|                           |                                                                 |
|---------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Закрепление ПГН           | Закрепляются вехами с маркировкой                               |
| Абрис                     | Отражает ситуацию на местности, масштабирован и читаем          |
| Каталог координат и высот | На бумажном и магнитном носителях в формате SEGP-1 и SPS-файлы. |

## 2.7. Камеральные работы

### 2.7.1. Обработка и интерпретация данных ГИС

Обработка данных ГИС заключается в построении опорных тонкослоистых разрезов  $\alpha_{PS}$  ( $J_{gk}$ ) в интервале нижнемеловых и юрских отложений, выделении пластов-коллекторов и определении эффективной мощности.

Для выполнения работы будут использоваться базовые интерпретационные модули системы ВИДГИС, обработка и интерпретация будет проводиться в интерактивном режиме программного обрабатывающего комплекса в поточечном режиме.

Основные этапы обработки:

1. Ввод данных ГИС, формирование геолого-геофизических планшетов.
2. Увязка кривых по глубине, «сшивка» их в интервалах перекрытия.
3. Занесение стратиграфических разбивок, результатов испытаний скважин в базу данных.
4. Приведение показаний диаграмм СП в каждой скважине к «линии глин».
5. Расчет относительной амплитуды ПС ( $\alpha_{PS}$ ) по опорным пластам или аналитическим путем при их отсутствии.
6. Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, определение их эффективных толщин.

Анализ качества материалов АК и ГГКп. Восстановление и коррекция кривых АК и ГГКп.

Сейсмическое моделирование предполагает использование данных ГИС, таких как данные акустического (АК) и плотностного (ГГКп) каротажа.

На участке анализа стандартные измерения методом АК по продольным волнам будут представлены в 9 скважинах: Армичская 1, Селимхановские 2, 5, Верхнекомбарские 293, 295, 296, 297, Ондатровая 1, Чинжарская 3, измерения ГГКп выполнены в 2 скважинах: Верхне-Комбарские 297, 298. Будет выполнен

анализ качества исходных скважинных материалов с данными АК в плане их пригодности для решения задач динамической инверсии.

Одним из критериев качества кривых АК является сходимость фактических показаний данных АК с принятыми опорными значениями. Для нормализации (стандартизации) кривых АК будет использована методика, предложенная в 1988 году А.П. Базылевым, основанная на постоянстве физических свойств разреза (интервалов разреза) по площади.

В качестве опорных будет выбираться несколько интервалов различной мощности, включающих мощные песчаные пласты групп Б<sub>8</sub>, Ю<sub>1</sub>, а так же устойчивые по скоростной характеристике, выдержанные по мощности интервалы аргиллитов куломзинской (мегионской свит), плотные карбонатизированные песчаники. При расхождении показаний выполняется нормирование кривых АК, вводится соответствующая аддитивная поправка.

Исправление пропусков циклов, каверн и других искажений на кривой АК, не имеющих геологического смысла, выполняется методом сопоставлений с теоретической кривой АК, рассчитанной по эмпирической зависимости Фауста, в которой заложен перевод сопротивлений в единицы скорости. На рисунке 4.15 представлен планшет по скважине Армичская 1 с иллюстрацией кривых АК до и после нормировки и коррекции показаний. На планшет вынесены исходные  $I_{ас}$ -кривые АК (черным цветом), расчетные кривые АК<sub>f</sub> (зеленым цветом) и исправленные (нормированные) кривые АК<sub>n</sub> (красным цветом).

В связи с небольшим объемом выполняемых измерений АК исправление каротажных данных является предпочтительнее отбраковки скважин и позволит повысить эффективность инверсионных преобразований. На рисунке 4.16 приведено сопоставление кривых пористости, оцененных по ПС и АК после редакции и коррекции.

Данные плотностного каротажа исправляются только за каверны. Для восстановления плотности в кавернах при наличии замеров АК и кавернометрии, привлекается уравнение Гарднера. В целом контроль качества кривых ГГК будет проведен с использованием значений объемной плотности в опорных пластах.

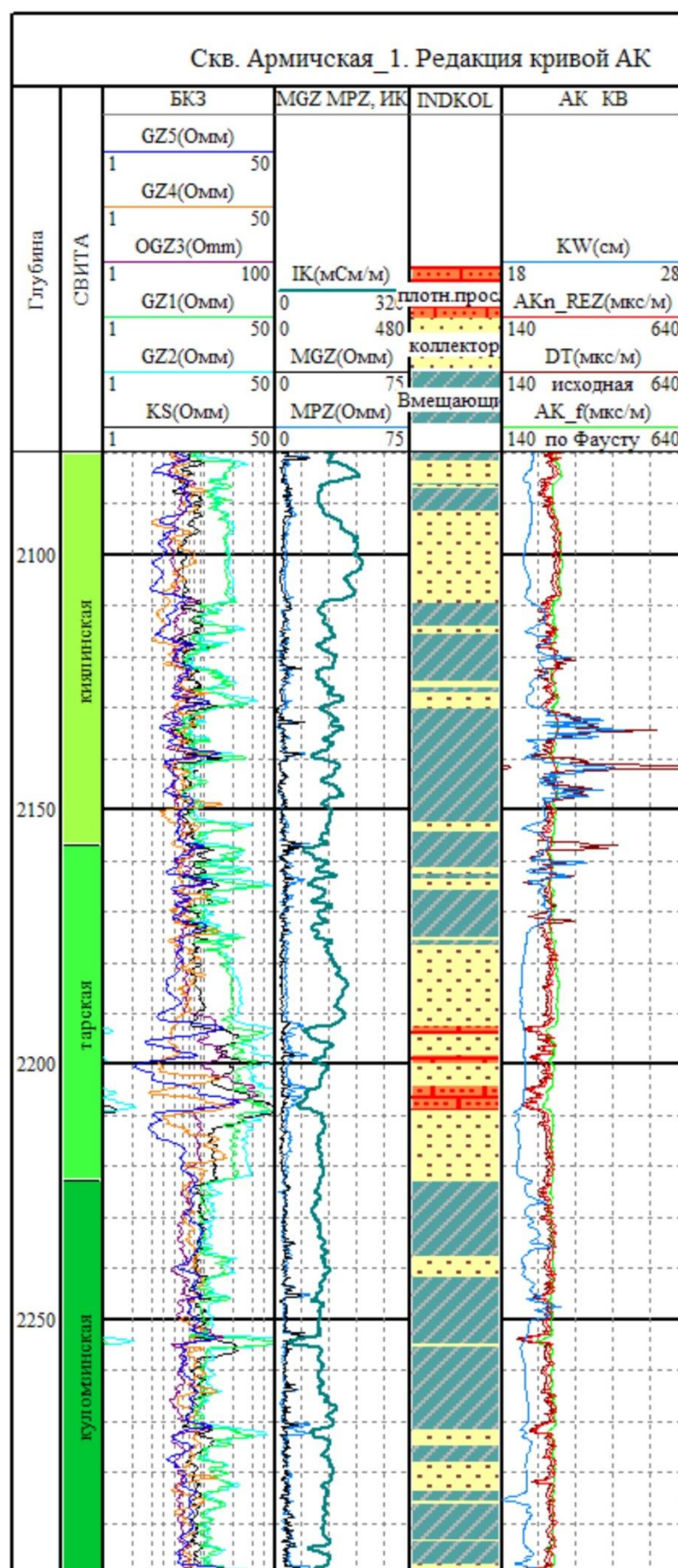


Рис.2.6. Редакция кривой АК. Селимхановская площадь, скв. Армичская 1

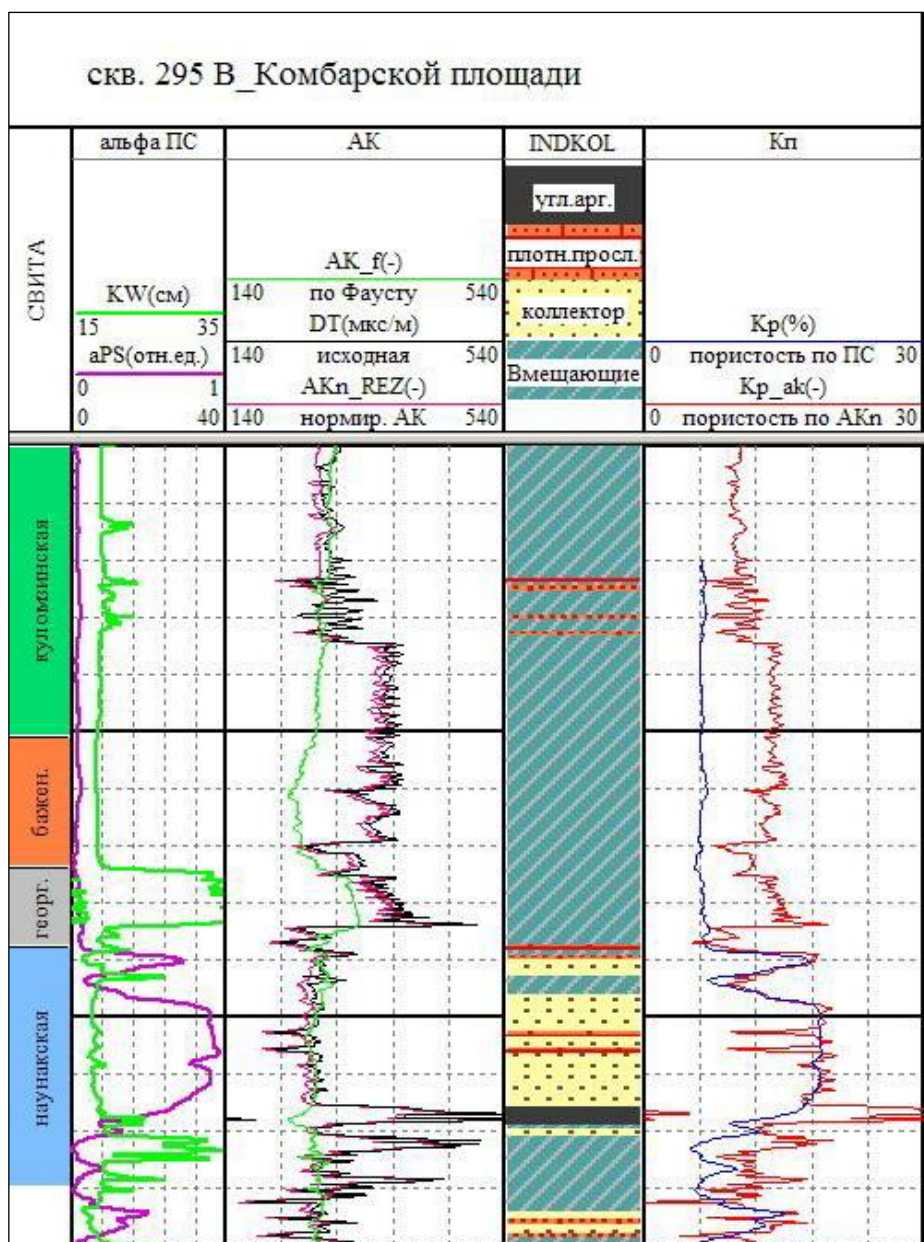


Рис.2.7. Сопоставление кривых пористости, оцененных по ПС и отредактированной кривой АК

### **2.7.2. Обработка материалов МОГТ-3D**

Объем работ на исследуемом участке составляет 90 км<sup>2</sup> МОГТ-3D. Кратность наблюдений равна 36 (размер бина 25\*25 м) и соответствует проектной. Система наблюдений центральная. Линии возбуждения имеют субмеридианальное, а линии приема – субширотное простирание и привязаны к старым профилям 2D.

#### **Качество первичных материалов**

Оценка качества первичного полевого материала будет осуществлена супервайзерами, полевыми геофизиками в поле и контролироваться в группе обработки. Критериями оценок служит как визуальный анализ, так и количественные параметры (соотношения средне абсолютного значения амплитуды сейсмической записи в целевом интервале к уровню микросейсм и к уровню поверхностной волны, преобладающая частота, отношение Нскв/Тверт).

Будет использоваться обрабатывающий комплекс Geovector Plus (версия GeoCluster 4100, CGG), пакет обрабатывающих программ – BONUS и пакет миграционных преобразований.

#### **Граф обработки**

Для обработки будут использованы процедуры и параметры, подобранные в результате их тестирования и анализа на представительном участке площади.

Полный граф обработки включает следующую последовательность процедур:

1. Описание системы наблюдения и контроль геометрии (система PreProc).
2. Ввод сейсмических данных.
3. Корректирующая фильтрация.
4. Компенсация неоднородностей ВЧР и коррекция статических и кинематических поправок.
5. Гармонизация амплитудно-частотного спектра (REDSP3D, пакет BONUS).
6. Вычитание кратных волн (REMUL3D, пакет BONUS).
7. Автоматическая коррекция статических и кинематических поправок (FAKOR3D, пакет BONUS).
8. Миграционные преобразования до суммирования.

9. Вычитание кратных волн по мигрированным сейсмограммам (REMUL3D).

10. Коррекция переменных по времени остаточных фазовых сдвигов, получение окончательного куба временных разрезов и сейсмограмм ОГТ для AVO. (ASTACK3D, пакет BONUS).

11. Обработка 3D куба временных разрезов.

12. Расчет AVO атрибутов (AMPVO).

## 2.8. Интерпретация геофизических данных МОГТ-3D

Интерпретация сейсмических материалов будет осуществляться с использованием интерпретационного комплекса **The Kingdom Suite** (*Seismic Micro-Technology, Inc.*), в состав которого входят следующие программы:

- *2d/3dPAK* – для визуализации сейсмических данных, корреляции отражающих горизонтов и тектонических нарушений в двумерном варианте и структурного картопостроения;

- *EarthPAK* – для работы с данными ПГИС по скважинам;

- *SynPAK* – для одномерного моделирования на основе скважинных данных;

- *ModPAK* – для двумерного моделирования на основе созданных одномерных моделей;

- *VuPAK* – для визуализации сейсмических данных, корреляции отражающих горизонтов и тектонических нарушений в трёхмерном варианте;

- *TracePAK* – для дообработки сейсмического материала и расчёта динамических характеристик сейсмической записи.

- *RockSolidAttributes* - для расчета сейсмических атрибутов

При интерпретации будут использоваться графические пакеты *Surfer 8.02*, *Grapher 4.01* и программы для работы с сеточными функциями *GridBuilder* и *GridMaster*.

Интерпретация сейсмических материалов будет выполняться в следующей последовательности:

- создание базы геолого-геофизической информации по площади;
- кинематическое и динамическое согласование сейсмических данных разных лет обработки;

- стратиграфическая привязка отражающих горизонтов (ОГ), идентификация сейсмических колебаний в интервалах, приуроченных к целевым объектам;
- корреляция ОГ, выделение и трассирование тектонических нарушений;
- выбор и обоснование методики структурных построений, построение структурных карт по выделенным сейсмическим границам и по перспективным пластам в меловых и юрских отложениях;
- динамический анализ волнового поля в целевых интервалах, анализ статистических зависимостей между атрибутами сейсмической записи и характеристиками перспективных объектов;
- палеотектонический анализ;
- построение сейсмогеологических моделей продуктивных и перспективных отложений;
- выделение перспективных объектов.

Необходимо выполнить обработку и интерпретацию материалов МОГТ-3D в объёме 90 км<sup>2</sup>, отработанных в сезон 2016 - 2017г. Эта система профилей МОГТ-3D обеспечит полнократное перекрытие с системами профилей МОГТ-3D прошлых лет: с/п 17/06-07 "ТГТ", с/п 1/07-08 КАТОИЛ –ГЕОДАТА. Интерпретация и прогноз нефтегазоперспективных объектов будет выполняться по единому кубу, полученному в процессе обработки.

Более подробно этапы интерпретации рассмотрены в специальной части на примере геофизических данных прошлых лет, полученных при проведении сейсморазведочных работ.

### 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В этой части подробно описана интерпретация на примере геофизических данных прошлых лет, полученных при проведении сейсморазведочных работ.

#### **Кинематическое и динамическое согласование сейсмического материала**

Сейсмические материалы разных лет имеют различные динамические и кинематические характеристики, что обусловлено совокупностью следующих основных факторов:

- различия в методике и техническом оснащении полевых работ;
- различия графов и параметров обработки.

На первом этапе интерпретации выполняется кинематическое согласование временных разрезов. Весь сейсмический материал прошлых лет приводится к единой линии приведения  $h=80$  м, проводится анализ невязок времён опорных отражающих горизонтов на пересечениях профилей, ведется расчет корректирующих поправок и ввод их в сейсмические разрезы.

Минимизация невязок проведена по отражающему горизонту Б (кровля баженовской свиты). Увязка проводилась с учётом весов в точках пересечения профилей. В качестве эталона был выбран единый куб данных МОГТ 3D, полученный в процессе обработки в ОАО «Сибнефтегеофизика».

Визуальный анализ составных временных разрезов до и после ввода корректирующих поправок свидетельствует, в целом, о неплохой согласованности по кинематическим параметрам материалов разных лет (рис.3.1).

Балансировка амплитуд выполнена в пакете «The Kingdom Suite» по всему объему сейсмических данных.

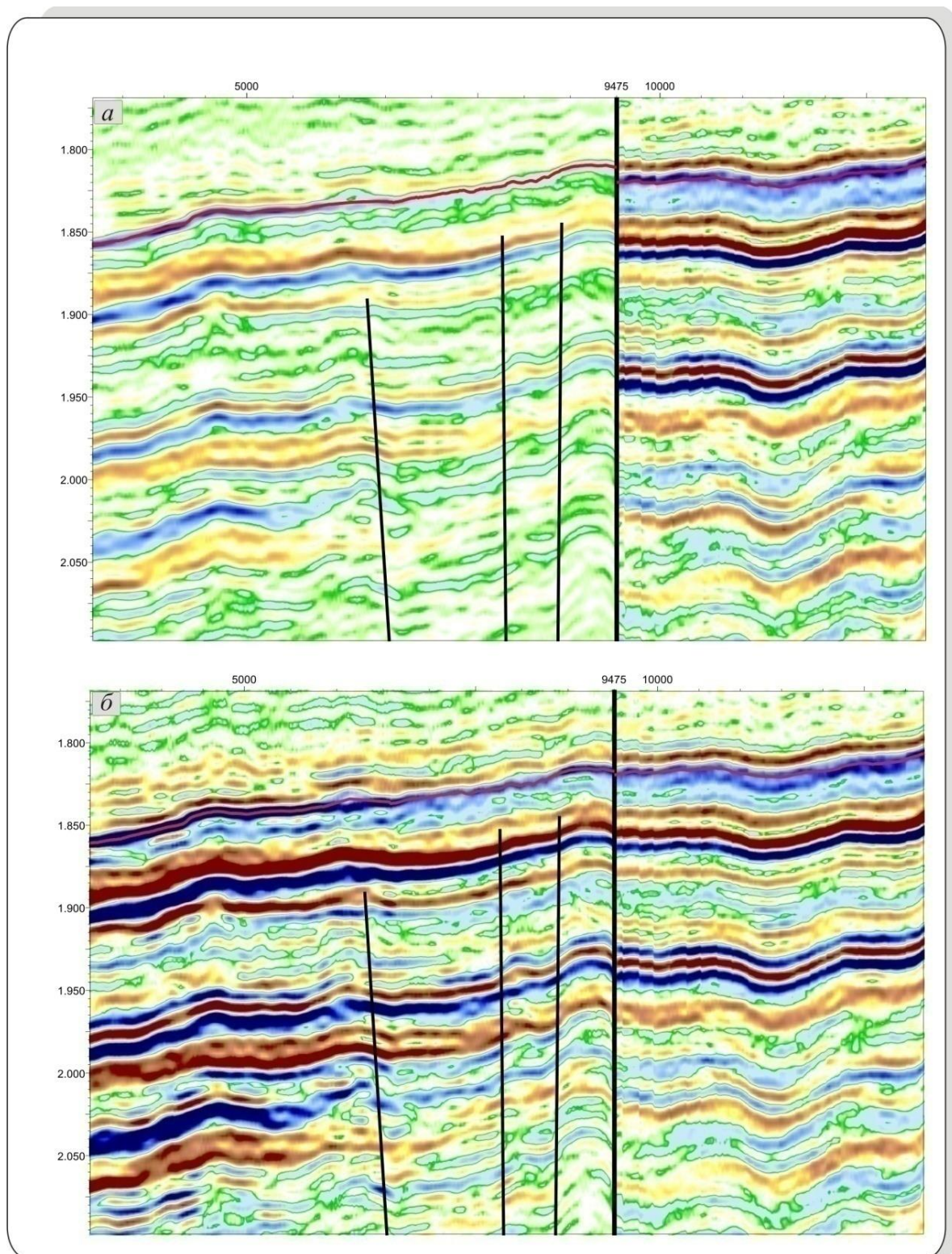


Рис.3.1 Результат кинематического и динамического согласования временных разрезов

а — до минимизации невязок; б- после минимизации и динамического согласования

### Увязка профилей

После занесения в проект всей необходимой информации (временных разрезов, горизонтов, гридов, скважин и т.д.) необходимо убедиться в том, что занесенные временные разрезы увязаны между собой. Профиля могут не вязаться в силу ряда причин – например, профили обрабатываемые в разные годы, могли приводиться к разному уровню приведения и т.д.

Подобные невязки не позволят качественно провести спец. обработку временных разрезов, правильно собрать 3D модель из профилей 2D и повлекут за собой ошибки при расчете динамики.

Самым простым и быстрым способом, которым можно проверить невязку профилей, является визуальная оценка. Для этого в окне проекта Base Map на плане занесенных профилей необходимо, нажав правой кнопкой мыши, выбрать вкладку Digitize Arbitrary Line → Single across Surveys и «прокинуть» маршрут через несколько пересекающихся профилей (рис. 3.2), после чего на появившемся синтезированном разрезе посмотреть, насколько два соседних профиля совпадают друг с другом по основным отражающим горизонтам (рис. 3.3).

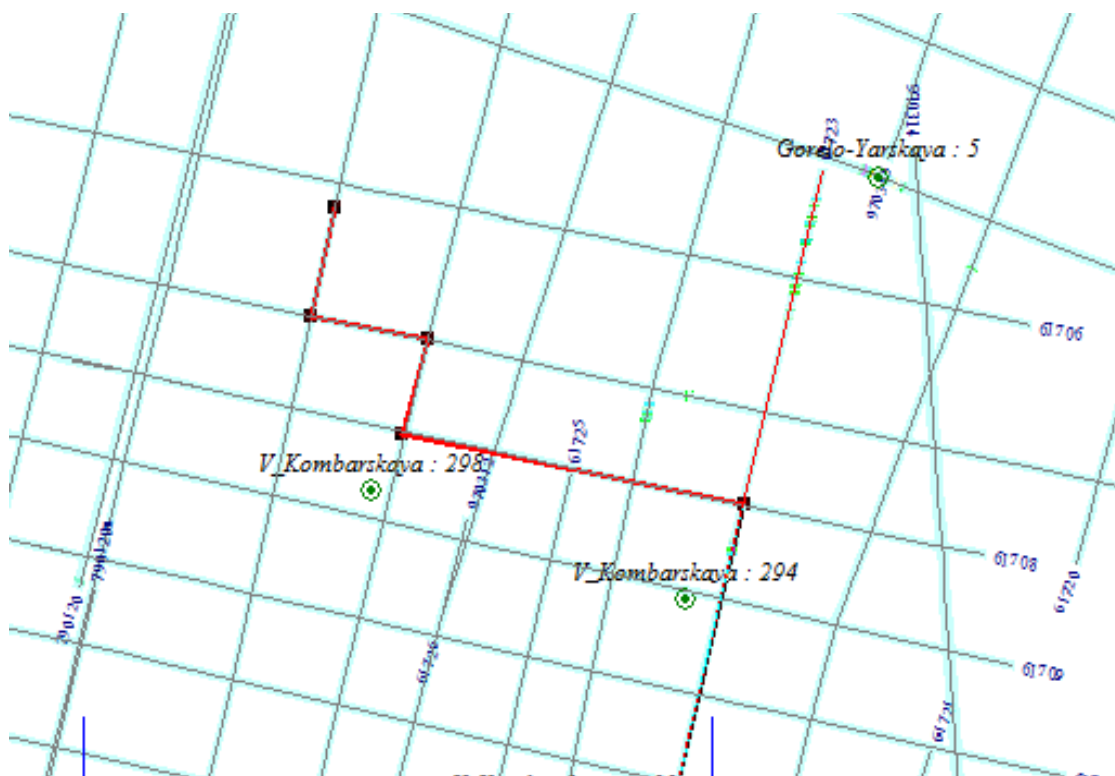


Рис.3.2. Увязка пересекающихся профилей по крестам

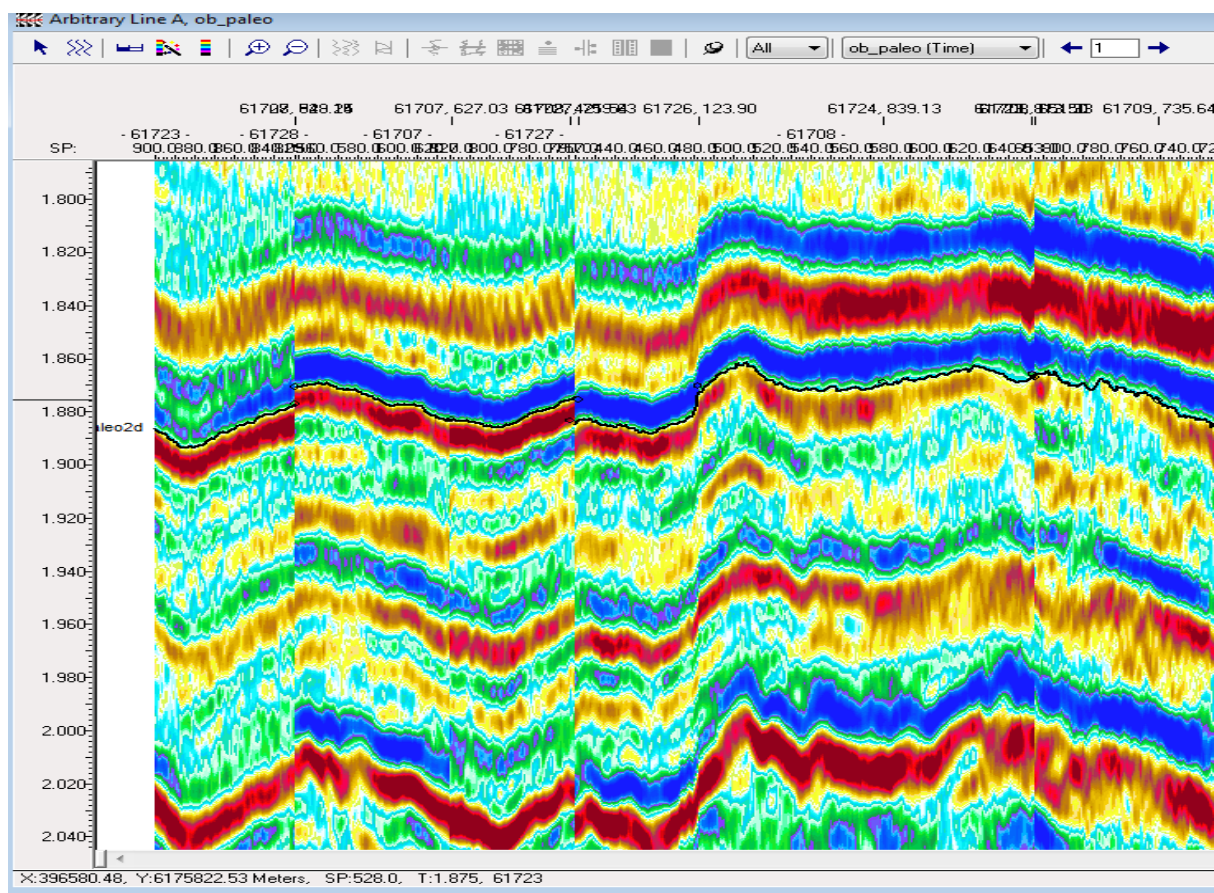


Рис. 3.3. Пример временного разреза, составленного из нескольких профилей (видно, как второй профиль не вяжется с другими)

Определив, какой именно профиль нужно сместить, по временному разрезу определяется, на сколько миллисекунд нужно сместить профиль (аналогично процедуре редактирования скоростного закона).

### **Стратиграфическая привязка и корреляция отражающих горизонтов**

Стратиграфическая привязка отраженных волн выполняется в результате совместного анализа волновой картины временных разрезков, всех материалов ПГИС, данных сейсмического и акустического каротажа скважин. Отождествление сейсмических отражающих горизонтов с геологическими границами выполняется совмещением в точках скважин временных разрезков и каротажных кривых, переведенных во временной масштаб. При этом учитываются данные сейсмокаротажа ближайших скважин (либо скважин, расположенных в подобных структурных условиях).

Пересчет каротажных кривых во временной масштаб выполнен в рамках интерпретационного пакета «The Kingdom Suite» с использованием данных

ление тектонических нарушений на временных разрезах пр

различным направлениям (в пределах работ 3D), а также различные преобразования отслеженных поверхностей  $t_0$ . Трассирование нарушений на территории работ 2D осуществлялось с учетом морфологических особенностей строения площади.

Дизъюнктивные нарушения играют существенную роль в формировании тектонического облика района исследований. Большая часть нарушений приурочена к контрастным структурным элементам. Значительное количество нарушений было выделено на участке работ в пределах Чинжарской, Селимхановской и Ондатровой групп поднятий.

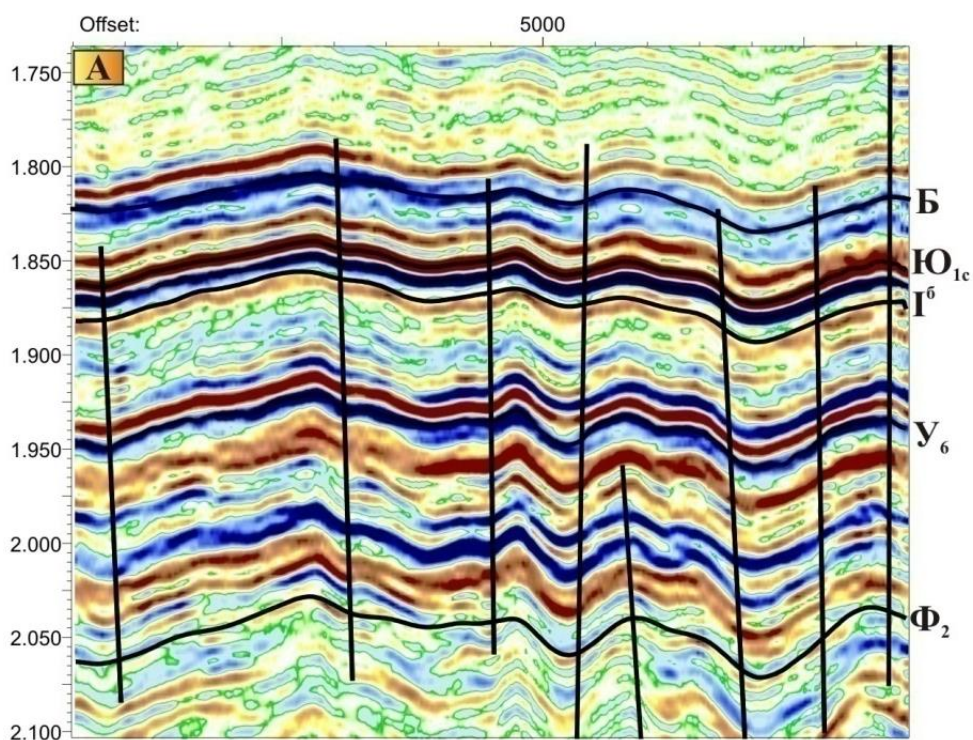


Рис. 3.5. Отображение тектонических нарушений на разрезе амплитуд

### Кинематическая интерпретация и методика построения структурных карт

Была выполнена корреляция, построение карт изохрон и структурных карт по основным отражающим горизонтам:

- IV<sup>в</sup> – кровля ипатовской свиты,
- III – низы покурской свиты,
- II<sup>б</sup> –песчаный пласт Б<sub>12</sub>(кровля куломзинской свиты),
- Б – кровля баженовской свиты,

Ю<sub>1с</sub> – кровля васюганской-наунакской свиты,

У<sub>1</sub> – кровля углисто-глинистой пачки васюганской-наунакской свиты,

І<sup>б</sup> – кровля тюменской свиты,

У<sub>6</sub> – кровля угольного пласта среднетюменской подсвиты,

І<sup>а</sup> – кровля углистой пачки У<sub>10</sub> нижнетюменской подсвиты,

Ф<sub>2</sub> – кровля доюрского комплекса.

Исходными данными для структурных построений послужили значения времен отражающих горизонтов, соответствующие отметки глубин в точках скважин, определенные по материалам ГИС.

Методика структурных построений выбиралась подбором скоростной модели с точки зрения оптимальности для данной площади и для конкретного горизонта, при этом рассматривалось несколько вариантов:

- по регрессионной зависимости  $H(t_0)$ ;
- с использованием метода средних скоростей, рассчитанных в точках скважин;
- по методу средних скоростей с учетом вертикального градиента скоростей;
- скоростной анализ по данным  $V_{\text{отг}}$  отраженных волн.

Из-за неравномерности расположения скважин на данном участке работ и их малочисленности наиболее полный учет изменения горизонтального градиента скорости возможен при использовании скоростей  $V_{\text{отг}}$ .

По объединенному кубу сейсмических данных был рассчитан куб эффективных скоростей с учетом кинематической поправки за рельеф. Значения скоростей  $V_{\text{отг}}$  были сняты вдоль опорного горизонта с куба скоростей и затем по регрессионной зависимости пересчитаны в средние скорости. Для пересчета  $V_{\text{отг}}$  в  $V_{\text{ср}}$  использовалась выборка по 25 скважинам, расположенным на Селимхановском л.у.

На рис. 3.6. приведены результаты расчета карт средних скоростей из эффективных для отражающих горизонтов Ю<sub>1с</sub> (кровля васюганской-наунакской свиты) и І<sup>б</sup> (кровля тюменской свиты).

Расчёт сеточных функций поверхностей изохрон и структурных поверхностей отражающих горизонтов с учётом выделенных тектонических нарушений выполнен с помощью программ *Grid Builder* и *Grid Master*.

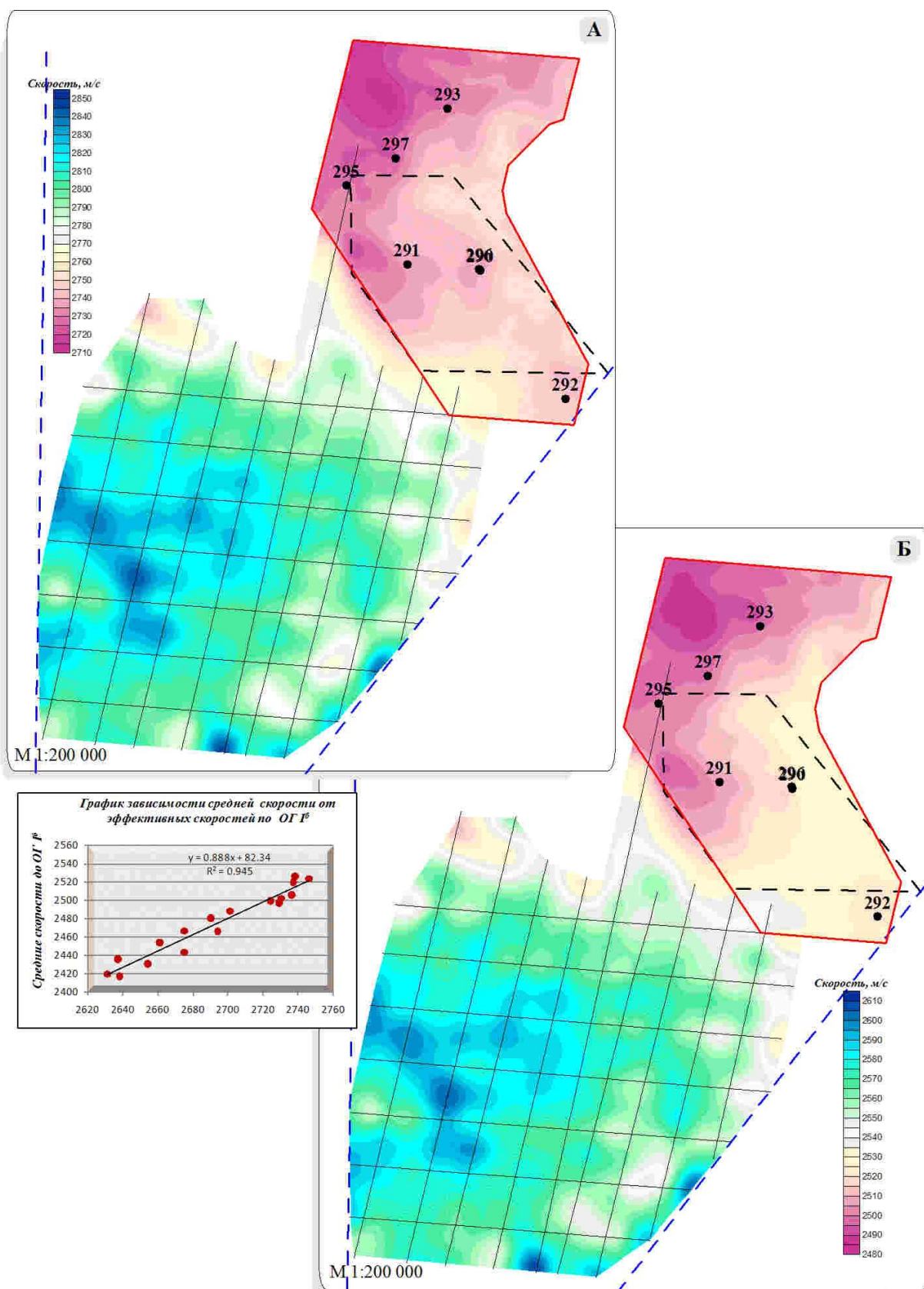


Рис.3.6 Карта эффективных скоростей до ОГ I<sup>б</sup>(А) и карта средних скоростей (Б), использованная для структурных построений по ОГ I<sup>б</sup>(кровля тюменской свиты)

### **Основные результаты:**

1. Был создан проект по территории Селимхановского №89 л.у. с прилегающими районами в интерпретационном комплексе «The Kingdom Suite» (Seismic Micro-Technology Inc., USA), включающий, кроме архивных работ МОГТ-2D, сейсмические работы МОГТ-3D, выполненные и обработанные отдельными площадными кусками, не всегда полнократно закрывающими поднятия, с выявленными УВ. Предварительно были собраны и проанализированы все отчетные сейсмические материалы прошлых лет, выполненные различными организациями.
2. Была проведена увязка сейсмических разрезов по  $T_0$  на всех крестах по площади исследования материалов МОГТ-2D и 3D.
3. С учётом ВСП и одномерного моделирования проведена литолого-стратиграфическая привязка опорных и целевых отражающих горизонтов.
4. По преобразованным и увязанным сейсмическим разрезам с учетом сейсмических работ МОГТ-3D, с учетом СК и ВСП в интерпретационном комплексе The Kingdom 2d/3dPAK (Seismic Micro-Technology, Inc.) проведена стратиграфическая привязка опорных отражающих горизонтов, выполнена их корреляция.
5. Было выполнено построение карт изохрон и структурных карт по основным отражающим горизонтам.

## **Заключение**

Данный дипломный проект предусматривает проектирование сейсморазведочных работ МОГТ-3D в объёме 90 км<sup>2</sup> на Верхнекомбарском месторождении Селимхановского л.у. в сезон 2016/17 гг. с целью изучения перспектив нефтегазоносности разреза. Проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3D позволит детализировать структурный план и уточнить нефтеносность по продуктивным уровням.

Проект состоит из нескольких глав, в которых описана краткая геолого-геофизическая и сейсмогеологическая характеристика района работ, обоснована необходимость проведения сейсморазведочных работ, определена проектно-сметная стоимость работ. Также приведены положения по охране окружающей природной среды и промышленной безопасности, охране труда. Методика работ выбрана в соответствии с учетом геологического строения района и его сейсмогеологических условий.

В специальной части приведена интерпретация на примере геофизических данных прошлых лет, полученных при проведении сейсморазведочных работ.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

### Нормативная

1. ГОСТ 12.0.003–74. (с изм. 1999 г.) ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
3. Р 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
4. МР 2.2.9.2311-07. Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности.
5. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
7. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
8. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
9. ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
10. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
11. ПБ 13-407-01. Единые правила безопасности при взрывных работах.
12. РД 13-522-02. Инструкции по предупреждению, обнаружению и ликвидации отказавших зарядов взрывчатых веществ на земной поверхности и в подземных условиях.
13. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. (Утв. приказом Минэнерго России от 09.04.2003 №150).
14. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
15. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
16. ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.

17. ГОСТ 17.2.1. 03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения.
18. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
19. ГОСТ 12.1.005-88. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
20. ГОСТ Р 53691-2009. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Паспорт отхода I-IV класса опасности. Основные требования.
21. СанПиН 2.1.7.1322-03. Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления.
22. НПБ 105-03. Нормы пожарной безопасности. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
23. СП 12.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты.
24. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
25. ГОСТ 12.4.009-83. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание.
26. НПБ 166-97. Пожарная техника. Огнетушители. Требования к эксплуатации.
27. ПБ 08-37-2005. Правила безопасности при геологоразведочных работах.
28. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 30.12.2015)

### **Опубликованная**

29. Руководство по общим требованиям безопасности при проведении геофизических работ / Подготовлено Департаментом ОТ, ПБ и ООС ЗАО «ГЕОТЕК Холдинг». - г. Москва. - 113 стр.
30. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб. – метод. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. - 145 с.
31. Комплексирование геофизических методов при решении геологических задач/ Под. Ред. В.Е. Никитского, В.В. Бродового. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 471 с.

32. Резяпов Г.И. Сейсморазведка: учебное пособие / Г.И. Резяпов; Томский политехнический университет. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012, 310 с.
33. Гурвич И.И., Боганик Г.Н. Сейсмическая разведка: Учебник для ВУЗов. – 3-е изд., перераб. – М.: Недра, 1980, 551 с.
34. *Геология нефти и газа Западной Сибири*. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. – М.: Недра. – 1975.– 680 с.
35. *Данненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А.* Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). Томск: изд-во ТПУ, 2006г. 291с.
36. *Нейман В.Б.* Теория и методика палеотектонического анализа. – М.: Недра. – 1984.
37. *Ампилов Ю.П.* 2004, Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы, Москва, "Геоинформмарк"
38. *Беляков С.Л., Гладенков Ю.Б., Шлезингер А.Е.* Стратиграфические исследования, основанные на эвстатических колебаниях // Стратиграфия геологическая корреляция. 1993. Т. 1, № 6. С. 3-9.
39. *Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р.* Поиски и разведка месторождений углеводородов на базе геосолитонной концепции дегазации Земли // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2.
40. *Брылина Н.А., Камынина Л.И., Москаленко А.В., Брылина А.В.* Геологическое строение верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока ЗСП (Томская область) в связи с перспективами нефтегазоносности // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы седьмой научно-практической конференции. Том 1. Ханты-Мансийск, изд. дом «ИздатНаукаСервис», 2004. С. 153-161.
41. *Мушин И.А., Бродов Л.Ю. Козлов Е.А., Хатьянов Ф.И.* Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных. – М. – Недра. – 1990.
42. *Нежданов А.А. Карогодин Ю.Н., Огибенин В.В., Герасимова Е.В.* Системно-литмологическая (циклическая) модель верхней юры северных и арктических областей Западной Сибири. // Материалы первого Всероссийского совещания «Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии». – М.: ГИН РАН., – 2005. – С. 172-173.

43. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Ондатрового месторождения. ООО Жиант, Москва-2007г.
44. *Обстановки осадконакопления и фации*. Под. ред. Х.Рединга. – В 2-х т. – Пер. с англ. – М.: Мир. – 1990.
45. *Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г.* Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва-Тверь, 2003г, стр.21

#### **Фондовая**

46. Е.В. Любутина, Г.С. Савельева, С.И. Исюк. Отчет о выполнении сейсморазведочных работ МОГТ-3Д на Верхнекомбарском месторождении. Новосибирск, 2011 г.
47. *Галушко Е. Г.* и др. Информационный отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 3Д и МОГТ 2Д в пределах Селимхановского Л.У. №89 (полевые работы).
48. *Мельников В.П.* и др. Отчет сейсморазведочной партии 17/05-07 ООО «Томская геофизическая компания» о проведении площадных сейсморазведочных работ МОГТ 2D, ЗАО «Томский геофизический трест», масштаба 1:50 000, выполненных в 2006-2007 гг. на Верхнекомбарской площади Томской области (Селимхановский лицензионный участок №89) по соглашению №1 от 30.11.05 с ООО «ЖИАНТ»
49. *Любутина Е.В.* и др. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 3Д и МОГТ 2Д в пределах Селимхановского Л.У. №89, 2010г.