

**Областное государственное бюджетное  
профессиональное образовательное учреждение  
«Томский политехнический техникум»  
(ОГБПОУ «ТПТ»)**



**ОТЧЕТ**

**по преддипломной производственной практике**

**Выполнила: Григорьян Валерия,  
студентка группы 215Г2  
Проверила: Чекалина В.А.**

**г.Томск, 2018**

В период с 6 июля 2018 года по 6 сентября 2018 года, я проходила производственную практику в ОАО «ТомскНИПИнефть».

Цель прохождения производственной преддипломной практики заключается в углублении теоретических курсов и приобретении начальных, практических навыков интерпретирования сейсморазведочных данных, а также создание проекта сейсмической интерпретации месторождения.

Актуальность данной темы не оставляет сомнений, так как умение грамотно интерпретировать информацию является основой проведения всех работ.

План производственной практики предусматривает рассмотрение следующих задач:

- ознакомление со структурой организации;
- акцентирования внимания на этапах сейсморазведочных работ;
- рассмотрение структуры отчётов и комплексных исследований, проводимых на этапах обработки и интерпретации;
- знакомство с современным программным и техническим обеспечением для обработки и интерпретации данных сейсморазведки, включая геофизические исследования скважин, создание учебного проекта, загрузка сейсмических данных и данных по скважинам;
- изучение методики работ, включая обработку сейсмических данных, интерпретацию результатов (динамический и кинематический анализ), создание сейсмогеологической модели, количественная оценка параметров залежи;
- приобретения опыта организаторской и воспитательной работы.

## Общие сведения об организации

"ТомскНИПИнефть" осуществляет полный цикл научных и проектных работ для предприятий нефтегазового комплекса. Диапазон проектов - от геологоразведочных работ (оценки перспектив нефтегазоносности районов) до проектов разработки крупных нефтяных и газоконденсатных месторождений, от комплексного проекта обустройства нефтяных и газовых месторождений до нефтебаз и АЗС, от внутрипромысловых до магистральных нефте- и газопроводов, от установок подготовки газа до установок переработки нефти и газового конденсата в моторные топлива.

Сферы деятельности:

- обработка и комплексная интерпретация данных сейсморазведки, проектирование геологоразведочных работ;
- выполнение работ по пересчету запасов и технико-экономическому обоснованию коэффициента извлечения нефти;
- составление проектно-технологической документации и мониторинг разработки месторождений углеводородов;
- составление комплексных планов разработки месторождений;
- лабораторные исследования керна, проб нефти и других флюидов;
- долгосрочное хранение керна;
- генеральное проектирование объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений и т.д.

Деятельность ОАО «ТомскНИПИнефть» охватывает Томскую область, Красноярский край, Камчатскую, Иркутскую, Сахалинскую области, республику Якутию (Саха), Ханты-Мансийский, Ямало-Ненецкий автономные округа.

\* Подавляющее большинство сейсмических данных (профили и кубы) представлены во временном масштабе, тогда как все скважинные данные в глубинном. Для того чтобы совместить скважинные и сейсмические данные необходимо пересчитать глубинные данные (абсолютные, относительные отметки) по скважинам во временные или, наоборот, посредством скоростного закона (отношение глубина-время).

5. Следующим шагом, после ввода скоростного закона, для более точной увязки скважинных и сейсмических данных проводится сеймостратиграфическая привязка основных отражающих горизонтов с применением одномерного сейсмического моделирования.

Одномерное сейсмическое моделирование заключается в следующем:

- 1) акустический каротаж и рассчитанная плотность используются для расчета акустической жесткости, которая затем пересчитывается в трассы коэффициентов отражения;
- 2) Коэффициенты отражения свертываются с модельным или извлеченным сейсмическим импульсом для создания синтетической сейсмограммы;
- 3) Синтетическая сейсмограмма затем используется для привязки данных каротажа к сейсмическим данным (Рис. 10, 11).

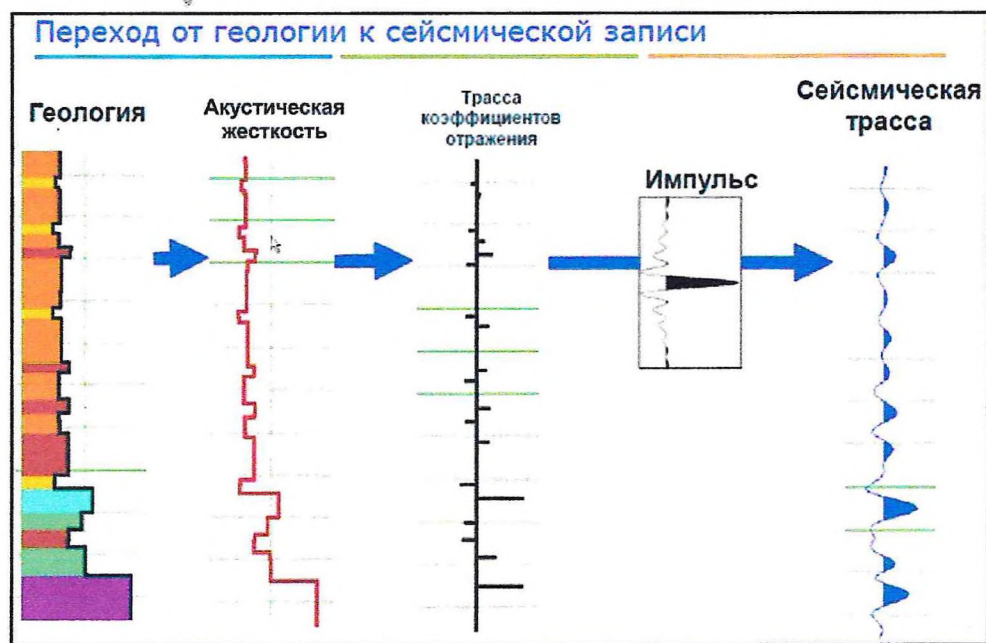


Рис. 10. Схема получения синтетических сейсмограмм и скважинных данных



## Сейсмическая интерпретация

Работа над любым проектом начинается со сбора всей необходимой информации и загрузкой данных в программное обеспечение. Вся геолого-геофизическая информация (скважины, каротажи, карты, геологические разрезы, сейсмические профили и т.п.) характеризуется координатами, которые определяют местоположение объекта в пространстве.

Положение одного и того же объекта можно описать различными способами, поэтому для корректного сопоставления всех объектов в пространстве перед загрузкой данных в программное обеспечение необходимо привести всю информацию к единой системе координат. Под системой координат понимаются определённые правила определения положения точки на земной поверхности.

Местоположение точки на поверхности Земли определяют географические координаты. За единицы измерения приняты широта и долгота, широта описывает угол между конкретной точкой на земной поверхности и точкой на экваторе, а долгота – угол между точкой и точкой на нулевом меридиане, вершина обоих углов располагается в центре Земли.

При изучении современного программного и технического обеспечения для интерпретации сейсмических данных, мною были выполнены следующие задачи:

1. Загрузка сейсмических материалов 2D и 3D, полученных после обработки, в формате SEG-Y;

\*SEG-Y – распространенный формат хранения сейсмических данных, который содержит: номера начала и конца трасс, координаты профиля/3D-съемки, вертикальные границы куба, местонахождения номеров inline/xline, номера sdp (трассы ОГТ) и координаты.

2. Загрузка скважинных данных: местоположение устьев скважин и альтитуды ротора, инклинометрия (траектории скважин со значениями углов и азимутов), каротажные исследования (электрометрические методы, акустический и радиоактивные методы исследований);

3. Занесение в проект сейсмической интерпретации стратиграфических отбивок по основным пластам (свитам);

4. Введение скоростного закона по данным сейсмокаротажных исследований или вертикального сейсмического профилирования (ВСП);



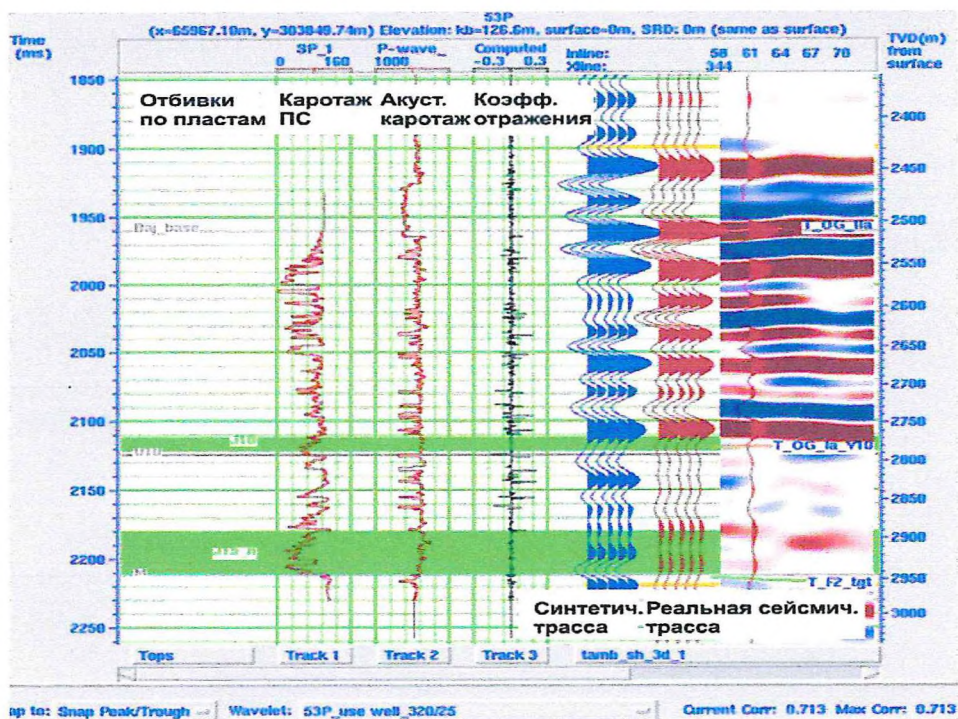


Рис.11. Результат одномерного сейсмического моделирования

6. Прослеживание на сейсмических разрезах отражающих горизонтов в режиме авто - и ручной корреляции и построение поверхностей отражающих горизонтов (Рис. 12, 13).

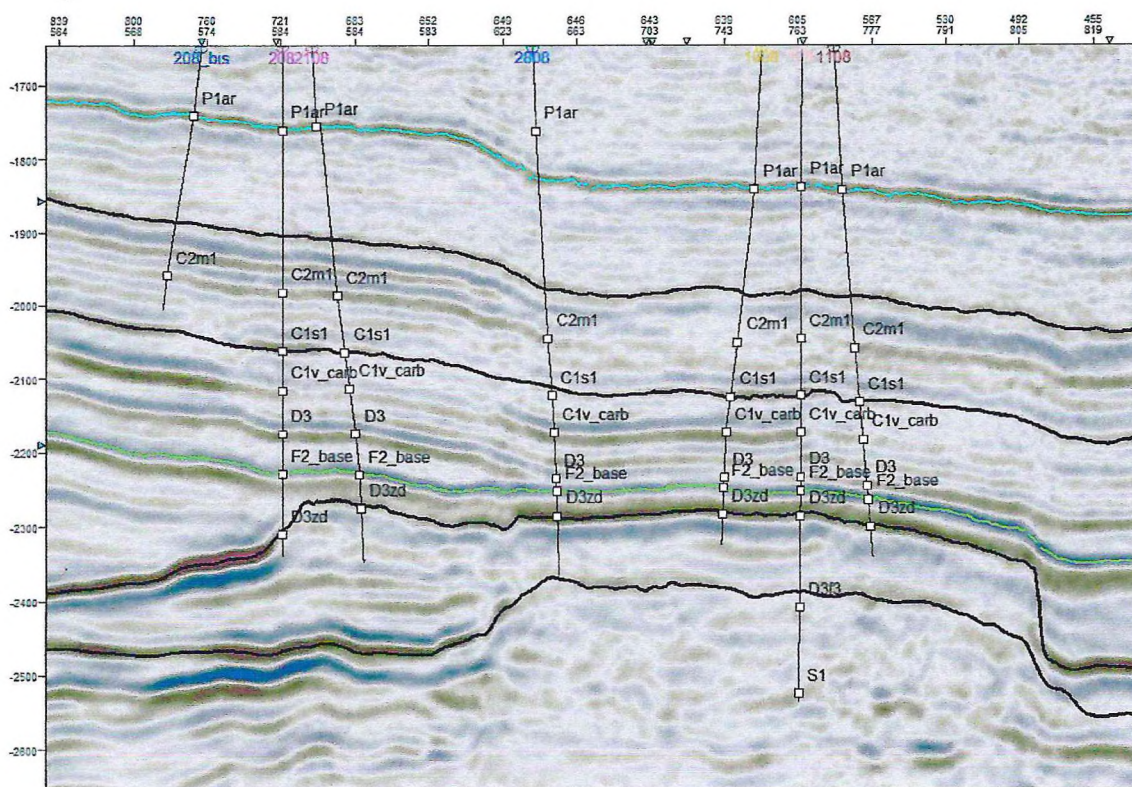


Рис.12. Сейсмический профиль 3Д куба по скважинам с вынесенными отражающими горизонтами



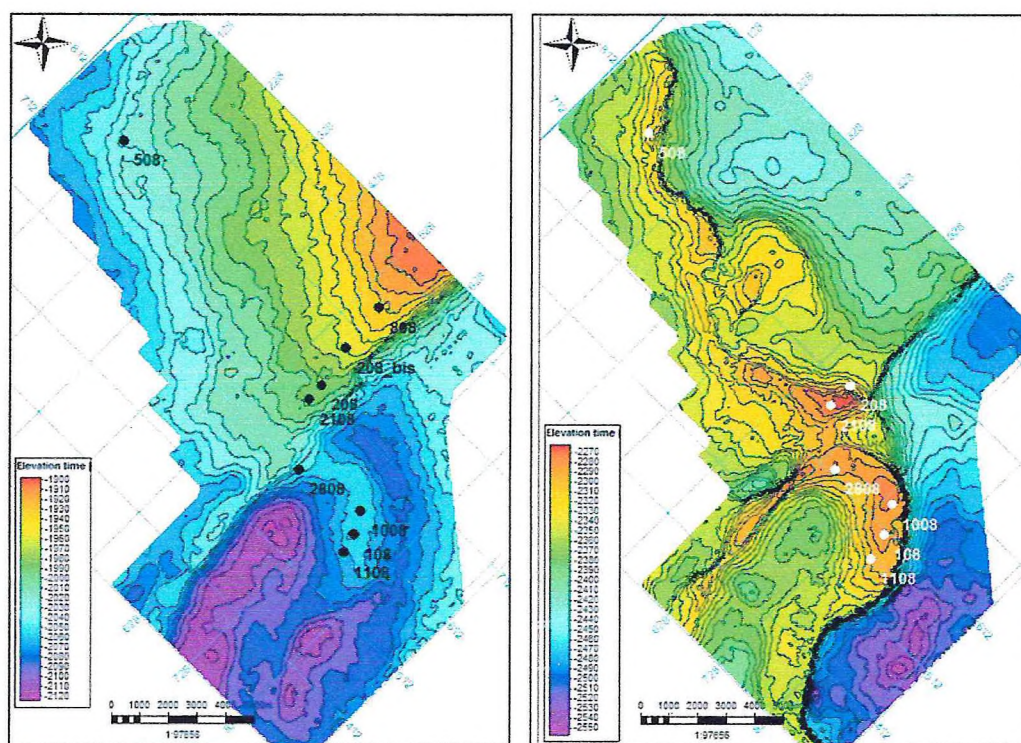


Рис.13. Карты изохрон ( $t_0$ ) по отражающим горизонтам

По итогам первого этапа создания сейсмического проекта выполнена: загрузка сейсмических и скважинных данных, скоростных законов, обеспечивающих взаимную увязку этих видов информации, провели корреляцию отражающих границ, относящихся к тем или иным геологическим границам (реперам) и построили поверхности этих горизонтов.

Задачу сейсмической интерпретации можно сформулировать так: построение согласованной сейсмогеологической модели объекта исследования. В отечественной литературе принято разделять интерпретацию сейсмических данных на два этапа: обратную кинематическую задачу (интерпретация положения сейсмических границ по времени прихода полезных волн) и обратную динамическую задачу (определение упругих свойств среды по амплитудам полезных волн).

В зависимости от поставленных задач и качества сейсмических данных процесс интерпретации на современном программном обеспечении может содержать несколько стадий:

1. Структурная интерпретация;
2. Интерпретация на качественном уровне;
3. Атрибутный анализ;
4. Фациально-стратиграфическая интерпретация;



5. AVO/AVA анализ;
6. Сейсмическая инверсия;
7. Сейсмогеологическое моделирование.

Структурная интерпретация – корреляция разломов и горизонтов для построения структурных карт и 3Д структурного каркаса месторождения. Осуществляется на первом этапе, даже если данные не самого лучшего качества. Основная цель этого этапа – определение глубин и геометрии отражающего горизонта.

Интерпретация на качественном уровне – выделение аномальных зон по различным сейсмическим атрибутам (амплитуда, частота, фаза, их производные и скоростные данные).

Атрибутный анализ сейсмической записи – это расчет кинематических и динамических параметров сейсмического волнового пакета (интервальные скорости, амплитуды, энергии, фазы, частоты, форма волнового пакета и т.д.). Затем определяются регрессионные зависимости фильтрационно-емкостных свойств (общие и эффективные толщины, пористость) пласта со значениями атрибутов для последующего прогноза эффективных параметров пласта с экстраполяцией за скважинное пространство.

Для атрибутного анализа дополнительно к исходному кубу амплитуд рассчитывались объемные сейсмические атрибуты в программных пакетах:

- Полосовая фильтрация или частотно-компонентный анализ (Bandpass filter 15/20-25/30 Hz, 25/30-35/40 Hz, 35/40-45/50 Hz)
- Мгновенная фаза и косинус мгновенной фазы (Instantaneous phase, Cosine of phase)
- Мгновенная ширина полосы частот (Instantaneous bandwidth)
- Куб акустического импеданса (Impedance)
- Intercept, Gradient и т.д. (AVO attributes)

Далее по каждому из кубов рассчитывались поверхностные атрибуты во временных окнах, соответствующих целевым объектам или пластам. Анализировались следующие динамические параметры: извлеченные значения вдоль горизонтов (*Extract value*), максимальные и минимальные значения амплитуд (*Maximum/Minimum*), сумма амплитуд (*Sum of amplitudes*), среднеарифметические / среднеквадратические / медианные значения амплитуд (*Mean / RMS / Median*), суммы положительных и отрицательных значений (*Sum of positive / negative amplitudes*).



Помимо основных динамических атрибутов для прогноза емкостных свойств, привлекались кинематические параметры:

TWT – времена отражения  $t_0$  от опорных сейсмических границ (изохроны),

dT – временные интервалы (изохоры) вышеописанных границ.

Далее, в ходе работ над сейсмическим проектом производился расчет скоростной модели, выполнены глубинные преобразования. В качестве результатов мы получили структурные карты, а также плоскости тектонических нарушений, кубы сейсмических атрибутов, прогнозные кубы и карты коллекторских свойств пород (пористости, песчанистости, общие и эффективные толщины).

## Заключение

Таким образом можно констатировать, что в ходе работы были решены все поставленные в ней задачи и цели.

По результатам данной работы была проведена загрузка сейсмических и скважинных данных, скоростных законов, обеспечивающих взаимную увязку этих видов информации, провели корреляцию отражающих границ, относящихся к тем или иным геологическим границам (реперам) и построили поверхности этих горизонтов.

Проведена методика работ, включающая обработку сейсмических данных, интерпретацию результатов (динамический и кинематический анализ), создание сейсмогеологической модели, количественная оценка параметров залежи.

Также я ознакомилась со структурой организации, основными этапами сейсморазведочных работ, структурой отчетов и результатами комплексных исследований, проводимых на этапах обработки и интерпретации;

Знакомство с современным программным и техническим обеспечением для обработки и интерпретации данных в программном комплексе Petrel (Schlumberger) и как результат – получение сейсмогеологической модели резервуара.

Таким образом, при прохождении практики выполнены основные действия, осуществляемые сейсмиком-интерпретатором в ходе работ над сейсмическим проектом.



## Список литературы:

- Сейсмическое районирование территории Российской Федерации – ОСР-97. Карта на 4-х листах / Гл. ред. В.Н. Страхов и В.И. Уломов; ОИФЗ РАН. М.: НПП «Текарт», 2000.
- Сейсмичность и сейсмическое районирование Северной Евразии (Ред. В.И. Уломов), Вып. 1. М.: ОИФЗ РАН, 1993.
- Инженерные изыскания для строительства. Сейсморазведка. Технические требования к производству работ. РСН 66-87.
- Инженерные изыскания для строительства. Сейсмическое микрорайонирование. Нормы производства работ. РСН 60-86.
- Инженерные изыскания для строительства. Сейсмическое микрорайонирование. Технические требования к производству работ. РСН 65-87.
- Общее сейсмическое районирование территории Российской Федерации ОСР-97.