

**Заказчик:** ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «БАКЧАРНЕФТЕГАЗ»  
(ООО «Бакчарнефтегаз»)

**Подрядчик:** ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГЕОПРАЙМ»  
(ООО «ГеоПрайм»)

**Исполнитель:** Филиал ООО «ГеоПрайм» - «Томская геофизическая компания»

Конфиденциально  
до 30.09.2035 г.

Гос. рег. № 69-12-403

Экз. № \_\_\_\_\_

УТВЕРЖДАЮ:  
Директор  
ООО «Бакчарнефтегаз»  
  
М.Ю. Маляренко  
2013 г.



Отв. исп. Т.В. ЗАБУГА,  
Г.А. СИЛКИНА

**Отчет**  
по теме «Переинтерпретация данных ГИС в глубоких скважинах, переобработка и комплексная переинтерпретация материалов МОГТ-2Д с учетом данных бурения и ГИС в пределах юго-западного склона Еллей-Игайского поднятия»  
(лицензионный участок №71-1)  
по договору подряда №9п-2012 от 11.09.2012г. с ООО «Бакчарнефтегаз»  
Лицензия № ТОМ 01559 НР

в 1 книге, 1 папке

**Текст отчета**

Главный геолог ООО «Бакчарнефтегаз»



А.В. Кокунов

Директор филиала ООО «ГеоПрайм»-  
«Томская геофизическая компания»



Г.Е. Силкин

Главный геолог филиала ООО «ГеоПрайм»-  
«Томская геофизическая компания»



В.Н. Петров

г. Томск, 2013

## Список исполнителей

ЗАБУГА Т.В. отв. исп., вед. геофизик	<i>Забуга</i>	Сбор исходной информации, интерпретация сейсмических данных, корреляция горизонтов. Построение структурных, прогнозных карт. Текст отчета. Общее руководство. Гл.2, разд. 1, 2, 3, 4.
СИЛКИНА Г.А. отв. исп., вед. геофизик- -руководитель гр. ГИС	<i>Силкина</i>	Гл.1, разд. 3, 4, 5. Геологическое сопровождение.
СЕДУНОВ В.И. геофизик	<i>Седунов</i>	Гл.1, разд. 3, 4, 5. Геологическое сопровождение. Составление корреляционных схем, рисунков, таблиц. Составление корреляционных схем, рисунков, таблиц.
МОСКАЛЕНКО В.А. геолог	<i>Москаленко</i>	Сбор исходной информации, корреляция горизонтов. Построение структурных, прогнозных карт.
БОРИСЕНКО Е.О. геолог	<i>Борисенко</i>	Сбор исходной информации, корреляция горизонтов. Построение структурных, прогнозных карт.
ЖЕВЛАКОВА В.В. вед. геофизик	<i>Жевлакова</i>	Сбор исходной информации. Гл.1, разд. 1, 2; гл. 3, разд. 3.3. Оформление.
СИКОВА В.В. геофизик	<i>Сикова</i>	Составление рисунков, таблиц, оформление графических приложений.
РОМАНОВА В.И. геофизик	<i>Романова</i>	Расчет сейсмической инверсии. Оформление графических приложений, рисунков.
ЖИКИНА Н.С. геофизик	<i>Жикина</i>	Сбор исходной информации. Переинтерпретация ГИС.
АЛЬМЕНДИНГЕР И.Л. геофизик	<i>Альмендингер</i>	Составление планшетов и корреляционных схем.
АЛЬМЕНДИНГЕР Л.Г. вед. геофизик	<i>Альмендингер</i>	Гл.3, разд.1. Переобработка сейсмических данных МОГТ-2Д.
ЩЕМЕЛИНИНА Н.В. вед. геофизик	<i>Щемелинина</i>	

Нормоконтролёр

Т.В. Забуга



ЗАБУГА Т.В.\* Отчет по теме «Переинтерпретация данных ГИС в глубоких скважинах, переобработка и комплексная переинтерпретация материалов МОГТ-2Д с учетом данных бурения и ГИС в пределах юго-западного склона Еллей-Игайского поднятия (лицензионный участок №71-1)» по договору № 9п-2012 от 11.09.2012г. с ООО «Бакчарнефтегаз». \* 214л. текста, 60 рис., табл.18/25л., текст.прил. 2/36л., 46 граф.прил./46л., библи. 41 \* ООО «ГеоПрайм», 117418, г. Москва, ул. Новочерёмушкинская, 69Б \* Работы выполнены филиалом ООО «ГеоПрайм» - «Томская геофизическая компания», 634041, г. Томск, ул. Красноармейская, 96, январь 2013 \* (ФГУНПП «Росгеолфонд»; ФБУ «ТФГИ по Сибирскому федеральному округу»; ООО «Бакчарнефтегаз»; филиал ООО «ГеоПрайм» - «Томская геофизическая компания»)\* Томская обл., О-43-XXIV.

Представляется в фонды на условиях конфиденциальности.\* *Собственник отчета:* ООО «Бакчарнефтегаз», 634021, г. Томск, пр. Фрунзе, 111; тел./факс: (3822) 26-25-42.

РЕФЕРАТ: Изучаемая площадь приурочена к юго-западному склону Еллей-Игайского поднятия (структура IV порядка), входящего в состав Лавровского вала (структура III порядка), расположенного на одноименном мезовыступе.

По нефтегазорайонированию площадь участка №71-1 находится на территории Межовского НГР Васюганской НГО. Потенциально нефтегазоносными комплексами являются доюрский, среднеюрский, верхнеюрский, нижнемеловой. Район работ изучен сейсмическими методами МОГТ-2Д и глубоким бурением.

Площадь лицензионного участка №71-1 составляет 34.5км<sup>2</sup>, площадь в пределах контура отчетных работ - 216км<sup>2</sup>.

В результате переинтерпретации уточнено геологическое строение отчетной площади. Составлены планшеты скважин по результатам переинтерпретации ГИС. Построены структурные карты по основным отражающим горизонтам: Ф<sub>2</sub>, I<sup>a</sup>, I<sup>b</sup>, II<sup>a</sup>, III, IV<sup>b</sup>, V масштаба 1:50 000, схематические структурные карты по отражающим горизонтам в интервале доюрского сеймогеологического комплекса; корреляционные схемы доюрских, юрских и нижнемеловых отложений по линии скважин. Составлены прогнозные карты распространения коллектора в интервале: доюрского комплекса пород; юрских песчаных пластов: Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, Ю<sub>9</sub>.

**Ключевые слова:** Сейсморазведка МОГТ-2Д, структурные карты, дизъюнктивные нарушения, динамический анализ, волновая картина, горизонт Ю<sub>1</sub>, сеймогеологическая модель, сейсмофациальный анализ, прогнозирование геологического разреза, конфиденциально.

Составил



Т.В. Забуга

Приложение № 1  
к Договору подряда № 9п-2012  
от «11» сентября 2012 г.

**СОГЛАСОВАНО**

Директор филиала ООО «ГеоПрайм» -  
«Томская геофизическая компания»



Т.Е. Силкин

М.П.

**УТВЕРЖДАЮ**

Директор  
ООО «Бакчарнефтегаз»



М.Ю. Маляренко

М.П.

**Раздел плана: Поисковые и разведочные работы**

**Полезные ископаемые: Нефть и газ**

**Наименование объекта: Юго-западный склон Еллей-Игайского поднятия**

**Местонахождение объекта: Томская область, Каргасокский район**

**Границы объекта (площади работ):**

сев. широта	вост. долгота
57°23'47"	77°57'40"
57°26'20"	77°50'28"
57°31'33"	77°50'18"

#### **Геологическое задание**

**на выполнение работ по проведению переинтерпретации данных ГИС в глубоких скважинах, переобработке и комплексной переинтерпретации материалов МОГТ-2Д с учетом данных бурения и ГИС в пределах юго-западного склона Еллей-Игайского поднятия**

**Заказчик:** ООО «Бакчарнефтегаз»

**Подрядчик:** ООО «ГеоПрайм»

**Основание выдачи задания:** План геологоразведочных работ ООО «Бакчарнефтегаз» на 2012-2013г.г.

#### **1. Целевое назначение работ, основные оценочные параметры.**

##### **1.1. Целевое назначение работ:**

- прогноз и поиски новых нефтеперспективных объектов в отложениях юры и в образованиях палеозоя.
- детализация геологического строения залежей УВ палеозоя и юры в пределах юго-западного склона Еллей-Игайского поднятия.

##### **1.2. Основные оценочные параметры:**

- переинтерпретация данных ГИС, бурения и испытания скважин – 2 скважины;
- переобработка сейсморазведочных материалов МОГТ-2Д – 186 пог. км. архивных профилей;

- комплексная переинтерпретация архивных данных - 186 пог.км. профилей.

## **2. Геологические задачи, последовательность и основные методы их решения.**

### **2.1. Общие задачи, актуальные на всех этапах ГРП:**

- 2.1.1. Детальное изучение геологического строения юго-западной части Еллей-Игайского поднятия по опорным отражающим горизонтам мела, юры и палеозоя.
- 2.1.2. Трассирование зон разрывных нарушений с целью уточнения границ тектонических блоков, контролирующими вероятные залежи нефти и газа.
- 2.1.3. Реконструкция истории осадконакопления на основе сейсмостратиграфического, палеогеоморфологического и палеотектонического анализов.

### **2.2. Для целей прогноза и поиска новых нефтеперспективных объектов:**

- 2.2.1. Выявление и картирование возможных органогенных построек в домезозойском основании.
- 2.2.2. Трассирование возможных узких линейных зон с улучшенными ёмкостно-фильтрационными свойствами вблизи разрывных нарушений на гипсометрически приподнятых участках карбонатных массивов палеозоя.
- 2.2.3. Прогноз и выявление возможных ловушек для УВ в песчаных телах васюганской свиты верхней юры и локальных песчано-алевритовых телах тюменской свиты (пласты Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>15</sub>).
- 2.2.4. Паспортизация подготовленных к постановке поискового бурения новых нефтегазоперспективных объектов.

### **2.3. Методика решения геологических задач:**

2.3.1. Переинтерпретация данных ГИС будет проводиться с использованием современного интегрированного комплекса интерпретации ГИС – «ПРАЙМ», сертифицированного в Госстандарте РФ, и включает в себя следующие виды работ:

- анализ отчетов НГРЭ, ТТГУ, дел скважин;
- аудит ГИС, качества первичных и оцифрованных (цифровых) данных;
- стратиграфическая и литологическая разбивка разреза вскрытого скважиной;
- выделение пластов-коллекторов, плотных и непроницаемых пластов;
- уточнение данных керн-ГИС по результатам петрофизических исследований керна;
- определение качества и достоверности данных газового каротажа, отбора проб пластовых флюидов в процессе испытаний в открытом стволе и колонне;
- по-пластовая интерпретация пластов-коллекторов вскрытых скважиной с определением ФЕС, характера их насыщения в меловых и юрских отложениях, доюрских образованиях (с уточнением и использованием петрофизических зависимостей для данной территории и сопредельных территорий);
- выделение коллекторов с вторичной пористостью в разрезе доюрских образований;
- оценка эффективности и достоверности испытаний объектов в открытом стволе (ИП);
- оценка эффективности и достоверности испытаний объектов в колонне;
- выводы и рекомендации по результатам переинтерпретации.

2.3.2. Переобработка сейсмических данных выполняется в современной не коммерческой обрабатывающей системе **OMEGA v.2.10 (WESTERNGECO)**, граф которой должен быть ориентирован на возможность отображения внутренней структуры палеозойского фундамента и на обеспечение сохранения соотношения амплитуд, что позволит применять при интерпретации современные методики динамического и сейсмофациального анализов.

Граф обработки должен включать в себя следующие процедуры:



### **Процедуры стандартного графа обработки данных:**

- Ввод полевых данных (SEG-Y) и перевод в формат Omega.
- Ввод геометрии в заголовки трасс и проверка качества.
- Учет геометрического расхождения TIME\_FUNCTION\_GAIN.
- Шумоподавление до деконволюции:
  - Подавление поверхностной волны-помехи - адаптивная фильтрация
  - ANOMALOUS\_AMP\_ATTEN в сортировке ОПВ
  - Подавление линейных волн-помех в области Tau-P
  - Подавление когерентных волн-помех FK-фильтром
- Расчет статических поправок по преломленной волне или за рельеф
- Поверхностно-согласованная деконволюция.
- Полосовой фильтр
- Контрольная сумма
- Анализ скоростей с учетом рельефа.
- Первая итерация автоматической коррекции остаточных статических поправок (MISER).
- Детальный анализ скоростей с учетом рельефа.
- Вторая итерация автоматической коррекции остаточных статических поправок (MISER)
- Поверхностно-согласованная нормализация амплитуд (SCAC).
- ANOMALOUS\_AMP\_ATTEN в сортировке ОГТ и / или в сортировке общих удалений
- Подавление кратных волн – высокоразрешающий Радон-фильтр.
- Поверхностно-согласованная нормализация амплитуд (SCAC).
- Контрольная сумма
- Детальный анализ скоростей
- Trim-статика (высокоточное суммирование)
- Окончательная сумма с учетом trim-статики
- Временная миграция по окончательной сумме

### **Процедуры спецобработки данных:**

- Переменная по времени фильтрация
- Спектральное отбеливание (SPECWHIT)
- Повышение разрешенности
- Пространственная остаточная коррекция амплитуд
- Расчет AVO-атрибутов;
- Расчет параметра когерентности

Основные этапы прохождения обработки должны сопровождаться контролем качества получаемых промежуточных результатов.

2.3.3. Комплексная переинтерпретация сейсмических данных, ГИС и бурения выполняется с использованием современных пакетов программ **PETREL (Schlumberger)**, **SEISX (Paradigm Geophysical)**, **GeoSeism (ИНГТ СО РАН)**, **X-STAR (ТГТ)** и должна включать:

- стратиграфическую идентификацию геологических и сейсмических границ пластов, трассирование отражающих горизонтов и дизъюнктивных нарушений;
- построение карт изохрон, структурных карт по основным отражающим горизонтам и структурных карт по кровлям перспективных и продуктивных пластов и толщ;
- составление карт толщин сейсмогеологических комплексов и перспективных интервалов геологического разреза;
- корреляционные схемы разрезов скважин;



- динамический анализ отражений, приуроченных к продуктивным пластам и перспективным пластам, с целью получения комплекса сейсмических атрибутов отраженных волн для решения задач прогнозирования перспектив нефтегазоносности;
- сейсмостратиграфический и сейсмофациальный анализы, позволяющие восстанавливать обстановки осадконакопления и выделить литофации;
- прогнозирование ловушек УВ;
- выдача рекомендаций по оптимальному заложению глубоких скважин;
- паспортизацию подготовленных объектов и оценку их перспективных ресурсов по категории С<sub>3</sub>.

### 3. Ожидаемые результаты и формы отчетности

3.1. Технический отчет, оформленный согласно ГОСТ Р 53579-2009 (Москва, 2009г.), содержащий текстовую и графические части. Число экземпляров отчета – 3. Рассылка отчета: ООО «Бакчарнефть» - 2 экз., Филиал ООО «ГеоПрайм»- «Томская Геофизическая Компания» - 1 экз.

3.2. Цифровая база результативных материалов в соответствии с действующим Регламентом. Число экземпляров электронной базы данных – 3. Рассылка эл. базы данных: ООО «Бакчарнефть» - 2 экз., Филиал ООО «ГеоПрайм»- «Томская Геофизическая Компания» - 1 экз.

3.3. Графическая часть включает следующие графические приложения:

- структурные карты и карты изохрон по опорным и перспективным отражающим горизонтам, характеризующих структурные планы и строение выявленных и подготовленных ловушек с учетом дизъюнктивных нарушений;
- карты (схемы) прогноза зон развития коллекторов в возможно продуктивных отложениях юры и образований палеозоя;
- корреляционные схемы разрезов скважин (юра-палеозой);
- временные разрезы после миграции по обработанным профилям;
- сводный планшет переинтерпретации данных ГИС (на каждую скважину);
- данные определения петрофизических параметров пластов-коллекторов в табличном виде.

3.4. Цифровая база данных включает в себя

- Результирующие временные разрезы окончательные, после миграции в формате SEG – Y;
- Окончательные статические поправки в табличном виде;
- Окончательные скорости для суммирования и миграции в табличном виде;
- Графики и карты сейсмических атрибутов, иллюстрирующих результаты геологической интерпретации динамических параметров и прогнозирования геологического разреза в формате srf и cdr;
- Сеточные функции передаваемых карт в виде файлов формата ASCII XYZ;
- Отчет по обработке: текст –WORD, иллюстрации - PPT, TIFF.

Окончательный набор карт будет согласован с Заказчиком на начальном этапе интерпретации. Масштаб 1:50 000.

### 4. Сроки выполнения работ

Цифровая переобработка: **октябрь 2012г.**

Интерпретация данных ГИС, бурения и испытания скважин: **ноябрь – декабрь 2012г.**

Комплексная компьютерная интерпретация: декабрь 2012 г.– январь 2013г.  
Сдача технического отчета, электронной базы: февраль 2013г.

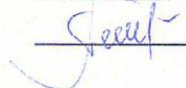
**ОТ ЗАКАЗЧИКА:**

Главный геолог  
ООО «Бакчарнефтегаз»

  
\_\_\_\_\_ А. В. Кокунов

**ОТ ПОДРЯДЧИКА:**

Главный геолог Филиала ООО  
«ГеоПрайм» - «Томская Геофизическая  
Компания»

  
\_\_\_\_\_ В.Н. Петров

*Копия Верна, Забура*

## СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Список исполнителей.....	2
Реферат .....	3
Техническое (Геологическое) задание .....	4
Содержание .....	9
Список рисунков.....	10
Список таблиц.....	12
Список графических приложений .....	13
Содержание машиночитаемой версии.....	16
Сокращения, условные обозначения, символы и специальные термины.....	17
<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	19
<b>1. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ</b> .....	21
<b>1.1 Общие сведения о районе работ</b> .....	21
<b>1.2 Геолого-геофизическая изученность</b> .....	22
<b>1.3 Стратиграфия</b> .....	28
<b>1.4 Тектоника</b> .....	49
<b>1.5 Нефтегазоносность</b> .....	51
<b>1.6 Сейсмогеологическая характеристика</b> .....	61
<b>2. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ</b> .....	66
<b>2.1 Общие сведения</b> .....	66
<b>2.2 Выполненный объем и качество комплекса ГИС</b> .....	66
<b>2.3 Результаты интерпретации геофизических данных</b> .....	67
<b>2.4 Результаты испытаний и оценка качества</b> .....	72
<b>3. ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ</b> .....	87
<b>3.1 Методика обработки материалов МОГТ-2Д</b> .....	87
<b>3.2 Методика интерпретации материалов МОГТ-2Д</b> .....	104
<b>3.2.1 Стратиграфическая привязка отраженных волн</b> .....	104
<b>3.2.2 Методика структурных построений</b> .....	105
<b>3.3 Оценка точности структурных построений</b> .....	113
<b>4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ</b> .....	116
<b>4.1 Структурная характеристика территории исследования</b> .....	117
<b>4.2 Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса пород</b> .....	127
<b>4.3 Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юрских отложений</b> .....	147
<b>4.4 Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности меловых отложений</b> .....	155
<b>4.5 Оценка ресурсов углеводородного сырья на Еллей-Игайском лицензионном участке №71-1 по категории Сз</b> .....	157
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	159
<b>РЕКОМЕНДАЦИИ</b> .....	161
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	162
<b>СПРАВКА</b> о метрологической экспертизе .....	165
<b>РЕЦЕНЗИЯ</b> .....	166
<b>ПРОТОКОЛ</b> Заседания НТС филиала ООО «ГеоПрайм»-«Томская геофизическая компания».....	169
<b>ПРОТОКОЛ</b> Заседания НТС ООО «Бакчарнефтегаз».....	172
<b>СПРАВКА</b> о стоимости выполненных работ и затрат .....	177
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1</b> Заключение по комплексу промыслово-геофизических исследований. Параметрическая скважина №2. Площадь Еллей-Игайская.....	178
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 2</b> Заключение по комплексу промыслово-геофизических исследований. Параметрическая скважина №4. Площадь Еллей-Игайская.....	197

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рис.1 Обзорная карта района работ. Лицензионный участок №71-1 .....	20
Рис.1.1 Схема геолого-геофизической изученности района работ. Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский) .....	23
Рис.1.2 Региональная стратиграфическая схема пород фундамента (утверждена МСК, 2004г.) .....	30
Рис.1.3 Фрагмент схемы распределения био- и литофаций палеозоя (Г.Д. Исаев, 2006г.) .....	31
Рис.1.4 Выкопировка из геолого-формационной карты фундамента юго-востока Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С.Суркова, 2008г.) .....	32
Рис.1.5 Региональная стратиграфическая схема нижней и средней (без келловоя) юры (утверждена МСК, 2004г.) .....	39
Рис.1.6 Региональная стратиграфическая схема келловоя и верхней юры (утверждена МСК, 2004г.) .....	40
Рис.1.7 Региональная стратиграфическая схема берриас – апта (утверждена МСК, 2004г.) .....	44
Рис.1.8 Региональная стратиграфическая схема апт – сеномана (утверждена МСК, 2004г.) .....	45
Рис.1.9 Региональная стратиграфическая схема турон – маастрихта (утверждена МСК, 2004г.) .....	46
Рис.1.10 Выкопировка из тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (Томская область, под ред. В.С. Суркова, 1981г.) .....	50
Рис.1.11 Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области (под ред. В.С. Старосельцева, 1995г.) .....	52
Рис.1.12 Выкопировка из схемы тектонического районирования юрского структурного яруса осадочного чехла (под ред. В.А. Конторовича, 2001г.) .....	53
Рис.1.13 Выкопировка из обзорной карты к Перечню участков недр Томской области, предлагаемых для предоставления в пользование на 2011 год (углеводородное сырье) .....	54
Рис.1.14 Обобщенная сейсмогеологическая модель среды на продольных и обменных волнах (Ж.М.Сомова) .....	62
Рис.1.15 Обобщенная схема волнового поля в плоскости наблюдаемого годографа .....	62
Рис.1.16 Результат математического моделирования волновых полей (геттанг-раннетоарские отложения) .....	64
Рис.1.17 Сейсмостратиграфический разрез по маршрутному профилю 07900011-80030025-90010010-90010035 .....	65
Рис.3.1 Схема расположения переобработанных профилей. Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский) .....	87
Рис.3.2 Пример качества полевого материала .....	89
Рис.3.3 Пример сохранности полевого материала .....	90
Рис.3.4 Пример работы процедур очищения сигнала. Профиль 80030024.....	92
Рис.3.5 Пример результата работы по очищению исходного сигнала. Профиль 90010014.....	93
Рис.3.6 Пример работы процедур очищения сигнала. Профиль 07900011.....	93
Рис.3.7 Пример работы поверхностно-согласованных деконволюции и регулировки амплитуд. Профиль 07900011.....	94
Рис.3.8 Пример результата работы процедур коррекции статических поправок. Профиль 07900011.....	95
Рис.3.9 Маршрут по профилям, проходящим через скважины .....	96

Рис.3.10 Пример работы процедур для подавления кратных волн-помех. Профиль 08900012.....	97
Рис.3.11 Результат работы миграционных преобразований по профилю 08900012 .....	98
Рис.3.12 Результат работы процедур постмиграционной обработки. Профиль 08900012.....	100
Рис.3.13 Фрагменты временных сейсмических разрезов. Профиль 08900012.....	101
Рис.3.14 Фрагменты временных сейсмических разрезов. Профиль 80030024.....	102
Рис.3.15 Фрагменты разрезов акустической жесткости, подбор синтетической трассы на основе АК в скважинах 1, 2. Еллей-Игайская площадь .....	106
Рис.3.16 График зависимости Набс. от $2T_0$ (л.п.=0) по данным сейсмических каротажей. Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский) .....	107
Рис.3.17 Графики зависимости Набс от $T_0$ (л.п.=0) по данным сейсмических каротажей для построения структурных карт по отражающим горизонтам III, IV, V. Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский).....	108
Рис.3.18 Стратиграфическая привязка отраженных волн сейсмогеологических комплексов на основе сейсмокаротажа в скважине Р-2 Еллей-Игайской площади. Фрагменты временного разреза по профилю 90010035 .....	109
Рис.3.19 Прослеживание отражающих горизонтов. Фрагмент разреза по профилю 08900012 .....	110
Рис.3.20 Карты средних скоростей. Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский). .....	112
Рис.4.1 Основные тектонические элементы осадочного чехла в районе работ (В.А.Конторович «Тектоническая карта юрского структурного яруса юго-востока Западной Сибири», 2002г.) .....	118
Рис.4.2 Сравнение структурных планов по отражающему горизонту II <sup>a</sup> (подошва баженовской свиты) .....	119
Рис.4.3 Изменение структурных планов в интервале доюрского комплекса .....	122
Рис.4.4 Изменение толщин в интервале доюрского сейсмогеологического комплекса .....	123
Рис.4.5 Изменение структурных планов по основным отражающим горизонтам.....	125
Рис.4.6 Изменение толщин сейсмогеологических комплексов .....	126
Рис.4.7 Схематические палеогеографические карты Западно-Сибирской плиты (под ред. А.Э. Конторовича, 2001г.) .....	128
Рис.4.8 Идеализированный профиль морских обстановок в силуре-девоне (Г.Д. Исаев, 2006г.).....	129
Рис.4.9 Морфологический разрез рифа обычного типа (по Максвеллу, 1968г.).....	130
Рис.4.10 Геологический разрез по линии скв. 2-4 Еллей-Игайской площади в интервале $D_{2ef-zv}+D_3$ .....	131
Рис.4.11 Геологический разрез по линии скв. 2-4 Еллей-Игайской площади в интервале $D_1+D_{2ef-zv}$ .....	132
Рис.4.12 Сопоставление интерпретации сейсмических данных в интервале доюрского комплекса с результатами геолого-геофизических работ прошлых лет .....	140
Рис.4.13 Сейсмогеологический разрез по профилю 90010035 .....	142
Рис.4.14 Разрез по профилю 089012 после процедуры «Гильберт-преобразование мгновенная фаза» (X_Star, ТГК) .....	143
Рис.4.15 Прогноз распространения коллектора в доюрских образованиях (герасимовская свита, средний девон).....	144
Рис.4.16 Прогноз развития коллектора в кровельной части доюрских образований .....	146
Рис.4.17 Изменение толщин в интервале юрского сейсмогеологического комплекса .....	148

	12
Рис.4.18 Прогноз распространения песчаного пласта Ю <sub>9</sub> (средняя подсвита тюменской свиты) .....	150
Рис.4.19 Сейсмогеологический разрез верхнеюрских отложений по линии скважин I-I (л.у. №71-1, Елей-Игайский).....	152
Рис.4.20 Изменение толщин в интервале верхнеюрского сейсмогеологического комплекса .....	153
Рис.4.21 Прогноз распространения эффективных толщин пластов надугольной пачки (верхневасюганская подсвита) .....	154
Рис.4.22 Изменение толщин в интервале нижнего мела .....	156

## СПИСОК ТАБЛИЦ

1.1 Геологическая и общая геофизическая изученность района работ .....	24
1.2 Объем ГИС, выполненный по скважинам №2 и №4 Еллей-Игайской площади .....	29
1.3 Данные по глубинам залегания и петрографическому составу доюрского комплекса пород .....	35
1.4 Стратиграфическая разбивка ниже -, среднеюрских отложений по скважинам Еллей-Игайской площади .....	41
1.5 Стратиграфическое расчленение васюганской свиты на Еллей-Игайской площади .....	43
1.6 Данные по глубинам залегания свит .....	48
1.7 Результаты испытания скважин .....	58
2.1 Выполненный комплекс ГИС в скважинах №2 и №4 Еллей-Игайской площади .....	68
3.1 Параметры полевых наблюдений .....	88
3.2 Список переобработанных профилей.....	103
3.3 Таблица соответствия наименований сейсмических профилей .....	103
3.4 Оценка точности структурных построений по основным отражающим горизонтам в пределах отчетной площади на Еллей-Игайском поднятии (л.у.№71-1) .....	115
4.1 Характеристика отложений герасимовской (D <sub>2</sub> ) и лугинецкой (D <sub>3</sub> ) свит в скважине №2 Еллей-Игайской .....	134
4.2 Характеристика отложений герасимовской (D <sub>2</sub> ) и лугинецкой (D <sub>3</sub> ) свит в скважине №4 Еллей-Игайской .....	137
4.3 Подсчет ресурсов газа на Еллей-Игайском лицензионном участке по категории С <sub>3</sub> .....	158
4.4 Подсчет ресурсов конденсата на Еллей-Игайском лицензионном участке по категории С <sub>3</sub> .....	158
4.5 Характеристика рекомендуемых скважин .....	160
4.6 Подсчет начальных геологических и извлекаемых ресурсов в условных углеводородах (УУВ) по Еллей-Игайскому лицензионному участку №71-1 .....	160a

## СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№ прил.	Наименование приложений	К-во листов	Масштаб	Гриф секр.
1	2	3	4	5	6
1	1	Структурная карта по отражающему горизонту II <sup>a</sup> (подошва баженовской свиты). Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	<i>не секретно</i>
2	2	Структурная карта по отражающему горизонту Ф <sub>2</sub> (подошва юры). Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-"
3	3	Структурная карта по отражающему горизонту I <sup>a</sup> (вблизи кровли нижней подсвиты тюменской свиты, нижний байос). Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-"
4	4	Структурная карта по отражающему горизонту I <sup>b</sup> (вблизи кровли тюменской свиты). Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-"
5	5	Структурная карта по отражающему горизонту ПБ (вблизи кровли куломзинской свиты). Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-"
6	6	Структурная карта по отражающему горизонту III (низы покурской свиты). Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-"
7	7	Структурная карта по отражающему горизонту IV <sup>b</sup> (верхи ипатовской свиты). Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-"
8	8	Схематическая структурная карта по отражающему горизонту V (талицкая свита). Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-"
9	9	Карта изохрон отражённой волны II <sup>a</sup> (подошва баженовской свиты, л.п.0м). Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-«-
10	10	Карта изохрон отражённой волны Ф <sub>2</sub> (подошва юры, л.п.0м). Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-"
11	11	Карта изохрон отражённой волны I <sup>a</sup> (вблизи кровли нижней подсвиты тюменской свиты, нижний байос, л.п.0м). Лицензионный участок №71 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-"
12	12	Карта изохрон отражённой волны I <sup>b</sup> (вблизи кровли тюменской свиты, л.п.0м). Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-«-
13	13	Карта изохрон отражённой волны ПБ (вблизи кровли куломзинской свиты, л.п.0м). Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-"
14	14	Карта изохрон отражённой волны III (низы покурской свиты, л.п.0м). Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-«-

№№ п/п	№ прил.	Наименование приложений	К-во листов	Масштаб	Гриф секр.
15	15	Карта изохрон отражённой волны IV <sup>B</sup> (верхи ипатовской свиты, л.п.0м). Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-«-
16	16	Схематическая карта изохрон отражённой волны V (талицкая свита, л.п.0м). Лицензионный участок №71-1 (Еллей -Игайский)	1	1:50 000	-«-
17	17	Схематическая структурная карта по отражающему горизонту D <sub>1</sub> (верхи нижнего девона). Лицензионный участок №71-1 (Еллей -Игайский)	1	1:50 000	-«-
18	18	Схематическая структурная карта по отражающему горизонту D <sub>2-1</sub> (середина эйфельского яруса, средний девон). Лицензионный участок №71-1 (Еллей -Игайский)	1	1:50 000	-«-
19	19	Схематическая структурная карта по отражающему горизонту D <sub>2-2</sub> (вблизи кровли эйфельского яруса, средний девон). Лицензионный участок №71-1 (Еллей -Игайский)	1	1:50 000	-«-
20	20	Палеоструктурная схема развития мезозойско-кайнозойского чехла. Лицензионный участок №71-1 (Еллей -Игайский)	1	1:133500	-«-
21	21	Прогнозная карта распространения эффективных толщин пластов надугольной пачки (верхневасюганская подсвита). Лицензионный участок №71-1 (Еллей -Игайский)	1	1:50 000	-«-
22	22	Прогнозная карта распространения коллектора в интервале доюрского комплекса пород. Лицензионный участок №71-1 (Еллей -Игайский)	1	1:50 000	-«-
23	23	Корреляционная схема нижнемеловых отложений по линии скважин: Еллей -Игайские 2, 4, 1, 3. Лицензионный участок №71-1 (Еллей -Игайский)	1	1:1000	-«-
24	24	Корреляционная схема юрских отложений по линии скважин: Еллей -Игайские 2, 4, 1, 3. Лицензионный участок №71-1 (Еллей -Игайский)	1	1:1000	-«-
25	25	Корреляционная схема доюрских отложений по линии скважин: Еллей -Игайские 2, 4, 1, 3. Лицензионный участок №71-1 (Еллей -Игайский)	1	1:1000	-«-
26	26	Карта перспектив нефтегазоносности в интервале доюрского комплекса пород. Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)	1	1:50 000	-«-
		<b>Сейсмические временные разрезы после миграции, интервал (100-3600мс)</b>		Гор.1:50000 Верт. 1см-50 мс	<u>не секретно</u>
27	27	07900011	1	-«-	-«-
28	28	80030024	1	-«-	-«-
29	29	80030025	1	-«-	-«-
30	30	80030026	1	-«-	-«-
31	31	80030027	1	-«-	-«-

№№ п/п	№ прил.	Наименование приложений	К-во листов	Масштаб	Гриф секр.
32	32	08900012	1	-«-	-«-
33	33	08900038	1	-«-	-«-
34	34	90010014	1	-«-	-«-
35	35	90010015	1	-«-	-«-
36	36	90010016	1	-«-	-«-
37	37	90010018	1	-«-	-«-
38	38	90010035	1	-«-	-«-
39	39	91010019	1	-«-	-«-
40	40	91010020	1	-«-	-«-
41	41	91010021	1	-«-	-«-
42	42	07900010	1	-«-	-«-
<b>Графические приложения ГИС</b>					
43	43	Повторная интерпретация данных ГИС в меловых и юрских отложениях параметрической скв. №2 Еллей-Игайской площади (интервал 1490-3030м).	1	1:500	-«-
44	44	Повторная интерпретация данных ГИС палеозойских отложений параметрической скв. №2 Еллей-Игайской площади (интервал 3000-4500м).	1	1:500	-«-
45	45	Повторная интерпретация данных ГИС в меловых и юрских отложениях параметрической скв. №4 Еллей-Игайской площади (интервал 1700-3000м).	1	1:500	-«-
46	46	Повторная интерпретация данных ГИС палеозойских отложений параметрической скв. №4 Еллей-Игайской площади (интервал 2970-4100м).	1	1:500	-«-

## Содержание машиночитаемой версии

- DVD-disk1:** Текст, графические приложения:  
структурные и карты изохрон, разрезы, гриды, таблицы горизонтов, разломов, координаты скважин;  
данные ГИС: планшеты, Las-файлы;  
обработка (с/п №3/1980, с/п №1/1990-1991 «ТГТ», с/п № 90/2007-2008 ОАО «Хантымансийскгеофизика»), временные разрезы после миграции, временные разрезы с постмиграционной обработкой, табличные данные;  
ведомость.
- DVD-disk2:** Паспорт на Еллей-Игайскую ловушку (объект), переподготовленную к глубокому бурению (текст паспорта, графические приложения), ведомость.

## Сокращения, условные обозначения, символы и специальные термины

### 1. Аббревиатуры организаций и учреждений

ЦОИ – центр обработки и интерпретации  
 НГРЭ – нефтегазоразведочная экспедиция  
 ТГТ – Томский геофизический трест  
 ТГК – Томская геофизическая компания

### 2. Методы, объекты, термины

МОГТ – метод общей глубинной точки  
 ПВ – пункт взрыва  
 ПП – пункт приёма  
 ГИС – геофизические исследования скважин  
 СК – сейсмический каротаж  
 НГГЗК - нефтегазонасыщенный (нефтегазоносный) горизонт зоны контакта (контакта фундамента и чехла платформы)  
 МОВ – метод отраженных волн  
 КМПВ – корреляционный метод преломленных волн  
 ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование  
 СК – сейсмический каротаж  
 ЗПВ – зондирования преломленными волнами  
 ЗСП – Западно-Сибирская плита  
 СФР- структурно-фациальный район  
 СФЗ - структурно-фациальная зона  
 МРСС - Межведомственное региональное стратиграфическое совещание  
 ПГИ – промыслово-геофизические исследования  
 УВ – углеводороды  
 МСК – микросейсмокаротаж  
 ОПВ – общий пункт взрыва  
 ОГТ – общая глубинная точка  
 ОТП – общая точка приема  
 ОТВ – общая точка взрыва  
 ВНЗ – водо-нефтяная зона  
 ЧНЗ – чисто нефтяная зона  
 НАЛ – неантиклинальная ловушка  
 ПС - каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации  
 ГК - гамма-каротаж  
 НГК - нейтронный гамма-каротаж  
 ГГК-П - плотностной гамма-гамма каротаж  
 ИК - индукционный каротаж  
 ПЗ - потенциал зонд  
 БК - боковой каротаж  
 МБК - микробоковой каротаж  
 МПЗ - потенциал микрозонд  
 МГЗ - градиент микрозонд  
 МБК - микробоковой каротаж  
 МДС - микрокавернометрия  
 ДС - кавернометрия  
 ДТ - интервальное время пробега продольной волны АК  
 МКЗ – микрозондирования  
 КС – кажущееся сопротивление  
 АК – акустический каротаж

ФКД – фазокорреляционные диаграммы

### 3. Методы, условные обозначения и сокращения по ГИС

#### **Зонды БКЗ:**

ГЗ1 - Градиент-зонд (A<sub>0.4</sub> M<sub>0.1</sub> N)

ГЗ2 - Градиент-зонд (A<sub>1.0</sub> M<sub>0.1</sub> N)

ГЗ3 - Градиент-зонд (A<sub>2.0</sub> M<sub>0.5</sub> N)

ГЗ4 - Градиент-зонд (A<sub>4.0</sub> M<sub>0.5</sub> N)

ГЗ5 - Градиент-зонд (A<sub>8.0</sub> M<sub>0.5</sub> N)

ГЗ6 - Градиент-зонд (N<sub>0.5</sub> M<sub>2.0</sub> A)

N<sub>эф</sub> – «Эффективная» толщина коллектора

A<sub>пс</sub> – Относительная амплитуда потенциала самопроизвольной поляризации

K<sub>п</sub> – Коэффициент общей пористости

K<sub>гл</sub> – Коэффициент глинистости

K<sub>пр</sub> – Коэффициент проницаемости

K<sub>п-кern</sub> – Коэффициент пористости, полученный по данным анализа керна

K<sub>п-ГИС</sub> – Коэффициент пористости, полученный по данным обработки ГИС

K<sub>нг</sub> – Коэффициент нефтегазонасыщенности

УЭС – Удельное электрическое сопротивление

## ВВЕДЕНИЕ

Отчет составлен по результатам переинтерпретации данных ГИС, переобработки и комплексной переинтерпретации сейсмических материалов МОГТ-2Д в пределах юго-западного склона Еллей-Игайского поднятия (лицензионный участок №71-1). Лист: О-43-XXIV.

Целевым назначением работ являлись:

- прогноз и поиск новых нефтегазоперспективных объектов в отложениях юры и в образованиях палеозоя;
- детализация геологического строения залежей УВ палеозоя и юры в пределах юго-западного склона Еллей-Игайского поднятия.

Согласно договора №9п-2012 от 11.09.2012 г. между ООО «Бакчарнефтегаз» (Заказчик) и Филиалом ООО «ГеоПрайм»-«Томская геофизическая компания» (исполнитель) выполнены следующие виды работ:

- переинтерпретация данных ГИС – 2 скважины;
- переобработка архивных сейсмических материалов МОГТ-2Д – 186 пог.км;
- комплексная переинтерпретация сейсмических данных в объеме 186 пог.км.

Переобработка сейсмической информации проведена специалистами партии цифровой обработки филиала ООО «ГеоПрайм»-«Томская геофизическая компания» на кластерах IBM в комплексе «OMEGA-2.10» компании Westerngeo. Объем переобработанных и переинтерпретированных архивных материалов фактически составил 578.11 пог. км. Сейсмические данные представлены материалами работ с/п 1,3,6/80-82, с/п 1,3,6/90-92 Томского геофизического треста, с/п 86,90/07-08 ЮГЭ ОАО «Хантымансийскгеофизика».

Переинтерпретация данных ГИС проведена с использованием интегрированного комплекса интерпретации ГИС – «ПРАЙМ».

Комплексная переинтерпретация геолого-геофизических данных с привлечением имеющихся данных ГИС, СК, бурения выполнена в отделе интерпретации данных филиала ООО «ГеоПрайм»-«Томская геофизическая компания». Применялись программные средства: PETREL, SeisX (Paradigm Geophysical); GeoSeism (ИНГГ СО РАН); GeoGraphix (Halliburton); X-STAR (ТГТ).

Результаты работ представлены графическими приложениями в виде карт изохрон, структурных карт по основным отражающим горизонтам  $\Phi_2$ , I<sup>a</sup>, I<sup>b</sup>, II<sup>a</sup>, II<sup>b</sup>, III, IV<sup>b</sup>, V масштаба 1:50 000; схематических структурных карт в интервале внутривпалеозойского комплекса; карт прогноза; планшетов скважин по результатам переинтерпретации ГИС; корреляционных схем нижнемеловых, юрских и доюрских отложений по линии скважин.

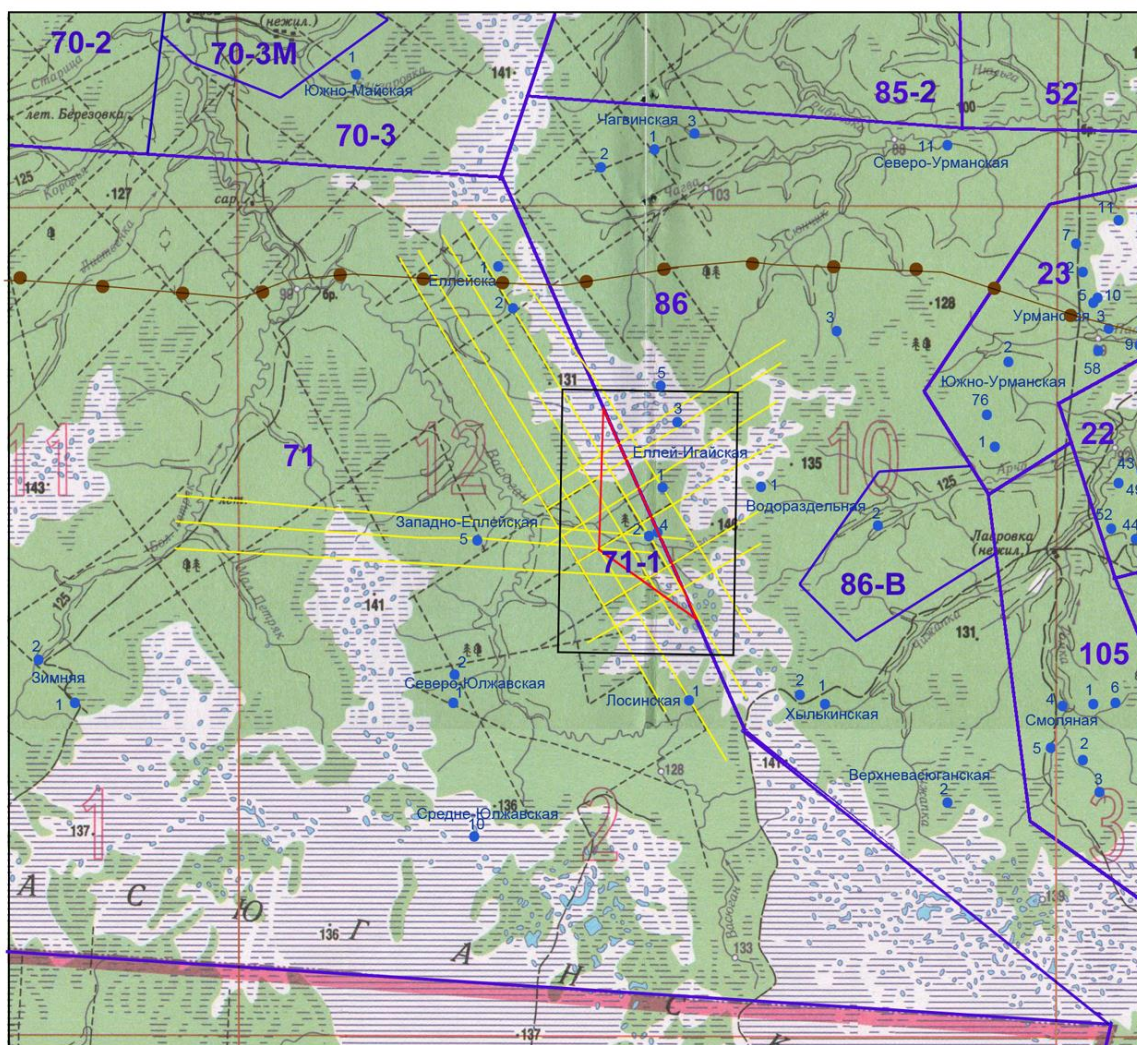
По результатам выполненных работ осуществлены палеотектонический, сейсмостратиграфический, сейсмофациальный, динамический анализы; построены прогнозные карты: развития коллектора в интервале доюрского комплекса пород, распространения эффективных толщин пластов надугольной пачки Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, спрогнозировано развитие песчаного пласта Ю<sub>9</sub>. Даны рекомендации по бурению глубоких скважин.

Отчет выполнен за счёт собственных средств Заказчика - ООО «Бакчарнефтегаз».

В фонды геологической информации экземпляры данного отчета представляются на условиях конфиденциальности.

Собственник отчета: ООО «Бакчарнефтегаз», ограничение пользования отчетом до 30.09.2035г.

На рис.1 представлена обзорная карта района работ.



Условные обозначения

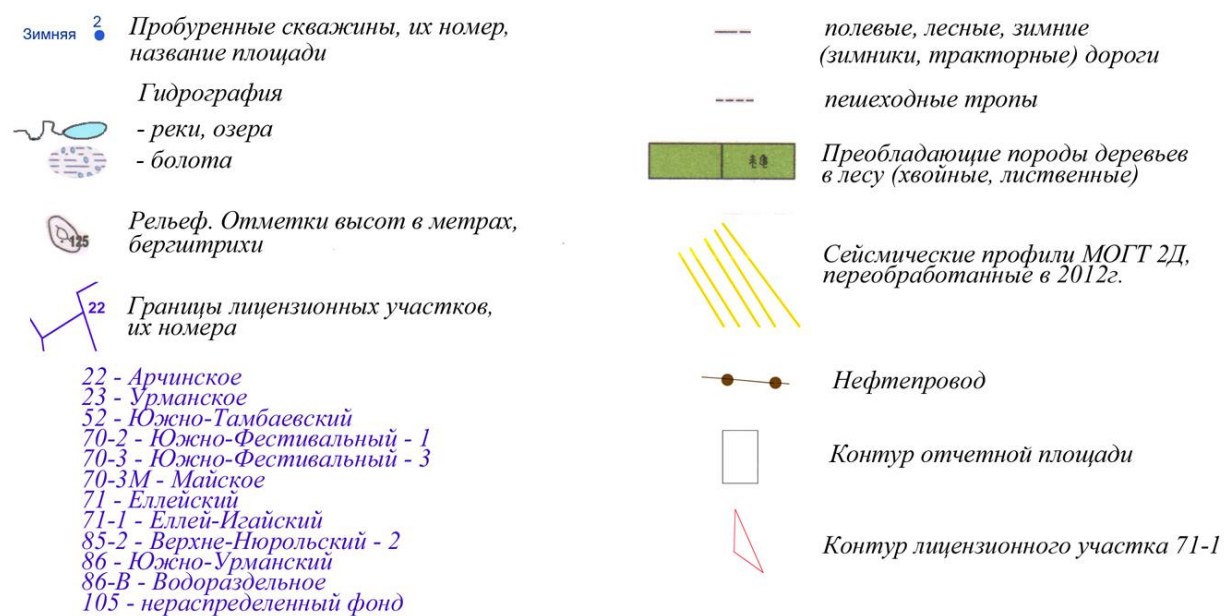


Рис.1 Обзорная карта района работ. Лицензионный участок №71-1

# 1. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

## 1.1 Общие сведения о районе работ

Согласно административному делению лицензионный участок № 71-1 (Еллей-Игайский) расположен в Каргасокском районе Томской области, его площадь составляет 34.5км<sup>2</sup>. Площадь отчетных работ составляет 216км<sup>2</sup>.

Территория исследования представлена плоской, залесённой, заболоченной равниной. Рельеф местности – равнинный. Абсолютные отметки изменяются от ~125м до 143м в пределах района работ и близлежащих лицензионных участков. Относительные превышения составляют около 18м.

Климат континентальный, типичный для таёжной зоны Западной Сибири с суровой продолжительной зимой (колебания температуры от -20°С до -50°С), коротким теплым летом (температура воздуха достигает +35°С). Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Толщина снегового покрова достигает 1.5м. Устойчивый снежный покров устанавливается в конце октября - начале ноября и сходит в конце апреля – начале мая.

Гидрографическая сеть в пределах л.у.№71-1 представлена рекой Васюган с многочисленными притоками, ручьями, большим количеством мелких озёр. Реки типично равнинные, отличаются высокой извилистостью и медленным течением, имеют крутые, обрывистые берега. Река Васюган в пределах участка практически несудоходна. Пойменные участки и болота непроходимы для транспорта в летнее время и труднопроходимы зимой. В зимний период реки и болота промерзают во второй половине декабря, толщина льда в зимний период меняется от 0.5 до 1м. Заболоченность территории составляет около 45%.

Лесная растительность представлена хвойными (пихта, ель, кедр) и лиственными (береза, осина) породами.

Ближайший населённый пункт - г. Кедровый, в котором имеется аэропорт с бетонной взлетно-посадочной полосой, узел связи, ретранслятор телепередач, больница, почта и другие учреждения, расположен в 90км на восток от л.у.№71-1. Расстояние до ближайших разрабатываемых месторождений (Урманское, Арчинское) составляет ~30км. В 15км к северу от лицензионного участка проходят: нефтепровод Игольское-Лугинецкое-Парабель, ЛЭП.

Ближайшая дорога с бетонным покрытием, соединяющая Игольское месторождение-Пионерный-Стрежевой, находится за пределами отчетной площади в 85км на запад. На площади работ дороги отсутствуют. Передвижение и перевозка грузов осуществлялась с применением вездеходов, тракторов, снегоходов.

Категория трудности для сейсморазведочных работ IV, для топографо-геодезических работ от II до V.

Обзорная карта района работ приведена на рис.1.

## 1.2 Геолого-геофизическая изученность

Планомерные поисковые работы с целью изучения геологического строения Западно-Сибирской плиты начались в 1947 году. На первом этапе проводились мелкомасштабные (геологическая, аэромагнитная, гравиметрическая) съемки, маршрутная и площадная сейсморазведки МОВ и МПВ.

После проведения в 1947-1957 годах общего для Томской области и, в целом, для всей Западной Сибири комплекса региональных работ, были установлены основные закономерности геологического строения, выявлены крупные тектонические элементы и приподнятые зоны, ставшие объектами сейсморазведочных исследований. Полученные сведения были использованы при структурно – тектоническом районировании осадочного чехла и палеозойского фундамента Западно-Сибирской плиты.

Начиная с 1958 года с целью детального изучения тектоники региона, для решения конкретных задач нефтепоисковой геологии широкое применение получили методы сейсмической разведки: МОВ, КМПВ. Основной объем геофизических исследований приходился на площадную сейсморазведку МОВ. В результате проведенных работ были выявлены крупные структурно-тектонические элементы фундамента и осадочного чехла, выявлен ряд локальных поднятий третьего порядка. Сейсморазведка МОВ масштабов 1:200000 и 1:100000 выполнялась сейсморазведочными партиями Томской геофизической конторы, Средне - Обской комплексной геофизической экспедиции и Томского геофизического треста (ТГТ).

С середины 70-х годов начинается новый этап в изучении геологического строения территорий сейсмическими работами методом общей глубинной точки (МОГТ). Переход на новый метод позволил улучшить качество прослеживаемости мезозойских отражающих границ и увеличить глубинность исследований, выделять малоамплитудные поднятия, мелкие нарушения, а также выполнять анализ параметров волнового сейсмического поля, прямо или косвенно связанных с нефтегазоносностью.

Еллей-Игайское поднятие выявлено по результатам работ МОВ в 1966г. (с/п 22/65-66, Козленко П.П., Новосибирский геофизический трест), подготовлено к глубокому бурению площадными работами МОВ по горизонтам осадочного чехла в 1974г. (с/п 3/72-73, Рубенштейн В.И., ТГТ). По работам с/п 1,3/76-77 (Карапузов Н.И., ТГТ) частично изучена поверхность доюрских образований, работами площадного КМПВ (с/п 6/80-81, Лахно Г.А., ТГТ) изучено строение верхней части доюрских образований, выполнен прогноз их литологического состава по граничным скоростям. В пределах осевой части Лавровского наклонного вала и его восточного склона были проведены площадные поисковые работы МОГТ, КМПВ и высокоточная магнитная съемка (с/п 1,3,12/90-92, Мельников В.П., ТГТ), включавшие территорию л.у.№71-1 (Еллей-Игайский). В 2005г. строение Еллей-Игайской площади уточнено по работам МОГТ-2Д (ЮГЭ ОАО «Хантымансийскгеофизика»), проведенных в пределах л.у. № 70, 86 (Забуга Т.В., ТГК).

Буровые работы в регионе проводились нефтегазоразведочными экспедициями ПГО «Томскнефтегазгеология». За период 1976-2009г.г. на изучаемой и сопредельных территориях пробурены поисковые скважины на Еллейском, Северо-Юлжавском, Западно-Еллейском, Лосинском, Среднеюлжавском, Водораздельном, Хылькинском, Верхневасюганском поднятиях. В результате буровых работ было выявлено Еллейское месторождение УВ, газоконденсатная залежь на Северо-Юлжавском поднятии и нефтяная на Среднеюлжавском, на Еллей-Игайской площади выявлена непромышленная залежь УВ.

На Еллей-Игайской площади первая скважина №1 пробурена в 1976г., №2 (параметрическая) в 1979г., №3 в 1989г., №4 (параметрическая) в 1991г., №5 в 2009г.

На рис. 1.1 приведена схема геолого-геофизической изученности района работ. Краткие сведения о видах работ, масштабах съемок, а также основные результаты работ, проведенных на отчетной территории до настоящего этапа исследования, приведены в таблице 1.1.

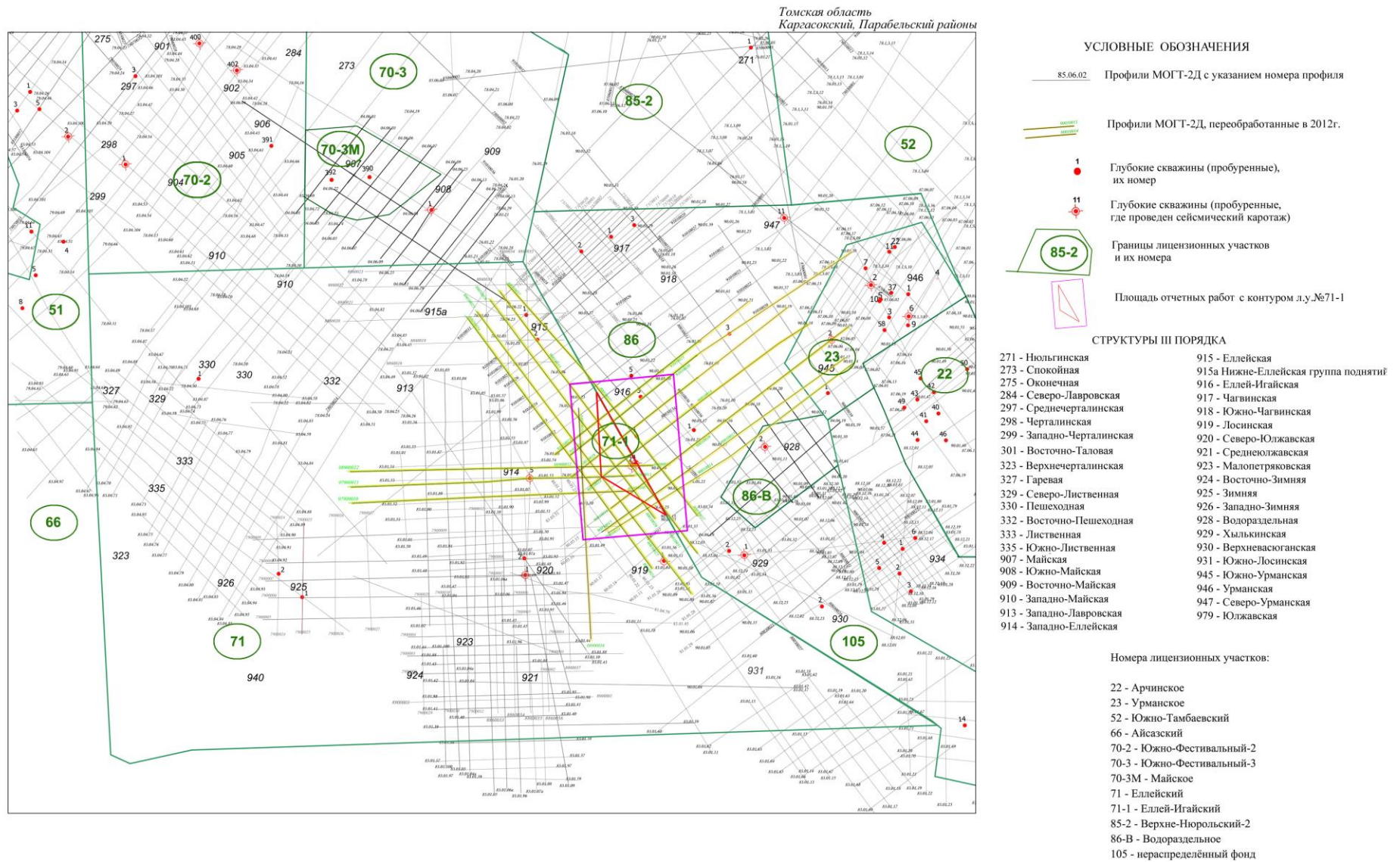


Рис.1.1 Схема геолого-геофизической изученности района работ. Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)

## Геологическая и общая геофизическая изученность района работ

Таблица 1.1

Организация, проводившая работы. Автор отчета	Год проведения работ	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследований
1	2	3	4
<b>Геологическая съёмка</b>			
Западно-Сибирское геологическое управление (ЗСГУ)	1947-1954	Геологическая съёмка 1:1 000 000	Составлена геологическая карта Западно-Сибирской низменности. Установлено повсеместное развитие антропогенных отложений, по руслам некоторых рек – неогеновых.
ПГО «Новосибирскгеология» ПГО «Томснефтегазгеология» Томская ГРЭ	1977-1982 1986-1992	Групповая геологическая съёмка 1:200 000	Изучено геологическое строение района, определена минерагеническая специализация различных структурно-формационных комплексов. Составлен стандартный комплект карт (геологическая, четвертичных отложений, полезных ископаемых, инженерно-геологическая, гидрогеологическая).
<b>Магнитная, аэромагнитная съёмки</b>			
Сибирский геофизический трест	1949-1953	Магнитная съёмка 1:1 000 000	Проведено районирование территории по характеру магнитного поля.
Новосибирский геофизический трест Аэрогеофизическая партия 48/66 Коноплин П.А.	1966-1967	Аэрогамма-магнитная съёмка 1:500 000	Составлены аэромагнитные карты. Проведено районирование фундамента Западно-Сибирской плиты. Определены глубины до его поверхности. Получены представления о простирании, очертаниях и размерах основных структурно-тектонических элементов.
ПГО «Новосибирскгеология» ЦГЭ Аэромагнитная партия 38/79-80 Барулин Б.С.	1979-1980	Аэромагнитная съёмка 1:50 000	Построены карты магнитного поля, распространения комплексов пород доюрского основания центральной части Усть-Тымской впадины. Выявлены участки вероятного развития отложений промежуточного этажа.
<b>Гравиметрическая съёмка</b>			
Новосибирский геофизический трест Нововасюганская г/п 29/59-60 Белов В.И.	1959-1960	Гравиметрическая съёмка 1:200 000	Составлены карты аномалий силы тяжести в редукции Буге. Выделен ряд аномалий II и III порядка. Намечены участки, перспективные на поиски локальных поднятий.
Новосибирский геофизический трест Майская г/п 29/60-61 Белов В.И.	1960-1961	Гравиметрическая съёмка и электро-разведка 1:200 000	Выявлен ряд локальных аномалий, перспективных на поиски структур III порядка. На них рекомендовано провести сейсморазведку.
ПГО «Новосибирскгеология» Гравиметрический участок 15/84-85 Звягин Е.М.	1984-1985	Площадная гравиметрическая съёмка 1:200 000	Составлены схематические геологическая и тектоническая карты доюрских образований, геолого-геофизические разрезы.

## Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4
ТГТ г/п 21 Богачев С.Ф., Харитоненко В.П.	1979- 1992	Площадная гравиметрическа я съёмка точностью 0.1мгл (сеть 1000x250м)	На основании комплексного анализа результатов гравиметрической съёмки, КМПВ, МОГТ и глубокого бурения построена прогнозная структурно-литологическая схема доюрских образований в юго-восточной части Нюрольской впадины (Северо-Останинское, Северо-Герасимовское, Северо-Калиновое, Останинское, Калиновое, Нижнетабаганское, Тамбаевское, Урманское, Солоньское, Южно-Табаганское, Львовское, Еллейское и др. локальные поднятия).
<b>Сейсморазведочные работы</b>			
СОКГЭ с/п 15,16/59, 2/60 Смыслов А.А.	1959- 1961	Маршрутные работы МОВ 1:200 000	Уточнено геологическое строение Средневасюганского, Парабельского, мегавалов, Усть-Тымской впадины.
Новосибирский геофизический трест НТГУ Васюганская с/п 22/65-66 Козленко П.П.	1965- 1966	Сейсморазведка МОВ 1:100 000	Выделена структура II порядка – Верхне-Васюганский вал, выявлены и частично оконтурены Чагвинское, Водораздельное, Лосинское и Еллей-Игайское локальные поднятия. Отмечены перегибы Аксёновский, Урманский, Лавровский и Верхне-Чижапский.
ТГТ с/п 3/72-73 Рубинштейн В.И.	1972- 1973	Поисковые и детальные работы МОВ 1:100 000	Детализированы Нюльгинское, Зимнее, Еллей-Игайское, Чагвинское, Лосинское поднятия. Выявлены Петряковский и Юлжавский перегибы.
ТГТ с/п 3/73-74 Свищевская А.Г.	1973- 1974	Поисковые и детальные работы МОВ 1:100 000	Выявлено Еллейское, детализированы: Зимнее, Чагвинское, Еллей-Игайское, Лосинское и Южно-Урманское поднятия. Уточнено геологическое строение зон сочленения Мирного, Останинского и Юбилейного поднятий.
ЦКГЭ 18/73-74 Толстов Э.В.	1973- 1974	Сейсморазве- дочные работы ЗПВ и ГСЗ 1:200 000	На северо-восточном склоне Межовского свода и юго-западном склоне Таволгинского с.м. прослежен горизонт Ф – контакт между эффузивно-осадочной и терригенно-карбонатной толщей фундамента.
ТГТ 14/74 Страхов А.Н. и др.	1974	Аэросейсмиче- ские региональные исследования ЗПВ 1:200 000	Изучено строение поверхности доюрских образований восточной части Лавровского н.в., ю-з части Пудинского мегавала и зоны их сочленения. Проведено районирование доюрского фундамента по значениям граничных скоростей, получены данные о многоярусном строении фундамента.
ТГТ с/п 1,3/76-77 Карапузов Н.И.	1976- 1977	Площадные работы МОГТ 1:100 000	Изучена поверхность доюрских образований на Калиновой, Нюльгинской, Чагвинской и, частично, на Еллей-Игайской площадях.
ТГТ с/п 1,3,6/80-81 Белов Р.В., Лахно Г.А.	1980- 1981	Площадные работы МОГТ и КМПВ 1:100 000	Получены новые сведения о геологическом строении Лавровского н.в. Детализированы и подготовлены под глубокое бурение Арчинское и Осиповское поднятия, выявлены Смоляное, Хылькинское, Львовское и Южно-Лосинское л. п. Построена прогнозная карта литологии пород доюрских образований для юго-восточной части Нюрольской впадины.

## Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4
Томский геофизический трест с/п 1,3/81-82 Белов Р.В.	1981-1982	Площадные и детальные работы МОГТ, 1:100 000	Проведены работы МОГТ в ю-в части Лавровского наклонного вала и на с-з крыле Таволгинского с.м. Выявлены Смоляное, Хылькинское, Львовское, Южно-Лосинское л.п.
ТГТ с/п 1,3,6/83-84 Белов Р.В.	1983-1984	Площадные работы МОГТ 1:100 000	Выявлены и подготовлены к глубокому бурению Среднеюлжавская, Западно-Еллейская, Хылькинская, Хатчинская, Львовская структуры. Выявлены и оконтурены Галлеевская и Малопетряковская структуры. Частично детализированы Юлжавская и Заречная структуры.
ТГТ с/п 1,3,12/90-92 Мельников В.П.	1990-1992	Площадные работы МОГТ, КМПВ и магнитной съемки 1:100 000 1:50 000	Уточнен структурный план осевой части Лавровского н.в., детализированы Северо-Табаганское и Восточно-Арчинское поднятия, выявлен Восточно-Табаганский структурный нос, составлена схема блокового строения Лавровского н.в., установлены границы распространения тогурской пачки.
Томская Геофизическая Компания ТГТ Забуга Т.В.	2005	Площадные работы МОГТ 2D на л.у. № 70, 86 1:50 000	Уточнено строение Водораздельной, Майской, Хылькинской, Еллей-Игайской структур. Уточнены контуры прогнозируемых ловушек.
Томская Геофизическая Компания с/п 37/07 «Тюменнефтегеофизика» Забуга Т.В.	2007	Площадные работы МОГТ 2D на л.у. № 86 1:50 000	Уточнено геологическое строение Чагвинской структуры и сопредельных площадей по отражающим горизонтам мела, юры и палеозоя.
Томская Геофизическая Компания с/п 86,90/07-08 ЮГЭ «Хантымансийск-геофизика» Забуга Т.В.	2009	Площадные работы МОГТ 2D на л.у. № 71 (Еллейский) 1:50 000	Уточнены структурные планы Еллейского, Западно-Еллейского, Зимнего, Малопетряковского, Северо-Юлжавского, Среднеюлжавского, Островного, Лосинского и др. поднятий. Выполнен палеотектонический анализ, спрогнозированы: распространение коры выветривания, распространение коллекторов в карбонатах палеозоя, условная зона контакта эффузивно-осадочной и терригенно-карбонатной формаций; выполнен прогноз распространения пластов Ю <sub>15</sub> , Ю <sub>11-12</sub> , Ю <sub>5-6</sub> , Ю <sub>3-4</sub> , Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>м</sup> . Подготовлены под глубокое бурение Еллейская, Среднеюлжавская, Островная структуры.
СОКГЭ, ТГТ, с/п 19 Терентьева Т.И., Сомова Ж.М., Вилкин В.М., Струнов А.В., Анриенко Н.В.	1958-1993	Исследования скважин СК, ВСП	Получены сведения о средних, интервальных и пластовых скоростях продольных волн осадочного чехла и доюрского фундамента в пределах Томской области, проведена привязка сейсмических границ к геологическим. Проведены исследования СК и ВСП в пределах л.у. №71-1 и сопредельных территориях в скважинах: Еллей-Игайских 2, 4, Водораздельной 2, Хылькинской 1, Лосинской 1, Западно-Еллейской 5, Северо-Юлжавской 1, Южно-Урманской 2.

## Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4
<b>Разведочное бурение</b>			
ПГО «Томснефтегаз геология» Каргасокская, Васюганская, Западная, Колпашевская НГРЭ	1976- 1992	Глубокое разведочное бурение	Изучены отложения мезозойско-кайнозойского чехла и доюрских образований. Открыты: Еллейское нефтяное месторождение, Северо-Юлжавская газоконденсатная залежь; разбурены Зимняя, Западно-Еллейская, Лосинская и Среднеюлжавская площади. На Еллей-Игайской площади пробурены 5 скважин.
<b>Тематические и опытно-методические работы</b>			
ТГТ, ОМП 10/93-96 Конторович В.А.	1993- 1996	Опытно- методические работы обобщение 1:200 000	Построены сводные структурные карты по опорным сейсмическим горизонтам для западной и центральной частей Томской области

### Краткая история поискового и параметрического бурения на Еллей-Игайской площади

Основные перспективы нефтегазоносности площади связаны с юрским комплексом пород и кровлей палеозойских образований. В скв. №1 глубина забоя составила 3103м, доюрские породы вскрыты на 132м. В скважине выполнен весь комплекс ГТИ, опробована кровля палеозоя. Объект «сухой». В эксплуатационной колонне в палеозойском разрезе испытано три объекта. Притока пластового флюида не получено. В юрской части разреза при испытании получены низкодебитные притоки пластовой воды. Скважина ликвидирована, как выполнившая геологическое назначение.

Скважина №2 (параметрическая) пробурена до забоя 4502м (палеозой). Доюрские породы вскрыты на глубине 3011м. Проведены: МОГ (метод обращенного годографа), азимутальное ВСП, ВСК и СК. Изучены литолого-петрографические, стратиграфические, геохимические и гидродинамические характеристики доюрского разреза. Вскрыта нижне - верхнедевонская карбонатная кавернозно-трещиноватая толща, содержащая следы вертикальной миграции УВ, их прямые признаки по керну. Для толщи характерна пониженная минерализация пластовой воды и аномально низкое пластовое давление в проницаемых зонах. Сква. №2 ликвидирована, как выполнившая геологическое назначение.

Скважина №3 - забой 3022м, доюрский разрез вскрыт на глубину 32м. До проектной глубины скважина не пробурена в связи с геологическим осложнением при вскрытии палеозоя. В юрском разрезе по ГИС и керну объектов с продуктивной характеристикой не выявлено, бурение скв. №3 подтвердило наличие высокочемких проницаемых зон в разрезе карбонатных доюрских образований. Основные геологические и поисковые задачи скважиной оказались не выполненными.

В 1991г. начато бурение параметрической скважины №4. Забой на глубине 4100м, выполнен комплекс ГИС, по палеозою проходка составила 1114м. Отмечены нефтепризнаки в виде слабого запаха нефти в керне. При вскрытии палеозойских образований произошло осложнение, опробование палеозойских объектов отменено. В колонне испытано девять объектов, все объекты характеризуются как «сухие».

В 2009г. в северной части Еллей-Игайской площади была пробурена поисково-оценочная скважина №5. Фактическая глубина скважины составила 3750м, доюрские образования вскрыты на глубину 790м. Опробование пластов в процессе бурения скважины не проводилось. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

### 1.3 Стратиграфия

В строении разреза Еллей-Игайской площади (лицензионный участок №71-1) принимают участие палеозойские образования складчатого фундамента и мезозойско-кайнозойские осадочные отложения платформенного чехла, залегающие с угловым и стратиграфическим несогласием на доюрских породах /1,2,3,4/. Установлено, что перерыв в осадконакоплении на данной территории продолжался в течение пермского, триасового и отчасти нижнеюрского периодов.

Еллей-Игайский эрозионно – тектонический блок в это время подвергался процессам эрозии, денудации и корообразования.

В пределах лицензионного участка пробурено две параметрические скважины №2 и №4, информация о геофизических исследованиях в скважинах представлена в таблице 1.2.

#### *Палеозойский комплекс образований*

Согласно региональной стратиграфической схеме доюрских отложений Западно-Сибирской плиты (утвержденной МСК, 2004г.) по палеозойскому фундаменту, Еллей-Игайская площадь относится к Нюрольскому структурно-фациальному району (рис.1.2). По схеме в эмском ярусе нижнего девона выделяются солоновская и надеждинская свиты, отложения среднего девона в составе эйфельского и живетского ярусов объединяются в герасимовскую свиту, франско-фаменские породы верхнего девона – в лугинецкую свиту. По комплексам фораминифер и строматопор возраст, вскрытых скважинами №2 и №4 доюрских пород, датируется как нижне (эмский ярус) - верхнедевонский.

По модели Г.Д. Исаева (2006г.) местные стратиграфические подразделения на территории участка представлены с элементами стратиграфических, структурных, тектонических и фациальных взаимоотношений (рис.1.3) /5/.

Согласно карты геологического строения кровли доюрских образований (под редакцией Суркова В.С., 2008г.), исследуемая территория расположена в поле развития ниже-среднедевонской, преимущественно карбонатной формации (рис.1.4).

#### **Девонская система (D)**

##### **Нижний отдел, эмский ярус (D<sub>1em</sub>)**

**Надеждинская свита (биазинский горизонт).** Возраст пород определен как нижедевонский по фораминиферам сотрудниками ИГНиГ СО РАН (Юферов О.В., Дубатов В.Н. и др., 1980г.). Данные отложения относятся к шельфовому литофациальному комплексу. Вскрытая толщина 257м.

Отложения нижнего девона на Еллей-Игайской площади вскрыты только в скважине №2 (инт. 4245 – 4502м) и представлены в кровле сульфатизированным трещиноватым известняком мелкозернистой структуры и сгустково-комковатой текстуры. Основная масса известняка состоит из хемогенного мелкозернистого кальцита. Ниже залегают сильнотрещиноватые перекристаллизованные, местами доломитовые известняки. Порода содержит органические остатки остракод, фораминифер.

Сотрудниками СНИИГГиМС (Гурова Т.И. и др.) проведено изучение тектонической и послонной макротрещиноватости пород. Установлено, что в породах редко преобладают открытые тектонические трещины. Среди макротрещин доминируют закрытые трещины, заполненные кальцитом, реже битумом и редко битумом и кальцитом. Во вскрытом интервале нижнего девона, несмотря на значительную суммарную удельную поверхность макротрещин, открытые среди них отсутствуют. Встречается от 3 до 7 генераций трещин, они разнонаправленные к оси керна и имеют линейную, реже

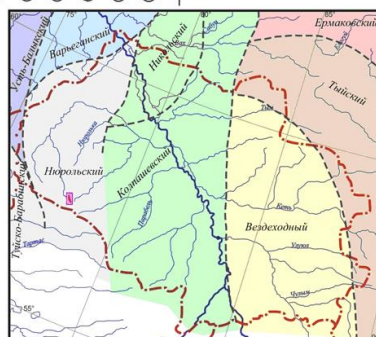
**Объем ГИС, выполненный по скважинам №2 и №4 Еллей-Игайской площади**  
Таблица 1.2

№ п/п	Наименование исследований	Р-2 Еллей-Игайская 11.77-12.79г. А.р.-136.1м Интервал исследования	Р-4 Еллей-Игайская 01.91-06.92г. А.р.-138.3м Интервал исследования
1	ПС - стандартных 3 зонда	1490-4492	586-4094
2	БКЗ - 4 зонда	1490-4497	1700-4088
3	Микрозондирование	1490-4502	1700-4095
4	Резистивиметрия	1450-4472	1700-3687 3820-4088
5	Кавернометрия	481-4499	586-4096
6	Инклинометрия	-	0-4095
7	НГК	44-4450	90-4095
8	ГК	44-4450	0-4095
9	Микрокавернометрия	2000-2400 3440-4501	1720-4096
10	Индукционный каротаж	2000-4496	1700-4090
11	Микробокковой каротаж	2000-2400 2920-3212 3440-4501	-
12	Профилеметрия	2350-3012 3444-4501	2991-4096
13	Акустический каротаж по скорости	2310-4500	1690-4094
14	Акустический каротаж по затуханию	2320-4503	1690-3920
15	Сейсмокаротаж и ВСП	80-4340	220-4000
		4340	2960
16	Газовый каротаж	1570-3010 3450-4497	2500-3000
17	ИННК	-	-
18	ДИК	-	-

волнистую, ветвящуюся форму. Определена открытая пористость по одному образцу керна из интервала 4287-4294м - она составляет 4%, плотность породы 2.63 г/см<sup>3</sup>.

Выше, в интервале 4237-4245м, залегает пачка отложений, связанная с границей перерыва в осадконакоплении между нижним и средним девоном. Керном интервал не охарактеризован, по ГИС представлен низкоомной, карбонатно-глинистой породой. Перерыв в осадконакоплении между нижним и средним девоном литологически или палеонтологически установлен на Малоичской, Южно-Тамбаевской и др. площадях Нюрольской СФЗ (Исаев Г.Д.) /2006,2007гг/. Мощность отложений коры выветривания 8м.

Система	Отдел	Ярус	Структурно-фациальный район						
			Нюрольский	Никольский	Колпашевский				
Пермская	верхний	татарский		Восточно-Никольская серия	Чкаловская толща Пестроцветный терригенный разрез ~ 400м	Приозерная толща  Переслаивание углистых аргиллитов, темно-серых песчаников и гравелитов  ~ 200м			
		казанский							
		уфимский							
	нижний	кунгурский					Киевская толща Конгломераты, песчаники, алевролиты с прослоями углей ~ 1300м		
		артинский							
		сакмарский							
Каменноугольная	верхний	гжельский							
		касимовский							
		московский							
	средний	башкирский					Елизаровская свита Известковые аргиллиты, мергели, алевролиты. ~120 м.	Кохоргская свита 100м ? Инская серия Переслаивание черных и темно-серых Углисто-глинистые, глинисто-карбонатные породы, хлоритовые сланцы, диабазы Endothyra ex gr. recta Lipina., E. cf. prisika Raus, et Reil., Eoeloboenothyra ex gr. parva (Gibber.), Palaeosproplectamina ? sp. и др.	
		нижний					серпуховский		Средневажюганская свита Аргиллиты, алевролиты, песчаники. ~200 м.
							визейский		Табатанская свита Верхняя подсвита Известняки глинистые. ~ 135м Средняя подсвита. Аргиллиты, кремнеизвестняки. ~ 230 м. Нижняя подсвита. Кремнеизвестняки, известняки. ~ 103 м.
Девонская	верхний	фаменский	Лугинская свита Верхняя подсвита. Известняки аргиллиты. Базальтовые туфолавы. 505м Нижняя подсвита. Илистые известняки, известковые аргиллиты. 145 м.	Чапчинская свита Верхняя подсвита. Радиоляритовые кремнеизвестняков и аргиллитов. ~ 180м. Нижняя подсвита. Тентакулитовая. Кремнистые известняки и аргиллиты. ~ 300 м.	?	?			
		франский	Герасимовская свита Верхняя подсвита. Известняки слонистые. 615м (Малочский известняк). Известняк массивный. 410 м Нижняя подсвита (Елдей-Игайский известняк). Известняк массивный. ~ 110 м.	Чуэзская свита Верхняя подсвита. Известняки глинистые с примесью кремнистых. ~ 70м. Нижняя подсвита. Известняки темно-серые детритовые, глинистые. ~ 400 м.					
	средний	живетский		Таргасская серия Верхняя подсвита. Известняки темные массивные. ~ 220 м. Солоновская свита Известняки, доломиты, мергели окремненные. 200 м.			Мирная толща Известняки аргиллиты, мергели. ~ 400 м.		
		эйфельский	Армичевская свита Известняки глинистые. 630 м. Кыштовская свита Известняки доломитизированные известковые песчаники. 400 м.	Лесная свита Переслаивание глинистых известняков, аргиллитов. ~ 480 м.					
	нижний	эмский	Межовская свита Известняки с биогермами светло-серые и серые доломитизированные, доломиты. ~ 360 м.	Майзасская свита Известняки, голубоватые мергели, туфы, эффузивы. ~ 200 м. Большенечская свита Туфы пирокластические, андезиты, базальтовые порфириты. >200 м.					
		пражский	Ларинская свита Известняки илистые доломитизированные темно-серые до черных линзовидно-слоистые, с линзами песчаников и аргиллитов. > 380 м.						
		лохковский					Павловская свита Известняки тонкозернистые расщепленные зеленоцветные, алевролиты известковые, аргиллиты, песчаники. >250м.		
		приждольский							
	лудловский								
	венлокский								
Силурийская	верхний	приждольский							
		лудловский							
	нижний	венлокский							
		лландоверийский							
		лландейловский							
Ордовикская	верх	ашгиллский							
	средний	карадокский							
		лланвирнский							
	нижний	аренигский							
		тремадокский							
Кембрийская	верхний	батырбайский							
		аксайский							
		сакский							
	средний	аюсоккоканский							
		майский							
		амгинский							
нижний	тойонский								
	ботомский								
	атдабанский								
Протерозой поздний		томмотский				Мета-ортосланцы			



Условные обозначения  
 Контур отчетных работ, контур лицензионного участка, сеть профилей  
 Лицензионный участок  
 Границы Татмарской области  
 Границы структурно-фациальных районов

Рис.1.2 Региональная стратиграфическая схема пород фундамента (утверждена МСК, 2004г.)

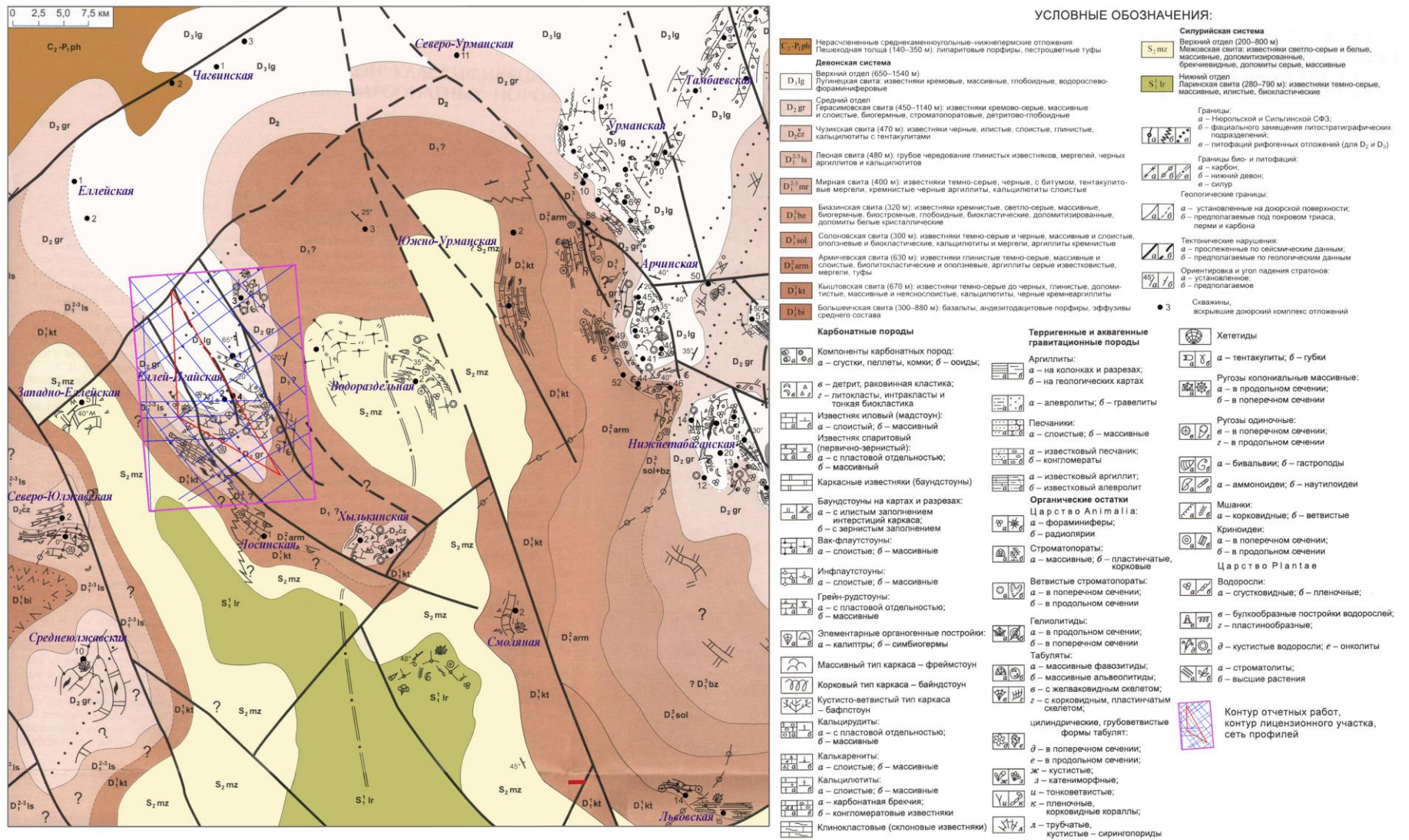


Рис.1.3 Фрагмент схемы распределения био- и литофаций палеозоя (Г.Д. Исаев, 2006г.)

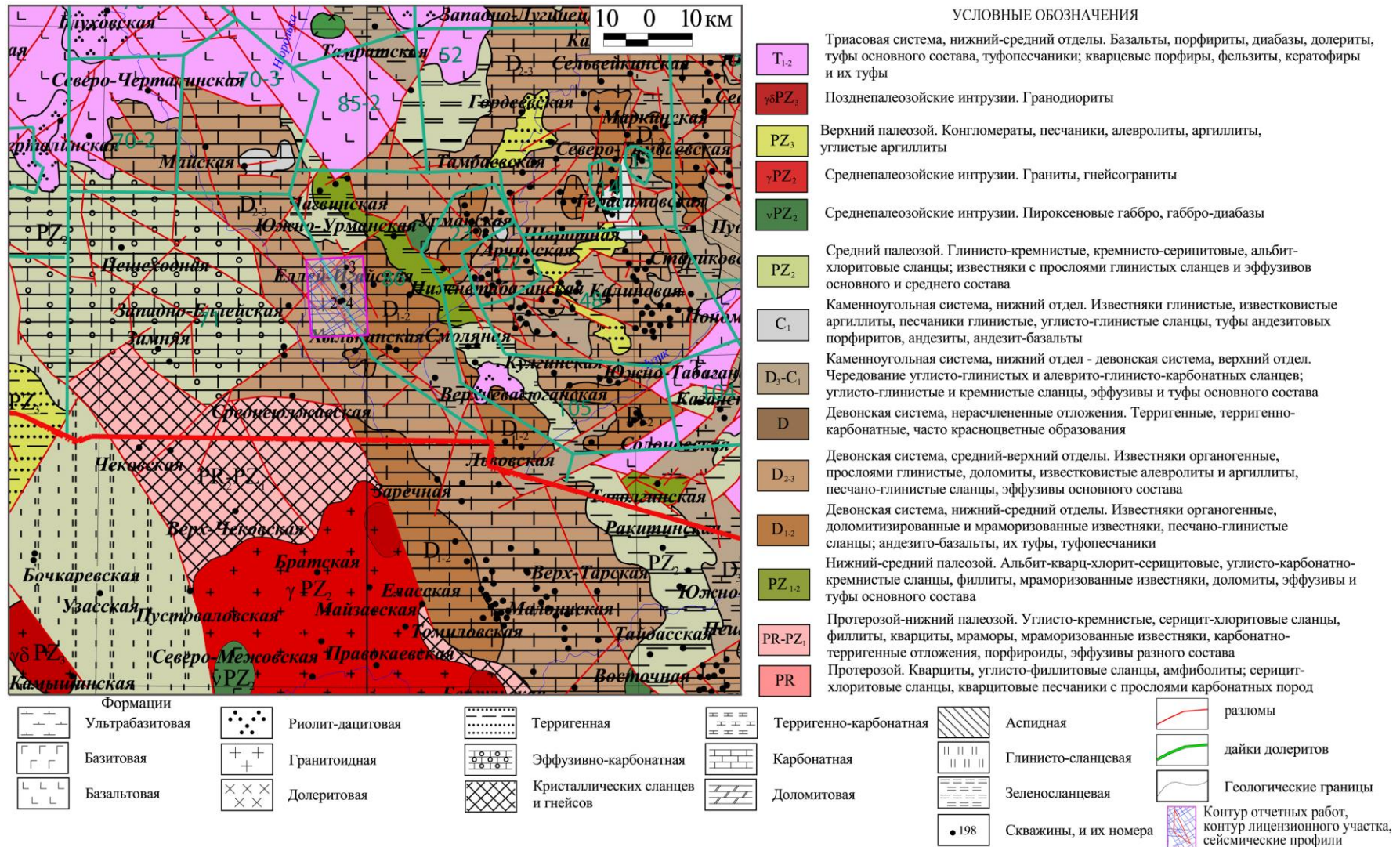


Рис.1.4 Выкопировка из геолого-формационной карты фундамента юго-востока Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С.Суркова, 2008г.)

### Средний отдел (D<sub>2ef-zv</sub>)

**Герасимовская свита (эйфельский - живетский ярусы).** Стратификация разреза среднего девона проведена по фораминиферам сотрудниками ИГНиГ СО РАН (1980г., Юферов О.В., Дубатолов В.Н. и др.).

В скважине №2 отложения герасимовской свиты вскрыты в полном объеме в интервале глубин 3087-4237м. Разрез свиты представлен 1150-метровой, преимущественно, карбонатной толщей. В расположенной рядом скважине №4 вскрытая мощность герасимовской свиты (инт. 3065–4100м) составляет 1035м.

В разрезе скважины №2 граница между ярусами проведена на основании палеонтологических данных на глубине 3518м (т.е., 3087-3518м – *живет*, 3518-4237м – *эйфель*), а в скв. №4 по корреляции диаграмм ГИС на глубине 3400м (т.е., 3065-3400м – *живет*, 3400–4100м – *эйфель*). В разрезе скважины №2 - это коллекторный горизонт, перекрытый глинистой породой, в скважине №4 – зона развития коллектора. Керном пачка охарактеризована в скв.№2 и представлена серой с зеленоватым оттенком глинистой породой милонитом, плотным, перемятым. Текстура флюидально-слоистая, слоистость неясная косая под углом 80-85°. Порода содержит линзы и гнезда светлого кальцита. Цемент сильно пиритизирован. Возможно, что данная стратиграфическая граница также связана с внутриформационным перерывом.

Контакт между герасимовской свитой и вышезалегающими породами лугинецкой свиты (верхний девон) проводится в скважине №2 по палеонтологическим данным и приурочен к кровле аргиллито-карбонатной пачки, венчающей разрез среднего девона. Данная пачка выделяется в интервале 3087-3122м (толщина 35м) и представлена прослоями серых плотных, пелитоморфных известняков и аргиллитов светло-серых алевролитистых, плитчатых, слаборассланцованных, с включением пирита (породы из зоны внутриформационного перерыва). В разрезе скважины №4 эта пачка в значительной степени карбонатизирована и условно выделяется в интервале 3065-3092м (толщина 27м). Представлена по ГИС двумя маломощными прослоями туфов (в кровле и подошве), разделенными серыми трещиноватыми известняками. Трещины выполнены кальцитом, либо светло-серым с зеленоватым оттенком глинистым материалом.

Разрез герасимовской свиты в скв. №2 представлен чередованием литофаций бассейновых (межотмельных акваторий), шельфовых, отмельных, рифогенно - аккумулятивных карбонатных комплексов. Известняки в кровле бурые тонкозернистые фораминиферовые, с редкими кальцитовыми жилками и тонкими стилолитовыми швами. Ниже известняки органогенные, перекристаллизованные, доломитизированные, переходящие в доломит, в разной степени трещиноватые, кавернозные, неоднородные. В интервале 4135-4150м встречен базальтовый порфирит с интерсертальной структурой, характеризующейся беспорядочным расположением микролитов основного плагиоклаза. Порода трещиноватая и пористая. В интервале 3798-3802м вскрыт базальт. Основная масса сложена микролитами лабрадора. Присутствует значительная примесь магнетита.

По результатам исследования макротрещиноватости (СНИИГГиМС, Гурова Т.И. и др.) установлена удельная поверхность макротрещин в карбонатном разрезе герасимовской свиты. По разрезу суммарная удельная поверхность трещин изменяется от 18 до 242.5м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>. Преобладают тектонические трещины, удельная поверхность которых изменяется от 8 до 242.5м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>, в основном, более 60м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>, эти трещины фактически присутствуют во всех изученных интервалах. Послойные трещины встречаются по разрезу спорадически с удельной поверхностью от 4 до 40м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>, единично до 90м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>. Среди макротрещин, также как и в отложениях нижнего девона, доминируют закрытые. Заполнителем является кальцит, реже битум, редко битум совместно с кальцитом. Установлен ряд интервалов, где открытые трещины составляют значительный процент от общего числа трещин. Причем, в подавляющей своей части, это тектонические трещины. Удельная поверхность открытых трещин изменяется от 1 до 40-60м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>, единично 165м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>. Проницаемость открытых макротрещин варьирует от долей мД до 140мД, единично достигает 1000мД (в аргиллите). Установлено несколько интервалов, с трещинной проницаемостью более 10мД: 3118-3122м, 3212-3216м, 3400-3530м, 4133-

4136м. Трещинная проницаемость от 1 до 10мД присуща породам в интервалах: 3325-3430м, 4080-4095м, 4165-4177м. В разрезе спорадически встречаются открытые и частично открытые микротрещины, шириной 0.005-0.12мм, участками расширяющиеся до 0.3-0.5мм. Трещинная проницаемость по микротрещинам нередко превышает 1мД, обычно составляет 0.01-1мД. Результаты лабораторных исследований открытой пористости показали, что весь представленный керном карбонатный разрез имеет низкие значения открытой пористости от 0.2-1 до 3.1-7.7%. Из всего изученного разреза выделяются три интервала, которые отмечаются некоторым повышением значений открытой пористости. Это интервалы 3414.7-3422.5м, 3802.5-3807.0м, 3901.2-3905.8м. Все они отличаются как пористостью, так и плотностью и указывают на роль постседиментационных процессов в преобразовании карбонатных пород в породы-коллекторы. Так, в первых двух интервалах повышенное значение открытой пористости связано с доломитизацией, которая приводит к образованию порового пространства в породе. По результатам переобработки материалов ГИС эти интервалы являются непроницаемыми. Третий интервал представлен разуплотненными известняками и проницаем по ГИС.

### **Верхний отдел (D<sub>3</sub>fr)**

*Лугинецкая свита (низы франского яруса).* На Еллей-Игайской площади отложения верхнего девона вскрыты не в полном объеме. Лугинецкая свита представлена только породами нижней подсвиты, из разреза выпадают отложения фаменского возраста.

Свита в скважине №2 вскрыта в интервале 3024-3087м, представлена, в основном, известняками светло-серыми органогенно-строматопоровыми с биоморфной структурой и биогенной текстурой. В скважине №4 верхнедевонские отложения предположительно вскрыты в интервале глубин 3000-3065м, представлены светло-серым с буроватым оттенком пелитоморфным известняком. Порода трещиноватая, трещины выполнены кальцитом и глинисто-хлоритовым материалом. В кровле порода интенсивно трещиноватая до образования псевдобрекчии. Керн содержит органику фораминифер, строматопор. В подошве свиты в керне наблюдается зона дробления, появляется вишневая глинисто-железистая руда (вероятно, зона перерыва). Коллекторские свойства пород лугинецкой свиты, судя по результатам анализа керна (Кп-0.2-0.5д.ед.) и исследованиям Т.И. Гуровой, в интервалах трещиновато-кавернозных коллекторов являются практически аналогичными разрезу герасимовской свиты. Мощность верхнего девона составляет в скв. №2 - 63м., скв. №4 - 65м.

Венчается девонский карбонатный разрез на Еллей-Игайской площади пачкой отложений коры выветривания.

### **Кора выветривания**

В скважине №2 вскрыта в интервале глубин 3005-3024м и представлена по керну глинистой, песчано-глинистой метаморфизованной серой, темно-серой породой с оолитовыми включениями, с зеркалами скольжения. По петрографическому описанию это микробрекчия глинисто-кремнистого состава и сидеритизированная микробрекчия кремнистых пород (Старикова В.М., КТЭ, ТТГУ). В скважине №4 из интервала залегания коры выветривания (2986-3000м) керн не отобран. По ГИС в интервале 2983-2987м выделен проницаемый горизонт, имеющий пористость 19.4% и неясный характер насыщения. В скважине №1, залегающие в интервале глубин 2970-3007м, отложения коры выветривания представлены полностью измененными, карбонатизированными терригенными породами. В скважине №3 керн из интервала залегания коры выветривания (инт.2990-2996м) не вынесен.

Сведения о петрографическом составе и глубинах залегания этих отложений приведены в таблице 1.3.

## Данные по глубинам залегания и петрографическому составу доюрского комплекса пород

Таблица 1.3

№ скв А.р.,м Забой	Глубина вскрытия				Петрографическая характеристика		Возраст
	кора выветривания		коренные пород		Кора выветривания	Коренные породы	
	отн.отм.,м абс.отм.,м	Н, м	отн.отм.,м абс.отм.,м	Н,м			
<b>Еллей-Игайская площадь</b>							
<u>1</u> 137.3 <b>3103</b>	<u>2970</u> 2832	37	<u>3007</u> 2869	96	Глинисто-кремнистая бурая метаморфизованная порода, с прослоями известковистой брекчии.	Известняки серые и светло-серые, скрытокристаллические, крепкие трещиноватые. Трещины заполнены кальцитом. Встречаются незначительные прослои глинистых пород зеленоватого цвета. Угол слоистости до 70°.	<b>D<sub>3</sub></b> - (Г.Д. Исаев)
<u>2</u> 136.1 <b>4502</b>	<u>3005</u> 2868	19	<u>3024</u> 2887	1477	Выветрелая хлоритизированная зеленая порода. В кровле залегает микробрекчия кремнисто-глинистого состава. Обломки представлены аргиллитами, халцедоном, мелкоагрегатным кварцем. Микробрекчия переслаивается с кремнистым	Разрез карбонатный с подчиненными прослоями глинистых известняков до мергелей, с редкими прослоями эффузивов (диабазов, базальтов, базальтовых порфиритов). 3024-3090м - известняки бурые, тонкозернистые, фораминиферовые. Редкие кальцитовые жилки и тонкие стилолитовые швы, заполнены углефицированной органикой. 3090-3430м - известняки органогенные, перекристаллизованные, доломитизированные, переходящие в доломитовые известняки. Структура неравномернозернистая, текстура неоднородная. В верхней части интервала отмечается слой аргиллита (18м) зеленовато-серого, нечетко слоистого (угол слоистости 30°). 3380-3406м - прослой эффузивного базальта. 3378-3380м - известняк перекристаллизованный и брекчированный. В трещинах разных генераций	По фораминиферам: (4464.8-4232.4) - <b>D<sub>1</sub></b> (4182.2-4079.8), (3905.8-3558.0) - <b>D<sub>2ef</sub></b> (3525.2-3439.5) - <b>D<sub>2ef-zv</sub></b> (3419.1-3094.0) - <b>D<sub>2zv</sub></b> (3094.0-3063.0) - <b>D<sub>2zv-D<sub>3fr</sub></sub></b> (3051.6-3048.6) - <b>D<sub>3fr</sub></b> СО АН СССР, 1980г О.В. Юферов, В.Н. Дубатов и др.

Продолжение таблицы 1.3

№ скв А.р.,м Забой	Глубина вскрытия				Петрографическая характеристика		Возраст
	кора выветривания		коренные пород		Кора выветривания	Коренные породы	
	отн.отм.,м абс.отм.,м	Н, м	отн.отм.,м абс.отм.,м	Н,м			
<b>Еллей-Игайская площадь (продолжение)</b>							
<u>2</u> 136.1 <b>4502</b>	<u>3005</u> 2868	19	<u>3024</u> 2887	1478	средне- грубообломочным песчаником и аргиллитом сидеритизированным. В подошве коры залегают кремнистые рассланцованные аргиллиты, состоящие из каолинита, хлорита, глинисто-слюдистых минералов. (В.Старикова, О. Шнип, В. Каратун)	присутствует легкий и окисленный битум. 3430-3910м - переслаивание строматопоровых известняков и известняков с мелким детритом, с редкими единичными прослоями карбонатно-глинистых пород. Известняки доломитизированные, перекристаллизованные, брекчированные, кавернозные. 3798-3802м - базальт. Основная масса сложена микролитами лабрадора. Присутствует значительная примесь магнетита. 3901.2-3905.8 м - прослой известняка светло-серого, брекчированного, легкого, пористого. Под люминоскопом выявлены битумопроявления в широких открытых трещинах, в тонких трещинках и каверночках. 3910-4502м - известняки серые, буровато-серые, органогенные, перекристаллизованные, трещиноватые, с отчетливыми стилолитовыми швами. Порода разбита большим количеством трещин различных генераций и ориентировки. 4135-4150м - базальтовый порфирит с интерсертальной структурой, микролиты сложены основным плагиоклазом. Порода трещиноватая и пористая.	По фораминиферам и кораллам: (3871.0-3798.0), (4389.4-3410.6), (3017.4-3006.6) - <b>D2zv</b> (3871.4-3406.6) - <b>D2ef-zv</b> ТГУ, Г.М. Татьянан, В.А. Ивания, В.М. Подобина, С.Н. Макаренко,1979г По амфипорам: (3408-4294) - <b>D2ef</b> ТГУ, Г.М. Татьянин,1980г
<u>3</u> <u>147.5</u> <b>3022</b>	<u>2990</u> 2843	6	<u>2996</u> 2849	26	Выветрелая зеленая хлоритизированная порода	Известняки серые, темно-серые с буроватым оттенком, трещиноватые. Трещины заполнены кальцитом. Выделяются пропластки (до 0.1м) кремнистых пород.	<b>D2ef-zv</b> (Г.Д. Исаев)

Продолжение таблицы 1.3

№ скв А.р.,м Забой	Глубина вскрытия				Петрографическая характеристика		Возраст
	кора выветривания		коренные пород		Кора выветривания	Коренные породы	
	отн.отм.,м абс.отм.,м	Н, м	отн.отм.,м абс.отм.,м	Н,м			
<b>Еллей-Игайская площадь (продолжение)</b>							
<u>4</u> 138.3 <b>4100</b>	<u>2986</u> 2847	14	<u>3000</u> 2861	1100	Литологическая характеристика отсутствует	Известняки органогенные с остатками фауны и флоры, от светло-серых до темно-серых с розоватым и буроватым оттенком. Скрытокристаллические, массивные, иногда слоистые трещинно-кавернозные, участками доломитизированные или мраморизованные, обломочные, с подчиненными прослоями глинистых известняков и мергелей, с редкими прослоями эффузивов (диабазов, базальтов, базальтовых порфиритов). Слоистость под углом 90°.	По фораминиферам: (3842.4-3920) - <b>D<sub>2zv</sub></b> (3920-4100) – <b>D<sub>1em</sub>- D<sub>2ef</sub></b> ТГУ, В.И. Саев, Г.М. Татьянин, 1993г.

## **Платформенный комплекс образований**

Мезозойско-кайнозойские отложения представлены терригенными породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Стратиграфия приводится по схеме, принятой решением совещания представителей МРСС, утверждённой в 2004 году с незначительными дополнениями (рис.1.5). Мезозойско-кайнозойский платформенный чехол представлен отложениями юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

### **Юрская система (J)**

По отложениям нижней и средней юры (без келловей) территория Еллей-Игайского лицензионного участка относится к Нюрольскому району Обь-Иртышской фациальной области (рис.1.5), а келловей – верхнеюрский разрез к Пурпей-Васюганскому району Обь-Ленской фациальной области (рис.1.6). Отложения юрской системы в границах этих районов представлены нижним, средним и верхним отделами и подразделяются на урманскую, тогурскую, салатскую, тюменскую, васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты (граф.прил.24).

Юрские образования со стратиграфическим перерывом и угловым несогласием залегают на дислоцированных породах доюрского фундамента. Расчлененность рельефа поверхности фундамента определяет изменение мощности юрских отложений, нижние стратиграфические уровни которых являются толщами заполнения (нивелирования) топографических палеовпадин и выклиниваются на склонах крупных структур I порядка - эрозионно-тектонических выступах.

В разрезе Еллей-Игайской площади нижнеюрские отложения урманской (геттанг, синемюр, плинсбах) и тогурской (низы нижнего тоара) свит отсутствуют.

Наиболее древними, залегающими на отложениях коры выветривания, являются континентальные породы салатской свиты.

### **Нижний и средний отделы (J<sub>1-2</sub>)**

**Салатская свита (J<sub>1-2</sub> t<sub>1-a2</sub>)** соответствует нижнетоар - ааленскому комплексу пород и представлена чередованием песчаников (группа пластов Ю<sub>15</sub> в опесчаненных разрезах), алевролитов и аргиллитов континентального генезиса. Свита ограничена в полных разрезах реперами: в нижнем тоаре - аргиллитами тогурской пачки (региональный репер) и угольным пластом У<sub>14</sub> - в верхнем аалене (зональный репер). На Еллей-Игайской площади нижней границей свиты является кровля доюрских образований (кора выветривания), породы данного возраста установлены в разрезах пробуренных скважин №№ 1, 2, 3, 4 (табл.1.4). Достаточно четко в кровле выделяется 1.5м однородный угольный пласт У<sub>14</sub>, ниже залегают преимущественно алевролитистые аргиллиты. Мощность свиты 9-37м.

### **Средний отдел (J<sub>2</sub>)**

**Тюменская свита (J<sub>2</sub> a<sub>2</sub>- b- bt).** Полный разрез свиты фиксируется в зонах развития салатской свиты, а в случае ее отсутствия отложения тюменской свиты с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на доюрских образованиях.

Разрез отложений тюменской свиты представляет собой ритмично-слоистую, серо-темноцветную песчано-алевролитоглинистую толщу с прослоями углистых аргиллитов и углей с многочисленными включениями обугленного растительного детрита и пирита. Породы свиты характеризуются горизонтальной, косой, пологоволнистой слоистостью, текстурами взмучивания, насыщением пород растительным детритом и растительными остатками, что свидетельствует о формировании этой свиты в континентальных условиях.

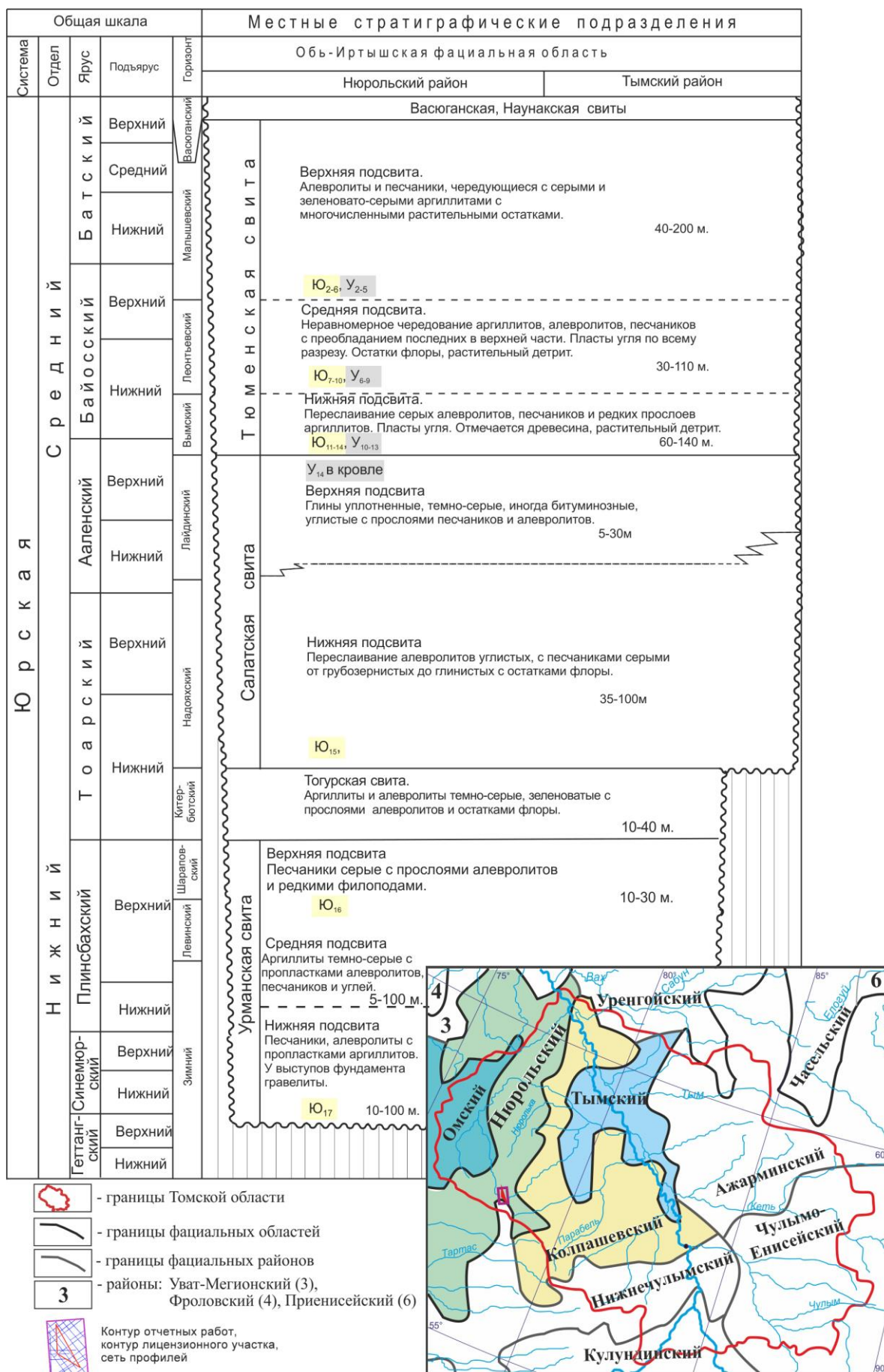


Рис.1.5 Региональная стратиграфическая схема нижней и средней (без келловея) юры (утверждена МСК, 2004г.)



**Стратиграфическая разбивка ниже -, среднеюрских отложений  
по скважинам Еллей-Игайской площади**

Таблица 1.4

<u>№ скв.</u> А.р., м	Интервал палеозоя, м	Интервал салатской свиты, м толщина, м	Интервал тюменской свиты		
			<u>нижняя</u> <u>подсвита,</u> <u>толщина, м</u> индекс пласта коллектора	<u>средняя</u> <u>подсвита,</u> <u>толщина, м</u> индекс пласта коллектора	<u>верхняя</u> <u>подсвита,</u> <u>толщина, м</u> индекс пласта коллектора
<u>1</u> 137.7	2970-3103	<u>2936-2970</u> 33	<u>2858-2937</u> <u>79</u> (Ю <sub>11</sub> )	<u>2777-2858</u> <u>81</u> (Ю <sub>10</sub> , Ю <sub>9</sub> , Ю <sub>7</sub> )	<u>2688-2777</u> <u>89</u> (Ю <sub>6</sub> , Ю <sub>3</sub> )
<u>2</u> 136.1	3005-4502	<u>2979-3005</u> <u>26</u> (Ю <sub>15</sub> )	<u>2895-2980</u> <u>85</u>	<u>2816-2895</u> <u>79</u> (Ю <sub>10</sub> )	<u>2715-2816</u> <u>101</u> (Ю <sub>6</sub> , Ю <sub>5</sub> , Ю <sub>4</sub> )
<u>3</u> 147.5	2990-3022	<u>2952-2990</u> 38	<u>2870-2953</u> <u>83</u>	<u>2793-2870</u> <u>77</u> (Ю <sub>10</sub> )	<u>2696-2793</u> <u>97</u> (Ю <sub>6</sub> , Ю <sub>5</sub> , Ю <sub>3</sub> )
4 138.3	2986-4100	<u>2960-2986</u> 26	2880-2966 86	<u>2806-2880</u> <u>74</u> (Ю <sub>10</sub> )	<u>2705-2806</u> <u>101</u> (Ю <sub>6</sub> , Ю <sub>5</sub> , Ю <sub>4</sub> )
5	Нет информации				

Песчаные тела (пласты Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>14</sub>) имеют ограниченное пространственное развитие и являются фациями русловых отмелей, береговых валов и песков разлива речных пойм. Песчаные пласты обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами и, как правило, их пористость составляет 8 – 13%, проницаемость первые единицы мД.

Стратификация свиты на более дробные подразделения проводится на основании корреляции и привязки угольных пластов (угольно-глинистых пачек) У<sub>10</sub> (региональный геологический и геофизический репер) и У<sub>6</sub> (зональный репер). На рассматриваемой территории полный разрез свиты вскрыт всеми скважинами. Кровля свиты проводится по подошве нижевасюганской подсвиты, хорошо выделяемой в разрезе.

В составе тюменской свиты, выделяются 3 подсвиты (рис.1.5, прил.24, табл.1.4).

*Нижняя подсвита* (верхний аален – нижний байос) представляет собой глинисто-углисто-песчаную толщу. В разрезе подсвиты выделяемые угольные пласты индексируются как У<sub>10-13</sub>, песчаные пласты – Ю<sub>11-14</sub>. Подсвита вскрыта в полном объеме во всех скважинах, где она залегает на отложениях салатской свиты, и венчается угольным пластом У<sub>10</sub>. Подсвита вскрыта на глубинах 2858-2895м и достаточно хорошо выдержана по площади, имеет толщину 79-86м. Достаточно условно можно сказать, что более опесчаненной является ее кровельная часть (зона пласта Ю<sub>11</sub>), хотя проницаемые прослои практически отсутствуют.

*Средняя подсвита* (байос) также представляет собой глинисто-углисто - песчаную толщу. В разрезе подсвиты выделяемые угольные пласты индексируются как У<sub>6-9</sub>, песчаные пласты – Ю<sub>7-10</sub>. Среднетюменская подсвита вскрыта в полном объеме всеми скважинами в интервале глубин залегания кровли 2777-2816м и имеет толщину 74-81м. Песчаные пласты, как правило, имеют линзовидное строение и иногда достигают значительной мощности (например пласт Ю<sub>9</sub>, инт. 2813-2838м, Нощ - 25м, скв. №1 Еллей-Игайская), но имеют низкие фильтрационно – емкостные свойства. На диаграммах ГИС песчаные пласты, как коллектор, либо не выделяются, либо имеют низкое значение эффективной составляющей.

Наиболее выдержанным по площади является пласт Ю<sub>10</sub>, залегающий непосредственно на реперном угольном пласте У<sub>10</sub>. Пласт неоднороден и представлен

карбонатизированными песчаниками, алевролитами с глинистыми прослоями. Практически не коллектор.

Отложения среднетюменской подсвиты формировались, преимущественно, в озёрно-болотно-аллювиальных условиях. Такой же генезис имеют выше залегающие отложения.

*Верхняя подсвита* слагает осадочный разрез верхнего байоса - бата между угольным пластом  $У_6$  и подошвой нижневасюганской подсвиты. В разрезе подсвиты выделяемые угольные пласты индексируются как  $У_{2-5}$ , песчаные пласты –  $Ю_{2-6}$ . Верхнетюменская подсвита вскрыта в полном объёме, ее общая мощность варьирует в пределах от 89м до 101м. Роль песчаной составляющей в ней, по сравнению со средней подсвитой, значительно увеличивается. Пласты имеют толщину, достигающую 20-25м (пласт  $Ю_5$  скв. №2 и №3). В разрезах скважин фиксируются также пласты  $Ю_6$ ,  $Ю_4$  и  $Ю_3$ . Песчаники по составу полевошпатово-кварцево-граувакковые, реже кварцево-граувакковые, имеют косую, волнистую и горизонтальную слоистость, представлены мелко-, реже средне - и крупнозернистыми обломочными разностями. Фильтрационно-емкостные свойства песчаников низкие, коэффициент пористости не превышает 13%, проницаемость в среднем 0.8-1.5мД.

В целом толщина тюменской свиты на Еллей-Игайской площади составляет 249-294м.

### Средний и верхний отдел ( $J_2-3$ )

*Васюганская свита ( $J_2c-J_{10}$ )*. Келловей-оксфордский комплекс отложений в пределах ЗСП формировался в различных палеообстановках. В Томской области, в ее западной части, к которой относится и Еллей-Игайская площадь, прибрежно-морские образования выделяются в васюганскую свиту, сменяющуюся в восточном и юго-восточном направлении прибрежно-континентальными и континентальными отложениями наунакской свиты (табл.1.5, прил.24, рис.1.6).

Васюганская свита по литологическому составу подразделяется на 2 подсвиты: нижнюю – преимущественно глинистую и верхнюю – опесчаненую (горизонт  $Ю_1$ ). Нижневасюганская подсвита представлена аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов. Толщина подсвиты в пределах Еллей-Игайской площади изменяется в пределах 38-42м (табл.1.5).

Верхневасюганская подсвита сложена песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, с прослоями углей и углистых аргиллитов. Песчаные отложения подсвиты представляют регионально нефтегазоносный горизонт  $Ю_1$ . В разрезе верхневасюганской подсвиты выделяются две толщи морского генезиса: надугольная, подугольная и разделяющая их межугольная песчано-углисто-глинистая пачка континентального происхождения. Границы межугольной толщи в кровле и подошве на Еллей-Игайской площади связаны с угольными пластами, индексируемыми, соответственно, как  $У_1$  и  $У_{1-1}$ .

*Надугольная пачка*. На рассматриваемой площади толщина данной трансгрессивной пачки, ограниченной в кровле подошвой георгиевской свиты и в подошве угольным пластом  $У_1$ , варьирует в пределах от 3 до 23м. Такое существенное изменение толщин связано с развитием в сводовой части Еллей-Игайского поднятия (скв. №1 и №3) песчаного пласта  $Ю_1^{1-2}$  и его полным отсутствием (размыв ?) на юго-западном склоне (скв. №2 и №4). Пласт сложен серыми, мелко-среднезернистыми, полимиктовыми песчаниками с алевролито - глинистыми непроницаемыми прослоями. Общая мощность пласта в разрезе скв. №1 составляет 11м, скв. №3 – 18.8м, эффективная мощность, соответственно, 7.6м и 12.2м. Судя по результатам интерпретации ГИС, анализу керна и результатам испытания (аномально высокие притоки пластовой воды) пласт имеет повышенные значения фильтрационно-емкостных параметров. В скв. №1 песчаники пласта (по лабораторным анализам) имеют открытую пористость до 18.8%, проницаемость до 129.2мД.

**Стратиграфическое расчленение васюганской свиты на Еллей-Игайской площади**

Таблица 1.5

№№ скв	Параметры, м	Васюганская свита	Нижне-васюганская подсвита	Верхневасюганская подсвита (горизонт Ю <sub>1</sub> ).					
				Надугольная		Межугольная		Подугольная	
				Песчаный пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>		Песчаный пласт Ю <sub>1</sub> <sup>му</sup>		Песчаный пласт Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>	
1	Инт.	2603-2688	2648.8-2688	2603-2617.5	2603-2614	2617.5-2637.5	Пласта нет	2637.5-2648.8	2637.5-2648.8
	Нобщ	85	39.2	14.5	11	20	-	11.3	11.3
	Нэф.	13.9	-	7.6	7.6	0	-	6.3	6.3
2	Инт.	2635-2715	2672-2715	2635-2637	Пласта нет	2637-2663	2645-2650	2663-2672	2663-2672
	Нобщ	80	43	3	-	26	5	9	9
	Нэф.	4.4	-	0	-	2,8	2,8	1.6	1.6
3	Инт.	2604-2696	2655.2-2696	2604-2627	2606-2624,8	2627-2646	Пласта нет	2646-2655,2	2646-2655,2
	Нобщ	92	40.8	23	18.8	19	-	9.2	9.2
	Нэф.	17	-	12.2	12.2	0	-	4.8	4.8
4	Инт.	2630-2705	2668-2705	2630-2633	Пласта нет	2633-2656	2640.8-2643	2656-2668	2656-2668
	Нобщ	75	37	3	-	23	2.2	12	12
	Нэф.	9.2	-	0	-	2.2	2.2	7	7

*Межугольная толща (пачка).* В пределах рассматриваемой площади имеет преимущественно глинисто - алеврито - углистый состав и общую мощность 19-26м. В разрезах скважин №2 и №4 в ее составе выделяется относительно маломощный (2.2-5м) песчаный пласт Ю<sub>1</sub><sup>му</sup>.

*Подугольная толща (пачка).* В целом, представлена регрессивным (морским) пластом Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, сложенным проницаемыми песчаниками, разделенными алевролитоглинистым пропластком на два прослоя (возможно эти прослои индексировать как пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>). Общая мощность пласта составляет 9-12м, эффективная - 1.7-7м. По ГИС песчаники имеют общую пористость порядка 16.4%, проницаемость - 5.5мД.

Общая толщина васюганской свиты 75-92м.

*Георгиевская свита (J<sub>3</sub>-km).* Соответствует кимериджскому комплексу осадков, накопление которых происходило в условиях нормального морского бассейна. Породы представлены аргиллитами темно-серыми с примесью песчано-алевритового материала и глауконита. Структура пород алевропеллитовая, текстура - микрослоистая.

Толщина георгиевской свиты 1-7м.

*Баженовская свита (J<sub>3</sub>-v)* Волжские глины являются региональным геологическим и геофизическим репером, региональным флюидоупором и нефтегенерирующей толщей. Породы представлены битуминозными аргиллитами, с частыми прослоями известняков. Формирование пород свиты происходило в период тектонического покоя в глубоководном морском бассейне.

Толщина баженовской свиты 24-33м.

### Меловая система (К)

На Еллей-Игайской площади вскрыт типичный для юго-восточных районов ЗСП разрез меловой системы в составе нижнего и верхнего отделов, представленных куломзинской, тарской, киялинской, алымской, покурской, кузнецовской, ипатовской, славгородской, ганькинской свитами (рис.1.7, 1.8, 1.9).

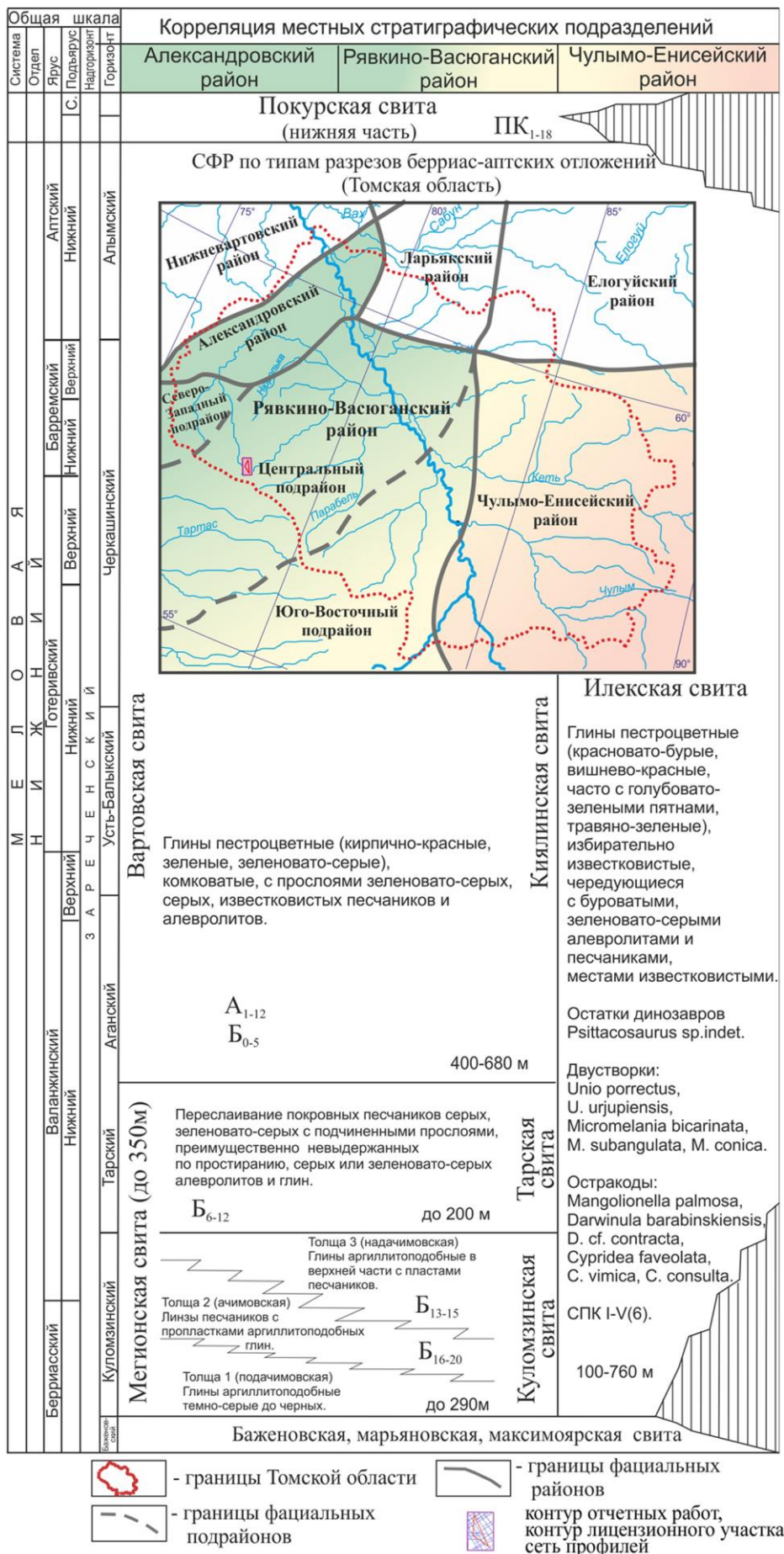


Рис.1.7 Региональная стратиграфическая схема берриас - апта (утверждена МСК, 2004г.)

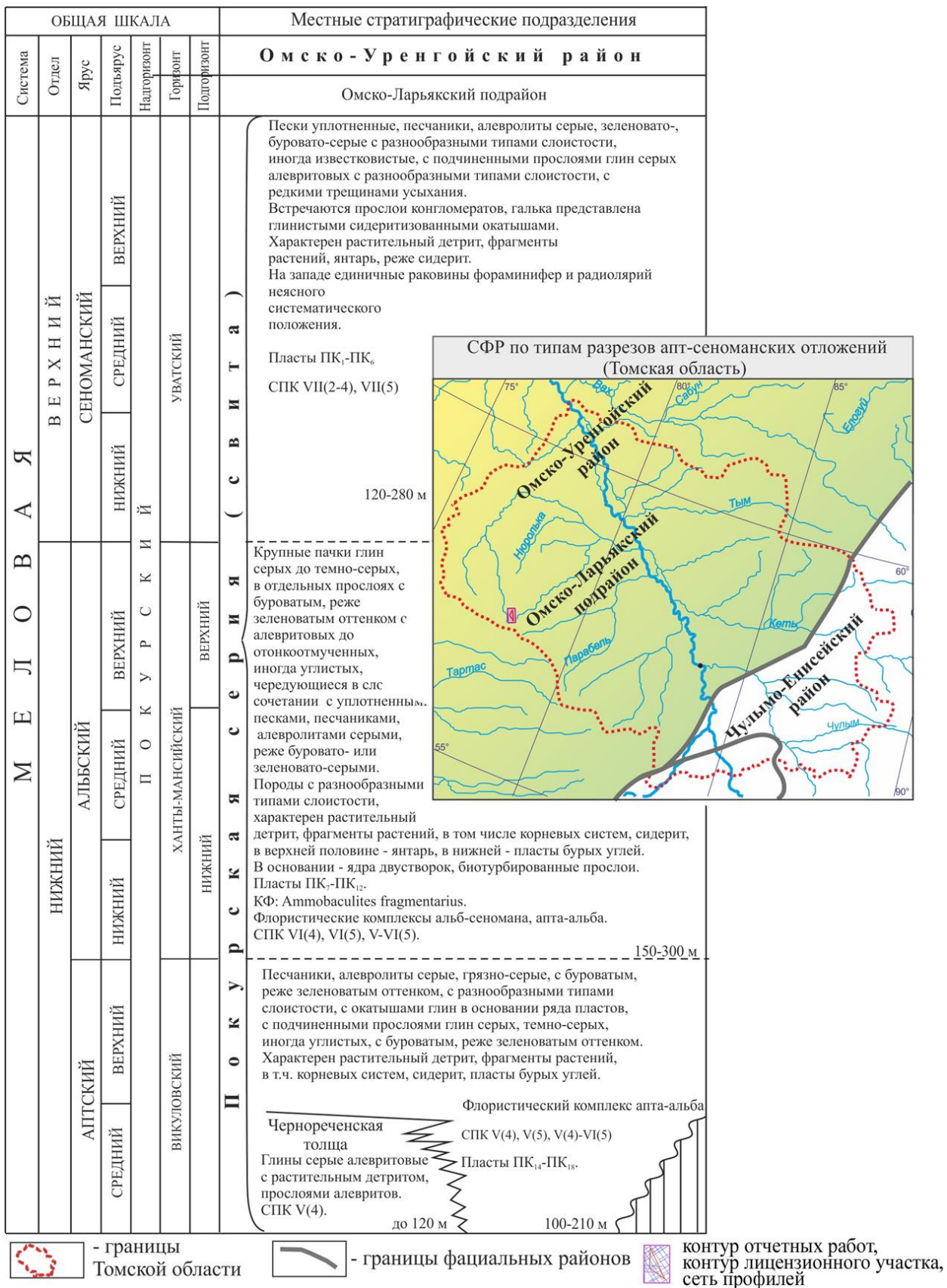


Рис.1.8 Региональная стратиграфическая схема апт - сеномана (утверждена МСК, 2004г.)

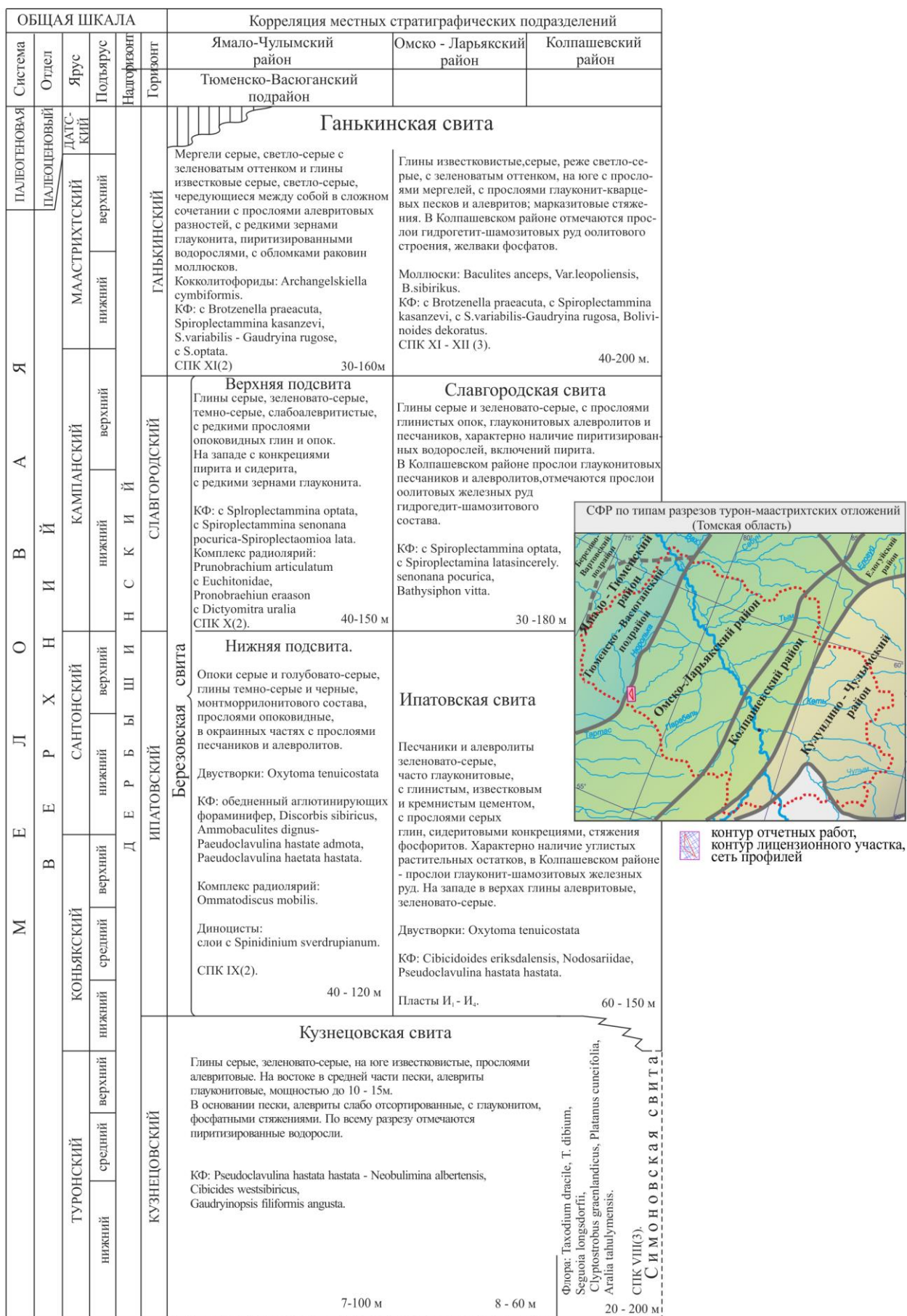


Рис.1.9 Региональная стратиграфическая схема турон - маастрихта (утверждена МСК, 2004г.)

## Нижний отдел – К<sub>1</sub>

**Куломзинская свита (K<sub>1b-v</sub>).** Берриас - валанжинский разрез представлен морскими отложениями преимущественно глинистого состава с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников (рис.1.8). В отложениях свиты выделяется глинисто-карбонатная толща, вмещающая ачимовские алевролиты и аргиллиты с пропластками песчаников Б<sub>16-20</sub>. В верхней части свиты залегают песчаные пласты Б<sub>13-15</sub>.

Толщина свиты 281-297м.

**Тарская свита (K<sub>1v</sub>).** Валанжинские породы тарской свиты представлены диахронными осадками мелководно-морского ближнего шельфа. Выделяются пласты Б<sub>8</sub> - Б<sub>12</sub> (рис.1.8). Песчаные пласты тарской свиты характеризуются хорошими коллекторскими свойствами.

Толщина свиты 64-70м.

**Киялинская свита (K<sub>1v-g-br</sub>).** Свита сформирована в прибрежно-континентальных и континентальных условиях валанжин - баррема, и представлена частым переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников (рис.1.8). Характерным является пестроцветная окраска пород. Аргиллиты темно-серые и бурые, участками пестроцветные, с линзами голубовато-серого алевролита, иногда песчанистые, с раковистым изломом, с зеркалами скольжения. Песчаники голубовато-серые мелкозернистые плотные, крепкие, глинистые, известковистые, иногда с линзочками угля. Песчаные пласты групп А и Б<sub>1-7</sub> не выдержаны по площади и в разрезе.

Толщина свиты от 611-635м.

**Алымская свита (K<sub>1a</sub>).** Морские нижнеаптские отложения алымской свиты, сформированные в период нижнеаптской кратковременной трансгрессии, представлены преимущественно аргиллитами, делятся на две подсвиты. Верхняя подсвита сложена мелководно-морскими темно-серыми аргиллитами, соответствует в разрезе глинам кошайской пачки, являющейся геологическим и геофизическим репером. Нижняя подсвита представлена песчаным пластом А<sub>1</sub>, который является базальным пластом аптской трансгрессии.

Толщина свиты 19-38м.

## Нижний и верхний отделы (К<sub>1-3</sub>)

**Покурская свита (K<sub>1a-al</sub> -K<sub>2c</sub>).** Сложена континентальной толщей сероцветных глин, алевролитов, песчаников, с преобладанием последних. В разрезе выделяются пласты группы ПК (рис.1.7).

Толщина свиты 860-877м.

Выше залегают верхнемеловые морские, прибрежно-морские отложения *кузнецовской* (турон), *ипатовской* (коньяк - нижний сантон), *славгородской* (верхний сантон - кампан), *ганькинской* (маастрихт - дат) свит, которые представлены глинистыми, глинисто-кремнистыми песчано-алевритистыми разностями (рис.1.9).

Отложения палеогеновой системы представлены морскими глинистыми осадками (*талицкая, люлинворская, чеганская свиты*) и озерно-аллювиальными фациями некрасовской серии. Выше залегают четвертичные отложения.

В таблице 1.6 представлена информация по глубинам залегания свит.

## Данные по глубинам залегания свит

Таблица 1.6

Наименование площади, месторождения		Еллей-Игайская							
№ № скважин (категория)		1(поисковая)		2 (параметр.)		3(поисковая)		4 (параметр.)	
Альтитуда ротора, м		137.7		136.1		147.5		138.3	
Удлинение, м				(0.5gr-8.9забой)				(0.3gr-0.5забой)	
Ганькинская свита									
Даний - маастрихт									
Березо- вская	Славгородская свита	<u>509</u>	44	<u>518</u>	31			<u>523</u>	33
	Кампан -верхний сантон	371		382				384	
	Ипатовская свита нижний сантон - коньяк	<u>553</u> 415	137	<u>549</u> 413	137			<u>555</u> 417	141
Кузнецовская свита		<u>690</u>	15	<u>686</u>	11			<u>696</u>	11
турон		552		550				558	
Покурская свита		<u>705</u>	873	<u>697</u>	871	<u>717</u>	866	<u>707</u>	860
Сеноман – альб - апт		567		561		569		569	
Альм- ская	Кошайская пачка	<u>1578</u>	21	<u>1568</u>	16	<u>1582</u>	14	<u>1567</u>	24
		1440		1432		1435		1429	
Пласт А <sub>1</sub>		<u>1598</u>	4	<u>1584</u>	17	<u>1597</u>	5	<u>1591</u>	12
		1461		1448		1449		1453	
Киялинская свита		<u>1602</u>	616	<u>1601</u>	634	<u>1602</u>	631	<u>1603</u>	629
готерив - баррем		1464		1465		1454		1465	
Тарская свита		<u>2218</u>	70	<u>2235</u>	64	<u>2232</u>	66	<u>2232</u>	69
валанжин		2080		2099		2085		2094	
Куломзинская свита		<u>2288</u>	287	<u>2299</u>	296	<u>2298</u>	280	<u>2302</u>	292
берриас - валанжин		2150		2163		2151		2163	
Баженовская свита		<u>2575</u>	26	<u>2596</u>	31	<u>2579</u>	24	<u>2594</u>	31
титонский (волжский)		2437		2459		2431		2455	
Георгиевская свита		<u>2601</u>	2	<u>2627</u>	5	<u>2603</u>	1	<u>2625</u>	5
кимеридж		2463		2490		2455		2486	
Васюганская свита		<u>2603</u>	85	<u>2632</u>	83	<u>2604</u>	92	<u>2630</u>	75
келловой - оксфорд		2465		2495		2456		2491	
Тюменская свита		<u>2688</u>	249	<u>2715</u>	264	<u>2696</u>	257	<u>2705</u>	255
нижняя - средняя юра		2550		2578		2548		2566	
Салатская свита		<u>2936</u>	33	<u>2979</u>	26	<u>2952</u>	38	<u>2960</u>	26
		2799		2842		2805		2821	
Юрские отложения			395		409		411		392
Кора выветривания		<u>2970</u>	37	<u>3005</u>	19	<u>2990</u>	6	<u>2986</u>	14
		2832		2868		2843		2847	
Палеозой (девон)		<u>3007</u>	96	<u>3024</u>	1478	<u>2996</u>	26	<u>3000</u>	1100
		2869		2887		2849		2861	
Лугинецкая свита				<u>3024</u>	63			<u>3000</u>	65
франк				2887		2861			
Герасимовская свита				<u>3087</u>	431			<u>3065</u>	335
живет				2951		2927			
Герасимовская свита				<u>3518</u>	719			<u>3400</u>	700
эйфель				3382		3262			
Кора выветривания? (перерыв)				<u>4237</u>	8				
эйфель - эмс				4101					
Надеждинская свита				<u>4245</u>	257				
эмс				4109					
Забой скважины		3103		4502		3022		4100	

## 1.4 Тектоника

Участок работ расположен в южной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы Западно-Сибирской плиты. Доюрский комплекс пород служит фундаментом для мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

В составе фундамента выделяется два структурных этажа: нижний или складчатый этаж сложен геосинклинальными формациями глубоко метаморфизованных и сложно дислоцированных пород докембрия и нижнего палеозоя, прорванных интрузиями от основного до кислого состава. Верхний структурный этаж фундамента занимает промежуточное положение между геосинклинальными образованиями складчатого основания и типично платформенными отложениями осадочного чехла.

Основной структурой складчатого фундамента является Межовский срединный массив, представляющий результат тектонических преобразований байкальской эпохи складчатости, переработанный герцинским тектогенезом (рис.1.10). Массив состоит из двух блоков: Верхневасюганского антиклинория и Северо-Межовского синклинория. На обоих блоках фиксируются выступы-горсты байкальского складчатого комплекса северо-западного простирания, сложенного породами кремнисто-сланцевой геосинклинальной формации. При этом на Верхневасюганском антиклинории развиты, в основном, гранитоидные интрузивные комплексы, а к горстам Северо-Межовского синклинория приурочены ультрабазитовые интрузивные массивы. В рельефе доюрской поверхности Межовский срединный массив проявляется приподнятым Межовским гранитным батолитом и опущенным Нюрольским прогибом, перекрытым осадочными отложениями палеозоя карбонатно-глинисто-сланцевой формации ( $S_1-C_1$ ).

Накопление девонско-каменноугольных карбонатных пород происходило в условиях относительного тектонического покоя с плавными трансгрессивно-регрессивными колебаниями уровня моря, с тремя периодами субаэральных перерывов: в позднем эйфеле, раннем живете и позднем франке. Такой перерыв наблюдается на территории исследования в разрезе раннего живета в скважине №2 (прил.25). В позднегерцинское время карбонатная толща была деформирована в брахискладки изгиба с короткими осями и разбита на отдельные тектонические блоки. В девоне формирование карбонатной толщи дополняет периодическая эксплозивная вулканическая деятельность, о чем свидетельствуют прослой базальтоидов (прил.25). Предполагаемая мощность палеозойских осадков 2000-3500м. Активная тектоника способствовала развитию процессов выщелачивания и метасоматоза известняков.

В начале триасового периода в процессе рифтогенеза были сформированы грабен-рифты северо-восточного простирания. При этом произошел раскол литосферной плиты на мелкие блоки и их частичный раздвиг. Рифтогенез сопровождался активным наземным вулканизмом базальтового типа. Депрессионные зоны заполнились триасовыми эффузивно-осадочными образованиями.

Складчатый фундамент разбит тектоническими нарушениями преимущественно северо-восточного и северо-западного простирания. Развитие сети разломов северо-западного простирания связано с позднегерцинским формированием складчатого основания фундамента, северо-восточного направления - с триасовым рифтогенезом. Часть разрывных нарушений прослеживается и в отложениях платформенного чехла, оказывая существенное влияние на процессы формирования и миграции углеводородов. Позднепалеозойская складчатость и триасовый рифтогенез определили структуру доюрского основания и фациальные особенности строения чехла.

Значительный региональный перерыв осадконакопления наблюдался с позднекаменноугольного до триасового времени. В течение континентального периода складчатые сооружения фундамента размывались и пенепленизировались. На этом этапе

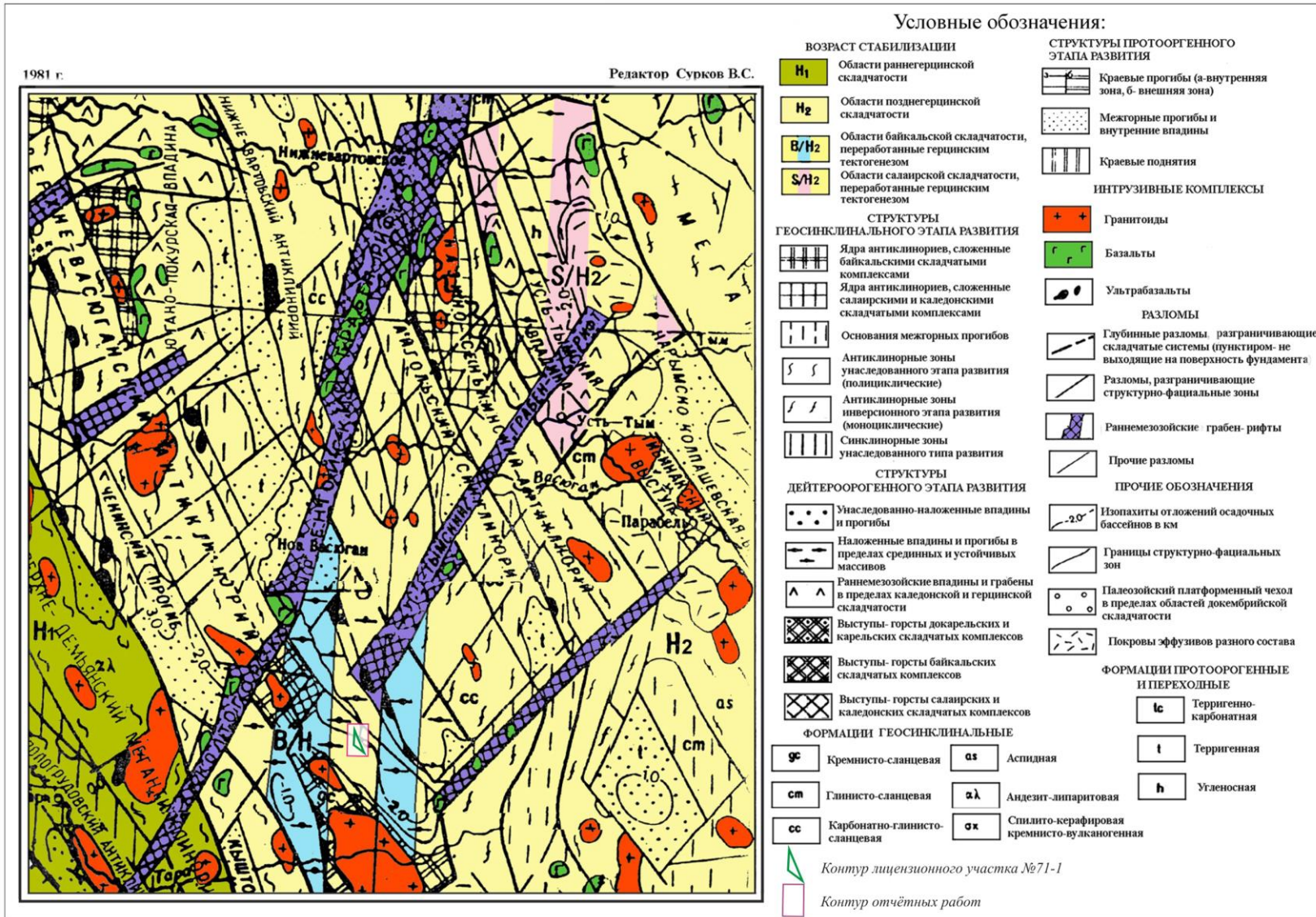


Рис.1.10 Выкопировка из тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (Томская область, под ред. В.С. Суркова, 1981г.)

происходит формирование доюрской коры выветривания. К началу прогибания ЗСП был сформирован эрозионно-тектонический рельеф поверхности доюрского фундамента.

Формирование платформенного чехла в мезозое - кайнозое происходило в спокойном тектоническом режиме при общем погружении территории, платформенные структуры развивались унаследовано структурам фундамента. Соответствие рельефа поверхности фундамента платформенным структурам наблюдается до верхнемеловых (граф.прил.20). Начиная с верхнего мела в верхней части платформенного чехла формируется новый структурный план, обусловленный неотектоническими движениями.

На рисунке 1.11 приводится фрагмент «Тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области (под ред. В.С. Старосельцева, 1995г.)». Согласно карте, лицензионный участок № 71-1 расположен в юго-восточной части Нюрольской впадины, осложняемой Лавровским наклонным валом, вблизи зоны сочленения с Межовским мегавалом.

На более поздней схеме тектонического районирования юрского структурного яруса под редакцией В.А. Конторовича (рис.1.12) Еллей-Игайское поднятие расположено на Лавровском валу в пределах Лавровского мезовыступа, который осложняет строение Колтогорско-Нюрольского жёлоба и делит его на Южно-Нюрольскую и Центрально-Нюрольскую мезовпадины.

## 1.5 Нефтегазоносность

Согласно «Обзорной карте к Перечню участков недр Томской области, предлагаемых для предоставления в пользование на 2011 год (углеводородное сырьё), изучаемая площадь лицензионного участка №71-1 находится в Межовском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области (рис.1.13).

Потенциально нефтегазоперспективными комплексами являются доюрский, юрский и меловой (неоком).

К настоящему времени в пределах района открыты нефтяные месторождения: Майское, Еллейское (Ю<sub>1</sub>), Чагвинское, Смоляное (Ю<sub>3</sub>), Южно-Табаганское (М), Тамбаевское и нефтегазоконденсатные: Урманское (М), Арчинское (Ю<sub>1</sub>, М, Pz), Кулгинское (Ю<sub>1</sub>), Нижнетабаганское (Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>3-5</sub>, М, Pz), Калиновое (Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>7-9</sub>, М, Pz), Северо-Калиновое (Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>5</sub>, М). За пределами южных границ Томской области к Межовскому нефтегазоносному району относятся Верхнетарское и Малоичское нефтяные палеозойские месторождения.

Таким образом, нефтегазоносный район имеет высокую плотность выявленных запасов и прогнозных ресурсов углеводородов. Большинство открытых месторождений, особенно в восточной части района, являются многопластовыми.

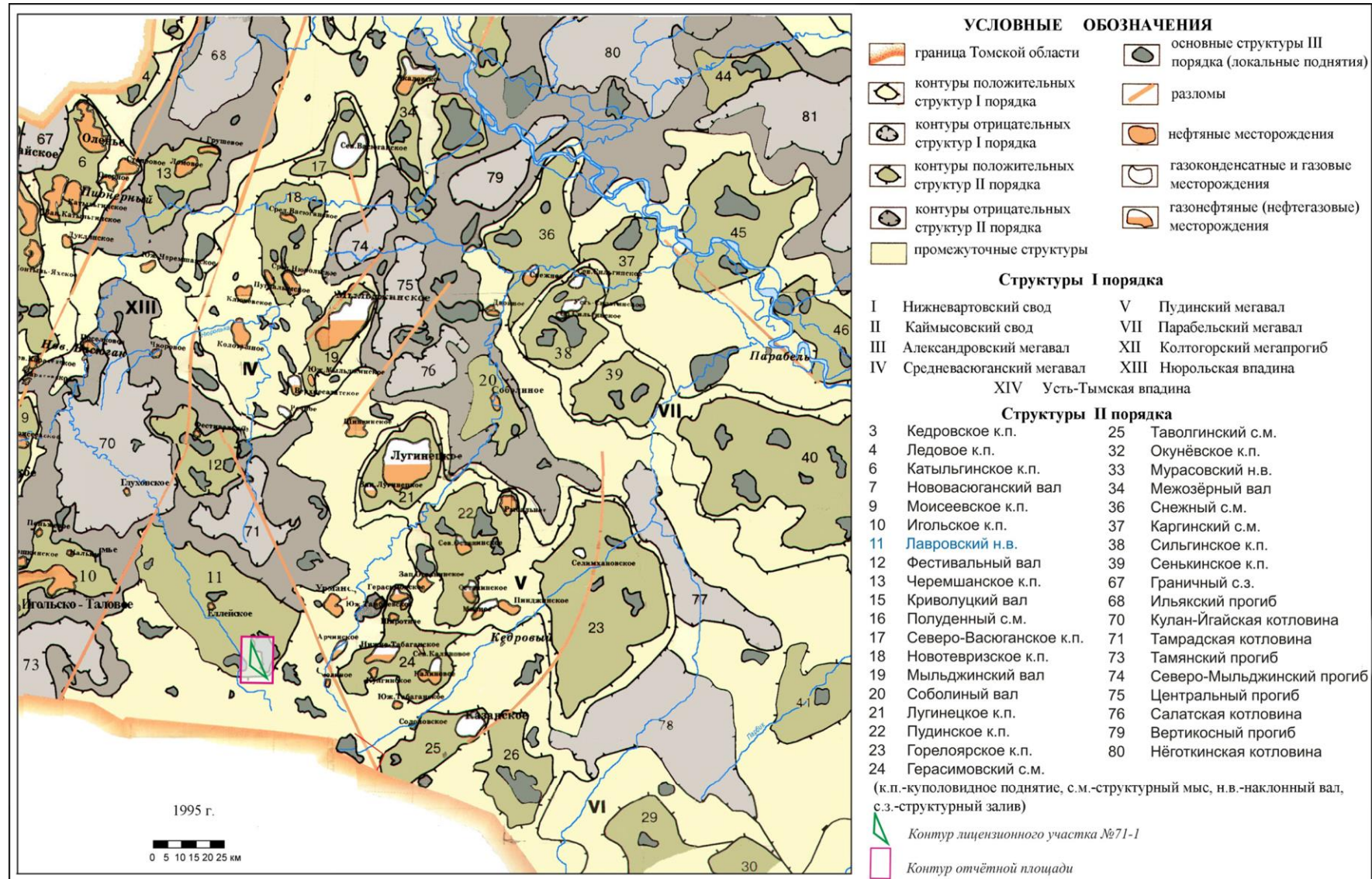


Рис.1.11 Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области (под ред. В.С. Старосельцева, 1995г.)

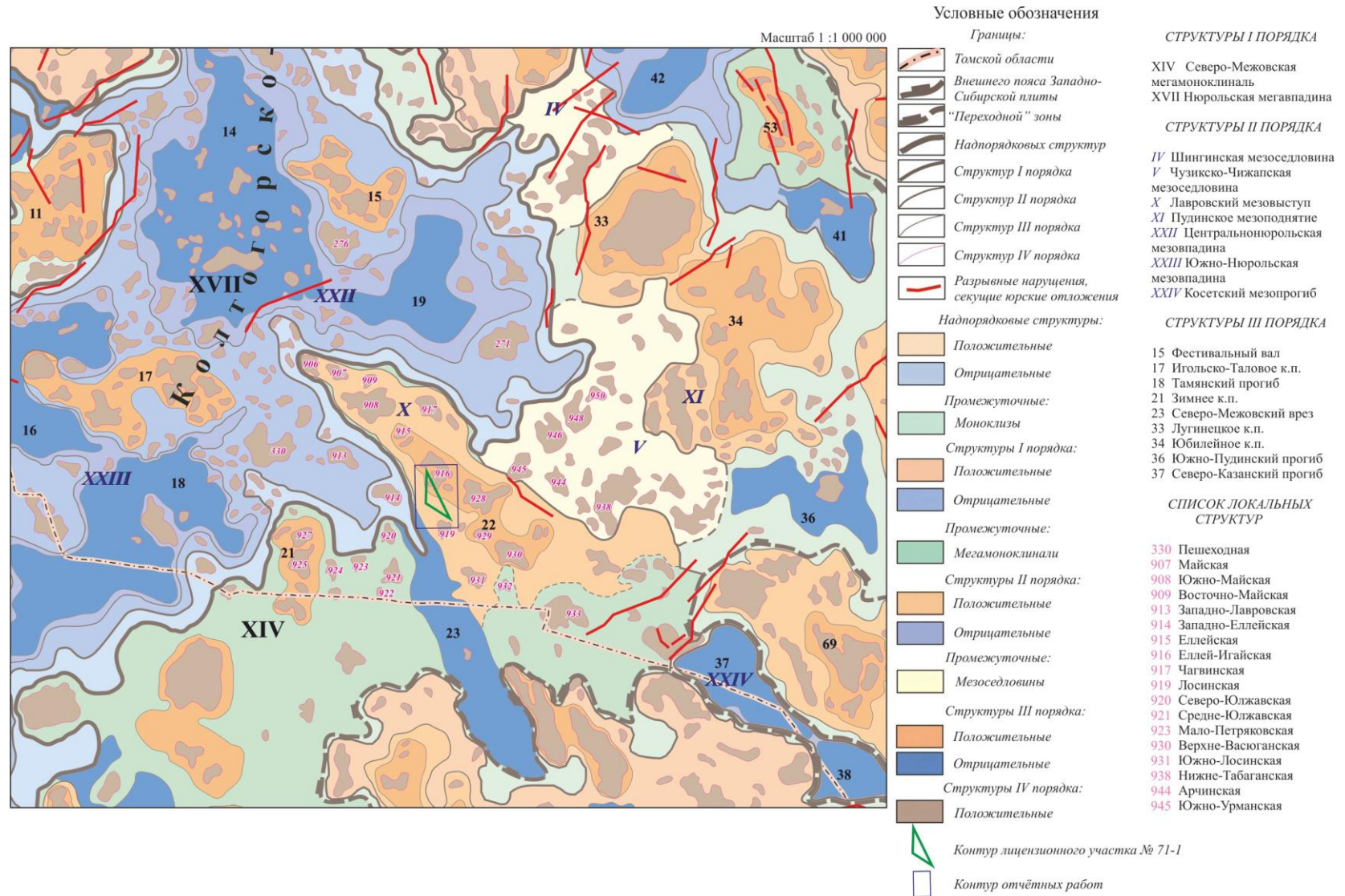
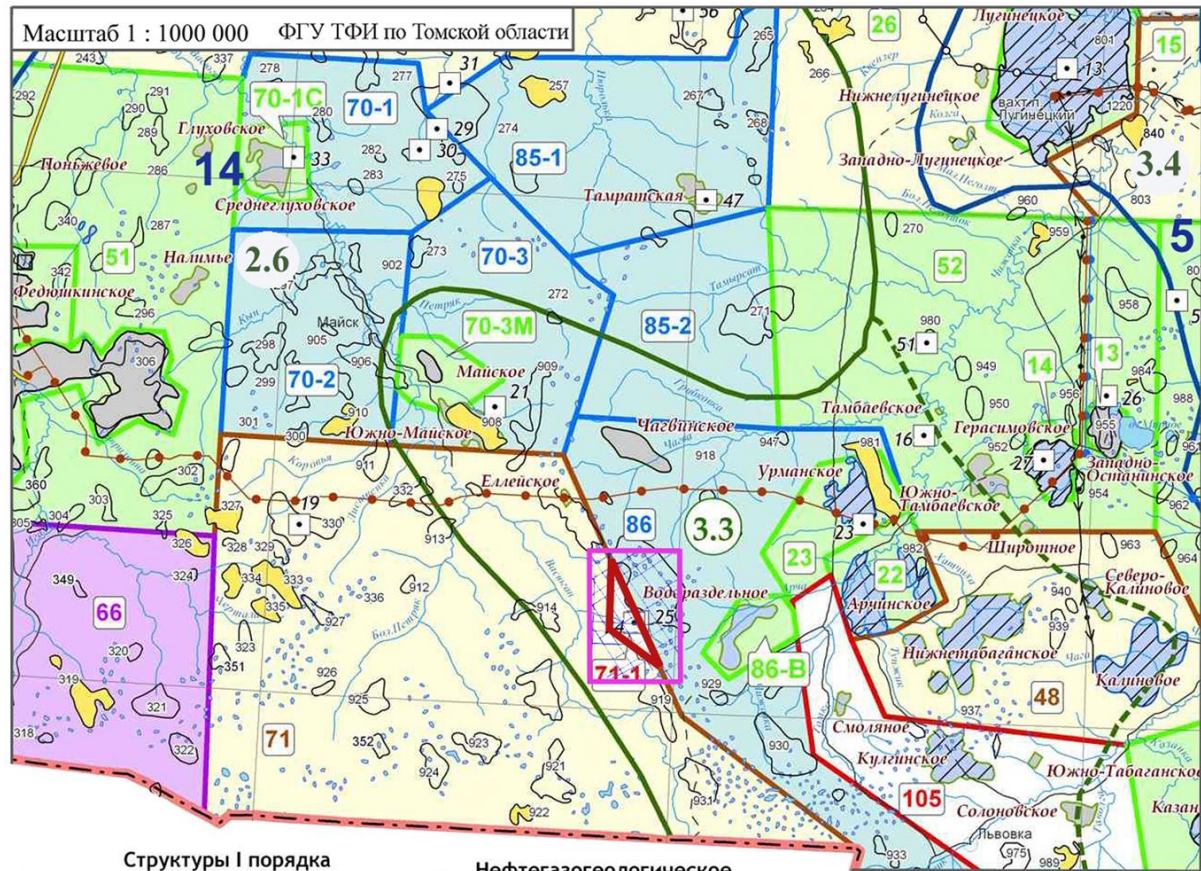


Рис.1.12 Выкопировка из схемы тектонического районирования юрского структурного яруса осадочного чехла (под ред. В.А. Конторовича, 2001г.)



**Условные обозначения**

- Контурные участки недр, их виды и номера**
- Лицензионные эксплуатационные (НЭ)
  - Лицензионные поисково-оценочные (НП)
  - Лицензионные на условиях предпринимательского риска (НР)
  - Участки на поиски, разведку и добычу
  - Участки на геологическое изучение за счет средств недропользователей
  - Номер лицензионного участка в таблице (цвет соответствует виду лицензии)
  - Нераспределенный фонд, номер на карте
  - Контур отчетных работ и контур лицензионного участка №71-1
- Населенные пункты**
- Поселки и населенные пункты сельского типа
- Пути сообщения**
- Полевая или лесная дорога
  - Зимняя дорога
  - Аэропорт
  - Пристань
  - Нефтепровод
  - Газопровод
  - Конденсатопровод
  - Линии электропередач
- Гидрография**
- Реки
  - Озеро
- Месторождения углеводородов**
- Нефтяные
  - Газоконденсатные
  - Нефтегазоконденсатные
- Степень промышленного освоения месторождений**
- Разрабатываемое
  - Подготовленное к освоению
  - Разведываемое
  - Госрезерв
- Нефтеперспективные структуры**
- Выявленные
  - Подготовленные к бурению
  - Выведенные из бурения с отрицательным результатом по геологическим причинам
  - Выявленные по данным сейсморазведки
  - Находящиеся в бурении

**Структуры I порядка**

Номер на карте	Название структуры
	<b>Положительные</b>
5	Пудинский мегавал
	<b>Отрицательные</b>
13	Колтогорский мегапрогиб
14	Нюрольская впадина

**Нефтегазогеологическое районирование**

- Каймысовская НГО
- 2.6-Нюрольско-Колтогорский НГР
- Васюганская НГО
- 3.3-Межовский НГР
- 3.4-Пудинский НГР

Рис.1.13 Выкопировка из обзорной карты к Перечню участков недр Томской области, предлагаемых для предоставления в пользование на 2011 год (углеводородное сырье)

### Доюрский нефтегазоносный комплекс

Выявленные месторождения УВ в доюрских образованиях связаны преимущественно с карбонатными породами – органогенными и доломитизированными известняками, а также отложениями кремнисто-глинистых кор выветривания, приурочены к эрозионно-тектоническим выступам фундамента и связаны со сложнопостроенными литологически-, тектонически- и стратиграфически экранированными ловушками.

В скважине Р-1 Северо-Юлжавской площади из интервала 3138-3154м в процессе бурения получен приток газа (36.8тыс.м<sup>3</sup>/сут) и конденсата (3.7м<sup>3</sup>/сут). Месторождение признано забалансовым ввиду небольшого размера залежи и низких фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Керном охарактеризован интервал 3152.2-3155.4м и представлен известняком темно-серым, органогенным, доломитизированным, трещиноватым, трещины заполнены кальцитом.

На Среднеюлжавской площади (скв. Р-10) при испытании в колонне интервала 3073-3078м получен приток нефти дебитом 3.07м<sup>3</sup>/сут на среднединамическом уровне 1060м.

В скважине Р-1 Лосинской площади в керне (интервал 3010-3017м) по трещинам обнаружены выпоты нефти. Интервал не испытывался.

Непосредственно на Еллей-Игайской площади практически во всех пробуренных скважинах присутствовали прямые, либо косвенные признаки газонефтенасыщения в широком диапазоне палеозойского разреза. В процессе строительства скв. №2 признаки нефтегазоносности были отмечены в интервалах 3370-3374м (выделение газа и пленка нефти на растворе), 4083.8-4089.5м (запах конденсата в керне), повышенные значения газонасыщенности 3-50см<sup>3</sup>/л (по газовому каротажу). В процессе исследования не запланированного притока из интервала технологических отверстий 3805-3810м (сделаны для проведения исправительного цементаж) дебит нефтяной эмульсии составил 1.84м<sup>3</sup>/сут, слабоминерализованной воды 19.7м<sup>3</sup>/сут, газа 38.7тыс.м<sup>3</sup>/сут. При испытании в колонне интервала 3913-3927м получен смешанный приток газа дебитом 21тыс.м<sup>3</sup>/сут, нефти и пластовой воды дебитом 6.6м<sup>3</sup>/сут на штуцере 7.5мм (шайба 9.191мм). При испытании интервала 4072-4080м получена слабоминерализованная пластовая (?) вода и 30л нефти.

Люминесцентно-битуминологическими определениями зафиксированы следы миграции углеводородов практически по всему вскрытому палеозойскому разрезу.

В разрезе параметрической скважины № 4 Еллей-Игайской площади признаки нефтенасыщения по керну отмечались на глубине 3030-3040м и в интервале глубин 3710-3960м. При вскрытии кровли палеозойских пород в этой скважине было отмечено интенсивное газопроявление.

Для изучаемой территории актуальным выглядит выявление газонефтеперспективных зон трещинно-кавернозных - поровых карбонатных коллекторов не только в верхней части доюрского комплекса, но и на более глубоких горизонтах.

Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются органогенные (биогермные), содержащие проницаемые прослои, постройки, факт наличия которых установлен в разрезе скв. №2.

Анализ свойств нефтей? (конденсата), полученных при испытании скв. №2 позволил сделать вывод о том, что нефть глубинного палеозоя (малосмолистая, с низким содержанием парафинов) относится к морскому генотипу и связана с палеозойскими отложениями. Вероятно, максимальные значения катагенеза органического вещества палеозойских отложений Нюрольской впадины достигнуты на мезозойском этапе прогибания. При этом нефтегазогенерационный потенциал нефтематеринских толщ палеозоя до конца не исчерпан [А.Э. Конторович и др., 1998].

### **Позднетоар-ааленский нефтегазоперспективный комплекс**

Позднетоар-ааленский нефтегазоносный комплекс включает отложения салатской свиты и нижней подсвиты тюменской свиты. В подошве комплекса - тогурская свита, либо доюрские образования в зонах ее отсутствия. Вскрытые скважинами лицензионного участка интервалы пласта Ю<sub>15</sub> заглинизированы.

В скважине Р-10 Среднеюлжавской площади при испытании в процессе бурения пласта Ю<sub>15</sub> в одном интервале с отложениями палеозоя (3020-3072м) наблюдалось слабое выделение газа.

На Лосинской площади в скважине Р-1 незначительные выделения газа с «пленкой» конденсата получены при опробовании в колонне пласта Ю<sub>15</sub> (интервал 2984-3002м).

### **Байос-бат-раннекелловейский нефтегазоперспективный комплекс**

Включает в себя песчаные пласты тюменской свиты Ю<sub>14</sub> – Ю<sub>2</sub>. На Еллей-Игайской площади песчаники пластов Ю<sub>14</sub>-Ю<sub>10</sub> присутствуют почти во всех пробуренных скважинах, но либо они заглинизированы, либо (скв. №№ 2 и 4) присутствуют достаточно мощные (5 - 7м) пласты Ю<sub>14</sub> и Ю<sub>11</sub>, но как коллектор не выделяются.

Песчаный пласт Ю<sub>9</sub> в разрезе скв. №1 охарактеризован керном и испытан в колонне. По керну (интервал отбора 2815-2835м) представлен серыми, мелкозернистыми песчаниками с *запахом нефти* в кровельной части пласта. По лабораторным анализам керна песчаники имеют пористость до 15.3%, проницаемость до 1.2мД. По ГИС пласт как коллектор практически не выделяется. При испытании в колонне интервала 2808-2818м получен приток пластовой воды (М - 27.9г/л) дебитом 1.2м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 1180м.

Пласты Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>5</sub>, Ю<sub>4</sub> и Ю<sub>2</sub> имеют более высокие фильтрационно-емкостные свойства, но по ГИС и по керну имеют характеристику водонасыщенных.

Таким образом, на территории лицензионного участка №71-1 среднеюрский нефтегазоносный комплекс следует считать малоперспективным. В тоже время, на прилегающих территориях находятся: Смоляное месторождение, продуктивность которого связана с пластом Ю<sub>4</sub>, Калиновое (Ю<sub>7</sub>, Ю<sub>3-4</sub>), Фестивальное (Ю<sub>9</sub>), Западно-Карайское (Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>4</sub>). В скважине № 5 Западно-Еллейской площади интервал пласта Ю<sub>8</sub> (2970-2979м) по ГИС интерпретируется как *возможно продуктивный*.

### **Келловей-волжский нефтегазоносный комплекс**

Горизонт Ю<sub>1</sub> васюганской свиты является основным продуктивным горизонтом на территории Томской области. На прилегающих территориях с ним связан целый ряд месторождений углеводородов: Еллейское, Арчинское, Кулгинское, Нижнетабаганское, Калиновое, Северо-Калиновое и др.

Коллекторы подугольной толщи верхневасюганской подсвиты выделяются во всех разрезах скважин изучаемого участка. По результатам испытаний признаки нефтегазонасыщения отмечены в скважине Р-1 Еллейской площади (Q<sub>н</sub>=0.43м<sup>3</sup>/сут). Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> сложен серым, мелкозернистым, среднесцементированным песчаником с запахом УВ.

Пласт междугольной толщи Ю<sub>1</sub><sup>м</sup> является нефтеносным в скважине Р-2 Еллейской площади. По описанию керна пласт представлен песчаником светло-серым, тонкозернистым, крепкосцементированным, глинистым; по данным лаборатории физики пласта открытая пористость изменяется от 12.9-16.9%, проницаемость от 0.2 до 5.4мД.

Продуктивность Еллейского нефтяного месторождения, открытого скважиной Р-1 в 1983 году, связана с пластом Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> надугольной пачки верхневасюганской подсвиты. При

испытании в колонне из интервала 2619-2628м получен приток  $Q_n=0.32-1.35\text{м}^3/\text{сут}$  на переливе. По описанию керна пласт сложен песчаником светло-серым, мелкозернистым, среднесцементированным с выпотами нефти. По данным лаборатории физики пласта открытая пористость составляет 13.0-14.6%, проницаемость от 2.8 до 4.5мД.

Необходимо отметить аномально высокие значения фильтрационно-емкостных свойств пласта (в зоне его развития), подтвержденные результатами испытания. Например, в разрезе скв. №1 по лабораторным анализам керна открытая пористость песчаников пласта достигает 18.8%, проницаемость - 129.2мД. При испытании в колонне из интервала 2604-2614м был получен свободный перелив пластовой воды дебитом  $0.5\text{м}^3/\text{сут}$ , а в скв. №3 при опробовании ИП интервала 2592-2633м при средней депрессии 137.4атм, расчетный дебит пластовой воды **со слабой пленкой нефти** составил  $307.4\text{м}^3/\text{сут}$ . Скважины №2 и №4 пробурены в зоне отсутствия коллекторов в надугольной пачке, а структурное положение лицензионного участка делает маловероятным открытие залежей УВ в верхнеюрском комплексе.

### **Меловой нефтегазоносный комплекс**

Нефтегазоносность неокотских отложений на Еллей-Игайской площади и на прилегающих территориях не установлена. Следует заметить, что в период интенсивного изучения Межовского, Пудинского и Нюрольского нефтегазоносных районов отложения нижнемелового комплекса считались малоперспективными в нефтегазоносном отношении. Соответственно, этот комплекс отложений изучен чрезвычайно слабо, при этом, накопленная статистика по результатам интерпретации материалов ГИС свидетельствует больше в пользу пессимистической точки зрения.

По данным проведенных испытаний пластов тарской свиты в скважинах №1 Зимней, №1 Пешеходной площадей выявлена их водоносность. В скважинах Р-1 Зимней (Б<sub>12</sub>), Р-10 Средне-Юлжавской (Б<sub>14</sub>), Р-2 Северо-Юлжавской (Б<sub>16-20</sub>), Р-2 Еллейской (Б<sub>16-20</sub>), Р-1 Лосинской площадей по предварительным результатам переинтерпретации ГИС выделены интервалы – *возможно продуктивные*.

Информация о результатах испытаний в скважинах приведена в таблице 1.7.

**Результаты испытания скважин**

**Таблица 1.7**

№№ скв. Альт. рот.	Пласт	Интервал пласта	Интервал испытаний <u>глубина</u> абс. отметка	Диаметр штуцера, шайбы, динамический уровень	Дебит				Рпл.атм Тпл., °С	Рзаб. атм.	Депрес сия ΔР	Газовый, газо- конден- сатный фактор м³/м³ см³/м³	Коэф. продук тивности	
					газа тыс. м³/сут	конден- сата м³/сут	нефти м³/сут	воды м³/сут						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
<b>Еллей - Игайская площадь</b>														
1 137.7	Pz	2970-3103	<u>3014.0-3103.0</u> 2876.3-2965.3	ИП	"СУХО"						138 t-50 мин.			
			<u>3086.0-3091.0</u> 2948.3-2953.3	H <sub>дин</sub> -1000	"СУХО"									
			<u>3050.0-3060.0</u> 2912.3-2922.3	H <sub>дин</sub> -1100	"СУХО" при обратной промывке в забойной пачке отмечена слабая разгазированность									
	Ю <sub>9</sub>	2808-2838	<u>2808.0-2818.0</u> 2670.3-2680.3	H <sub>дин</sub> -1180				1.2	- 86°			0.8		
	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2603-2614	<u>2604.0-2614.0</u> 2466.3-2476.3	перелив				0.5	<u>262.1</u> 79°			0.85		
2 136.1	Pz	3012-4502	<u>3446.8-3541.6</u> 3310.4-3404.4	ИП	0.37м³ гл-го р-ра "СУХО"				97.5°		142 t-40 мин.			
			<u>3560.1-3659.5</u> 3423.3-3522.4	ИП	"СУХО"				98°		145 t-30 мин.			
			<u>3805.0-4049.0</u> 3668.1-3907.1	шт. 5 шайба 12.4	Опытно-методические работы: ГИС+ГДИС; Qг-38.7тыс.м³/сут, Qн-1.84 м³/сут, Qв-19.76 м³/сут									
			<u>4346.0-4366.0</u> 4202.2-4221.8	H <sub>дин</sub> -1032	"СУХО"				- 124.5°	338.84				
			<u>4255.0-4270.0</u> 4112.2-4126.8	H <sub>дин</sub> -1230	"СУХО"				- 123°	302.1				
			<u>4165.0-4180.0</u> 4022.9-4037.6	H <sub>дин</sub> -1217	раств.	практически "СУХО"		V-1.2м3 слабораз газир.		- 126°				
			<u>4080.0-4112.0</u> 3938.3-3970.1	H <sub>дин</sub> -542.5	4-5 м³/сут раств.				0.36		369.98		2.5	0.096

Продолжение таблицы 1.7

№№ скв. Альт. рот.	Пласт	Интервал пласта	Интервал испытаний глубина абс. отметка	Диаметр штуцера, шайбы, динамический уровень	Дебит				Рпл.атм Тпл., °С	Рзаб. атм.	Депрес сия ΔР	Газовый, газо- конден- сатный фактор м³/м³ см³/м³	Коэф. продук тивности		
					газа. тыс. м³/сут	конден- сата. м³/сут	нефти. м³/сут	воды. м³/сут							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
<b>Еллей - Игайская площадь</b>															
2 136.1	Pz	3012-4502	<u>4072.0-4080.0</u> 3930.3-3938.3	Н <sub>дин</sub> -500	свободн выделен 200-500 м³/сут		пленка	0.2	- 118°						
							За 1247 час. Vв-78.6м³, Vн-30литров								
			<u>4037.0-4047.0</u> 3896.6-3905.7	Н <sub>дин</sub> -1962	"СУХО"										
			повт. перфор <u>4037.0-4047.0</u> 3896.6-3905.7	Н <sub>дин</sub> -1592	"СУХО"						- 118°				
			<u>4013.0-4030.0</u> 3876.9-3890.4	Н <sub>дин</sub> -1460	"СУХО"										
			повт. перфор. <u>4013.0-4030.0</u> 3876.9-3890.4	Н <sub>дин</sub> -1460	"СУХО"						- 119°				
			<u>3962.0-3980.0</u> 3824.9-3842.9	Н <sub>дин</sub> -1600	"СУХО"										
			повт. перфор. <u>3962.0-3980.0</u> 3824.9-3842.9	Н <sub>дин</sub> -1610	"СУХО" через спец. отверст. 0.5 м³/с воды						- 115°			по глуб. пробе 3.1	
			<u>3913.0-3927.0</u> 3775.9-3789.9	шт. 7.5 шайба 9.15	7.3 21			1.8 6.66			122.02 105.88				
			<u>3880.0-3890.0</u> 3743-3752.9	Н <sub>дин</sub> -1407	практически "СУХО"										
			повтор. перфор. <u>3880.0-3890.0</u> 3743-3752.9	Н <sub>дин</sub> -1640	свободн выдел. 50 м³/с	практически "СУХО"									
			<u>3842.0-3857.0</u> 3705 -3720	Н <sub>дин</sub> -1551	"СУХО"						242.9				
<u>3808.0-3818.0</u> 3671 -3681	Н <sub>дин</sub> -1648	"СУХО"													

Продолжение таблицы 1.7

№№ скв. Альт. рот.	Пласт	Интервал пласта	Интервал испытаний глубина абс. отметка	Диаметр штуцера, шайбы, динамиче- ский уровень	Дебит				Рпл.атм Тпл., °С	Рз.аб. атм.	Депрес- сия ΔР	Газовый, газо- конден- сатный фактор м³/м³ см³/м³	Коэф. продук- тивности
					газа. тыс. м³/сут	конден- сата. м³/сут	нефти. м³/сут	воды. м³/сут					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<b>Еллей - Игайская площадь</b>													
3 147.5			<u>2592-2633</u> 2444.5-2485.5	ИП			пленка	Ультр с пл.в- 3м³			126.4 t-10 мин.		
	Ю <sub>10</sub>	2845-2875	<u>2845.0-2900.0</u> 2697.5-2752.5	ИП	"СУХО"				89°		133 t-55 мин.		По ГИС водоносен
4 138.3	Pz	3975-4100	<u>4020.0-4027.0</u> 3881.2-3888.2	Н <sub>дин</sub> -1153	"СУХО"				- 122°				
			<u>3975.0-3978.0</u> 3836.5-3838.9	Н <sub>дин</sub> -1370	"СУХО"				- 122°				
			<u>3950.0-3969.0</u> 3811.2-3830.2	Н <sub>дин</sub> -720	"СУХО"				- 122°				
			<u>3913.0-3922.0</u> 3774.2-3783.2	Н <sub>дин</sub> -967	"СУХО"								
			<u>3886.0-3900.0</u> 3747.1-3761.2	Н <sub>дин</sub> -1233	"СУХО"				- 121°				
			повт. перфор. <u>3886.0-3900.0</u> 3747.1-3761.2	Н <sub>дин</sub> -1112	"СУХО"								
			<u>3812.0-3830.0</u> 3673.3-3691.1	Н <sub>дин</sub> -1023	"СУХО"				- 115°				
			<u>3772.0-3780.0</u> 3633.2-3641.3	Н <sub>дин</sub> -1118	"СУХО"				- 115°				
			<u>3698.0-3708.0</u> 3559.2-3569.2	Н <sub>дин</sub> -1160	"СУХО"				- 112°				
			<u>3541.0-3558.0</u> 3402.3-3419.3	Н <sub>дин</sub> -1154	"СУХО"				- 110°				

## 1.6 Сейсмогеологическая характеристика

По результатам многолетних исследований МОГТ в Томской области, где отложения платформенного чехла характеризуются отчетливой скоростной и плотностной дифференциацией, небольшими углами наклона отражающих границ, территория работ является благоприятной для исследований геологического разреза сейсморазведкой.

Сейсмогеологическая характеристика изучаемой площади рассмотрена по материалам площадных и скважинных сейсмических работ, выполненных в предыдущие годы. Скоростная характеристика разреза в пределах л.у.№71-1 по данным сейсмокаротажа (СК) изучалась в скважинах: 2, 4 Еллей-Игайской; 2 Водораздельной; 5 Западно-Еллейской; 1 Лосинской; 1 Хылькинской; 1 Северо-Юлжавской площадей.

Основное влияние на формирование сейсмических волн оказывают резкие перепады акустических жесткостей, которые отмечаются на разделах между крупными литолого-стратиграфическими комплексами. К ним приурочены наиболее интенсивные и динамически выраженные отраженные волны, являющиеся опорными на большей части Западно-Сибирской низменности. В отложениях чехла выделяется ряд выдержанных отражающих границ (рис.1.14, Ж.М. Сомова). Их образованию способствовали условия осадконакопления со спокойным тектоническим режимом в период мезокайнозойских трансгрессий.

По кинематическим признакам наблюдается дифференциация волнового поля на три класса волн: низко-, средне- и высокоскоростные. На рис.1.15 приведена обобщенная схема волнового поля в плоскости наблюденного годографа в многослойной среде, где доминирующими являются волны однократного обмена.

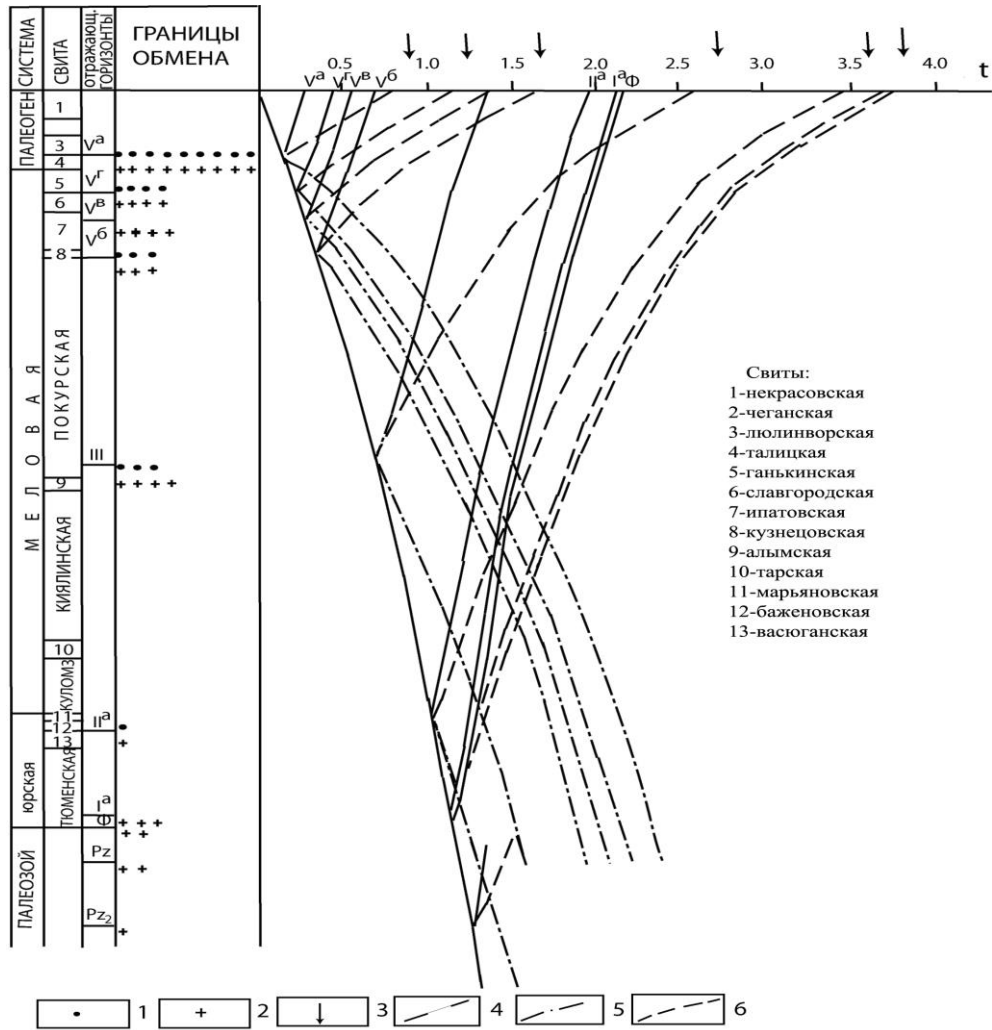
Скоростной разрез осадочных пород мезокайнозойских и доюрских образований по материалам сейсмокаротажа характеризуется общим возрастанием средних скоростей отраженных волн с глубиной от 1600 м/с до 2700 м/с. Пластовые скорости доюрского комплекса зависят от их литологического состава и изменяются от 4000 м/с до 6500 м/с.

На площади работ на сейсмических временных разрезах в интервале времен  $\sim(0.298-2.213с)$  выделяется серия отражающих горизонтов, значительно различающихся по своим динамическим параметрам. Отражающие горизонты V, IV<sup>B</sup>, III, II<sup>A</sup>, I<sup>A</sup>, Ф<sub>2</sub> являются реперными и имеют региональное распространение. Кроме них выделяются горизонты, имеющие локальное распространение. К ним относятся нижнемеловые отражающие горизонты, связанные с контактами песчано-алевролитовых тел и покрывающих их глинистых пластов, образующихся при боковом заполнении глубоководного бассейна.

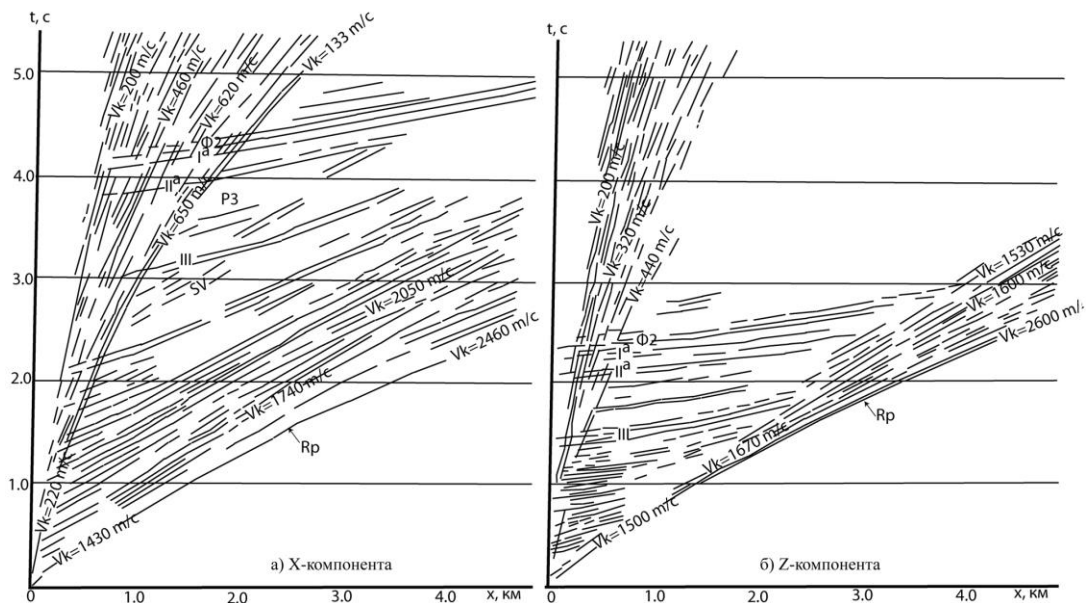
Периоду самой молодой третичной трансгрессии соответствует группа отражающих горизонтов V. Интервал прослеживания 0.298-0.339с.

Комплекс, включающий отложения ганькинской, славгородской, ипатовской и кузнецовской свит, характеризуется наличием целого ряда отражающих границ с общим индексом IV. Волны группы IV (IV<sup>A</sup>, IV<sup>B</sup>, IV<sup>B</sup>) на сейсмических разрезах наблюдаются в виде многофазного цуга колебаний. Особенно интенсивна и динамически выражена волна IV<sup>B</sup>, связанная с отложениями грубозернистых песчаных разностей в верхах ипатовской свиты (верхний мел). Интервал прослеживания 0.446-0.483с.

Комплекс верхне- и частично нижнемеловых толщ, подстилающих палеогеновые отложения, включает образования покурской свиты. Отложения покурской свиты сформировались, в основном, в континентальных условиях, лишь в отдельные периоды сюда проникало море. В этой части разреза выделяется группа отражающих горизонтов III (низы покурской свиты), которая регистрируется чаще всего в виде волнового пакета, характеризуется неустойчивостью по форме записи и прослеживаемости.



**Рис.1.14** Обобщенная сейсмогеологическая модель среды на продольных и обменных волнах (Ж.М. Сомова)



**Рис.1.15** Обобщенная схема волнового поля в плоскости наблюдаемого годографа

В литолого-стратиграфическом отношении приурочена к границам в отложениях, сформировавшихся в период апт-альбской трансгрессии. Интервал прослеживания III горизонта 1.213 - 1.253с.

Комплекс, объединяющий нижнемеловые отложения от кровли алымской и ниже залегающих киялинской, тарской и куломзинской свит, характеризуется отсутствием акустически устойчивых границ, в связи с чем волновое поле представлено лишь локально регистрирующимися отражениями. На сейсмических разрезах наблюдаются сейсмические границы группы ПБ, соответствующие клиноформно залегающим отложениям неокома (вблизи кровли куломзинской свиты, нижний мел), для которых характерны:

- резкое изменение динамики отражений,
- регрессивное прилегание к нижележащему горизонту II<sup>a</sup>,
- линзовидная форма отдельных фаз.

Интервал прослеживания горизонта ПБ составляет 1.694-1.827с.

Юрский комплекс отложений включает в состав баженовскую, георгиевскую, васюганскую и тюменскую свиты. Юрские отложения в комплексе с корой выветривания фундамента характеризуются расчлененностью по вертикали и латеральной изменчивостью. Все особенности волнового поля этой части разреза обусловлены прежде всего его тонкой слоистостью.

Наиболее устойчивой является пачка слоев, включающая: слой низкоскоростных аргиллитов куломзинской свиты, баженовскую свиту, подстилающих аргиллитов маломощной георгиевской свиты и тонкий пласт угля У<sub>1</sub> в верхней части васюганской свиты. Все указанные сейсмогеологические элементы с доминирующей ролью баженовской свиты формируют уникальный в районе работ отражающий горизонт II<sup>a</sup>. На сейсмограммах ВСП и временных разрезах ОГТ горизонт II<sup>a</sup> представлен, как правило, двухфазным колебанием с наиболее выраженной по амплитуде второй фазой, которая стратифицируется с подошвой баженовской свиты.

Горизонт II<sup>a</sup> является четким стратиграфическим репером на большей части территории Томской области. Интервал прослеживания на отчетной площади 1.896 - 1.966с.

Группа отражающих горизонтов I приурочена к континентальным отложениям тюменской свиты и представлена отраженными волнами I<sup>a</sup> и I<sup>b</sup>. Волна I<sup>b</sup> (кровля тюменской свиты, верхи бата) – характеризуется устойчивостью и динамической выразительностью. Интервал прослеживания горизонта I<sup>b</sup> в пределах площади отчетных работ 1.936-2.013с.

Отражающий горизонт I<sup>a</sup> стратиграфически отождествляется с угольным пластом У<sub>10</sub> (низы байоса) в континентально-лагунных отложениях нижней части тюменской свиты. Наибольшая устойчивость горизонта I<sup>a</sup> отмечается в погруженных участках, на участках с наличием разрывных тектонических нарушений и к сводам поднятий прослеживаемость горизонта падает вследствие сокращения мощности пласта У<sub>10</sub>. Интервал прослеживания горизонта I<sup>a</sup> составляет 2.025-2.132с.

Отражающий горизонт Ф<sub>2</sub> формируется в интервале приконтактных границ отложений чехла и фундамента, регистрируется в большинстве случаев в виде сложного интерференционного колебания с невыдержанностью таких элементов сейсмической записи, как амплитудная выразительность, частотный состав, конфигурация осей синфазности и т.п. Сложный характер отражения обусловлен высокой степенью изменчивости литологического состава низов чехла и выходящих на поверхность доюрского основания пород, наличием дизъюнктивных нарушений и связанного с ними блокового строения фундамента. На сейсмических разрезах в районе работ интервал прослеживания составляет 2.076-2.213с. На участках с интенсивным проявлением дизъюнктивной тектоники и в пределах контрастных выступов фазовая корреляция волны неоднозначна. Наиболее выдержанно волна прослеживается в погружениях, выравненных

участках фундамента со слабым проявлением дизъюнктивных нарушений. Надежная корреляция этого горизонта требует, по возможности, большей опоры на результаты глубокого бурения. При корреляции горизонта  $\Phi_2$  наблюдается ситуация сейсмического клина: при изменении толщин и акустических свойств пачек, слагающих этот клин, неизбежен переход отражающей границы с одной фазы на другую. Конторович В.А. в работе «Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири» /9/ изучает эту проблему с помощью математического моделирования (рис.1.16).

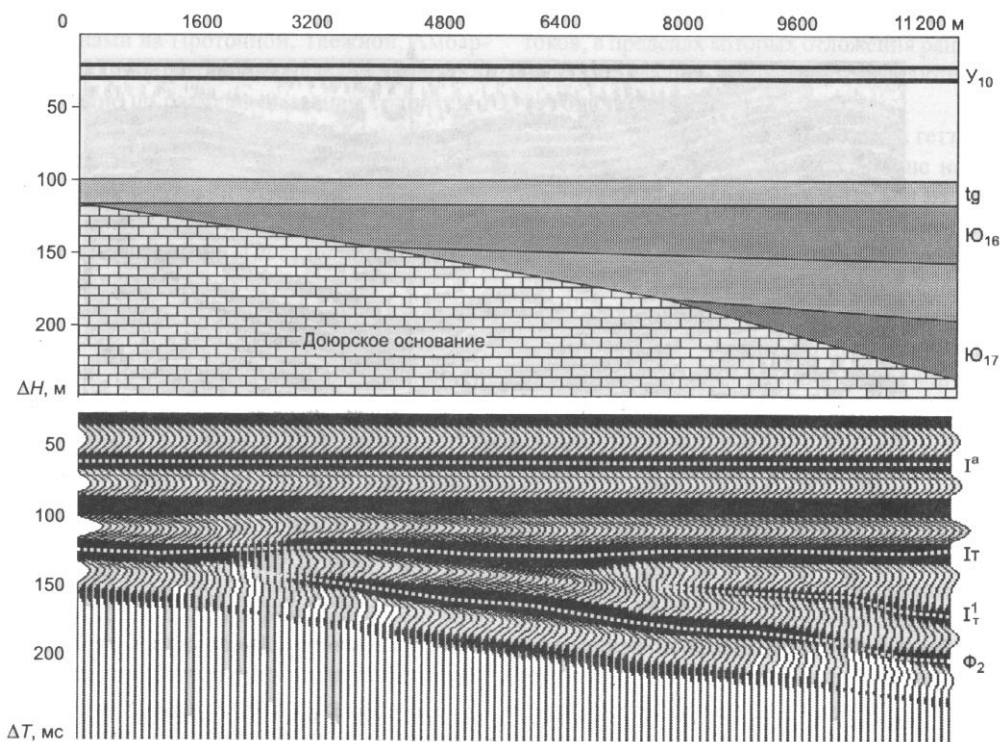


Рис.1.16 Результат математического моделирования волновых полей (геттанг-раннетоарские отложения)

Поверхностные сейсмогеологические условия вдоль профилей неоднородны и представлены чередованием торфяных болот, речных долин, оврагов, лесных массивов, что обуславливает резкое колебание скоростей в верхней части разреза и осложняет запись полезных волн.

Для отчётной площади характерно наличие изменчивой по физическим свойствам зоны малых скоростей (ЗМС). Мощность её изменяется от 3 до 12 метров. Ухудшение качества материала отмечается на болотах с мощной (до 10 метров) толщей торфа и ила, а также в местах распространения песчаных грив. Значения пластовой скорости в ЗМС изменяются от 300 до 800 м/с. Иногда ЗМС бывает двухслойной, с  $V_{пл}$  во втором слое 800-1300 м/с.

Низкоскоростные помехи при производстве полевых работ ослаблялись или устранялись путём группирования сейсмоприёмников, высокоскоростные – за счёт суммирования по ОГТ и другими методическими приёмами на современном этапе обработки.

На рисунке 1.17 приведен сеймостратиграфический разрез по маршрутному профилю, иллюстрирующий положение сейсмогеологических комплексов на временных сейсмических разрезах.

Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов выполнена по всем имеющимся на площади скважинам.

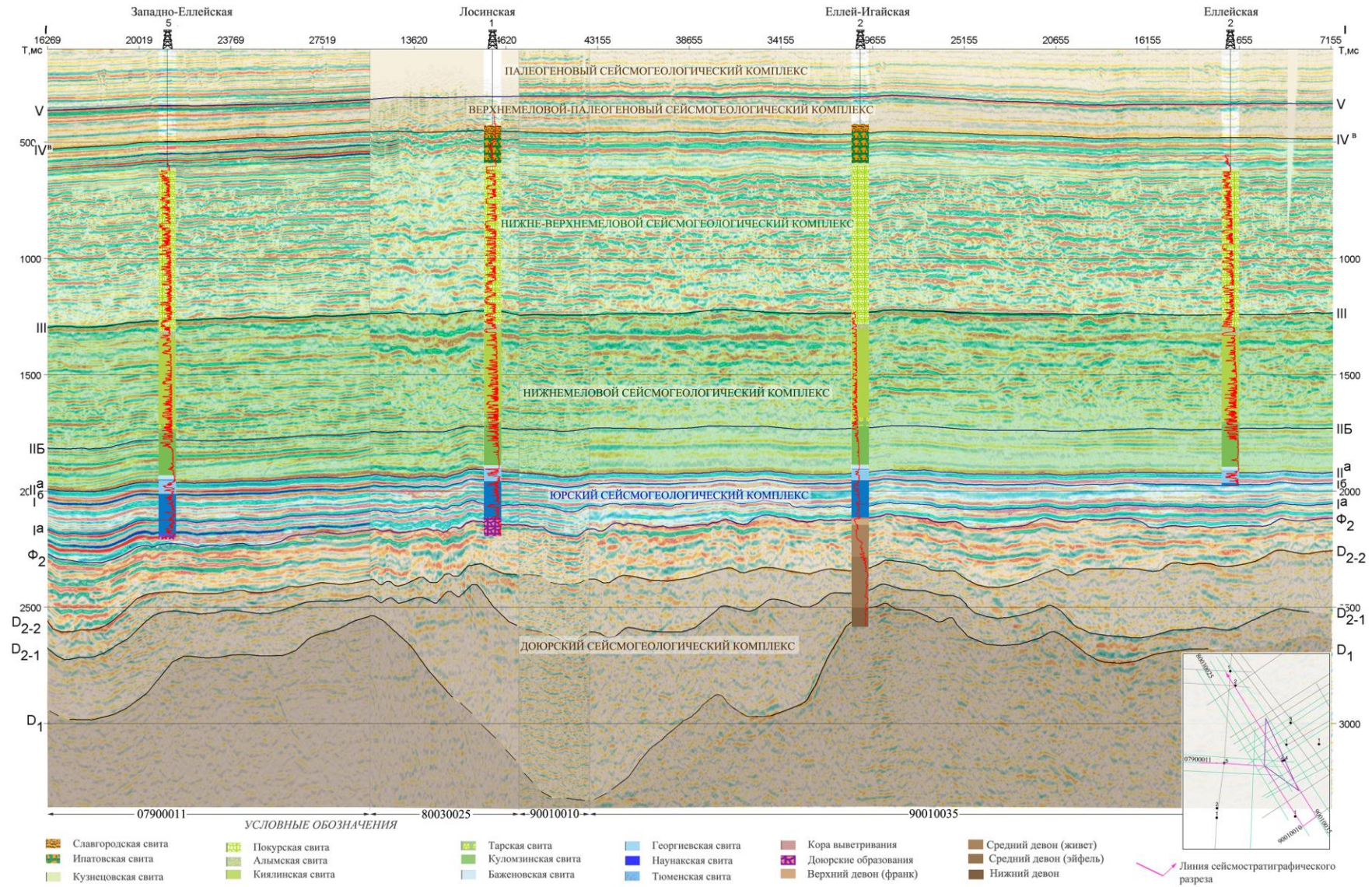


Рис.1.17 Сейсмостратиграфический разрез по маршрутному профилю 07900011-80030025-90010010-90010035

## 2. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

### 2.1 Общие сведения

Работы по анализу геолого-геофизической информации и переинтерпретации данных ГИС параметрических скважин № 2 и 4 Еллей-Игайской площади в среде ПО «Прайм-ГИС» проведены группой интерпретации ГИС филиала ООО «ГеоПрайм» - «Томская геофизическая компания» и, согласно геологическому заданию, включали в себя следующие этапы:

- анализ отчетов НГРЭ, ТТГУ, дел скважин;
- аудит ГИС, качества первичных и оцифрованных данных, редактирование;
- стратиграфическая и литологическая разбивка разрезов скважин;
- выделение пластов-коллекторов, плотных и непроницаемых пластов;
- уточнение данных керн-ГИС по результатам петрофизических исследований керна;
- определение качества и достоверности данных газового каротажа, отбора проб пластовых флюидов в процессе испытаний в открытом стволе и колонне;
- выделение коллекторов с вторичной пористостью в разрезе доюрских образований;
- оценка эффективности и достоверности испытаний объектов в открытом стволе (ИП);
- оценка эффективности и достоверности испытаний объектов в колонне;
- выводы и рекомендации по результатам переинтерпретации.

Задачей переинтерпретации являлось детальное изучение геологического строения разрезов параметрических скважин, выделение коллекторов, оценка их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения с применением современных средств обработки цифровой геофизической информации, а также петрофизических зависимостей, используемых в настоящее время при обработке данных ГИС в интервалах меловых и юрских коллекторов месторождений Томской области. Стратиграфическая схема мезозойских и палеозойских отложений, используемая при интерпретации, соответствует утвержденной в качестве корреляционной схеме, принятой решением МРСС 2004г. («Решение...», 2004г., Новосибирск).

Результаты переинтерпретации данных ГИС представлены таблицами «Заключения по результатам интерпретации ГИС», а также следующими графическими приложениями (43, 44, 45, 46):

№ 43 - Повторная интерпретация данных ГИС в меловых и юрских отложениях параметрической скв. №2 Еллей-Игайской площади (масштаб 1:500, интервал 1490-3020м);

№ 44 – Повторная интерпретация данных ГИС в палеозойских отложениях параметрической скв. №2 Еллей-Игайской площади (масштаб 1:500, интервал 2970-4100м);

№ 45 - Повторная интерпретация данных ГИС в меловых и юрских отложениях параметрической скв. №4 Еллей-Игайской площади (масштаб 1:500, интервал 1700-3000м);

№ 46 – Повторная интерпретация данных ГИС в палеозойских отложениях параметрической скв. №4 Еллей-Игайской площади (масштаб 1:500, интервал 3000-4500м).

### 2.2 Выполненный объем и качество комплекса ГИС

Бурение параметрических скважин проводилось долотами 245, 216 и 190мм с применением глинистых растворов, удельный вес которых находился в пределах от 1.12г/см<sup>3</sup> до 1.27г/см<sup>3</sup>, вязкость от 27с до 45с. Удельное электрическое сопротивление бурового раствора в интервалах исследования по данным ГИС изменялось от 4.8 Ом до

0.5 Омм. Сведения о выполненных объемах отдельных методов геофизических исследований по скважинам № 2 и № 4 приведены в таблице 2.1.

В обеих скважинах при пробуренных забоях 4502м (№2) и 4095м (№4) вскрыт типичный для юго-западных районов Нюрольской впадины мезокайнозойский разрез осадочного чехла и палеозойские образования.

В интервалах мезокайнозойских отложений, начиная с киялинской свиты, выполнен стандартный комплекс геофизических исследований, регламентируемый «ТИ по проведению геофизических исследований в нефтяных и газовых скважинах, 2001г., М.» (табл. 2.1). Так как скважины пробурены в соответствии с разработанной в 1974г. «Комплексной программой изучения нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты», максимальное внимание было уделено исследованию палеозойских отложений. Надо отметить, что несмотря на отсутствие производственного и технологического опыта вскрытия и исследования доюрских карбонатных разрезов на значительную (более 1500м) глубину в период бурения параметрических скважин (скв. №2 в 1978-1979г., скв. №4 в 1990-1991г.), был выполнен максимально возможный комплекс ГИС (в частности, в большей степени в скв. №2), в целом, с неплохим качеством (вполне достаточным для выделения разуплотненных зон). Так, в скважине №2 кроме стандартных комплексов ГИС выполнялись временные замеры в открытом стволе (электрокаротаж) и в колонне (нейтронный гамма-каротаж), были проведены исследования «каротаж-испытание-каротаж». В процессе испытания объектов для уточнения зон поглощения и приемистости проводились замеры высокоточной термометрией, токовой резистивиметрии.

В какой-то степени все специальные промыслово-геофизические исследования (некоторые были выполнены на то время впервые) подтвердили сложную структуру фильтрационно-емкостного пространства отложений, а также недостаточность существовавших в тот период методов исследований для однозначного выделения коллекторов. Тем не менее, при интерпретации исходных данных были проанализированы и временные замеры, и исследования профилиметрии, а также временные и амплитудные данные АК, учтены данные ФКД, результаты исследований «каротаж-испытание-каротаж», ПГИ в процессе испытаний. При ограниченных данных (отсутствие исследований ГГК-п, широкополосной акустики в цифровом формате) вручную (!) методом нормализации кривых был определен литотип пород в отдельных интервалах и оценен Кп общий по данным АК и НГК по палеткам Шлюмберже. Отдельные выделенные разуплотненные зоны практически совпадают с результатами последней переинтерпретации, в процессе которой были уже учтены различные исследования образцов керна, результаты испытаний с современной точки зрения, а также данные позднее пробуренных скважин на территории самого Еллей-Игайского участка и вне его. Исследования в скв. №4 были ограничены стандартным комплексом. Газовым же каротажом, несущим прямую информацию о насыщении, отложения в этой скважине были изучены только до глубины 3000м, так как из-за ввода нефти в буровой раствор дальнейшие исследования были бы бессмысленны из-за искажений.

### 2.3 Результаты интерпретации геофизических данных

*Палеозойские отложения* в изученных скважинах представлены осадочными карбонатными толщами девонского возраста, перекрытыми породами коры выветривания кремнисто-глинистого состава.

*Кора выветривания* в скв. № 2 выделена в интервале 3005.0-3022.8м (Нкв=17.8м), в скв. №4 в интервале 2986.4-2997.0м (Нкв=10.6м). Керновыми данными кора охарактеризована только в скв.2, но, судя по геофизической характеристике, приведенной ниже, отложения в скв.4 должны быть аналогичными.

## Выполненный комплекс ГИС в скважинах №2 и №4 Еллей-Игайской площади

Таблица 2.1

Скв. №	м-б	ДС	ПС+К С	БКЗ	ИК	БК	МКМ	АК	ГК	НГК	Газов. кар.	Термо м.	Инclin .
альт., м	исслед.	интервал	интервал	интервал	интервал	интервал	интервал	интервал	интервал	интервал	интервал	интервал	интервал
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<b>2</b>	500	482-1572											10-1580
<b>136.1</b>	500	482-1478	482-2400						44-2050	44-2050	1590-2406		0-2420
	200	1478-2400	1490-2400	1490-2400	2000-2400	2000-2400	1490-2400	1490-2400	2000-2400	2000-2400			
	500	2350-3000	2350-3000									170-3220	2400-3000
	200	2350-3000	2350-3000	2350-3000	2350-3000	2350-3000	2350-3000						
	500		2930-3220										2920-3220
	200	2930-3220	2930-3220	2930-3220	2930-3220	2930-3220	2930-3220	2930-3220	2930-3220	2930-3220			
	500		3110-3440										3150-3420
	200	3110-3440	2600-3440	2600-3440	2600-3440	2600-3440	3120-3440	3000-3440	3150-3430	3150-3430		2020-3100	
<b>ГИС</b>	500		3450-3530										
<b>до испы т</b>	200		3450-3530	3450-3530	3450-3530	3450-3530	3450-3530						
<b>после</b>	500		3450-3540										
	200		3450-3540	3450-3540	3450-3540	3450-3540	3450-3540						
	500		3570-3800										3400-3800
	200	3570-3800	3570-3800	3570-3800			3570-3800	3570-3800					
							<b>до прораб</b>	3440-3540					
							<b>после</b>	3440-3540					

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	500	3440-3930	3440-3930								2406-3960		
	200		3440-3930	3440-3930		3440-3930				3020-3960			
	500		3820-4120								3450-4236		
	200	3440-4120	3440-4120	3440-4120	3440-4120	3440-4120	3440-4120	3440-4120		2840-4340		3040-4130	
	500		4030-4490								4235-4427		3400-4450
	200	3440-4500	3440-4500	3440-4500	3440-4500	3440-4500	3440-4500	3440-4500	3440-4500	3440-4500			
<b>4</b>	500	596-1912	596-1912										
<b>138.3</b>	500	1700-2470	1700-2470										0-2400
	200	1700-2470	1700-2470	1700-2470	1700-2470	1700-2470	1700-2470						
	500		2400-2996						0-2560	90-2560	2500-3000	30-1566	2400-2997
	200		2400-2996	2400-2996	2400-2996	2400-2996	2400-2996	1690-2996	2490-2996	2490-2996			
	500	2990-3380	2990-3380										3150-3420
	200	2990-3380	2990-3380	2990-3380		2990-3380	2990-3380	2990-3380					
	500	3300-3680	3300-3680										1972-3650
	200	3300-3680	3300-3680	3300-3680	2990-3680	3300-3680	3300-3680						
	500		3550-3880										
	200		3550-3880	3550-3880		3550-3880	3550-3880	3200-3900					
	500	2990-4080	2990-4080										2875-4095
	200	2990-4080	3820-4090	3820-4090	3550-4100	3820-4090	3820-4090	3570-4090	2940-4090	2940-4090			

Вскрытые в скв. №2 отложения по керновым данным представлены породой, имеющей обломочную структуру: микробрекчия кремнисто-глинистого состава переслаивается с кремнистым средне-грубообломочным песчаником и аргиллитом. Неоднородность отложений коры выветривания фиксируется кривыми МКЗ (значительная дифференциация разреза по сопротивлениям), а также методами ДС, НГК и ГК, на кривых которых синхронно выделяются более (в кровле и подошве) и менее (в интервале 3008-3020м) глинистые зоны. При этом породы коры выветривания характеризуются практически положительной кривой ПС и пониженными значениями кажущихся сопротивлений по данным КС, БК (в среднем до 18 Ом). По данным ГИС коллекторы в отложениях коры выветривания в обеих скважинах отсутствуют.

#### *Девонские отложения*

Главной задачей при интерпретации карбонатных образований является выявление возможных коллекторов в практически однородной толще. Сложность заключается в том, что для определения по данным ГИС пористости должны быть известны литология вскрытых пород и структура порового пространства. Методика определения пористости совместно с типизацией коллекторов по литологии и структуре их порового пространства предусматривает использование данных комплекса ГИС, а именно - каротажей пористости. Для полиминерального карбонатного разреза известково-доломитового состава, вскрытого рассматриваемыми скважинами, при наличии коллекторов с существенной кавернозностью, пористость по данным ГИС может быть определена при включении в комплекс не менее трех каротажей пористости: АК, НК и ГГК-п. В противном случае (отсутствие какого-то одного метода, в нашем случае ГГК-п) возможна только ее приблизительная оценка. То же самое касается литологии и структуры порового пространства. В процессе настоящей интерпретации, для увеличения однозначности определения вышеназванных характеристик, использовались данные исследования образцов керна, в т.ч. плотность пород, значения коэффициентов общей пористости.

Определение литологии проведено по методике нормализации методов НК, ГК и АК (dT). Кроме известняков и доломитов в толще девонских отложений своеобразной геофизической характеристикой четко выделяются прослои эффузивных пород – спилиты. В интервале 3517.0-3528.0м расширенным диаметром скважины, низкими значениями КС по всем электрическим методам, а также низкими значениями НГК при средних значениях ГК, характеризуется так называемая зона дробления - «продукт дислокационного метаморфизма, проявляющийся в зонах разрывных нарушений разного порядка», что подтверждается образцами пород, поднятыми из указанного интервала. Похожую геофизическую характеристику имеет интервал 4237.5-4245м, выделенный в подошве эйфельского яруса среднего девона. Возможно, эти зоны, а также спилиты и глинистые терригенные породы, залегающие в кровле живетского яруса и выделенные в разрезах обеих скважин, могут служить яркими реперами в практически однообразной карбонатной толще при дальнейших исследованиях.

Тип коллектора оценивался больше на качественном уровне с привлечением методов, реагирующих на вторичную пористость, так как матрица вскрытых карбонатных пород практически непроницаема: пористость скелета по лабораторным исследованиям керновых образцов не превышает 2%. Наиболее информативным в определении интервалов со вторичной пористостью оказался метод ФКД, исследования которым были проведены в скв. №2, к сожалению, только в интервале 3440-4130м. Тип коллектора в предполагаемых разуплотненных интервалах выше и ниже записи ФКД был установлен методом аналогии с другими геофизическими данными.

По имеющимся исходным данным в интервалах возможных коллекторов оценивалась общая нейтронная пористость (с учетом глинистости или нерастворимого

остатка по данным ГК), акустическая пористость также с учетом Кгл. (по Кп<sub>ак</sub> возможно выделение кавернозных зон) и по данным БК – трещинная пористость.

Литология, тип пористости, а также значения геофизических параметров (hэф., Кп, Кгл.) в интервалах коллекторов приведены в таблицах «Заключения по результатам интерпретации данных ГИС».

Результаты испытаний объектов, рекомендованных при первичной интерпретации, их анализ и качество приведены ниже.

#### *Юрские отложения*

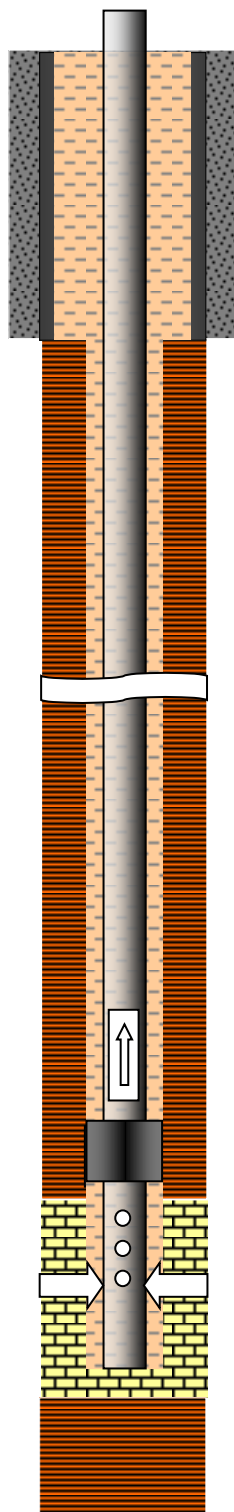
В разрезах параметрических скважин юрские отложения представлены салатской, тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свитами. Выделение коллекторов, определение геофизических параметров (Кп, Кгл., Кпр.), а также характера насыщения проводилось по стандартным методикам с использованием граничных значений Апс и УЭС, а также петрофизических зависимостей, построенных для месторождений Нюрольской впадины. По данным интерпретации, с учетом анализа результатов испытаний соседних скважин, продуктивные коллекторы в юрских разрезах скважин № 2 и № 4 отсутствуют.

#### *Меловые отложения*

В разрезах рассмотренных скважин меловые отложения методами ГИС исследованы в интервалах киялинской, тарской и куломзинской свит. При интерпретации использовались обобщенные петрофизические зависимости для меловых коллекторов Томской области. Выделенные коллекторы – «водонасыщены». Интервалы коллекторов, значения геофизических параметров и характер насыщения пластов представлены в таблицах «Заключения по результатам интерпретации данных ГИС» (ПРИЛ. 1, 2).

## 2.4 Результаты испытаний и оценка качества

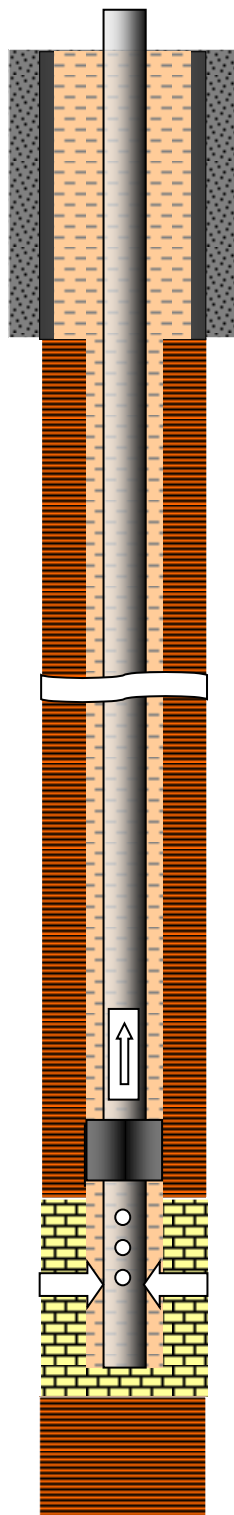
### Анализ испытания параметрической скважины Еллей-Игайской №2



**Конструкция скважины № 2 Еллей-Игайская (параметрическая) при испытании объектов КИИ- ГрозУфНИИ-146 в открытом стволе: alt-136.1м**

Проектный забой 4500м (Pz)	Фактический забой 4502м (Pz)
Кондуктор Ø 426мм 0-486м	цемент поднят до устья
Тех. колонна Ø 299мм 0- 2126м	
Хвостовик Ø 219мм 2028-3446,8м	
Открытый ствол Ø 190мм 3446.8-3541.6м	
Начало бурения 14.11.1977г.	Закончена бурением 03.12.1979г.

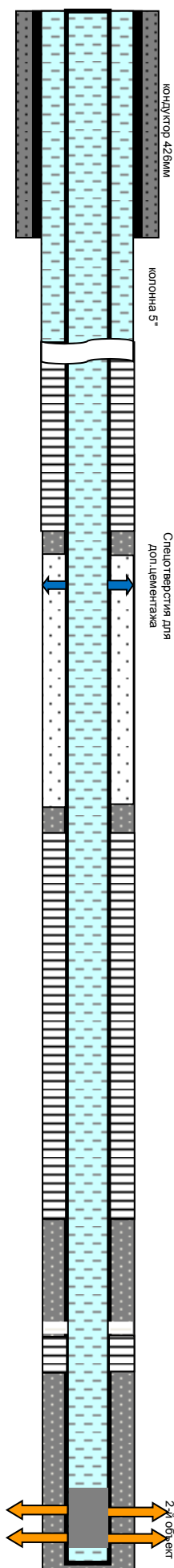
Анализ результатов испытаний		
Данные по объектам	Результаты	Анализ достоверности
<p><b>1 объект 3446.8-3541.6м (PZ)</b> ИП с опорой на забой Нзабоя - 3541.6м <b>1. уровень глинистого раствора у устья скв-ны (+)</b> <b>2. качество пакеровки (+)</b> <b>3. стойка на притоке –</b> 10мин, КВД-15мин, общее время на забое 1 час 40мин <b>4. характер действия пласта –</b> движения воздуха из бурительных труб не отмечалось <b>5. манометры –</b> получены неудовлетворительные записи МН (-) В интервале испытания отбирался керн, вынос составил от 0 до 23,9% и представлен: известняком серым, темно-серым, со слабым коричневым оттенком глинистым, разбитым сетью не ориентированных трещин залеченных кальцитом. Признаки УВ не зафиксированы.</p>	<p>За 10мин стояния на притоке и 15мин на КВД, притока не получено. В трубах поднято 0.37м<sup>3</sup> глинистого раствора из-под подпакерной зоны. Определить по КВД приточность объекта не представляется возможным из-за нечитаемого бланка глубинного манометра. Ожидаемое пластовое давление 345атм, расчетное противодавление 212атм, депрессия - 142атм. Объект был признан «сухим»</p>	<p>Результаты испытания можно считать достоверными. По данным ГИС интервал испытания однороден, с низкими ФЕС, пористость по АК 3-5%, представлен известняком за исключением интервала 3520-3530м, представленного глинистой породой, мелонит-филлитового облика, порода обогащена линзами, гнездами светлого кальцита. Данные ГИС и керна в интервале испытания коррелируются.</p>



**Конструкция скважины № 2 Еллей-Игайская (параметрическая) при испытании объектов КИИ- ГрозУфНИИ-146 в открытом стволе: alt-136.1м**

Проектный забой 4500м (Pz)	Фактический забой 4502м (Pz)
Кондуктор Ø 426мм 0-486м	цемент поднят до устья
Тех колонна Ø 299мм 0- 2126м	
Хвостовик Ø 219мм 2028-3446,8м	
Открытый ствол Ø 190мм 3446-3659.5м	
Начало бурения 14.11.1977г.	Закончена бурением 03.12.1979г.

Анализ результатов испытаний		
Данные по объектам	Результаты	Анализ достоверности
<p><b>2 объект 3446.8-3541.6м (PZ)</b> ИП с опорой на забой</p> <p><b>1. уровень глинистого раствора у устья скв-ны (+)</b></p> <p><b>2. качество пакеровки (+)</b></p> <p><b>3. стоянка на притоке</b> – 15мин, КВД-20мин, общее время на забое 50мин</p> <p><b>4. характер действия пласта</b> – движения воздуха из бурильных труб не наблюдалось.</p> <p><b>5. манометры</b> – получены удовлетворительные записи МН (+)</p> <p>Литологически, интервал опробования представлен известняком светло серым, плотным, крепким, скрытокристаллическим, слаботрещиноватым. Участками известняки замещаются красноцветными глинисто- алевритистыми образованиями (по шламу) Признаки УВ не зафиксированы.</p>	<p>За 15мин стояния на притоке притока не получено. Ожидаемое пластовое давление 366атм, расчетное противодавление 221атм, депрессия - 145атм.</p> <p>Приток не получен. Объект был признан «сухим»</p>	<p>Результаты опробования возможно считать достоверными. По данным ГИС интервал испытания сложен высокоомными, плотными породами. Зоны возможных коллекторов не выделяются.</p>



**Конструкция скважины № 2 Еллей-Игайская (параметрическая) при испытании объектов в колонне:**

Забой скважины при окончании бурения -4502м; искусственный забой -4444м

Кондуктор Ø 426мм 0-486м цемент поднят до устья

Тех колонна Ø 299мм 0- 2126м

Хвостовик Ø 219мм 2028-3446,8м

Эксплуатационная колонна двух ступенчатая Ø 146мм

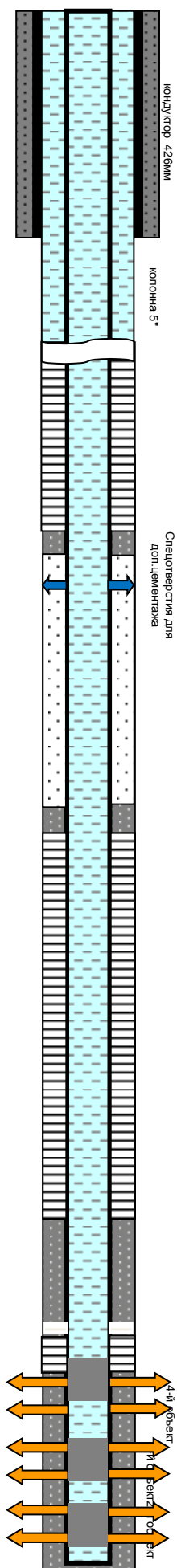
**1 секция** 0-3256.8 **2 секция** 3256.8-4444м

Интервал перфорации технических отверстий 3807-3810м для дополнительного цементирования 2 секции и частично 1 секции.

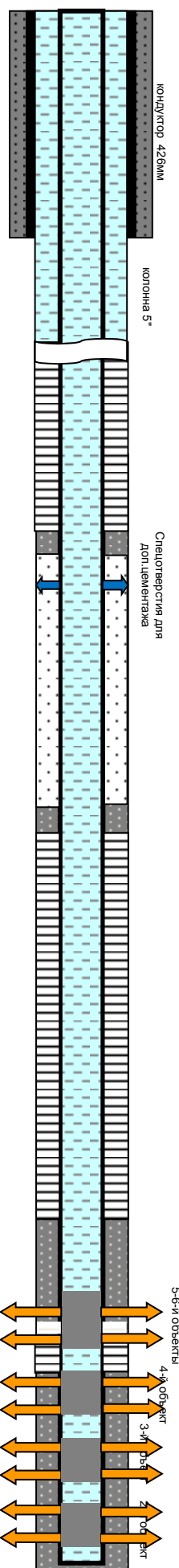
Испытание начато 13.012.1979г. Испытание закончено 18.12.1981г.

**Анализ результатов испытаний**

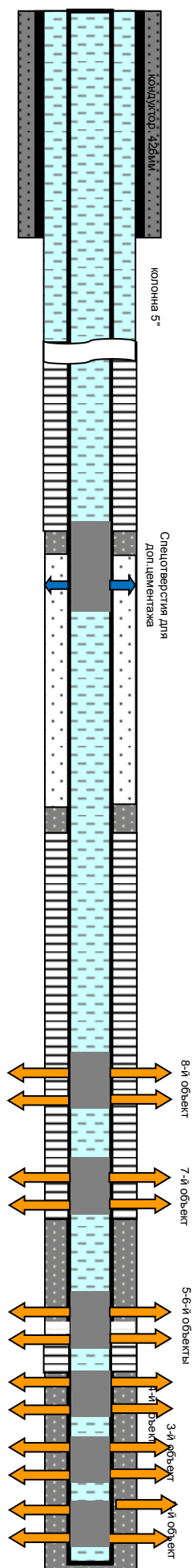
Данные по объектам	Анализ	Оценка достоверности
<p><b>1 объект 3500-4250м (PZ)</b> 03.12.79г – 11.04.80г. интервал перфорации для исправительного цементаж 2 ступени - 3807-3810м ПКС-105 14 отверстий</p> <p><b>1 этап</b> После опрессовки на герметичность ЭК и СПО НКТ, началось нефтегазопроявление.</p> <p><b>2 этап</b> Глушение, добавки барита в буровой раствор.</p> <p><b>3 этап</b> Возбуждение скважины переводом на воду и компрессированием, получен газонефтяной фонтан.</p> <p><b>4 этап</b> Проведение опытных работ с целью определения интервалов поступления флюида (высокоточная термометрия, временные замеры НГК, ОГГ)</p>	<p>В результате испытания объекта были проведены перед опытными работами следующие операции - глушение, вызов притока, затем был проведен дополнительный цементаж.</p> <p>По результатам испытания получены следующие результаты:  <math>Q_n=1.84\text{м}^3/\text{сут}</math>,  <math>Q_v=19.76\text{м}^3/\text{сут}</math>,  <math>Q_g= 37.7\text{тыс.м}^3/\text{сут}</math>.</p> <p>По результатам опытно-методических работ были определены интервалы поглощения:            3916-3924м и газоотдающий интервал- 3963-4044м.</p>	<p>Результаты испытания можно принять как условные. При испытании объекта определены состав и дебиты флюида.</p> <p>Из-за низкого качества цементирования затрубного пространства невозможно определить точные интервалы притока. Заколонные перетоки флюидов в значительной мере искажают и осложняют задачи интерпретации ПГИ.</p> <p>Испытания первого объекта больше напоминает решение задач по определению тех. состояние колонны, и работ связанных с ликвидацией аварии.</p>
<p><b>2 объект: 4346-4366м (PZ)</b> 10.05. – 20.06.80г. Перфорация ПКС-80, 80отв/м, всего 420отв. Возбуждения объекта смена глинистого раствора на тех. воду, снижение уровня компрессированием на глубину 1219м. Интервал керном не охарактеризован, выше и ниже по разрезу известняки от светло до темно-серых, с коричневатым оттенком, скрытокристаллические, массивные, трещиноватые, трещины залечены кальцитом.</p>	<p>В результате испытания объекта со снижением уровня жидкости до глубины 1374м, в течение 212часов прослеживания уровня, признаков пластового флюида на забое и уровне не отмечено, забойное давление 338.8атм., при уровне 1032м.  <math>T=124\text{ }^\circ\text{C}</math>            ЦМ мост установлен на гл. 4321-4391м.</p>	<p>Результаты испытания можно считать достоверными.</p> <p>По данным ГИС интервал с КС по БК больше 2000мм, Кп (трещинная) менее 0,1% и характеризуется как неколлектор, в кровле отмечается уменьшение значения НГК.</p> <p>Пористость по НГК в пределах 2-9%, за счет увеличения диаметра скважины.</p>



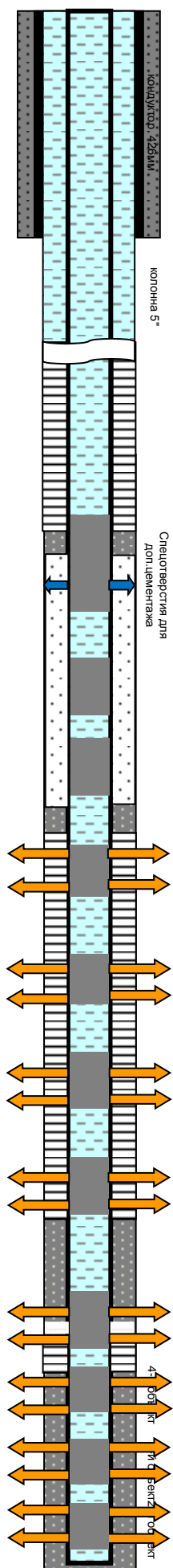
Анализ результатов испытаний		
Данные по объектам	Анализ	Оценка достоверности
<p><b>3 объект 4255-4270м (PZ)</b> 08.07. -09.08.1980г. Нзаб =4323м, перфорация ЗПК0-73, 27отв/м, всего 405отв. Возбуждения пласта осуществлялось сменой глинистого раствора на техническую воду, с последующим снижением уровня компрессированием до гл. 1423м. Наблюдение за ростом уровня осуществлялось поплавком, а контроль состава притока с помощью желонки. Литологически, интервал испытания представлен известняком светло-серым, массивным, с прожилками и кристаллами кальцита, вынос очень незначителен – всего 2.5%</p>	<p>В результате испытания объекта: при сниженном уровне до 1423м после установки изолирующего ЦМ в интервале 4321-4391м, за 112ч прослеживания получено 1,9м<sup>3</sup> жидкости, и за время испытания объекта в течение 198ч прослеживания, получено 2,3м<sup>3</sup> жидкости, таким образом, весь полученный приток можно отнести к негерметичности изолирующего ЦМ установленного над предыдущим объектом. Давление на гл 4251м 302,1атм . T=123 °С Установлен изолирующий ЦМ, герметичен. Голова ЦМ – 4225м</p>	<p>Результаты испытания достоверны, по данным ГИС интервал испытания высокоомный, уплотненный, диаметр скважины изменяется от номинала 0.19м до 0.23м . КпАК и КпНГК не более 3%. По данным переинтерпретации ГИС характеризуется как неколлектор.</p>
<p><b>4 объект 4165-4180м (PZ)</b> 18.08. – 26.08.80г. Перфорация ПКС-80, n = 21отв/м, всего 315отв. вызов притока сменой глинист. раствора на техническую воду, снижение уровня до гл. 1234м компрессированием. определение притока методом прослеживания уровня, Пробы флюида отбирались желонкой. Литологически, интервал испытания представлен известняком серым со слабым коричневым (бурым) цветом, слаботрещиноватым, по трещинам развит кальцит. В кровле интервала по ядерным данным глинистая красноватая порода, с обломками известняка, поднято 0.1м диабаз темно-зеленого. Вынос керна интервале испытания не более 28% признаки УВ не отмечены.</p>	<p>Прослеживание уровня проводилось в течение 96ч, при частичной негерметичности эксплуатационной колонны в интервале 3807-3810м. Перед испытанием объекта, определен характер притока флюида из интервала нарушения. Коэффициент продуктивности пласта определен без учета притока флюида из интервала нарушения, так как влияние этого притока незначительно. Kпрод. = 0.044м<sup>3</sup>/сут*атм. T - 126°С на гл. 4165м, Pзаб = 309.5 атм, при уровне 1142м. В результате испытания объекта получено 1.2м<sup>3</sup> слабразгазированной пластовой воды (с учетом флюида из нарушения – 1.7м<sup>3</sup>) Установлен изолирующий ЦМ в интервале 4180-4125м. испытан на прочность разгрузкой инструмента на 2 тонны, герметичен.</p>	<p>Результаты испытания объекта можно считать достоверными. По данным ГИС интервал неоднородный, наблюдается чередование низкоомных и высокоомных пропластков, диаметр скважины близок к номиналу, значение пористости по АК и НГК меняется от 3 до 6%, трещинная пористость не более 1%. Таким образом, геофизическими данными интервала характеризуется практически как неколлектор.</p>



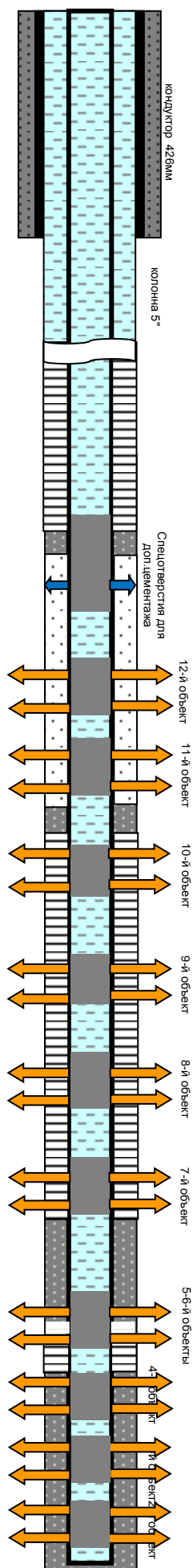
Анализ результатов испытаний		
Данные по объектам	Анализ	Оценка достоверности
<p><b>5 объект 4080-4112м (PZ)</b> 01.09. – 26.09.80г. Перфорация ПКС-80, 21отв/м, всего 630отв, вызов притока сменой гл.р-ра на тех. воду с последующим двукратным снижением уровня компрессированием до гл. 1303; 1500м контроль притока и прослеживания уровня осуществлялся с помощью поплавка, контроль забойного давления контролировался глубинными манометрами, состав флюида определялся с помощью пробоотборника ПД-3. Интервал испытания по керновым данным представлен известняком от светло - до темно-серого, со слабым коричневым оттенком, мелкокристаллическим, плотным, трещиноватым, трещины залечены кальцитом. В интервале 4083.8-4089.5м отмечен запах конденсата. Вынос керна 52,6% . По газовому каротажу в интервале 4078-4095 выделен объект с газонасыщенностью 3-50см<sup>3</sup>/л, представлен на 98% метаном.</p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные: Получен приток минерализованной пластовой воды 12м<sup>3</sup>, минерализации С=46.2 г/л, дебит 0.36м<sup>3</sup>/сут на уровне 542м, определены Рз=369.98атм и Т=97.5<sup>0</sup>С на гл. 4080м (при уровне жидкости в скважине – 506м. Кпрод = 0.096м<sup>3</sup>/сут*атм Газовый фактор – 2.5м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> Из затрубья отмечено выделения газа Qг=4-5м<sup>3</sup>/сут, что связано с «фоновым» притоком через интервал перфорации спецотверстий 3807-3810м. По результатам комплексного анализа, газ метанового состава. По окончании исследований установлен ЦМ 4070-4112м.</p>	<p>Результаты испытания можно поставить под сомнение. По данным ГИС в интервале испытания выделены возможные коллектора. Тип коллектора порово - трещинный, Кп по АК и НГК не более 9%. Кп по данным лабораторных исследований керна не превышает 1.5%. На результаты по притоку могла повлиять продолжительная перфорация в скважине заполненной глинистым раствором (более 70 часов, 23 СПО перфоратора на кабеле).</p>
<p><b>6 объект 4072-4080м (PZ)</b> 02.10. – 21.02.80г. Перфорация ЗПКО-73, 21отв/м. Всего 168отв. Вызов притока осуществлялся сменой гл. р-ра на тех. воду, с последующим многократным (6-и) снижением уровня компрессированием. Прослеживание уровня замерялось поплавком, отбор проб флюида забойной пачки контролировался пробоотборниками, желонкой и при обратной промывке, температура и давление замерялись максимальным термометром и глубинным манометром. Качество цементирования в интервале 4049-4082м хорошее, ниже – цемент отсутствует. Литологически охарактеризован верхний интервал, представлен известняком от светло до темно-серого, со слабым коричневым оттенком, мелкокристаллическим, плотным, трещиноватым. Трещины залечены кальцитом. В интервале 4083.8-4089.5м отмечен запах конденсата.</p>	<p>В результате испытания получены следующие данные: за 1247 часов прослеживания уровня получено 78.6м<sup>3</sup> слабо-минерализованной пластовой воды, 30л нефти, С = 40 г/л. Qв на СДУ-500м = 0.2м<sup>3</sup>/сут. Рз=260атм, при уровне жидкости в скважине 1460м. Т=118<sup>0</sup>С Со второго прослеживания уровня в процессе всех последующих циклов снижения, на устье в трубе и затрубье наблюдалось выделение газа дебитом 200-500 м<sup>3</sup>/сут (визуально) Нст = 548м, ниже стола ротора. Кпрод. = 0.00145м<sup>3</sup>/сут. Отобраны пробы воды, нефти, растворенного газа, пробы отбирались при обратной промывке на устье. Установлен ЦМ в ин-ле 4049-4080м., опрессован, герметичен.</p>	<p>Результаты испытания объекта можно поставить под сомнение. По данным ГИС интервал испытания не однороден и представлен карбонатными разностями с разным кажущимся сопротивлением, от 150мм до 300мм. Значение НГК от подошвы к кровле прослеживания уровня от 3.0усл ед до 4.7усл ед. Кп в подошве интервала 8-9% и 2-3% в кровле. Выделенный коллектор относится к порово-трещиноватому типу. На результаты по притоку могла повлиять продолжительная перфорация в скважине заполненной глинистым раствором (более 35часов) нахождения объекта под влиянием раствора.</p>



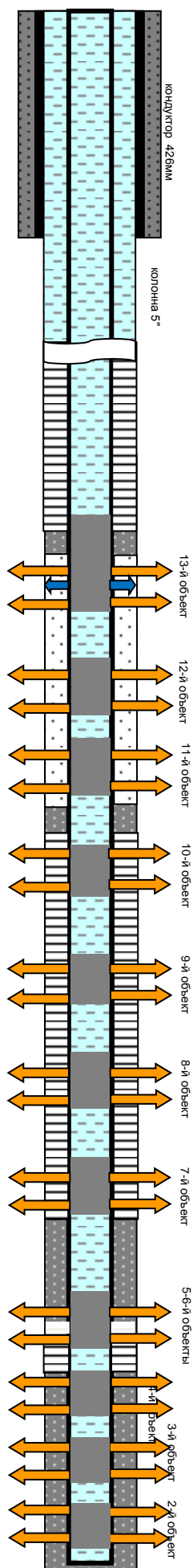
Анализ результатов испытаний		
Данные по объектам	Анализ	Оценка достоверности
<p><b>7 объект 4037-4047м (PZ)</b> 21.02. – 28.03.81г. Перфорация ПКО-73, 17отв/м, всего 177отв, дополнительная перфорация ПКС-80 7 отв/м, всего 70 отв, вызов притока: смена гл. раствора на тех. воду с последующим снижением уровня компрессированием 1920; 2091м. Прослеживание уровня замерялось поплавком, пробы флюида отбирались желонкой, температура и давление замерялись максимальным термометром и глубинным манометром. Притока не получено. При Нстат. = 330м, на глубине 4000м Рзаб. = 367атм, T = 118°C Керном охарактеризован в интервалах 4035-4039м и 4079.8-4083.8м и представлен известняком темно-серым, плотным скрытокристаллическим, с большим содержанием углистого вещества, битумопоявления не отмечены.</p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные: При двукратном возбуждении пласта снижением уровня до гл. 2091, 1920м. флюида не получено, по данным ГИС слабый приток наблюдался из интервала спецотверстий 3808-3810м, средний дебит притока – 0.6-0.7м³/сут –(является фоновым приток из спец. отверстий. Обратной промывкой на устье вымыта пачка слаборастворимого фильтрата, C = 12 г/л. По данным испытания объект был признан «сухим». По окончании исследований установлен изолирующий ЦМ в интервале 4033-4049м, опрессован, герметичен.</p>	<p>Результаты испытания можно считать достоверными. По данным ГИС интервал 4037-4047м неоднородный, КС по БК изменяется от 750мм до 8000мм. Пористость по НГК не более 5.5%. Интервал испытания интерпретируется как неколлектор. По данным АКЦ объект находится в интервале частичного контакта цементного камня.</p>
<p><b>8 объект 4013-4030м (PZ)</b> 28.03.-17.05.81г. Перфорация ПКС-80, 14отв/м, всего 238отв, дополнительный прострел ПКС-105, 7отв/м, всего 119отв, вызов притока: смена глинистого раствора на тех. воду, снижением уровня до гл. 1611м компрессированием. Прослеживание уровня замерялось поплавком, пробы флюида отбирались при обратной промывке, температура и давление замерялись максимальным термометром и глубинным манометром. Качественного пластового флюида не получено, притока практически не наблюдается, или он меньше чем приток из интервала технологических отверстий. Литологически представлен известняком темно-серым, плотным, крепким, скрытокристаллическим, слаботрещиноватым, с включением углистого вещества.</p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные: Рз=257атм, T=119°C на гл. Н=4020м, при уровне жидкости в скважине – 1460м, т.е. равно гидростатическому. Качественного флюида не получено при обратной промывке и извлечения забойной пачки получен слабоминерализованный фильтрат. Объект по результатам испытания признан «сухим». При обратной промывке получено небольшое количество слабосоленого фильтрата с минерализацией C=10.6г/л.</p>	<p>Результаты испытания можно признать условно достоверными. По данным ГИС интервалы коллектора однозначно не выделяются. Интервал испытания по профилометрии отмечается желобообразным строением ствола скважины, что может иметь место в трещинных породах. По данным АКЦ плохое качество цемента, заколонные перетоки, негерметичность колонны в месте технологических отверстий осложняют, а порой делают невозможной однозначный анализ процесса испытания.</p>



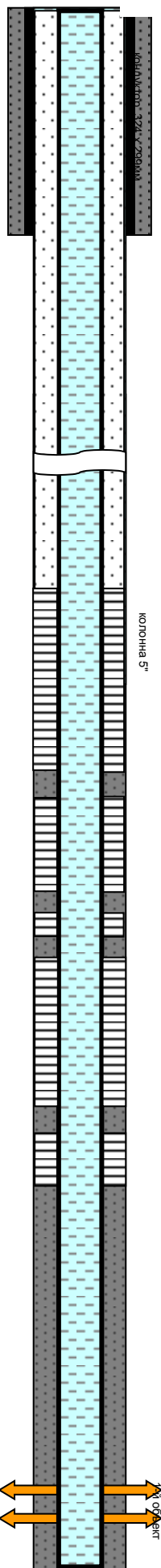
Анализ результатов испытаний		
Данные по объектам	Анализ	Оценка достоверности
<p><b>9 объект 3962-3980м (PZ)</b> 17.05.-30.06.81г. Перфорация ЗПКО-73, 21отв/м, всего 378отв, доп. перфорация ЗПКО-89, 5отв/п.м. всего 90отв. вызов притока: смена гл. р-ра на тех. воду с последующим снижением уровня компрессированием. Прослеживание уровня замерялось поплавком, пробы флюида отбирались глубинным пробоотборником, а также при обратной промывке, температура и давление замерялись максимальным термометром и глубинным манометром. Литологически охарактеризован в кровле – 0.1м, известняк светло-серый, со слабым коричневатым оттенком, глинистый, аморфный, с чашуйчатым изломом, разбит сетью мелких трещин, залеченных кальцитом.</p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные: при двукратном снижении уровня 1600, 1610м, получен приток слабоминерализованного флюида. Полученный приток соответствует фоновому притоку через тех. отв. (<math>Q = 0.5-0.7\text{м}^3/\text{сут}</math>). Таким образом, интервал признан не приточным («сухим»). При обратной промывке из интервала перфорации поднята пачка слабогазированного фильтрата пластовой воды с запахом сероводорода, <math>C = 9.5\text{г/л}</math> <math>P=242.9\text{ атм}</math> (при <math>H_{\text{стат}} = 1497\text{м}</math>) <math>T=115^\circ\text{C}</math> на гл. 3920м Установлен изолирующий ЦМ в ин-ле 3940-4000м, герметичен.</p>	<p>Результаты испытания соответствуют данным ГИС об отсутствии коллектора. Интервал высокоомный, по данным профилометрии имеет место желоб <math>&gt;0,43\text{м}</math>. Кп по АК и НГК не более 3.5%, трещинная пористость менее 0.1%. Газовый фактор по глубинной пробе 3.1л/л. Суммарный объем притока за период испытания объекта – <math>11\text{м}^3</math> (практически весь приток приходится на технологические отверстия). С учетом данных ГИС результаты испытания могут быть признаны достоверными.</p>
<p><b>10 объект 3913-3927м (PZ)</b> 30.06. – 31.08.81г. Перфорация ПКС-80, 20отв/м, всего 280отв. Вызов притока: смена глинистого раствора на техническую воду, снижением уровня компрессированием. Троекратное снижение уровня компрессированием с целью интенсивного дренажа интервала перфорации. Скважина вышла на перелив (газ, пачки технической воды, пленка нефти) очистка проводилась на штуцере 10мм. Интервал испытания керном не охарактеризован, интервал находящийся непосредственно над испытуемым - (3896-3905м) представлен известняком серым, светло-серым, скрытокристаллическим, по данным лабораторных исследований шлифов фиксируются интенсивные битумопроявления по трещинам.</p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные: Рпл на глубине 3920м при <math>P_{\text{эт}} = 59.2\text{атм}</math>, и <math>P_{\text{тр}} = 60\text{атм}</math>. <math>T=115^\circ\text{C}</math> на гл <math>H=3920\text{м}</math>, Состав флюида: нефть, газ, вода. Коллекторские свойства интервала признаны низкими (или рядом находится литологический экран) <math>K_{\text{пр}}=0.095\text{мД}</math> (расчетное по КВД) <math>Q_{\text{г}}=21\text{тыс. м}^3/\text{сут}</math> (штуцер 7.5мм, шайба 9.1мм), <math>Q_{\text{в}} = 6.6\text{м}^3/\text{сут}</math>, при обратной промывке получено <math>V=250\text{л}</math> нефти. Положительным моментом является получение небольшого притока нефти, что указывает на возможность нефтенасыщения «глубинного» палеозоя. По окончании исследований установлен изолирующий ЦМ в ин-ле 3902-3946м, проверен на герметичность.</p>	<p>Однозначно интервал притока установить практически невозможно из-за качества цементирования ЭК, так с глубины 3907м и выше цемент за ЭК отсутствует, а ниже, и в интервале перфорации - он плохого качества, в тоже время в интервале 3896-3905м по керновым данным зафиксированы признаки УВ (подвижные битумы по трещинам). По данным ГИС интервал испытания неоднородный, в подошве по данным профилометрии желоб. Увеличение пористости по АК и НГК в кровле с 3.5% до 7-8%. В кровельной части выделяется коллектор порово- трещинного типа.</p>



Анализ результатов испытаний		
Данные по объектам	Анализ	Оценка достоверности
<p><b>11 объект 3880-3890м (PZ)</b> 31.08. – 26.10.81г. Перфорация ПКС-80, 18отв/м, всего 182отв, доп. перфорация ПКС-105, 9отв/п.м. всего 80отв. а также 2-е резки с помощью гидropескоструйной насадки, вызов притока: смена глинистого раствора на тех. воду с последующим снижением уровня компрессированием, уровень замерялся поплавком, пробы флюида отбирались глубинным пробоотборником, а также при обратной промывке, температура и давление замерялись максимальным термометром и глубинным манометром. Керновыми данными интервал не охарактеризован</p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные: при 4-х кратном снижении уровня 1407, 1405м, 1544м, 1640м флюида получено не было, гидropескоструйная перфорация также не дала положительного эффекта. Рзабойное=242.9 атм при Нд=1551м Тзабойная=117<sup>0</sup>С При обратной промывке с забоя вымыта пачка газонасыщенной технической воды. Из затрубья наблюдалось свободное выделение газа, Q<sub>г</sub>=50м<sup>3</sup>/сут (визуально) Объект «сухой» По окончании исследований установлен изолирующий ЦМ в интервале 3860-3880, герметичен.</p>	<p>Результаты испытания можно оценить как условные достоверные, интервал представлен высокоомными породами. Ствол скважины желобообразного строения в кровельной части, Кп по АК и НГК не более 4-5%, Кп по БК не более 0.1%. По данным АКЦ - отсутствие цементного камня за ЭК. Интервалы возможно проницаемые, выделены с низкой оценкой их коллекторских свойств.</p>
<p><b>12 объект 3842-3857м (PZ)</b> 02.11. – 21.11. 81г. Перфорация ПКС-105, 8отв/м, всего 78отв, дополнительная перфорация ЗПКО-73, 14отв/м, всего 210отв. Вызов притока: смена глинистого раствора на тех. воду, снижение уровня компрессированием. 4-х кратное снижение уровня с целью интенсивного дренажа объекта. Керном интервал не охарактеризован.</p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные: При 4 -х кратном снижении уровня: 1407, 1405м, 1544м, 1640м, и прослеживании уровня жидкости в скважине в течение 224часа пластового флюида получено не было. Рзабойное (3880м) =242.9 атм, при уровне жидкости в скважине – 1551м Тзабоя=117<sup>0</sup>С Пробоотборником с забоя поднята слаборазгазированная тех. вода. Обратной промывкой на устье вымыта пачка слаборазгазированной технической воды из зоны перфорации. Объект признан «сухим». По окончании исследований установлен изолирующий ЦМ в интервале 2822-3865м.</p>	<p>Результаты испытания следует признать условно достоверными. По данным переинтерпретации ГИС в интервале объекта возможные коллекторы отсутствуют. Интервал неоднородный, сложен высокоомными разностями, диаметр скважины в кровле и подошве увеличен до 240-260мм. По данным АКЦ в интервале перфорации отсутствие цемента.</p>

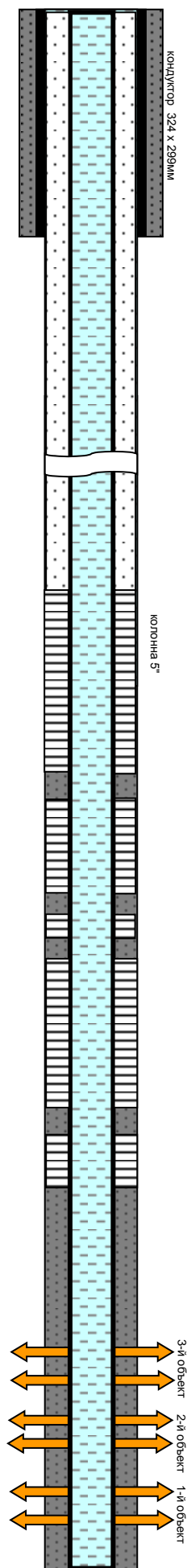


Анализ результатов испытаний		
Данные по объектам	Анализ	Оценка достоверности
<p><b>13 объект 3808-3818м (PZ)</b> 02.12. – 18.12.81г. Перфорация ЗПКО-73, 14отв/м, всего 140отв. Вызов притока: смена глинистого раствора на тех. воду с последующим снижением уровня компрессированием, уровень замерялся поплавком, пробы флюида отбирались глубинным пробоотборником, а также при обратной промывке, температура и давление на забое не замерялись. Керном охарактеризован интервал 3807-3813.9м, представлен известняком серым, скрытокристаллическим, плотным, крепким, неравномерно глинистым, трещиноватым, трещины залечены.</p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные: при снижении уровня до 1680м, за 140 часов стояния на притоке пластового флюида получено не было. Дебит притока при среднединамическом уровне 1644.5м составил 0.033м<sup>3</sup>/сут, практически «сухо», спуском пробоотборника на глубину 3800м пластового флюида в пробе не обнаружено. Объект «сухой» По окончании исследований установлен изолирующий ЦМ в интервале 3758-3822м. Скважина заполнена глинистым раствором, до глубины 2м спущена деревянная пробка, до устья залита цементом. На устье установлена цементная тумба и металлический репер.</p>	<p>Результаты испытания можно оценить как условно-достоверные, интервал представлен высокоомными породами. Коллекторы в интервале испытания объекта по данным переинтерпретации ГИС не выделяются По данным АКЦ в интервале 3800-3880 плохое качество цементирования ЭК. Вышележащие объекты было решено далее не испытывать, связано это с плохим качеством цементирования эксплуатационной колонны. Принято решение, что верхнюю часть палеозойских отложений будут испытывать в следующей намеченной к бурению скважине: П-4 Еллей-Игайская.</p>
<p>Следует отметить что процесс испытания этой скважины был достаточно долгим и тщательным. Применялись и опробовались методики работы с палеозойским разрезом, применялись методы интенсификации притока, обработки призабойной зоны ПАВ, МПД. Применялись методики длительного дренирования пластов при различных депрессиях, неоднократные вызовы притока, производилась дополнительная перфорация объектов более мощными зарядами, попытки гидropескоструйной перфорации. Впервые в геологии Томской области положено начало применению ГИС-методов по определению технического состояния конструкции скважины, определение притока-состава технических жидкостей и пластовых флюидов в испытываемой скважине. Впервые было оценено качество затрубного цементирования с применением фазокорреляционных записей акустического сигнала. В целом проведена большая работа по испытанию объектов. На качество этой работы большое отрицательное влияние имело некачественное цементирование эксплуатационной колонны во многих ее интервалах, также в процессе испытания не удалось изолировать технические отверстия прострелянные с целью цементирования 2 ступени ЭК. Остался открытым вопрос по инверсии минерализации пластовых вод, по нашему мнению это явление, отмеченное при проведении испытаний, можно поставить под сомнение. В основном при испытании получали смесь пластовой воды с фильтратом промывочной жидкости, что давало неверные результаты по замерам. Полученные результаты убеждают в одном – в глубине палеозойской толщи есть явные признаки газонефтенасыщения, и эти УВ никак не связаны с мезозойским чехлом, здесь находятся «свои», палеозойские зоны газонефтенакпления и генерации УВ.</p>		

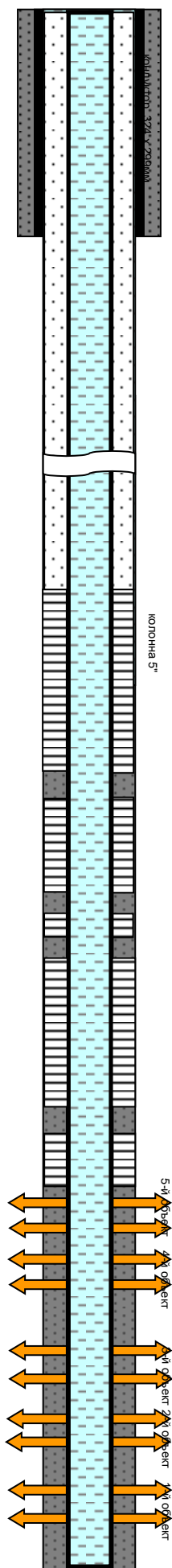


Конструкция скважины № 4 Еллей-Игайская (параметрическая) при испытании объектов в колонне: Альтитуда ротора + 138.3м  
 Проектный забой - 4100м Фактический забой – 4099м  
 Кондуктор Ø 324x299мм 0-587м качество цементирования среднее  
 Техническая колонна Ø 219мм 0- 2977м качество цементирования низкое  
 Эксплуатационная колонна Ø140x146мм 0-4099м качество цементирования: фактический уровень подъема цемента - до 3375м, выше свободная колонна.  
 В целом качество зацементированного интервала ЭК – низкое  
 Испытание начато 14.08.1992г. Испытание закончено 30.04.1993г.  
 В открытом стволе опробования не производились.

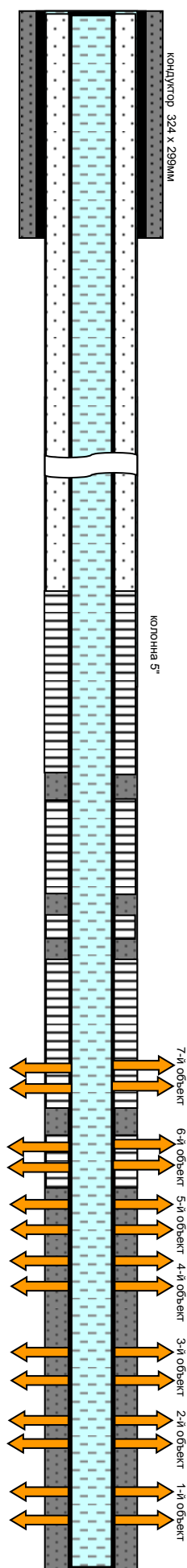
Анализ результатов испытаний		
Данные по объектам	Анализ	Оценка достоверности
<p><b>1 объект 4020-4027м (PZ) 14.08. – 23.11.92г.</b>                      Перфорация ПР-43                      10отв/п.м. Всего 70отв.                      Вызов притока снижением уровня компрессированием до глубины 1082м в целях интенсификации притока проведены 2-е кислотные обработки хим. реагентом «Крот» в объеме по 400л, со стоянкой под давлением 200атм 6ч и 7ч (объект «не принимает») с последующим проведением МПД по 10 импульсов при давлении 0 - 200атм. Прослеживание уровня с помощью поплавка, состав притока контролировался желонкой и при обратной промывке, замер пластовой температуры – максимальным термометром ТП-7, забойное давление регистрировалось глубинным манометром. Литологически, объект керном не охарактеризован, ниже и выше интервала керн представлен известняками от серого до коричнево-серого цвета, тонкозернистыми, плотными, с трещинами заполненными кальцитом и эффузивной породой (внизу).</p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные:                      за 2360ч стояния на притоке из пласта извлечено 6.42м<sup>3</sup> пресного фильтрата. Выделение газа на устье не наблюдалось. Сделан вывод что объект «сухой». T = 122°C                      Исследования объекта были завешены, без установки изолирующего ЦМ.</p>	<p>Результаты испытания можно считать достоверными. При испытании объекта получен незначительный приток пресного фильтрата. По данным ГИС интервал неоднородный, высокоомный, диаметр скважины 0.28м. По данным переинтерпретации объект характеризуется очень низкими фильтрационно-емкостными свойствами (коллекторскими). Очень большое время испытания объекта обусловлено приостановкой работ в связи с проблемами финансирования. Качество цементирования выше и ниже интервала перфорации хорошее.</p>



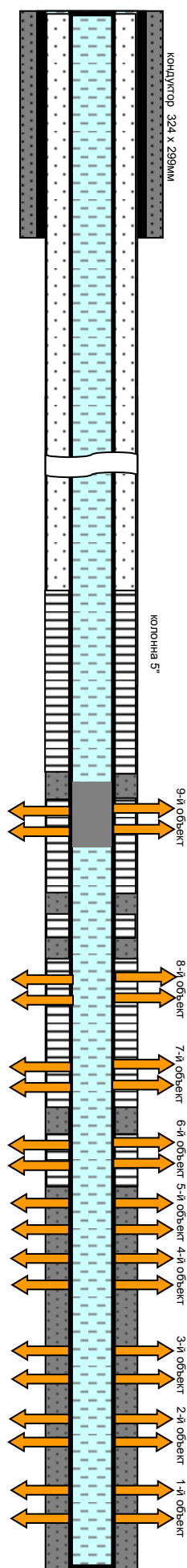
Анализ результатов испытаний		
Данные по объектам	Анализ	Оценка достоверности
<p><b>2 объект 3975-3978м (PZ)</b> 30.11. – 16.12.92г Перфорация ЗПКС-80, 14отв/м, Всего 40отв. на тех. воде. Снижение уровня компрессированием до глубины 849м и 1377м. Между снижениями уровне Проведена интенсификация МПД по 10имп. При давлении 0 - 200атм. Затем депрессия была уменьшена созданием различных депрессий – 95.2, 77.3атм (с помощью долива скважины водой) Притока практически не зафиксировано. Керновыми данными интервал испытания не охарактеризован. Выше и ниже интервала отобран известняк органогенный, плотный, скрытокристаллический слаботрещиноватый.</p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные: при снижении уровня компрессированием до гл 849м и 1377м, применением интенсификации (МПД), варьированием величиной депрессии на объект, за 120часов исследований получено 80л пресного фильтрата. Тпл=122°C Объект признан «сухим». Выделение газа на устье не наблюдалось. Изолирующий ЦМ не устанавливался.</p>	<p>Результаты испытания можно считать достоверными. По данным переинтерпретации ГИС интервал сложен высокоомными разностями, в кровле имеет желобообразное строение ствола, возможные коллектора по имеющемуся комплексу ГИС не выявлены. Качество цементирования выше и ниже интервала перфорации хорошее.</p>
<p><b>3 объект 4165-4180м (PZ)</b> 17.12.92-23.01.93г Перфорация ЗПКС-80, 14отв/м, всего 280 отв., на тех. воде. Вызов притока снижением уровня жидкости компрессированием до гл. 759м. притока практически не было, в целях интенсификации был поведено МПД 10имп. при давлении 0 - 200атм. Создание депрессии 116.7атм, проведена попытка гидроразрыва пласта под Р=200атм, с последующей кислотной обработкой хим. составом «Крот» в объеме 500л. прослеживание уровня с помощью поплавка, состав притока контролировался желонкой и при обратной промывке, замер пластовой температуры – максимальным термометром ТП-7, забойное давление – глубинным манометром. Литологически, интервал представлен известняком серым с буроватым оттенком, трещиноватым, по трещинам отмечался «быстоулетучивающийся запах нефти», вынос керна очень небольшой (6-10%)</p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные: при снижении уровня компрессированием до глубины 759м за 58часов получено 30л пресного фильтрата. После интенсификации притока МПД, и созданием депрессий 116.7атм, за 56ч получен приток 140л. При дальнейших интенсификациях притока - кислотная обработка - попытка ГРП увеличение притока не наблюдалось После снижения уровня еще раз, до глубины 720м и стоянки на притоке в течение 380часов, получен приток в объеме 320литров пресного фильтрата. Тпл=122°C. Выделение газа на устье не отмечено. Всего в процессе испытания объекта из пласта извлечено 760л пресного фильтрата. Объект признан «сухим» Изолирующий ЦМ не устанавливался.</p>	<p>Результаты испытания объекта можно признать условно-достоверными исходя из переинтерпретации ГИС - интервал неоднородный, высокоомный, диаметр скважины близок к номиналу, возможный коллектор по имеющемуся комплексу ГИС не выделен. Попытки интенсификаций выглядят достаточно неубедительно. При существующей на то время технологии гидроразрыв пласта не мог быть выполнен, это можно назвать безуспешной попыткой определения приемистости перфорированного объекта. Качество цементирования выше и ниже интервала перфорации хорошее.</p>



Анализ результатов испытаний		
Данные по объектам	Анализ	Оценка достоверности
<p><b>4 объект 3913-3922м (PZ)</b>            23.01. - 11.02.93г            Перфорация ПР-43, 10отв/м, Всего 90отв. на тех. воде.            Вызов притока снижением уровня компрессированием до глубины 1109м, за 76ч стоянки на получено 70 л жидкости.            2- е попытки разорвать пласт (ГРП) под давлением 200атм, с последующей 2-х кратной кислотной обработкой хим реагентом «Крот» в объеме 400л и 1200л в (три этапа) под давлением 200атм. После каждой кислотной обработкой проводилось МПД. Контроль за притоком уровня с помощью поплавка, состав притока спуском желонки и при обратной промывке, замер пластовой температуры.            Литологически, интервал представлен известняком серым с буроватым оттенком, трещиноватым, трещины от 1 до 20мм, залечены кальцитом и глинистой породой, по трещинам отмечается <b>«слабый быстролетучивающийся запах нефти»</b>.</p>	<p>В результате испытания объекта, получены следующие данные: после неоднократного снижения уровня и проведенных работ по интенсификации, увеличения притока не получено. После снижения уровня до глубины 1009м и 1002м и стоянке на притоке в течение 101ч и 160ч, получен приток пресного фильтрата в объеме 200л и 450л. Выделения газа на устье не наблюдалось.            По результатам испытания объект был признан «сухим». Качество цементирования выше и ниже интервала перфорации хорошее. Изолирующий ЦМ не устанавливался.</p>	<p>Результаты испытания объекта можно признать условно-достоверными. Попытки интенсификаций выглядят достаточно неубедительно. При существующей на то время технологии гидроразрыва пласта не могло произойти, скорее это можно назвать безуспешной попыткой определения приемистости перфорированного объекта.            По данным ГИС интервал испытания представлен высокоомными разностями, имеет желобообразное строение ствола скважины, по результатам интерпретации интервала возможный коллектор не выделен.            Следует отметить, что вскрытие карбонатных пород с возможным трещинно-поровым коллектором маломощными перфораторами ПР-43 может быть неэффективным.</p>
<p><b>5 объект 3886-3900м (PZ)</b>            11.02. – 10.03.93г            Перфорация ПР-43, 10отв/м, всего 140отв. при депрессии на сниженном уровне 956м на тех. воде, дополнительная перфорация ПР-43 20отв/м, получено всего 50л притока. Выполнены 2 попытки ГРП, при давлении до 200атм, с 2-х кратной кислотной обработкой под давлением 200атм, проводилось МПД.            Контроль за притоком - прослеживание уровня с помощью поплавка, состав притока - желонкой и при обратной промывке, замер Т – максимальным термометром.            Керном не охарактеризован, выше кровли интервала и ниже подошвы отобраны известняки серые с буроватым оттенком, трещиноватые, трещины залечены кальцитом, по трещинам отмечается <b>«слабый быстролетучивающийся запах УВ»</b></p>	<p>В результате испытания получены следующие данные: <math>T_{пл}=121^{\circ}C</math>, за 667часов стояния на притоке из пласта извлечено 600л пресного раствора.            Работы по интенсификации притока, дополнительная перфорация и кислотная обработка хим. реагентом «Крот» по стандартной методике (применяемой на ранее испытанных объектах), положительного результата не дали, объект признан «сухим»</p>	<p>Результаты испытания объекта можно признать условно-достоверными. Попытки интенсификаций выглядят неубедительно. При существующей на то время технологии гидроразрыв не мог быть выполнен, это можно назвать безуспешной попыткой определения приемистости объекта.            По данным ГИС интервал испытания представлен высокоомными разностями, имеет желобообразное строение ствола скважины, по результатам интерпретации интервала возможный коллектор не выделен.            Следует отметить, что вскрытие карбонатных пород с возможным трещинно-поровым коллектором маломощными перфораторами ПР-43 может быть неэффективным.</p>



Анализ результатов испытаний		
Данные по объектам	Анализ	Оценка достоверности
<p><b>6 объект 3812-3830м (PZ)</b> 10.03 – 24.03.93г. Перфорация ПР-43, 10отв/м, 180отв при сниженном уровне Н=760м на технической воде. Исследование проводилось прослеживанием уровня жидкости во времени. За 112ч стоянки на притоке получено 320л фильтрата. 2-е попытки ГРП под давлением 200атм. 2-е кислотные обработки хим.реагентом «Крот» в объеме 1.2м<sup>3</sup> и 1.5м<sup>3</sup> под давлением 200атм, проведение МПД. Приток не увеличился. Литологически, объект керном не охарактеризован, ниже подошвы интервала кern представлен известняком серым с буроватым оттенком, трещиноватым, «<i>по отдельным трещинам отмечается слабый запах УВ</i>»</p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные: Тпл=115<sup>0</sup>С, после всех попыток интенсификации притока, при снижении уровня до глубины 1148м и 1023м и стоянке на притоке в течении 90ч и 36ч получен приток в объеме 820м и 80м соответственно. Всего за время исследований 238ч из пласта извлечено 1260л пресного фильтрата. Объект признан «сухим». Цементирование колонны ниже интервала перфорации хорошего качества, в интервале перфорации и выше – частичный контакт (АКЦ). Изолирующий ЦМ не устанавливался.</p>	<p>Методика проведения испытания аналогична предыдущим интервалам. По данным ГИС в интервале перфорации отмечается увеличение ГК до 7-7.5 гамм и пониженными значениями НГК 3.1- 3.2 усл.ед, аномалия ПС отрицательная, КС по БК-8-90мм. Интервал 3814-3847 интерпретируется как возможный коллектор порово-трещинного типа. Кп-АК, и Кп_НГК 3-4% Кп по БК 6-7% диаметр скважины 230- 240мм. Результаты испытания вызывают сомнения в их достоверности.</p>
<p><b>7 объект 3772-3780м (PZ)</b> 24.03. - 08.04. 93г. Перфорация ПР-43, 10отв/м, Всего 80отв при сниженном уровне Н=760м на тех воде. Исследования проводились прослеживанием уровня жидкости в скважине. 2-е попытки ГРП под давлением 200атм, 2-х кратная кислотная обработка хим. реагентом «Крот» в объеме 1.0м<sup>3</sup> и 1.2м<sup>3</sup> (три этапа по 400л) под давлением 200атм. После каждой кислотной обработкой проводилось МПД. Керновыми данными интервал не охарактеризован. Выше интервала перфорации в отобранном керне фиксировались признаки УВ – «<i>отмечался слабый быстроулетучивающийся запах нефти</i>».</p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные: Тпл=115<sup>0</sup>С В процессе прослеживания уровня в течение 250часов из пласта извлечено 2210л пресного фильтрата. По результатам испытания объект охарактеризован как «сухой». По данным АКЦ в интервале перфорации, а также ниже и выше интервала, качество цемента - частичный контакт. Изолирующий мост не устанавливался.</p>	<p>Методика проведения испытания абсолютно аналогична всем предыдущим и выполнена как под «копирку». По данным переинтерпретации ГИС интервал испытания выделен как возможный коллектор со смешанным типом коллектора. Результаты испытания вызывают сомнения в их достоверности.</p>



Анализ результатов испытаний		
Данные по объектам	Анализ	Оценка достоверности
<p><b>8 объект 3698-3708 м (PZ)</b> 08.04. - 18.04.93г. Перфорация ПР-43, 10отв/м, всего 100отв, при сниженном уровне Н=1154м на тех. воде. За 46час. прослеживания уровня получен приток 180л, в целях интенсификации притока – 2-х кратная попытка разрыва пласта при давлении 200атм, с последующей обработкой пласта хим. реагентом «Крот». Каждая кислотная обработка сопровождалась МПД, импульсами от 0 до 200атм. Контроль испытания осуществлялся прослеживанием уровня жидкости в скважине, состав флюида – с помощью желонки и при обратной промывке. Керновыми данными интервал не охарактеризован, из нижележащего интервала отобран керн с признаками УВ – <i>«быстроулетучивающийся, слабый запах нефти по трещинам»</i></p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные: После снижения уровня до глубины 1255м и 1168м стоянке на притоке 52ч и 91ч, получен приток в объеме 200л и 140л соответственно. Тпл=112°C Всего в процессе испытания за 189ч из пласта извлечено 540л пресного фильтрата. По результатам испытания объект признан «сухим». По данным АКЦ в интервале исследований качество цементирования – частичный контакт. По окончании испытания изолирующий ЦМ не устанавливался.</p>	<p>Методика проведения испытания аналогична всем предыдущим и выполнена как «под копірку» По данным переинтерпретации ГИС интервал испытания как возможный коллектор не выделяется. Результат испытания можно признать условно-достоверным, основываясь на данных переинтерпретации ГИС, так как возможный коллектор имеющимися данными не выделяется.</p>
<p><b>9 объект 3541-3558м (PZ)</b> 18.04. - 30.04. 93г. Перфорация ПР-43 10отв/п.м. всего 170отв, при сниженном уровне до Н – 1172м. За 101ч прослеживания уровня получен приток 150л. 2-х кратная попытка разрыва пласта с последующим проведением кислотной обработки хим. реагентом «Крот» по стандартной методики, сопровождалась МПД от 0 до 100атм, приток не увеличился. Керновыми данными интервал представлен известняком серым, с буроватым оттенком, трещиноватым, трещины залечены кальцитом</p>	<p>В результате испытания объекта получены следующие данные: Тпл=110°C После снижения уровня до глубины 1308м и 1160м и стоянке на притоке 32ч и 112ч получен приток фильтрата в объеме 130л и 230л. За период исследования 189ч из пласта извлечено 540л пресного фильтрата. Объект признан «сухим». По окончании работ в интервале 3530-3578м установлен изолирующий ЦМ. Скважина заполнена глинистым раствором. Испытание вышележащих объектов не проведено, из-за экономических проблем (отсутствие финансирования дальнейших работ). Скважина поставлена на консервацию.</p>	<p>Методика проведения испытания аналогична предыдущим интервалам По данным переинтерпретации ГИС интервал испытания выделяется пониженным сопротивлением КС по БК-29-45 Омм, ГК-6-7гамм, НГК-2.9-2.8усл.ед. и интерпретируется как возможно коллектор порово-трещиноватый Кп-ак=3-6% Кп-нгк-3-6% Результаты испытания вызывают сомнения в их достоверности.</p>

Результаты анализа испытания части объектов вызывают сомнения в их достоверности. Появляется ощущение очень большой описательной схожести актов по испытанию и интенсификации объектов. В реальности так быть не должно. Учитывая сложную обстановку того времени, выражавшуюся в развале и отсутствии финансирования геологоразведочных работ, можно сделать вывод о возможном искажении результатов испытаний. Необходимо отметить также, что в деле скважины отсутствуют подробные данные по газопроявлению, которое имело место при вскрытии палеозойских отложений. Единственным документом, подтверждающим произошедшее газопроявление, является копия радиограммы (РД 1229 от 29.04.92г) в деле скважины, в которой руководство Колпашевской НГРЭ просит исключить проведение ИП в открытом стволе, ссылаясь на нахождение газовой залежи в кровле палеозойских отложений, на что было дано РД от 30.04.92г. с согласием отмены ИП за подписью главного геолога вышестоящей организации.

В связи с возникшими финансовыми проблемами испытание скважины было остановлено, а произошедшие в дальнейшем в геологоразведочной отрасли события не позволили продолжить работы по испытанию верхней части палеозойского разреза, где и был по некоторым сведениям получен (газоконденсатный?) фонтан при разбурке цементного стакана технической колонны и попытки углубления в палеозойские отложения.

### 3. ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

#### 3.1 Методика обработки материалов МОГТ-2Д

Согласно геологическому заданию по заказу компании ООО «Бакчарнефтегаз» филиалом ООО «ГеоПрайм» - «Томская геофизическая компания» проведена переобработка сейсмического архивного материала МОГТ 2D в объеме ~186 пог. км.

Переобработка выполнена специалистами отдела цифровой обработки на кластерах IBM в комплексе «Omega-2.10» компании Westerngeco.

Для лучшей увязки профилей при интерпретации был переобработан сейсмический материал в объеме 578.105 пог.км. Схема расположения переобработанных сейсмических профилей приведена на рис. 3.1

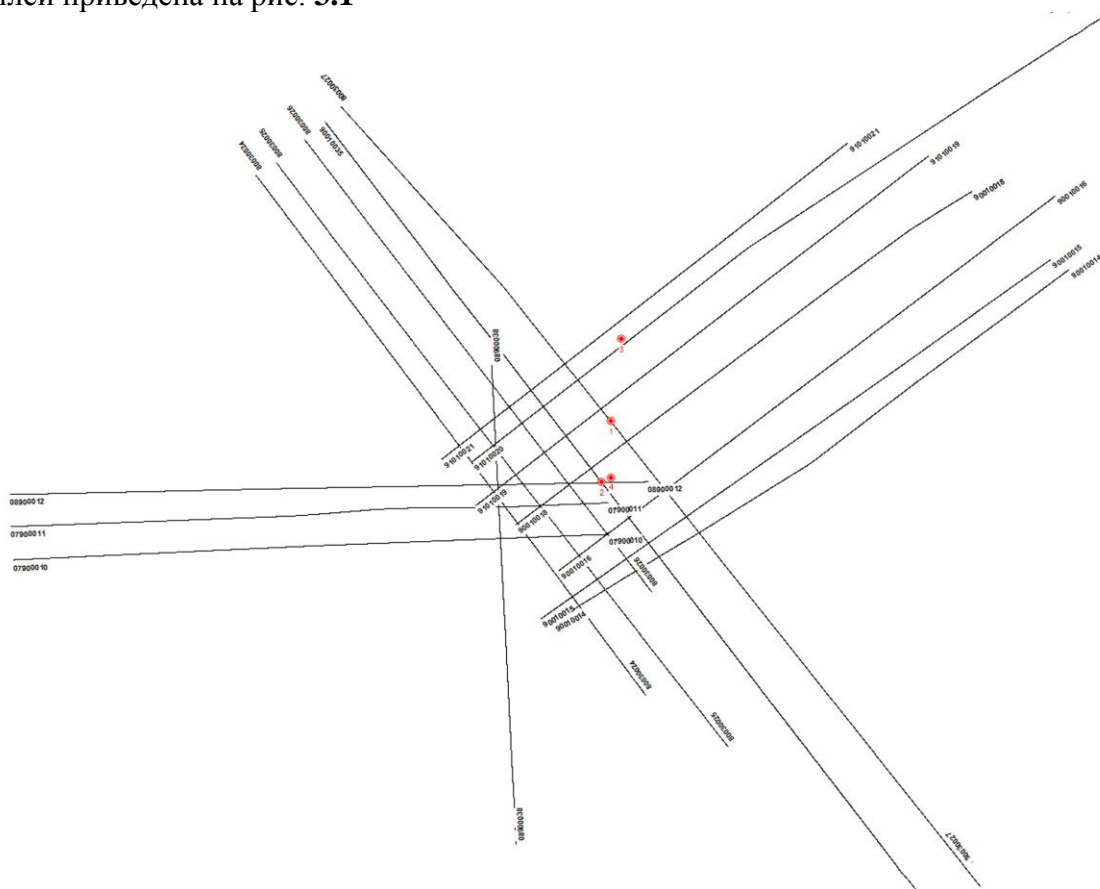


Рис.3.1 Схема расположения переобработанных профилей.  
Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)

#### Характеристика исходных материалов

Сейсмический материал в формате SEG Y и сопутствующие материалы (sps-файлы, рапорта операторов, таблицы с данными топографии) были переданы на переобработку из архива. Полевые работы проводились сейсморайонной №1,3,6 Томского Геофизического Треста в полевые сезоны 1980-1981гг., 1990-1991гг. Информация о параметрах полевых наблюдений приведена в таблице 3.1.

Сейсмические данные аналоговой регистрации 1980-1981 годов, зарегистрированные на СМОВ-24, были оцифрованы на сейсмостанции «ПРОГРЕСС» и переведены в формат SEG Y. Долгий срок хранения аналогового материала привел к дефектам магнитных лент (небольшие растяжки лент, физические дефекты магнитного слоя), поэтому качество материала можно назвать удовлетворительным. Цифровой

сейсмический материал для переобработки был получен в формате SEG Y, заархивированный в комплексе ARCOPY с полевых носителей. Пример качества аналогового первичного материала приведён на рис: 3.2, 3.3.

### Параметры полевых наблюдений

Таблица 3.1

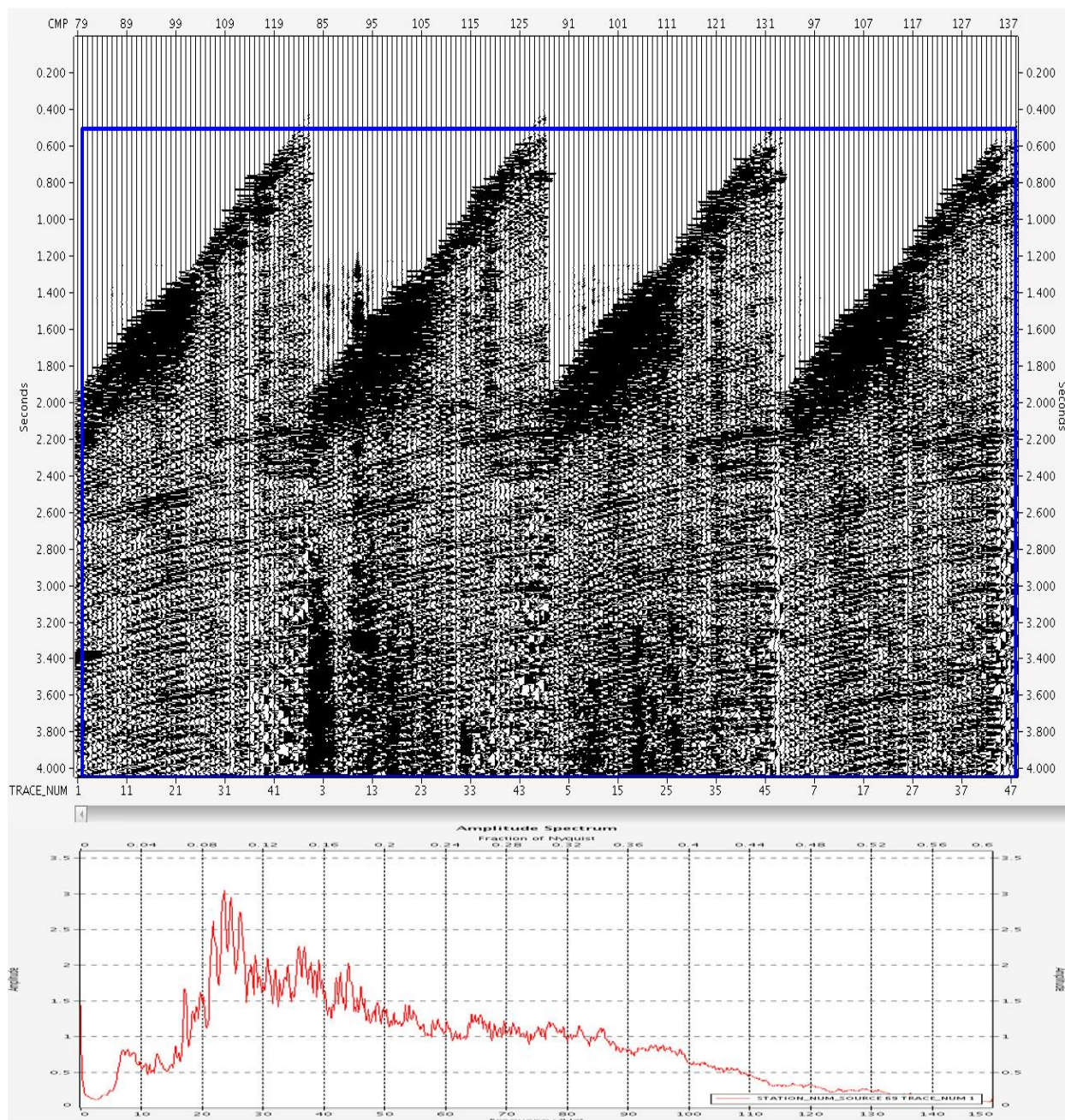
Номер с/партии	Тип сейсмостанции (формат полевого материала)	Система наблюдения	Расстояние между центрами групп с/приемников	Взрывной интервал	Расстояние взрыв-прибор: минимальное	Расстояние взрыв-прибор: максимальное	Кратность прослеживания	Дискретизация (мс)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3/80-82 МОГТ	«СМОВ-24» (две с/станции) 2*24 (SEGB)	Фланговая 48 каналов	60	120	600	3420	12	2
1,3/90-92 МОГТ	«Прогресс-2» 2*48 (SEGB)	Фланговая 96 каналов	30	60	120	2970	24	2
86, 90/07-08 МОГТ	I/O-II (SEGD)	Центральная 256 каналов	25	50	12.5	3187.5	64	2

### Методика обработки

В соответствии с геологическим заданием обработка сейсмических материалов проведена в полном динамическом диапазоне, в полосе частот (3-90Гц) с восстановлением амплитуд за геометрическое расхождение. Временной интервал обработки 0-4000мс. Шаг дискретизации 2мс. Обработка сейсмического материала и расчет априорной статистики проводились на линию приведения 100м с последующим переходом (на этапе передачи материала в интерпретационный отдел) на линию приведения 0м. Линия приведения 100м была выбрана как минимально близкая к рельефу поверхности и, соответственно, значения статических поправок минимальны, как и минимально влияние статических поправок на гиперболичность годографа однократной волны. Но с целью приведения материала к общепринятым нормам был осуществлен перевод на линию приведения 0м на этапе передачи материала в группу интерпретации.

Исходные данные, переданные на обработку в формате SEG Y, были переведены во внутренний формат «Omega-2.10» с учетом предоставленных данных топографии. На начальном этапе обработки проведено тестирование основных параметров процедур обработки с целью выбора их оптимальных значений и определения основных проблем, которые нужно учитывать при построении графа обработки. Согласно геологическому заданию целевая область исследования - юрские и палеозойские отложения, поэтому пристальное внимание было уделено параметрам вычитания кратных и частично-кратных

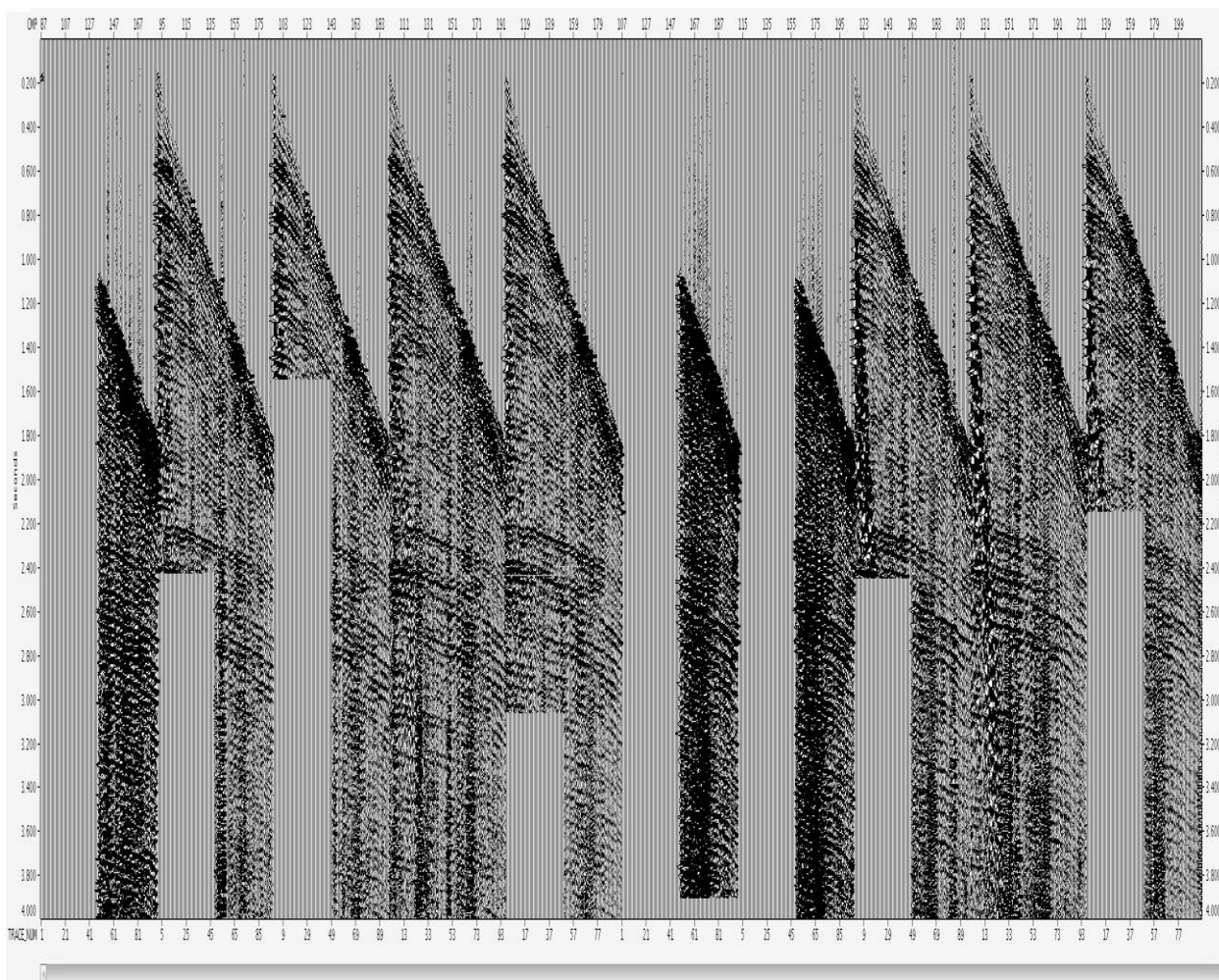
волн-помех с целью выделения однократных волн в интересующей части разреза. Выбранные параметры были зафиксированы для всего материала.



Сейсмограммы первичного материала и амплитудно-частотный спектр по профилю 80030024

Рис.3.2 Пример качества полевого материала

В процессе обработки после каждого этапа осуществлялось сравнение полученных результатов с предыдущими результатами и на основании относительных критериев качества принималось решение о переходе к следующему этапу обработки. Визуальный анализ результатов дополнялся сравнением рассчитанных количественных параметров: амплитудно-частотных спектральных характеристик сигнала и помехи.



Сейсмограммы первичного материала по профилю 90010014  
Рис.3.3 Пример сохранности полевого материала

Граф обработки, выбранный с учетом возможностей «Omega-2.10», включает в себя комплекс процедур:

- Ввод сейсмических данных в формате SEG Y
- Описание геометрии с помощью топоданных (SPS-файлы, топогеодезия)
- Присвоение геометрии и контроль
- Восстановление амплитуд с учетом затухания по времени ( $T^N$ ,  $N=1.8$ )
- Расчет априорных статических поправок за ПП и ПВ
- Подбор априорного скоростного закона (INVA)
- Получение априорной суммы
- Подавление поверхностных низкоскоростных волн-помех
- Устранение выбросов амплитуд и импульсных помех
- Широкополосный фильтр 6гц (24дцб/окт)-110гц (36 дцб/окт)
- Поверхностно-согласованная предсказывающая деконволюция
- Поверхностно-согласованная регулировка амплитуд (SCAC)
- Полосовая фильтрация 6гц (24дцб/окт)-110гц (36 дцб/окт)
- Интерактивный анализ скоростей
- Контрольная сумма
- Автоматическая коррекция статики (REFLECTION\_STATIC)
- Детальный скоростной анализ (INVA)
- FK фильтрация

- Вычитание кратных и частично-кратных волн-помех (RADON)
- Детальный скоростной анализ (INVA)
- Автоматическая коррекция статики (REFLECTION\_STATIC)
- Контрольная сумма
- DMO
- Детальный скоростной анализ (INVA)
- Окончательная сумма
- Временная миграция по окончательной сумме
- Постмиграционная обработка

#### Расчет априорных статических поправок

Расчет статических поправок проводился в комплексе «Омега-2.10». Основываясь на анализе работ предыдущих лет по обработке и переобработке, расчет априорных статических поправок проводился по формуле, компенсируя влияние рельефа и учитывая глубины взрывных скважин, отметок момента, вертикальных времен. Опыт предыдущих лет обработки показывает, что статические поправки, рассчитанные подобным образом, в достаточной мере компенсируют влияние ЗМС на сейсмический материал.

#### Поверхностные, звуковые и среднескоростные волны-помехи

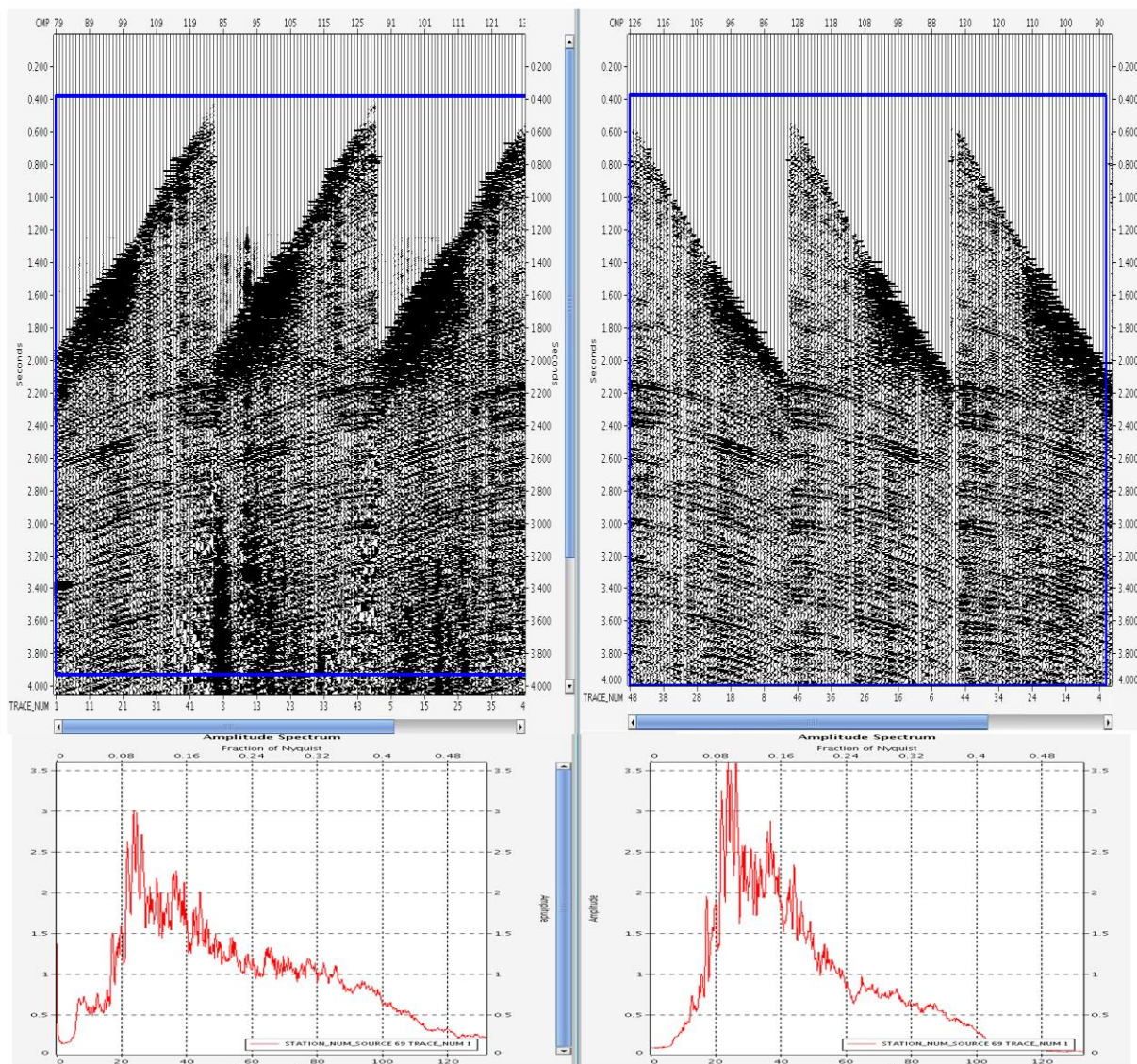
Данный тип волн-помех встречается повсеместно. Для этой помехи характерны: интенсивность амплитуд, которая во много раз превышает интенсивность отраженных волн, невыдержанность формы сигнала.

Процедура адаптивной фильтрации предназначена для подавления высокоамплитудных нерегулярных помех низкой частоты, таких как поверхностные волны-помехи, возникающие преимущественно на ближних удалениях.

В случае, если нерегулярная помеха может быть отделена от сигнала по частоте и амплитуде, можно использовать принцип адаптивной спектральной редакции данных. В потрассном режиме происходит разделение трассы на шумовую и сигнальную составляющие в определенных окнах, затем шумовая компонента масштабируется относительно сигнальной к заданному пользователем уровню. Если в какой-либо части трассы помеха отсутствует, амплитуды выборок не изменяются, также этот процесс не обнуляет и не удаляет выборки. С целью подавления аномальных амплитуд и нерегулярных помех использовалась процедура ANOMALOUS\_AMP\_ATTEN. В процессе работы данные трансформируются в частотную область (FX), и далее к ним применена пространственная медианная фильтрация.

Данная процедура может применяться в несколько итераций, на каждой из которых подавляется нерегулярный шум в различных частотных и амплитудных диапазонах.

ANOMALOUS\_AMP\_ATTEN использует преимущество относительно случайного характера и ограниченной частотной полосы шума для выделения и удаления его из сейсмического сигнала. Это позволяет ослабить шум, имеющий аномальную амплитуду в пределах определенных диапазонов. ANOMALOUS\_AMP\_ATTEN взаимодействует с данными адаптивно. Если процедура не выявляет аномальных характеристик в пределах временных и/или частотных окон, данные пропускаются без изменений. Этот подход максимизирует точность сигнала за счет исключения искажений, возникающих при трансформации, иногда наблюдаемых в других методах. Результат работы данных процедур приведен на рис. 3.4, 3.5, 3.6.

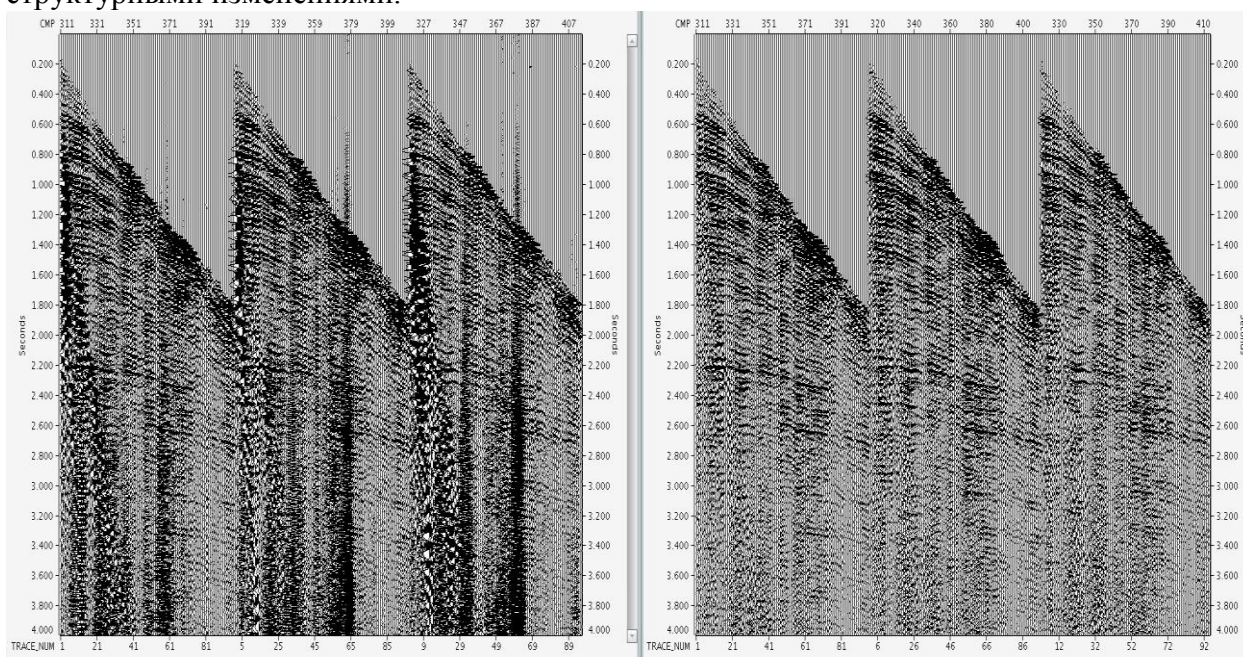


а - сейсмограммы ОПВ исходные и после процедур очищения сигнала  
 б - амплитудно-частотный спектр до и после процедур очищения сигнала

Рис.3.4 Пример работы процедур очищения сигнала. Профиль 80030024

Для повышения разрешенности сейсмического сигнала применяется поверхностно-согласованная деконволюция. Она выполняет оценку формы входного импульса на основе разложения спектральных оценок исходной записи по четырем факторам: пунктам взрыва, пунктам приема, ОГТ и удалениям источник-приемник, что позволяет ослабить влияние случайных вариаций спектра исходной записи на оценку формы входного импульса, стабилизировать по площади форму входного сигнала и сохранить относительные амплитуды сейсмических трасс. Тестирование параметров проводится по алгоритму потрассной деконволюции и затем выбранные параметры используются в поверхностно-согласованных процедурах. В одном пакете с поверхностно-согласованной деконволюцией применялись процедуры расчета и ввода коэффициентов поверхностно-согласованной регуляции амплитуд (SCAC). SCAC устраняет изменения амплитуд, связанные с

наличием различных поверхностных условий при проведении съемки, но не связанных со структурными изменениями.

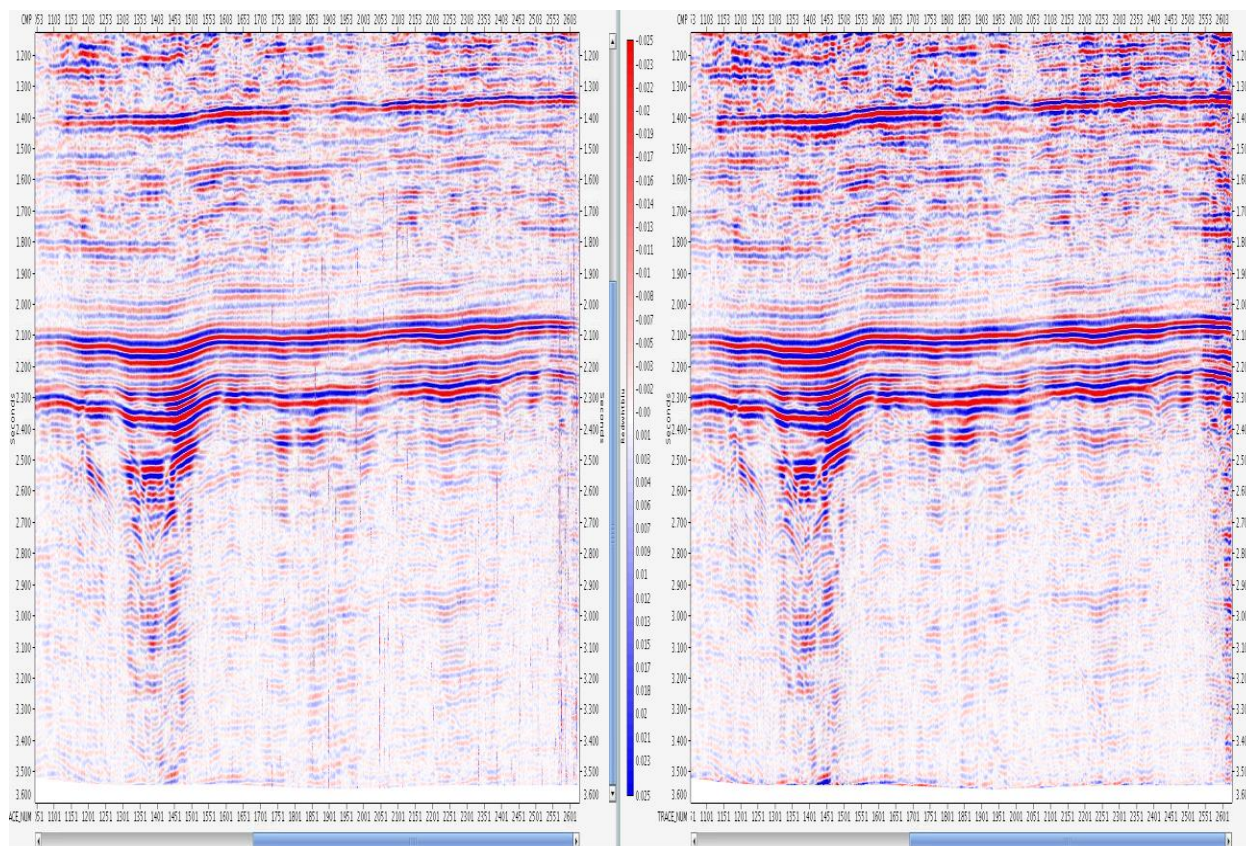


а

б

сейсмограммы ОПВ до (а) и после процедур очищения сигнала (б)

Рис.3.5 Пример результата работы по очищению исходного сигнала. Профиль 90010014



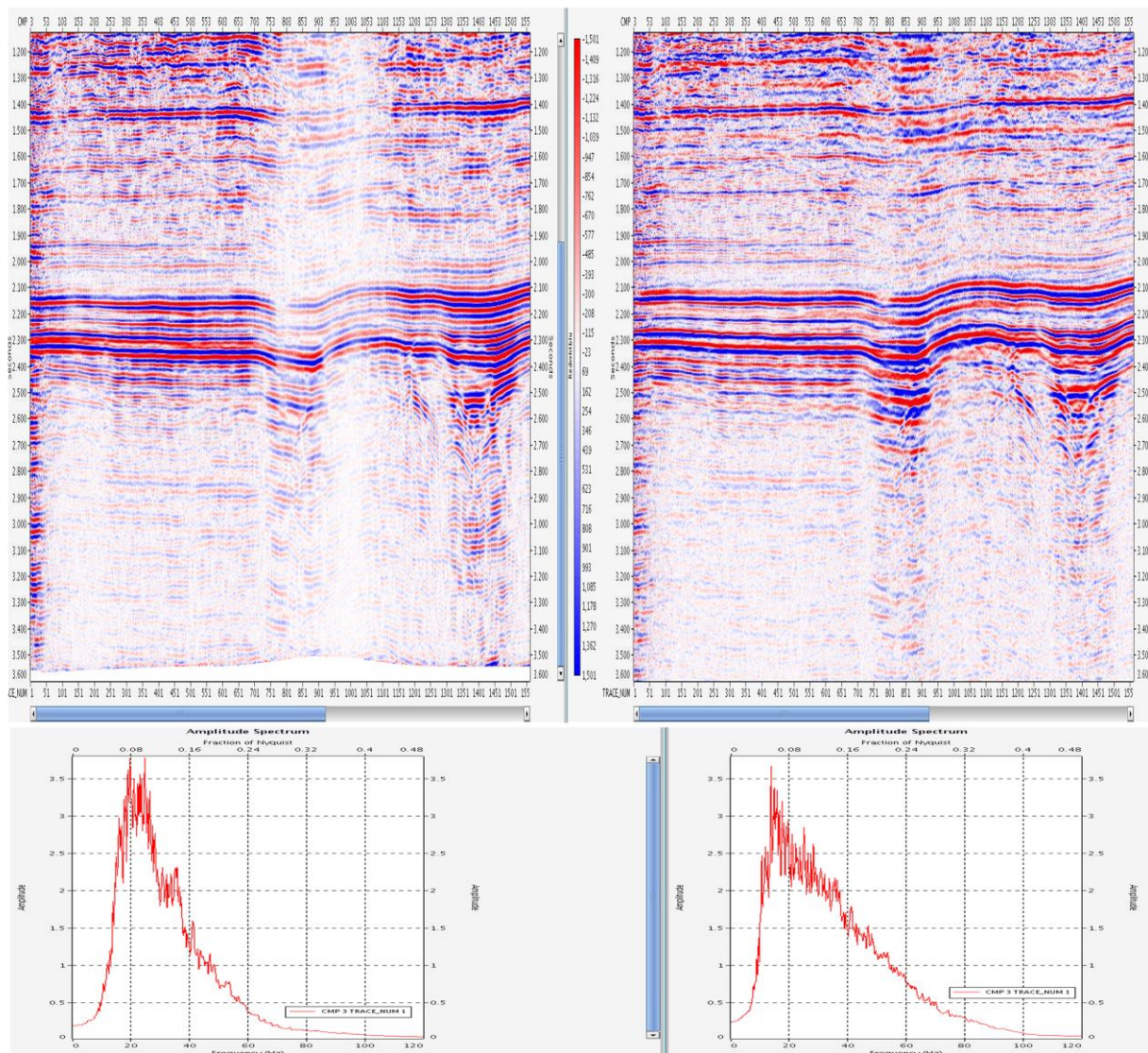
а

б

Фрагменты сейсмических разрезов до (а) и после применения процедур очищения сигнала (б)

Рис.3.6 Пример работы процедур очищения сигнала. Профиль 07900011

В заданном окне определяется среднеквадратичная (rms) или средняя абсолютная амплитуда для каждой трассы, которая затем раскладывается на составляющие компоненты по методу Гаусса-Зейделя. Пример приведен на рис.3.7.



а

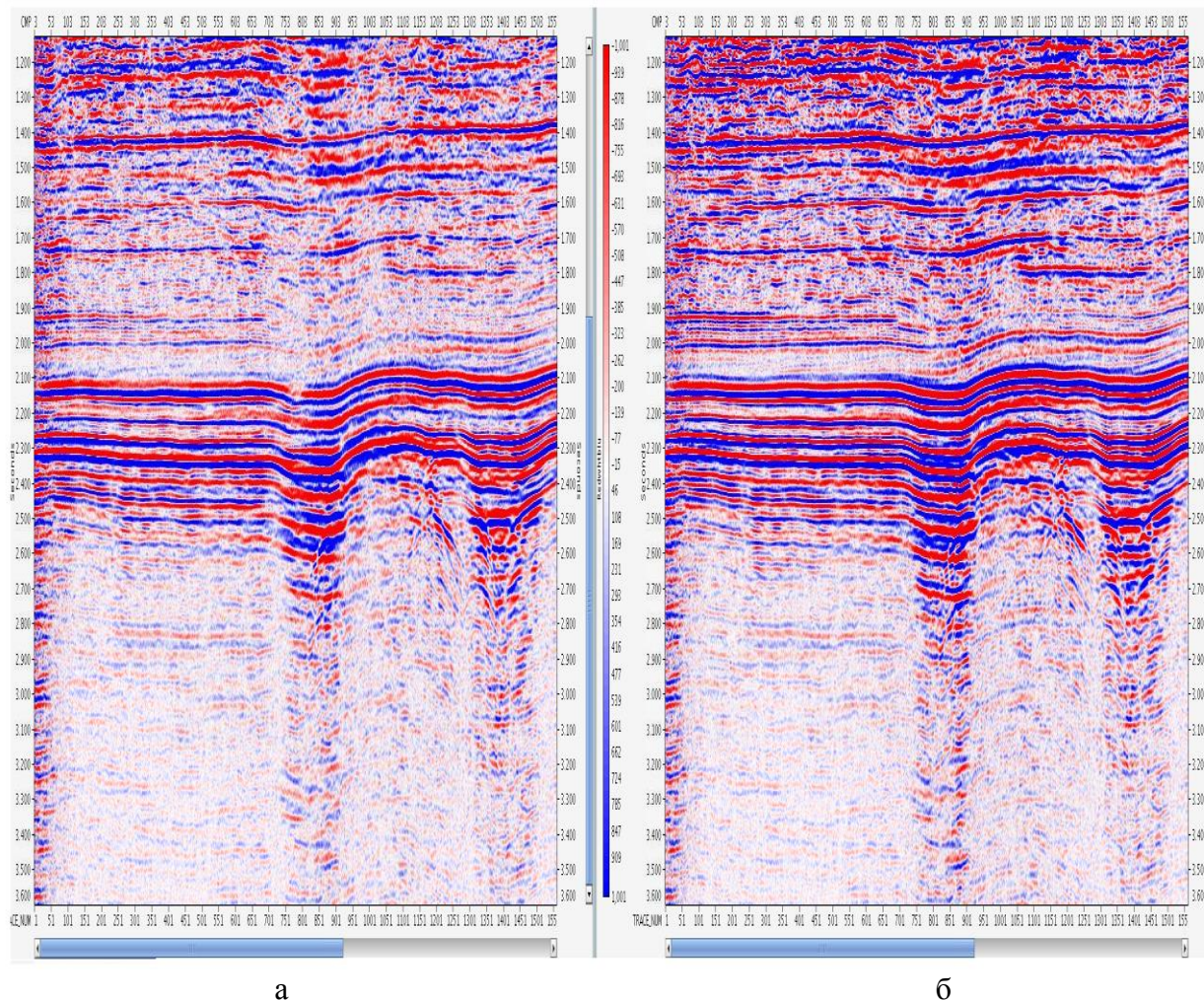
б

Фрагменты сейсмических разрезов и амплитудно-частотный спектр до (а) и после выполнения деконволюции и регулировки амплитуд (б)

Рис.3.7 Пример работы поверхностно-согласованных деконволюции и регулировки амплитуд. Профиль 07900011

### Коррекция статических поправок

После процедур очищения сигнала и применения деконволюции с регулировкой амплитуд проводился анализ и коррекция кинематических и статических поправок. Статическими поправками называют набор временных сдвигов сейсмических трасс согласованных с поверхностными условиями. Автоматическая коррекция остаточных статических поправок выполнялась по сейсмограммам ОГТ с введенными в трассы априорными расчетными статическими и скорректированными кинематическими поправками. Пример приведен на рис.3.8.



а - фрагмент сейсмического профиля до коррекции статических поправок  
 б - фрагмент сейсмического профиля после коррекции статических поправок

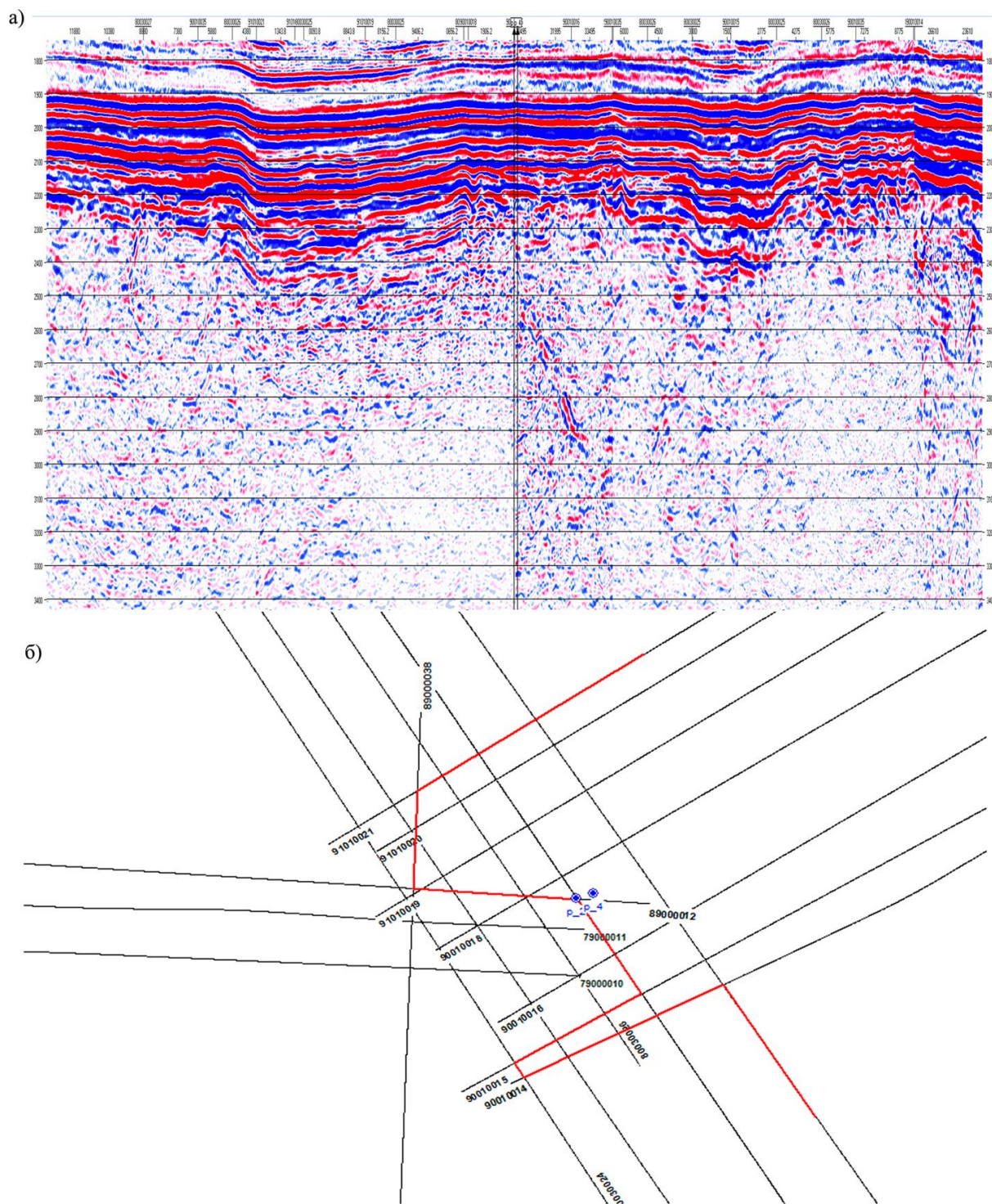
Рис.3.8 Пример результата работы процедур коррекции статических поправок.  
 Профиль 07900011

### Анализ «невязок» на пересечениях

Помимо анализа временных разрезов после каждого этапа обработки выполнялся контроль значений  $t_0$  в точках пересечений профилей. Для этого по всей площади строились маршруты фрагментов временных разрезов в точках пересечения профилей и в их окрестностях. Визуальный анализ подобных монтажей позволил контролировать невязки на протяжении всей обработки и вовремя предпринимать необходимые меры по их минимизации. Пример такого маршрута приведен на рисунке 3.9.

### Кратные и частично-кратные волны

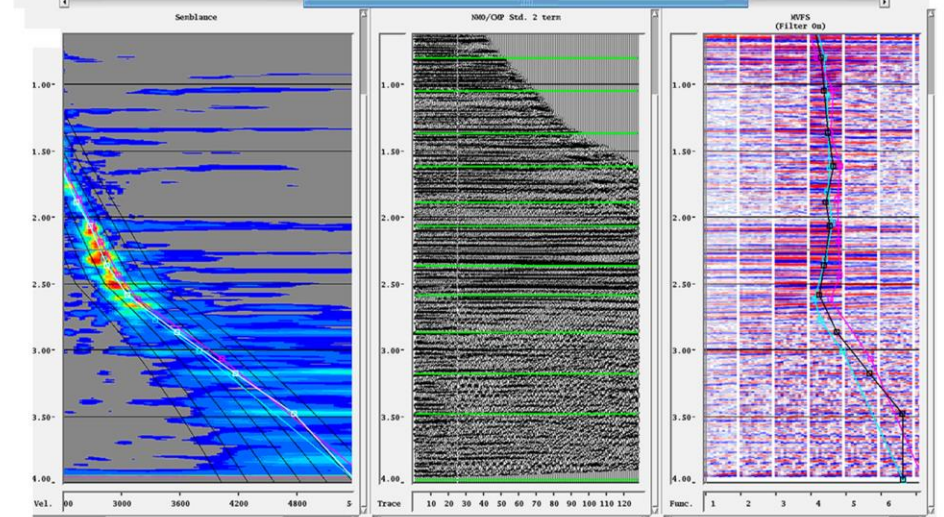
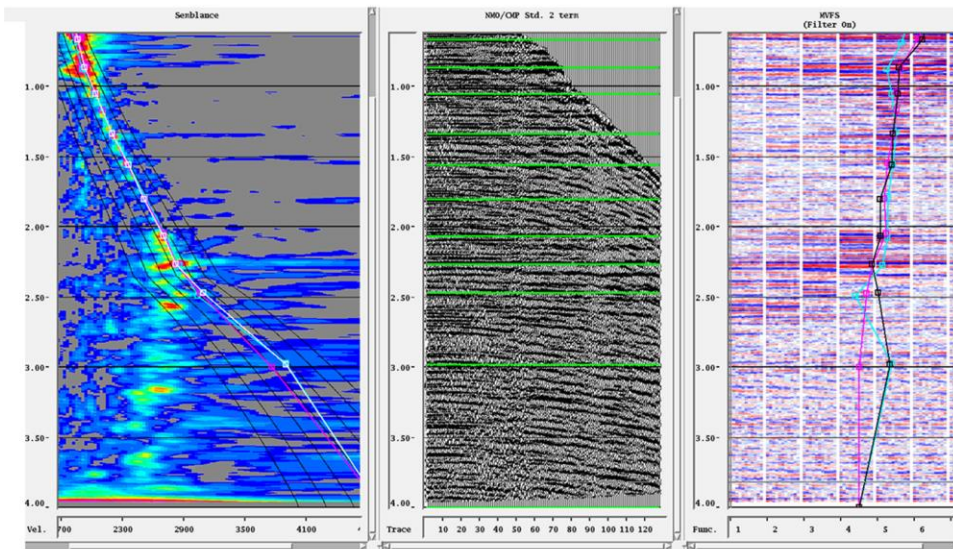
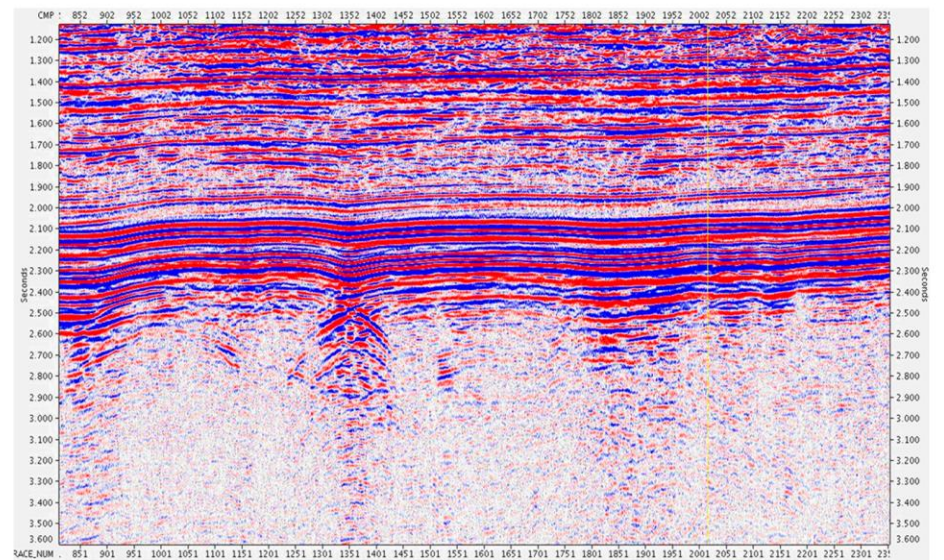
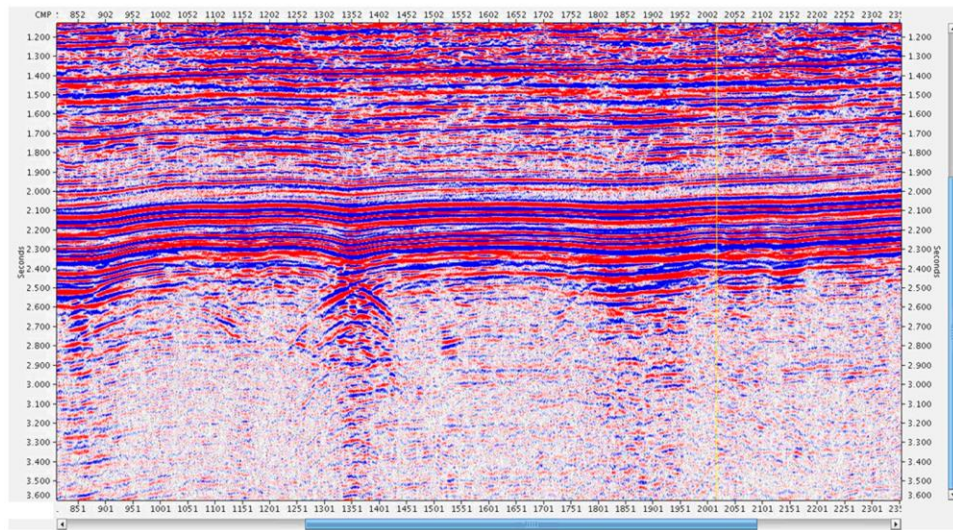
Данные помехи при достаточной кратности значительно ослабляются суммированием по ОГТ. Но для оценки кинематических параметров слабых отражений в меловой и палеозойской частях разреза и повышения соотношения сигнал/помеха на высоких частотах кратные волны необходимо убрать. Подавление кратных и частично-кратных волн-помех осуществляется с помощью высокоразрешающего Radon-преобразования. Radon-преобразование для подавления кратных волн-помех основано на различии скоростных характеристик однократных и кратных волн. После трансформации



а - фрагменты сумм в окрестности пересечения профилей и местоположение скважин  
 б - схема прохождения маршрута

**Рис.3.9** Маршрут по профилям, проходящим через скважины

данных в  $t$ - $r$  область происходит разделение энергии кратной и однократной волн, затем производится обратное преобразование в  $t$ - $x$  область, строится модель кратных волн-помех с последующим вычитанием модели кратных волн из исходных данных. Результат подобного вычитания кратных волн-помех представлен на рис.3.10.



Фрагмент сейсмического разреза до подавления кратных волн-помех с указанной точкой анализа, спектр скоростей, сводная сейсмограмма и веер сумм до подавления кратных волн-помех

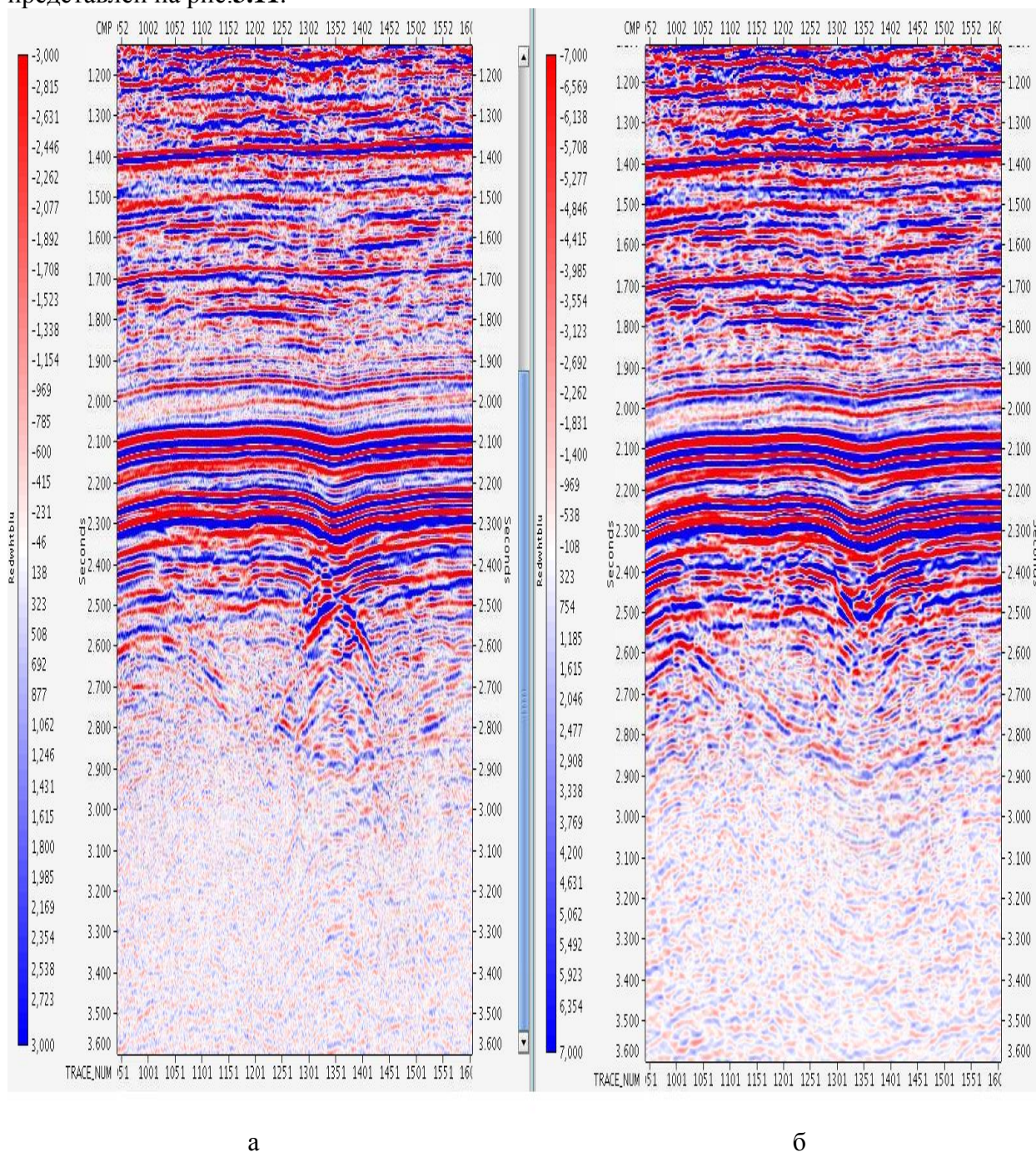
Фрагмент сейсмического разреза после подавления кратных волн-помех с указанной точкой анализа скоростей, спектр скоростей, сводная сейсмограмма и веер сумм после подавления кратных волн-помех

Рис.3.10 Пример работы процедур для подавления кратных волн-помех. Профиль 08900012

Визуальный анализ приведенных примеров говорит о том, что вычитание кратных волн-помех выполнено достаточно успешно.

**Миграционные преобразования в глубинной области до суммирования**

Алгоритм, используемый в миграции, представляет собой Д-преобразование (миграция Кирхгофа). Расчетная схема миграционного преобразования сводится к вычислению годографов дифрагированных волн. Все миграционные преобразования проводились после суммирования. Пример сейсмического разреза после миграции представлен на рис.3.11.



а - фрагмент сейсмического временного разреза до миграции  
б - фрагмент сейсмического временного разреза после миграции

Рис.3.11 Результат работы миграционных преобразований по профилю 08900012

### Постмиграционная обработка разрезов

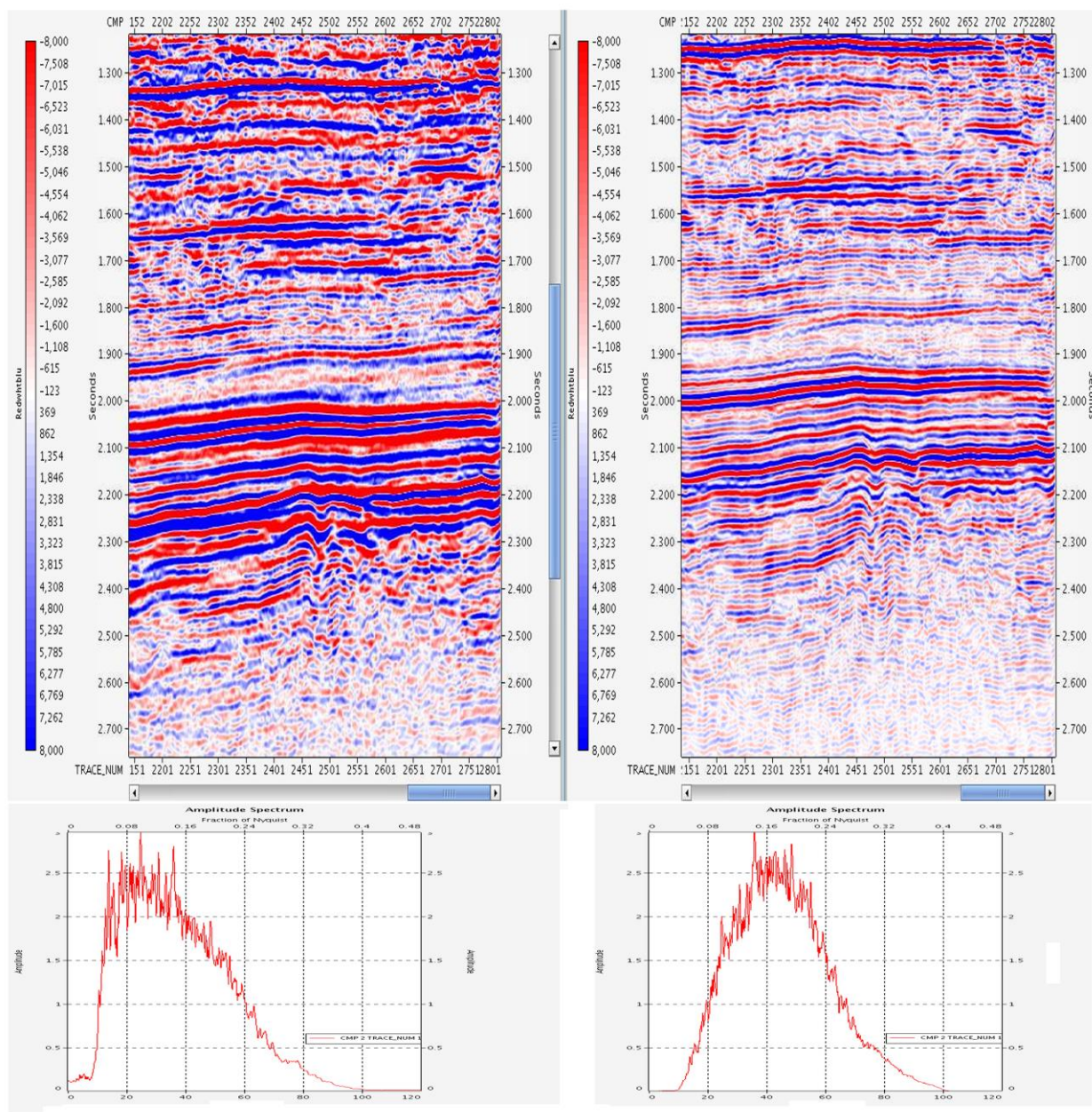
Для повышения соотношения сигнал-помеха и разрешённости сигнала были применены: процедура подавления нерегулярного шума RNA (FX-деконволюция), для удаления линейных помех и случайного шума (фильтрация в Тау-Р области), процедура спектрального отбеливания. В 2D области подавление нерегулярного шума RNA (FX-деконволюция) подчеркивает когерентные отражения на фоне случайного шума, используя алгоритм предсказывающей фильтрации в FX-области, который позволяет разделить данные на сигнальную и шумовую составляющие. Применение фильтрации в Тау-Р области трансформирует суммарные данные в Тау-Р область. При этом в Тау-Р область трансформируются данные в пределах определённого диапазона наклонов. Данные вне определённого диапазона наклонов ослабляются в процессе обратного преобразования. Спектральное отбеливание по методу Monk – уникальный обрабатывающий алгоритм, разработанный с целью улучшения структурной интерпретации геофизических данных, расширяя частотный спектр сигнала. Для расширения ширины спектра в процедуре отбеливания Monk используются операции с атрибутами, учитывающие тонкие временные изменения в импульсной характеристике реальных данных. Таким образом, выявляется на первый взгляд скрытая, но существующая в данных информация, расширяющая эффективную ширину спектра, даже при низком соотношении сигнал/помеха. Этот процесс можно рассматривать как аналогичный процессу пространственного анализа когерентности (так же широко используемому в интерпретации), который анализирует пространственные вариации в данных. Результат применения приведен на рис. **3.12**.

### Сравнительный анализ

На заключительном этапе работ был проведен сравнительный анализ результатов переобработки с архивными материалами. В результате проведенного сравнительного анализа можно сделать вывод, что переобработка выполнена на достаточно хорошем уровне. После проведенной переобработки получены разрезы, динамически выраженные с разрешенным сигналом и широким диапазоном частот. Пример сравнительного анализа представлен на рис. **3.13, 3.14**.

Результаты проведенных работ представлены в формате SEG-Y:

1. Сумма окончательная.
2. Сумма после миграции.
3. Сумма после миграции с постмиграционной обработкой.

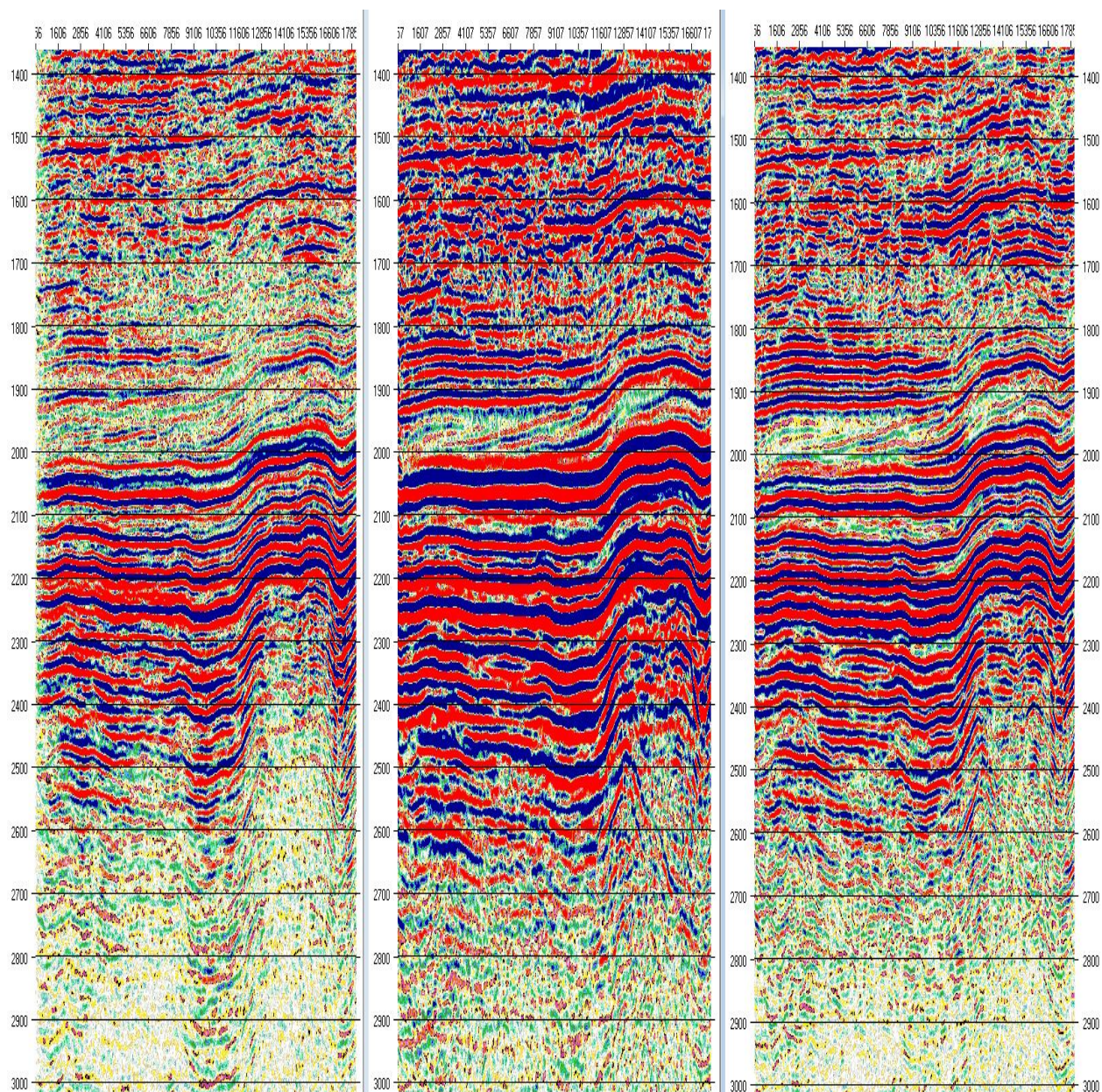


а

б

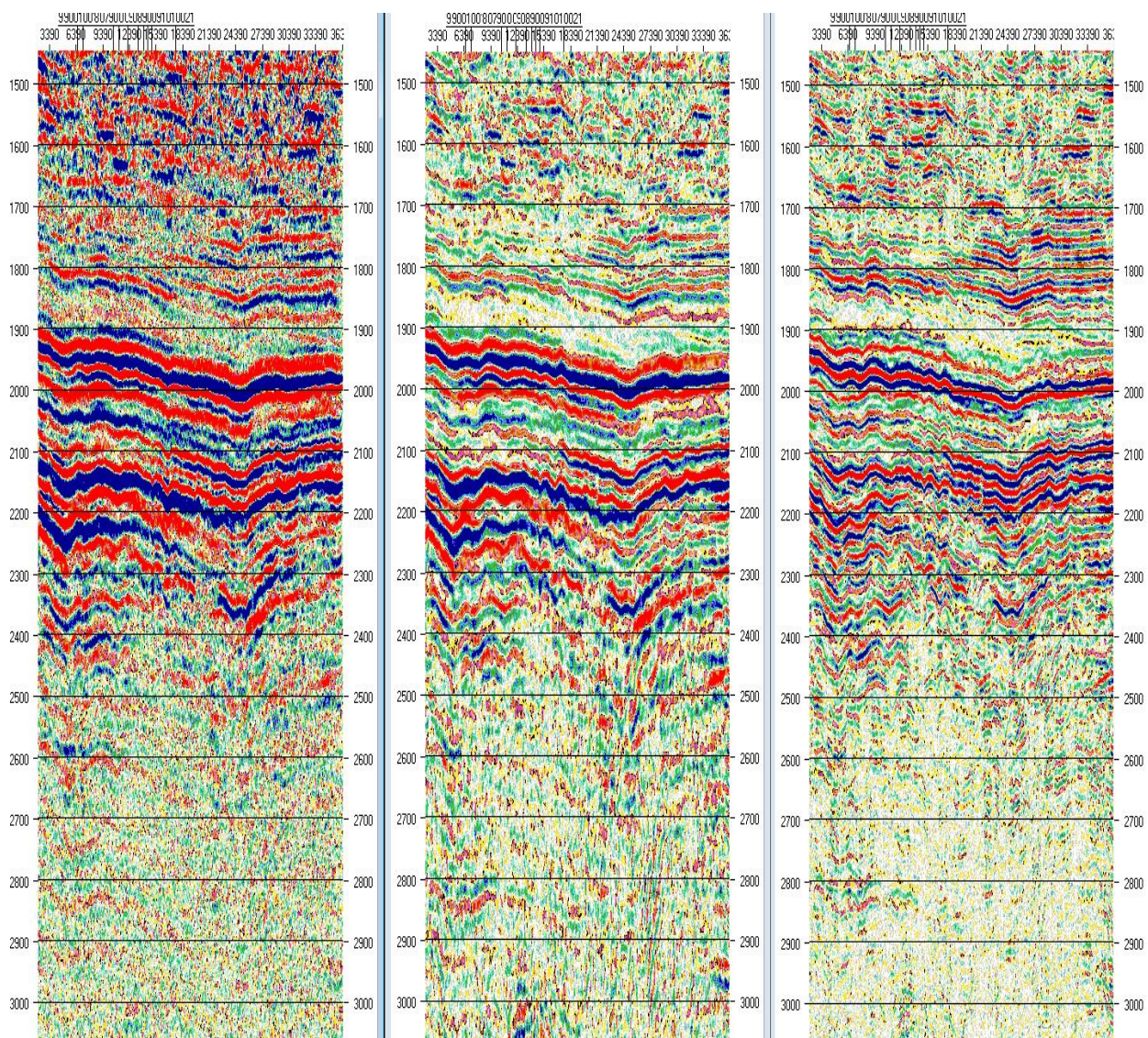
а - фрагмент сейсмического разреза после миграции (линия приведения 100м)  
 б - фрагмент сейсмического разреза после спецобработки (линия приведения 0м)

Рис.3.12 Результат работы процедур постмиграционной обработки. Профиль 08900012



а - фрагмент архивного сейсмического разреза;  
 б - фрагмент сейсмического разреза после миграции, переобработанного в 2012г.;  
 в - фрагмент сейсмического разреза, после постмиграционной обработки,  
 переобработанного в 2012г.

Рис.3.13 Фрагменты временных сейсмических разрезов. Профиль 08900012



а

б

в

- а - фрагмент архивного сейсмического разреза;  
 б - фрагмент сейсмического разреза после миграции, переобработанного в 2012г.;  
 в - фрагмент сейсмического разреза после постмиграционной обработки, переобработанного в 2012г.

Рис.3.14 Фрагменты временных сейсмических разрезов. Профиль 80030024

## Список переобработанных профилей

Таблица 3.2

№№	Профиль	Первая точка ОГТ	Последняя точка ОГТ (м)	Первая пикет ОГТ	Последний пикет ОГТ	Объем (м)
1	2	3	4	5	6	7
Профили, отработанные с/п 3/80-81 (ТГТ)						
1	800324	1	1206	390	36540	36150
2	800325	1	1366	990	41940	40950
3	800326	1	1054	600	32190	31590
4	800327	1	1816	4620	59070	54450
Профили, отработанные с/п 1/90-92 (ТГТ)						
5	900114	1	2297	60	34500	34440
6	900115	1	2302	-780	33735	34515
7	900116	1	2294	105	34500	34395
8	900118	1	2094	240	31635	31395
9	910119	1	2110	105	31740	31635
10	910120	1	2686	60	40335	40275
11	910121	1	1894	285	28680	28395
12	900135	1	3502	5100	57615	52515
Профили, отработанные с/п 90/07-08 (ЮГЭ ОАО «Хантымансийскгеофизика»)						
13	079010	1	2624	356.25	33143.75	32787.5
14	079011	1	2628	356.25	33193.75	32837.5
15	089012	1	2808	356.25	35443.75	35087.5
16	089038	1	2136	8506.25	35193.75	26687.5
<b>Итого:</b>			<b>24776</b>			<b>578105 м (578.105км)</b>

## Таблица соответствия наименований сейсмических профилей

Таблица 3.3

№п/п	Наименование обработанных и переобработанных сейсмических профилей	Наименование сейсмических профилей на структурных картах, рисунках в отчете
1	800324	80030024
2	800325	80030025
3	800326	80030026
4	800327	80030027
5	900114	90010014
6	900115	90010015
7	900116	90010016
8	900118	90010018
9	910119	91010019
10	910120	91010020
11	910121	91010021
12	900135	90010035
13	079010	07900010
14	079011	07900011
15	089012	08900012
16	089038	08900038

### 3.2 Методика интерпретации материалов МОГТ-2Д

Интерпретация сейсмических временных разрезов выполнена на основе принципов сейсмостратиграфии, которые заключаются в анализе взаимосвязей отображения сейсмической записи с тектоно-седиментационными особенностями развития и строения региона.

Стратиграфическая приуроченность отраженных волн определена на основе геолого-геофизической информации и данных сейсмического каротажа скважин л.у.№71-1 и ближайшего окружения.

Выделенные сейсмогеологические комплексы, ограниченные в кровле и подошве сейсмическими реперами, соответствуют толщам пород, которые характеризуются определенными условиями осадконакопления.

С целью достижения максимальной информативности и разрешенности сейсмических данных МОГТ-2Д, разрезы переобработанных профилей были подвергнуты дообработке:

- *Расчёт динамических параметров* (в программах **PETREL**, **SeisX**) – использовался для прогнозирования свойств геологического разреза. Анализу на информативность был подвергнут большой набор энергетических и частотных параметров в разных интервалах временных разрезов.

- *Гильберт-преобразование (мгновенная фаза), спектральный анализ по горизонтам (или трассам), динамический спектрально-энергетический анализ, GRADIENT* (интерактивно-конвейерная система **X\_STAR**).

В обрабатывающей системе «**OMEGA**» реализована программа расчета параметра «когерентность». *Когерентность* - характеризует меру подобия формы сигналов для соседних трасс временного поля.

Интерпретационный комплекс **PETREL** позволяет рассчитать необходимые сейсмические атрибуты, из которых в дальнейшем выбраны оптимально коррелирующие с прогнозируемыми параметрами перспективных пластов.

#### 3.2.1 Стратиграфическая привязка отраженных волн

В результате проведенного анализа (структурного, палеогеоморфологического, корреляционного), разрез доюрских образований и мезозойско-кайнозойского чехла в пределах изучаемой площади расчленен на следующие сейсмогеологические комплексы:

- 1 – доюрский, включая НГГЗК;
- 2- позднетюр-ааленский;
- 2 – байос-бат-раннекеловейский;
- 3 – келловей-волжский;
- 4 – нижнемеловой шельфово-клиноформный;
- 5 – верхнемеловой;
- 6 – верхнемеловой-палеоценовый.

Отражающие горизонты, контролирующие сейсмогеологические комплексы в их кровле и подошве, выступают в качестве основных при построении структурных карт, характеризующих современное строение геологических объектов.

По всей площади исследований прокоррелированы следующие отражающие горизонты:

- Ф<sub>2</sub> – подошва юры;
- Г<sup>а</sup> – вблизи кровли нижней подсвиты тюменской свиты, нижний байос;
- Г<sup>б</sup> – вблизи кровли тюменской свиты;

$\Pi^a$  – подошва баженовской свиты;  
 $\Pi^b$  – вблизи кровли куломзинской свиты, нижний мел;  
 $\Pi^c$  – низы покурской свиты;  
 $IV^b$  – верхи ипатовской свиты;  
 $V$  – талицкая свита.

Помимо вышеперечисленных основных горизонтов выделены отражающие горизонты внутри палеозойской толщи:

$D_1$  - верхи нижнего девона,  
 $D_{2-1}$  - середина эйфельского яруса, средний девон,  
 $D_{2-2}$  - вблизи кровли эйфельского яруса, средний девон.

С целью подтверждения правильности определения первого вступления волны  $\Pi^a$ , отождествляемой с подошвой баженовской свиты, на основе АК в скважинах 1, 2 Еллей-Игайской площади выполнено моделирование сейсмического импульса в интервале верхнеюрского комплекса (STRATA-Hampson Russell). Коэффициент корреляции модельной и реальной сейсмических трасс составил 0.949 (рис.3.15).

Стратиграфическая приуроченность отражающих горизонтов определена на основе сопоставления временных разрезов с результатами интерпретации ГИС и данными сейсмических каротажей в скважинах 2, 4 Еллей-Игайской, 5 Западно-Еллейской, 2 Водораздельной, 1 Лосинской, 1 Хылькинской, 1 Северо-Юлжавской (рис.3.16).

Построение структурных карт по горизонтам  $\Pi^c$ ,  $IV^b$ ,  $V$  выполнено по данным СК в скважинах с применением расчетных формул и коэффициентов, уточняющих соотношение глубина-время для верхнемеловых отложений (рис.3.17).

На рисунке 3.18 представлена стратиграфическая привязка отражающих горизонтов на основе СК по скважинам Еллей-Игайской площади. На рисунке 3.19 приведен пример прослеживания отражающих границ на сейсмическом временном разрезе.

Карты изохрон отраженных волн масштаба 1:50000 построены с сечением изолиний 5мс, карта изохрон волны  $\Phi_2$ - через 10мс, линия приведения –0м.

### 3.2.2 Методика структурных построений

Геологическим заданием предусматривалось построение структурных карт масштаба 1:50000 по основным отражающим горизонтам в нижнемеловых, юрских отложениях и по кровле доюрских образований. Исходными данными для структурных построений являются времена прихода отраженных волн, которые получены в результате площадной корреляции в комплексах SEIS-X, PETREL по основным горизонтам:  $\Phi_2$ ,  $I^a$ ,  $I^b$ ,  $\Pi^a$ ,  $\Pi^b$ ,  $\Pi^c$ ,  $IV^b$ ,  $V$ .

Анализ значений  $t_0$  на пересечениях 2Д-профилей выявил незначительные величины невязок по всем горизонтам, распределение которых по площади имеет зональный характер, возможно, связанный со сменой различных поверхностных условий.

В комплексах SEIS-X, PETREL выполнена площадная увязка параметра  $t_0$  по всем горизонтам.

**Методика структурных построений включает следующие этапы:**

1. Построение карт изохрон.

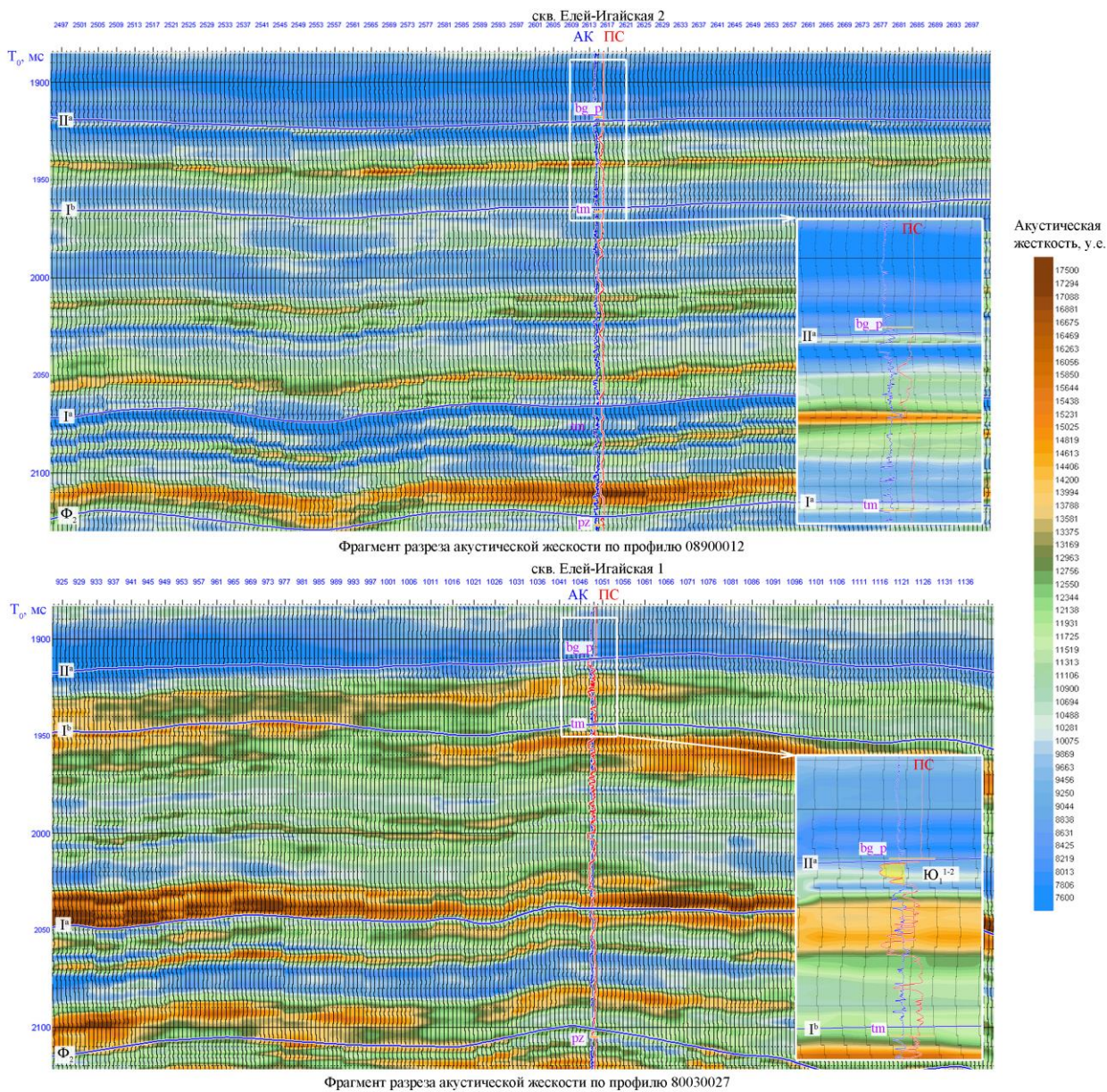
По увязанным значениям  $t_0$  построены карты изохрон по горизонтам:  $\Phi_2$ ,  $I^a$ ,  $I^b$ ,  $\Pi^a$ ,  $\Pi^b$ ,  $\Pi^c$ ,  $IV^b$ ,  $V$ .

2. Построение карт средних скоростей.

Построение отчетных структурных карт по горизонтам  $\Phi_2$ ,  $I^a$ ,  $I^b$ ,  $\Pi^a$ ,  $\Pi^b$ ,  $\Pi^c$ ,  $IV^b$ ,  $V$  выполнено методом средних скоростей с учетом информации об отметках глубин в скважинах лицензионного участка № 71-1 и прилегающих территорий.

Последовательность построения карт средних скоростей:

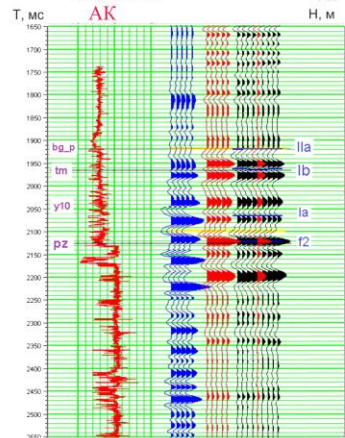
- по абсолютным отметкам глубин (подошвы баженовской свиты, подошвы юрских отложений, приуроченных к соответствующим отражающим горизонтам) в скважинах и значениям  $t_0$  в них, рассчитываются скорости обратного каротажа от линии приведения 0м до горизонтов;



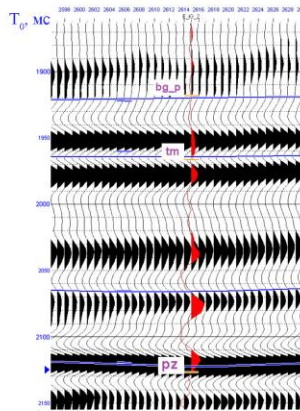
Условные обозначения:

— Интервал анализа:  
2518-2784 м.

Синтетические трассы  
Реальные трассы

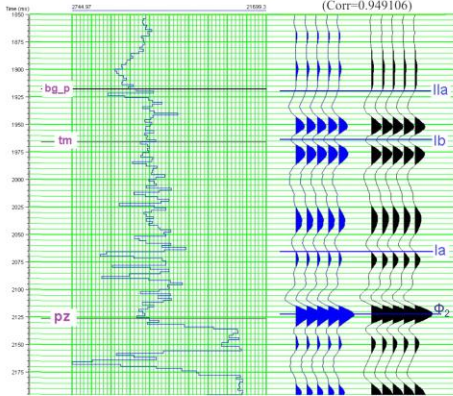


Сопоставление кривой акустического каротажа, синтетической трассы и реальных трасс сейсмического разреза (скв. Еллей-Игайская 2)



Фрагмент временного разреза профиля 08900012 с подобранной синтетической трассой по скважине Еллей-Игайская 2

Стратиграфические границы P-wave Отражающие горизонты (Corr=0.949106)



Фрагмент кривой пластовых скоростей, синтетической и реальной трасс временного разреза (скв. Еллей-Игайская 2)

Рис.3.15 Фрагменты разрезов акустической жесткости, подбор синтетической трассы на основе АК в скважинах 1, 2. Еллей-Игайская площадь

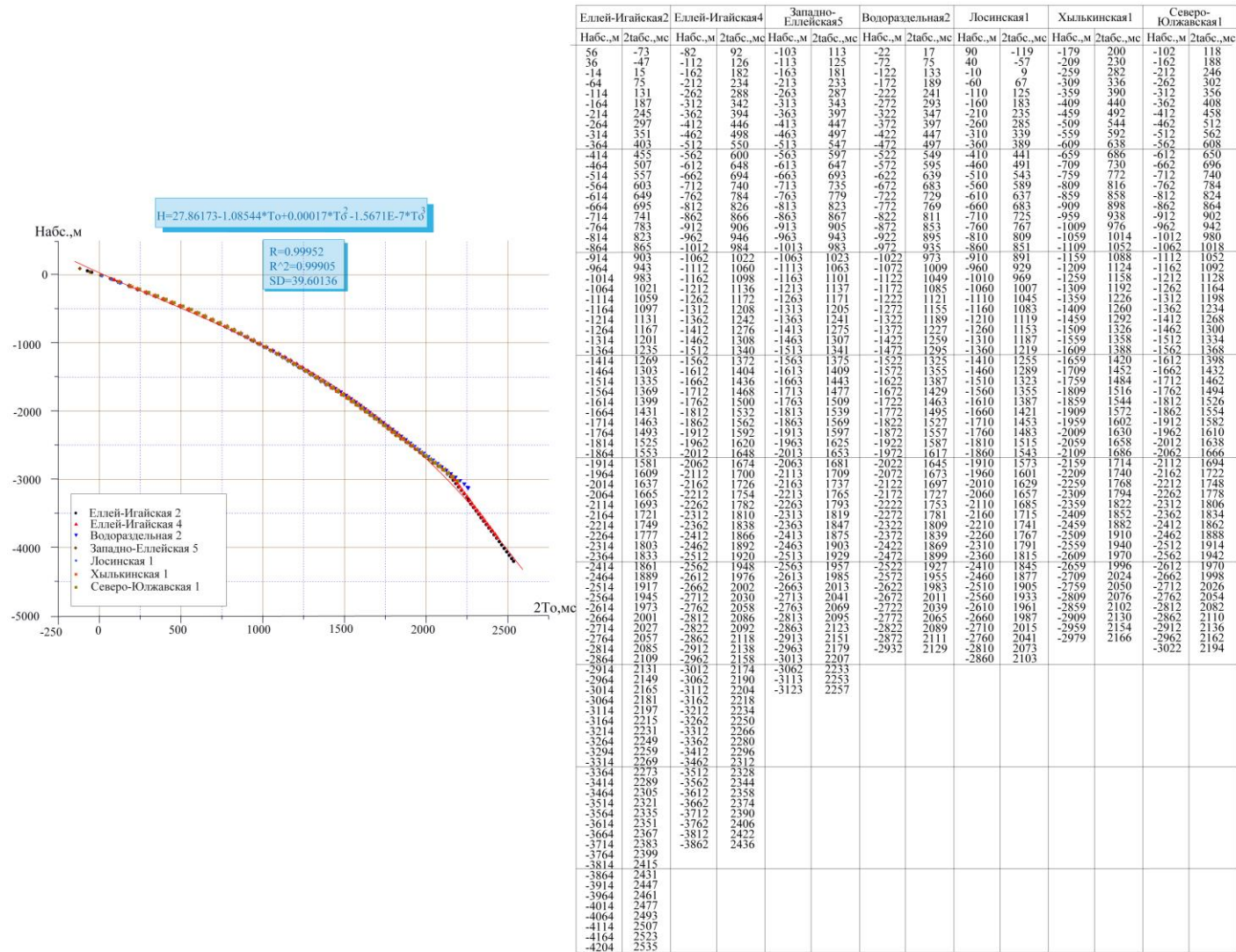


Рис.3.16 График зависимости Набс. от 2T<sub>0</sub> (л.п.=0) по данным сейсмических каротажей. Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)

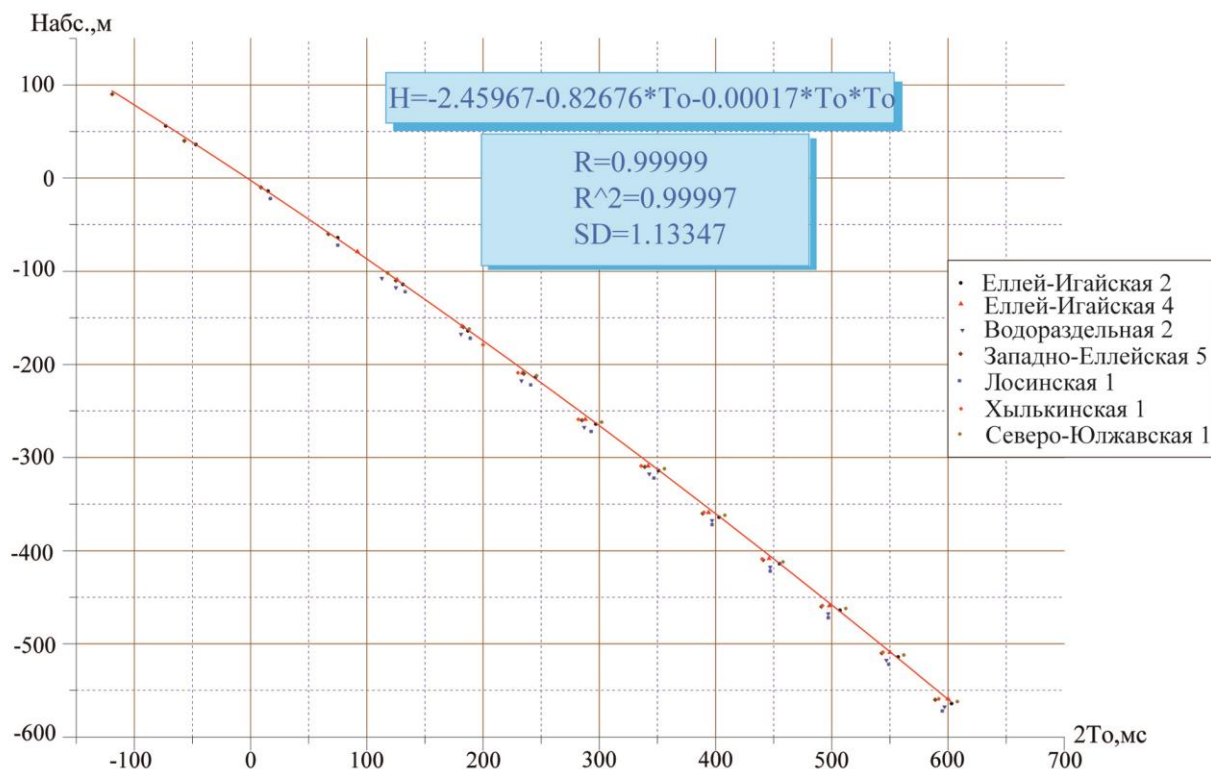


График линейной зависимости Набс.(2То) по данным сейсмических каротажей скважин для построения структурных карт по отражающим горизонтам V, IV<sup>B</sup>

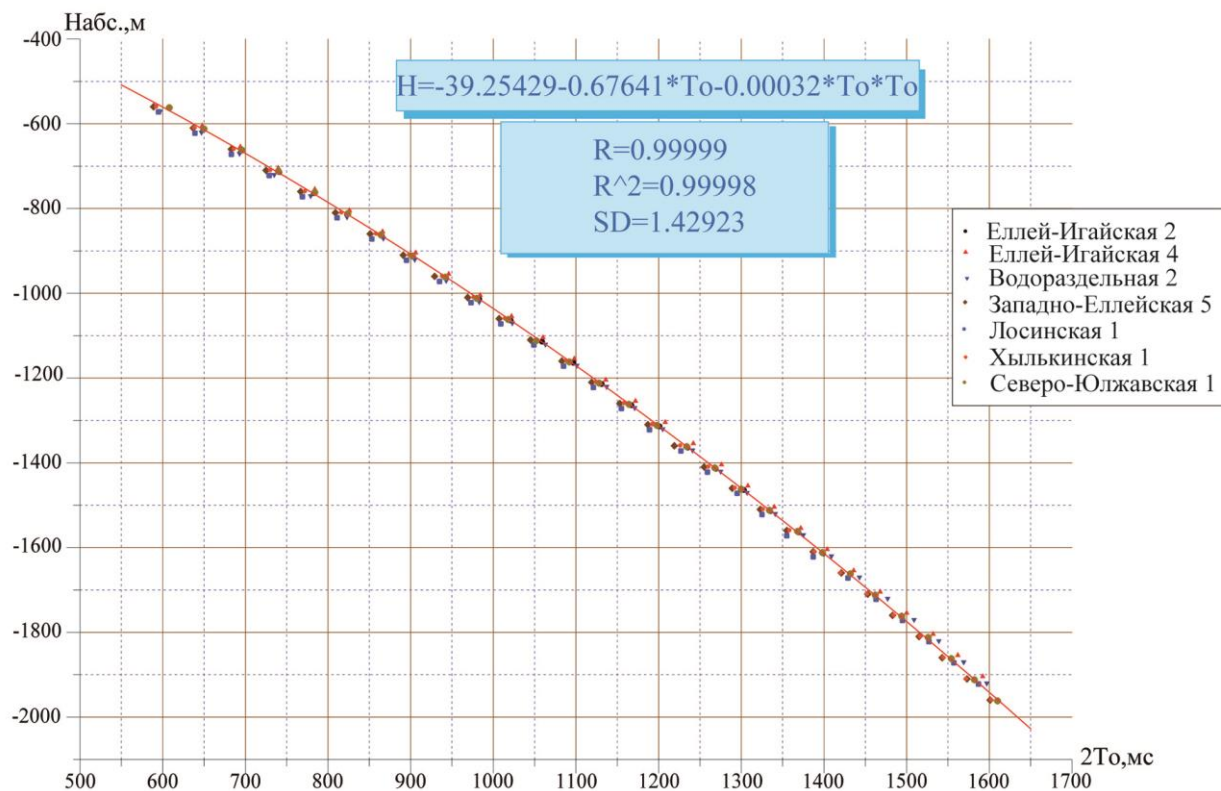


График линейной зависимости Набс.(2То) по данным сейсмических каротажей скважин для построения структурной карты по отражающему горизонту III

Рис.3.17 Графики зависимости Набс от То (л.п.=0) по данным сейсмических каротажей для построения структурных карт по отражающим горизонтам III, IV<sup>B</sup>, V. Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)

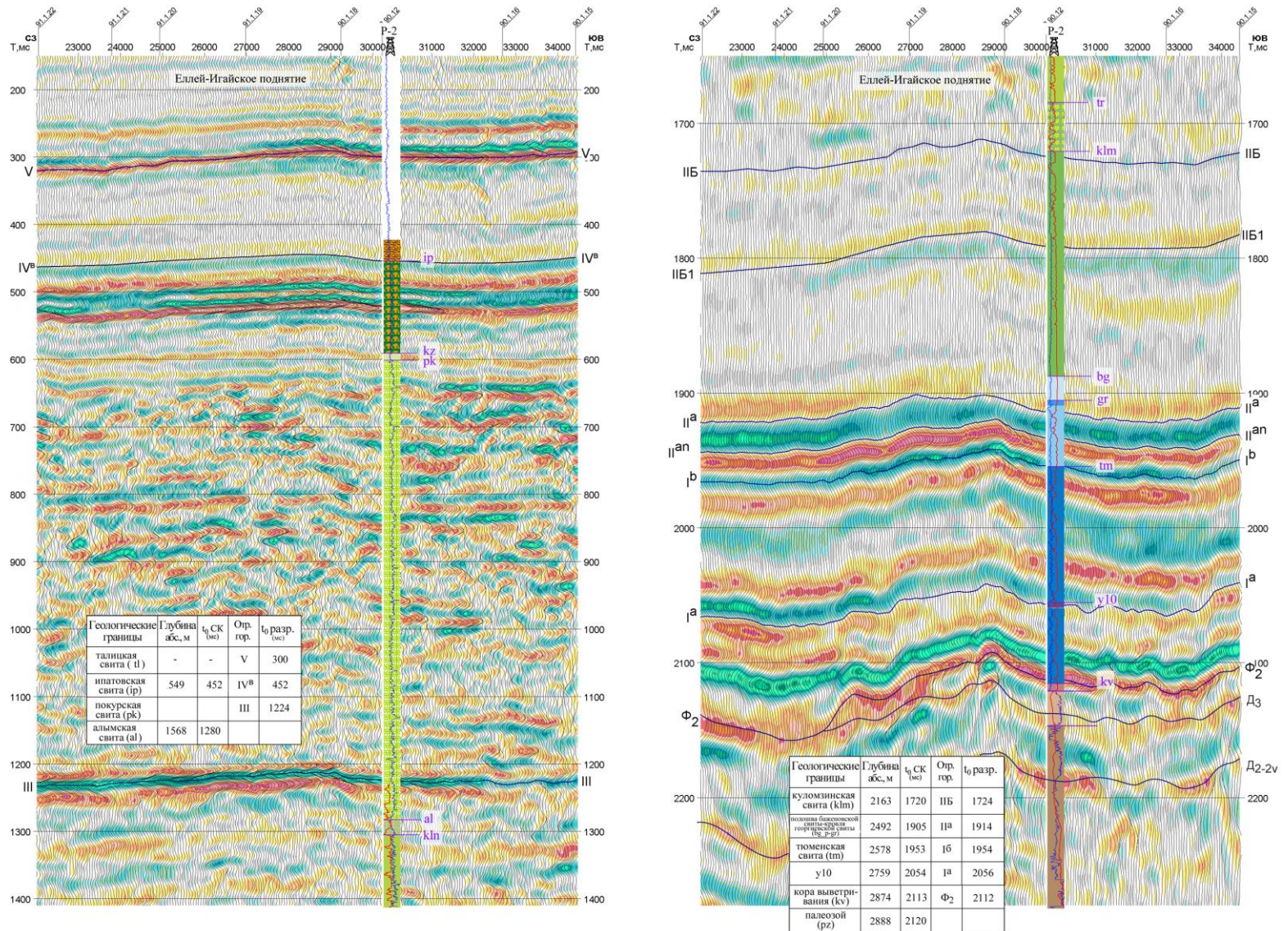


Рис.3.18 Стратиграфическая привязка отраженных волн сейсмогеологических комплексов на основе сейсмокаротажа в скважине Р-2 Еллей-Игайской площади. Фрагменты временного разреза по профилю 90010035

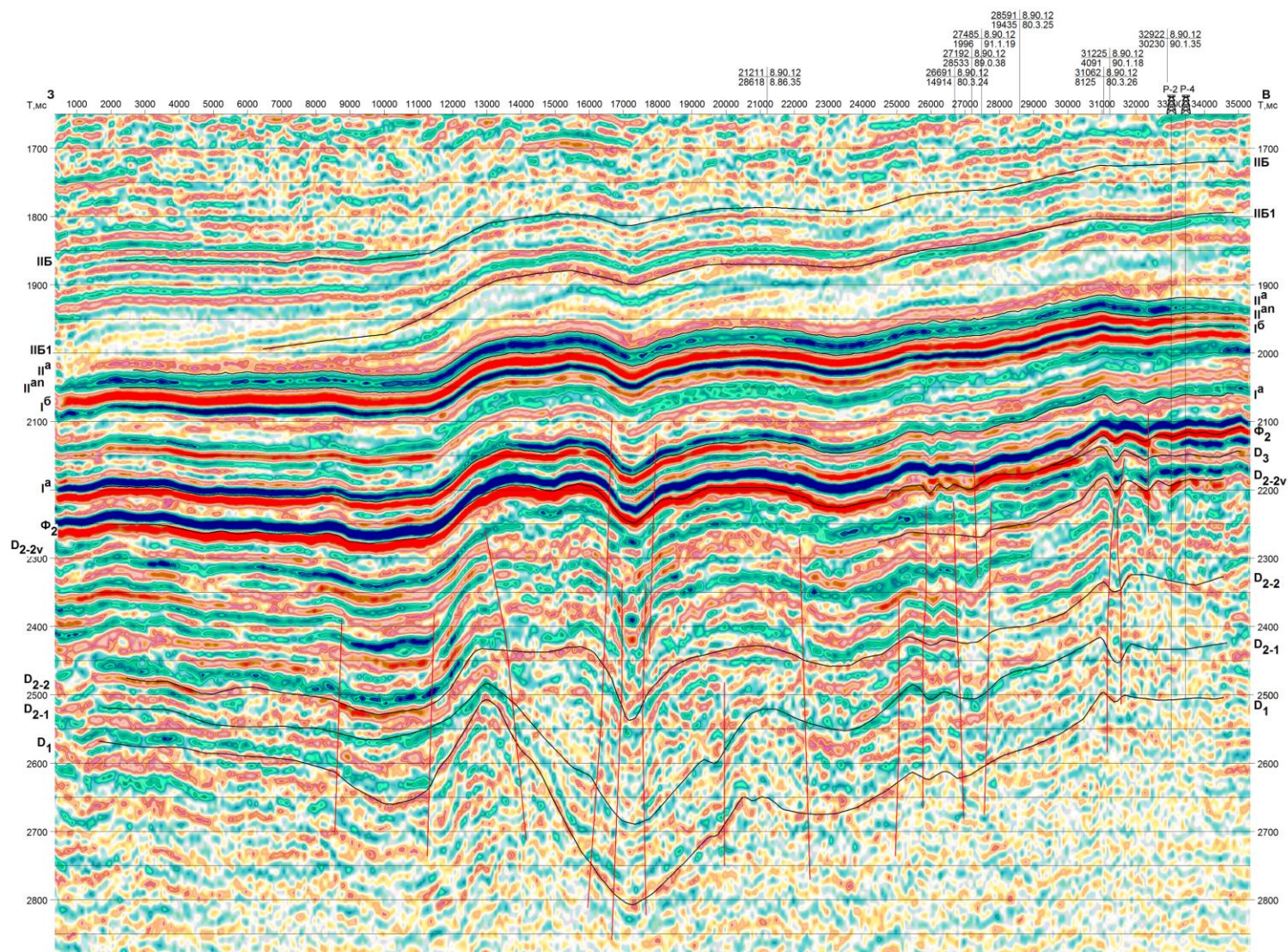


Рис.3.19 Прослеживание отражающих горизонтов. Фрагмент разреза по профилю 08900012

- вычисляется разность значений  $t_0$  между картой изохрон по горизонту и картой изохрон проинтерполированных значений  $t_0$  в точках скважин;

- с учетом значения статистического вертикального градиента  $V_{cp}$  (0.54м/с) в интервале горизонта и разности  $t_0$  производится расчет  $\Delta V_{cp}$ , величина которой добавляется к проинтерполированным значениям скорости обратного каротажа.

Полученные карты средних скоростей по отражающим горизонтам  $\Pi^a$  и  $\Phi_2$  учитывают горизонтальный и вертикальный градиенты средней скорости по площади, но не отображают мелкие скоростные неоднородности геологического разреза (рис.3.20).

Выделение и картирование *тектонических нарушений*, их дифференциация по времени формирования и глубине проникновения осуществлялись на основе анализа:

- структурных карт;
- карт толщин мегакомплексов;
- временных разрезов (нарушение осей синфазности, падение энергетического уровня сейсмической записи).

Формирование разрывных нарушений обусловлено интенсивностью тектонических процессов, происходивших на разных этапах геологического развития региона.

Границы блоков доюрского заложения, сформированные во время герцинского цикла тектогенеза и в период проявления раннетриасового рифтогенеза, выделены на основании:

- изучения карт изопахит – вдоль градиентных зон и прогибов;
- сейсмофациального анализа;
- контролирования границами блоков тектонических нарушений юрского возраста.

Корреляция и увязка всех отражающих горизонтов, построение карт изохрон, расчет и построение структурных карт, карт изопахит, расчет и построение карт динамических и кинематических параметров, выполнены в комплексах SEIS-X, PETREL с привлечением программ W\_SEIS, X\_STAR. Пример прослеживания отражающих горизонтов на л.у. №71-1 представлен на рисунке 3.19.

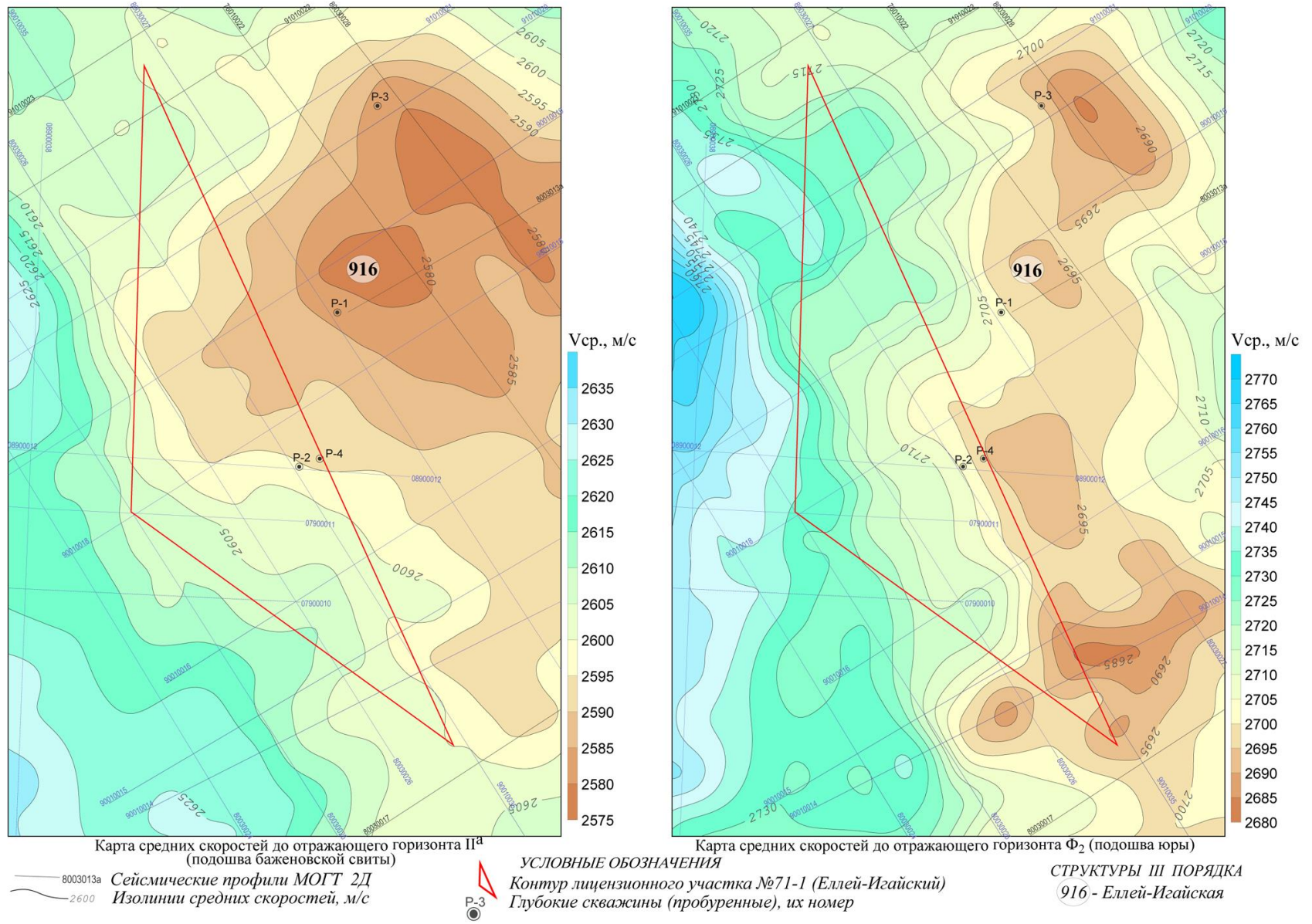


Рис.3.20 Карты средних скоростей. Лицензионный участок №71-1 (Еллей-Игайский)

### 3.3 Оценка точности структурных построений

Оценка качества структурных построений проведена в соответствии с Инструкцией определения точности структурных построений для поисковых и детальных работ, включающей прогнозные и ретроспективные оценки (Киселев В.С., Козлов Е.А., Захаров Г.А., 1984г.). Ретроспективная оценка характеризуется сходимостью с данными бурения, но, поскольку данные бурения были привлечены к картопостроению, была рассмотрена только прогнозная оценка.

Расчет точности производился на основе структурных построений съемки МОГТ 2Д прошлых лет отработки.

Прогнозная оценка точности построений по площади характеризуется дисперсией погрешностей структурной карты  $\pm\sigma^2$  и складывается из ошибки метода и ошибки интерполяции:

$$\sigma^2 = \sigma_m^2 + \sigma_{\text{инт}}^2, \quad (1)$$

где  $\sigma_m$  – среднеквадратическая ошибка метода,  
 $\sigma_{\text{инт}}$  – среднеквадратическая ошибка интерполяции.

Точность структурных построений по площади зависит от используемой при интерпретации модели среды и ошибок измерения кинематических параметров: времен и скоростей. Как наиболее целесообразная в данных условиях, была использована аппроксимирующая модель, описываемая средними скоростями. Ошибка метода в рамках модели средних скоростей оценивается как:

$$\sigma_m^2 = 1/4 (V_{\text{ср}}^2 * \sigma_t^2 + T_{0\text{ср}}^2 * \sigma_{\text{вср}}^2), \quad (2)$$

где:  $V_{\text{ср}}$  – среднее значение по площади средней скорости до горизонта (м/с);  
 $\sigma_{\text{вср}}^2$  – дисперсия погрешностей средних скоростей (м/с);  
 $T_{0\text{ср}}$  – среднее по площади значение двойного времени пробега волны, отраженной от горизонта (мс);  
 $\sigma_t^2$  – дисперсия погрешностей времени  $T_0$  для горизонта (мс).

При хорошем качестве материала, обеспечивающим возможность непрерывного прослеживания волн по замкнутым контурам,  $\sigma_t^2$  оценивается как дисперсия невязок времен отражающего горизонта в точках пересечения профилей, после увязки сети по одной фазе. Уравнивание горизонтов (времен отражений  $t_0$  для основных границ) выполнялось средствами SeisX, PETREL. При этом расхождения в среднем не превышали 3 мс для горизонта  $\Pi^a$  (подшоша баженовской свиты), для горизонта  $\Phi_2$  – 6мс.

В результате анализа и обобщения данных о скоростях были получены рабочие карты средних скоростей. Значения средних скоростей определялись с учетом горизонтального и вертикального градиента в зависимости от изменения в плане времен  $t_0$  соответствующего горизонта. В качестве опорных при этом использовались данные СК в скважинах 2 и 4 Еллей-Игайской площади.

Тематическими исследованиями (Смыслов А.А. *т/н 10/90-92г.г., ТГТ*) определена предельная точность карты средних скоростей: 13 м/с. Эта величина принята при расчетах в качестве погрешности определения средних скоростей.

В качестве прямого показателя точности структурных построений было принято расхождение  $\sigma$  в глубинах основных отражающих границ ( $\Pi^a$ ,  $\Phi_2$ ) в точках пересечения 2Д профилей. Среднеквадратическое расхождение  $\sigma$  в точках пересечения составило 0м.

По формуле (2) вычислена ошибка метода для структурных построений по горизонту  $\Pi^a$ :

$$\sigma_m^2 = 1/4 (2602^2 * 0.003^2 + 1.921^2 * 13^2).$$

Проведенные расчеты прогнозной оценки погрешности метода ( $\sigma_m$ ) по формуле (2) показали, что она составила:

для горизонта  $\Pi^a \pm 13.08\text{м}$ ,

для горизонта  $\Phi_2 \pm 16.15\text{м}$ .

Дисперсия погрешностей интерполяции  $\sigma_{\text{инт}}^2$  вычислялась по формуле:

$$\sigma_{\text{инт}}^2 = (A/12)^2 * [(\eta/v)^2 * \pi/S]^2, \quad (3)$$

где: A - амплитуда структуры (м);  
S – площадь структуры (км<sup>2</sup>);  
η - параметр, приблизительно равный 2.5;  
v - плотность сети профилей (км/км<sup>2</sup>).

Расхождения после увязки времен рассчитывались по формуле:

$$\sigma_t^2 = \sigma_{\text{тн}}^2 + \sigma_{\text{тс}}^2 + \sigma_{\text{тк}}^2, \quad (4)$$

где  $\sigma_{\text{тн}}^2$  - дисперсия, оценивается как дисперсия невязок времен t отражающего горизонта;

$\sigma_{\text{тс}}^2$  - погрешность ввода статических поправок за глубину линии приведения.

Предполагается, что отклонения от принятой скорости (1550м/с) в ЗМС, используемой для расчета статических поправок до линии приведения, незначительны и носят локальный характер, т.е. этой поправкой можно пренебречь;

$\sigma_{\text{тк}}^2$  - погрешность корреляции.

Общая формула, по которой вычисляется среднеквадратическая ошибка  $\sigma_{\text{тк}}^2$ :

$$\sigma_{\text{тк}}^2 = \pm \sum [(X_n - X_{\text{ср}})^2 / n]^{1/2}, \quad (5)$$

где n – количество измерений;

( $X_n - X_{\text{ср}}$ ) – n-ое отклонение от осредняющей.

Величину средней дисперсии  $\sigma_{\text{тк}}^2$  можно заменить на величину максимальной дисперсии  $\sigma_{\text{max}}^2 = (\delta t_{\text{max}} - \delta t_{\text{min}})^2 / 2$ ; т.к.  $\delta t_{\text{min}} = 0$ , то  $\sigma_{\text{max}}^2 = (\delta t_{\text{max}})^2 / 2$ .

Дисперсия погрешностей средних скоростей  $\sigma_v$  рассчитывалась по формуле:

$$\sigma_v = V_{\text{ср}} * \sigma_t / H_{\text{ср}}. \quad (6)$$

Исходные данные для определения ошибки интерполяции, ошибки метода и дисперсии средних скоростей, а также результаты определения  $\pm \sigma_v$ ,  $\pm \sigma_m$ ,  $\pm \sigma_{\text{инт}}$ ,  $\pm \sigma$ , для основных отражающих горизонтов  $\Pi^a$ ,  $\Phi_2$  в пределах отчетной площади приведены в таблице 3.4.

По горизонту  $\Pi^a$  среднее значение  $\sigma_{\text{инт}}=0.873\text{м}$ ,  $\sigma_m=1308\text{м}$ , погрешность  $\pm \sigma$  составила **13.11м**. По горизонту  $\Phi_2$  среднее значение  $\sigma_{\text{инт}}=1.708\text{м}$ ,  $\sigma_m=16.06\text{м}$ , погрешность  $\pm \sigma$  составила **16.15м**. Согласно требованиям Инструкции определения точности структурных построений, сечение карты определяется как  $\pm 1/2\sigma$  и кратное пяти.

При указанном выборе имеет место приближенная зависимость между количеством изолиний, отображающих объект, и его надёжностью P:

- объекты с минимальной надёжностью P менее 0.265 на структурной карте не изображаются;

- объекты, представленные на карте одной замкнутой изогипсой, имеют надёжность  $P_{\text{min}} \sim 0.265$ ;

- двумя изогипсами  $P_{\text{min}} \sim 0.625$ ;

- тремя изогипсами  $P_{\text{min}} \sim 0.94$ ;

- четырьмя и более замкнутыми изогипсами имеют надёжность  $P=1$ .

Расчётное сечение отчетных карт по горизонтам  $\Pi^a$  (подошва баженовской свиты) и  $\Phi_2$  (подошва юры) составило **10м**, для верхних горизонтов – 5м.

Площадь отчетных работ ( $S=216\text{км}^2$ ) характеризуется плотностью сейсмических профилей МОГТ-2Д **1.11 км/км<sup>2</sup>**.

Плотность сейсмических наблюдений в пределах лицензионного участка №71-1, площадью  $34.5\text{км}^2$ , составляет ( $v$ ) = **1.28км/км<sup>2</sup>**.

**Оценка точности структурных построений по основным отражающим горизонтам  
в пределах отчетной площади на Еллей-Игайском поднятии (л.у. №71-1)**

Таблица 3.4

<b>Структурные планы по горизонтам</b>	<b>А (м)</b>	<b>Н<sub>ср</sub> (м)</b>	<b>Т<sub>ср</sub> (с)</b>	<b>У<sub>ср</sub> (м/с)</b>	<b>±σ<sub>t</sub> (с)</b>	<b>±σ<sub>v</sub> (м/с)</b>	<b>±σ<sub>м</sub> (м)</b>	<b>±σ<sub>инт</sub> (м)</b>	<b>±σ (м)</b>	<b>Сечение карт (м)</b>
<b>IV<sup>в</sup></b> (верхи ипатовской свиты)	36	416	0.458	1817	0.003	0.0131	4.04	0.221	4.04	5
<b>III</b> (низы покурской свиты)	59	1361	1.234	2206	0.003	0.0049	8.68	0.363	8.68	5
<b>II<sup>б</sup></b> (вблизи кровли куломзинской свиты)	159	2183	1.742	2506	0.003	0.0034	11.93	0.977	11.97	5
<b>II<sup>а</sup></b> (подошва баженовской свиты)	142	2499	1.921	2602	0.003	0.0031	13.08	0.873	13.11	10
<b>I<sup>о</sup></b> (вблизи кровли тюменской свиты, бат)	149	2575	1.963	2624	0.004	0.0041	13.80	0.916	13.83	10
<b>I<sup>а</sup></b> (вблизи кровли нижней подсвиты тюменской свиты, нижний байос)	206	2750	2.060	2670	0.005	0.0049	14.96	1.266	15.01	10
<b>Φ<sub>2</sub></b> (подошва юры)	278	2889	2.131	2711	0.006	0.0056	16.06	1.708	16.15	10

#### 4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

Переобработка и переинтерпретация архивного сейсмического материала и данных ГИС в пределах Еллей-Игайского лицензионного участка площадью **34.5 км<sup>2</sup>** выполнялась с целью уточнения геологического строения территории и в первую очередь детализации строения ее доюрского комплекса.

Плотность сети сейсмических наблюдений 2Д в пределах отчетной площади ( $S = 216 \text{ км}^2$ ) составляет **1.11 км/км<sup>2</sup>**, в контуре лицензионного участка - **1.28 км/км<sup>2</sup>**.

Необходимо отметить, что переобработке архивных сейсмических данных предшествовало тестирование ряда профилей в двух обрабатывающих программных комплексах «Prime 3D» (Геотехсистем) и «Omega» -2.10 (WESTERNGECO), нацеленное на выбор процедур позволяющих выделять отражения в палеозойском комплексе пород. По результатам тестирования предпочтение было отдано некоммерческой версии «Omega» -2.10, в которой имеются возможности применения эксклюзивных программ эффективных при работе со сложнопостроенными средами. Помощь в подборе окончательного графа обработки оказывалась специалистами московского офиса компании ООО «ГеоПрайм».

В результате переобработки архивного материала удалось получить сейсмические разрезы с реальными отражениями в интервале палеозойской части разреза, которые ранее на сейсмических разрезах не проявлялись. Наиболее качественные результаты обработки удалось получить на профилях отработанных в поле с кратностью 60.

Выполненная комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов включала сбор, систематизацию и анализ данных сейсморазведки, результатов поисково-разведочного бурения и ГИС не только в пределах лицензионного участка, но и на сопредельных с ним территориях.

Переинтерпретация материалов МОГТ проведена с применением программных интерпретационных комплексов: PETREL (Schlumberger), SEISX (Paradigm Geophysical), GeoSeism (ИНГГСОРАН), X-STAR (ТГТ).

В пределах изучаемой территории выполнена корреляция опорных сейсмических горизонтов, определена стратиграфическая приуроченность отраженных волн к геологическому разрезу, вскрытому глубокими скважинами. Построены карты изохрон и структурные карты в масштабе 1:50 000 по основным горизонтам:

- П<sup>а</sup> (подошва баженовской свиты) (граф. прил. 1);
- Ф<sub>2</sub> (подошва юры) (граф. прил. 2);
- Г<sup>а</sup> (вблизи кровли нижней подсвиты тюменской свиты, нижний байос) (граф. прил. 3);
- Г<sup>б</sup> (вблизи кровли тюменской свиты) (граф. прил. 4);
- ПБ (вблизи кровли куломзинской свиты) (граф. прил. 5);
- III (низы покурской свиты) (граф. прил. 6);
- IV<sup>в</sup> (верхи ипатовской свиты) (граф. прил. 7);
- V (талицкая свита) (граф. прил. 8).

Выполнены схематические структурные построения по отражающим горизонтам внутripалеозойского нефтеперспективного комплекса пород, впервые прослеженные по территории исследования:

- D<sub>1</sub> – верхи нижнего девона (граф. прил. 17);
- D<sub>2-1</sub> – середина эйфельского яруса, средний девон (граф. прил. 18);
- D<sub>2-2</sub> – вблизи кровли эйфельского яруса, средний девон (граф. прил. 19).

Полученные карты и схемы дают представление о структурных особенностях изучаемой территории на разных стратиграфических уровнях.

Основным объектом, перспективным в отношении нефтегазоносности на исследуемой территории, является доюрский комплекс пород, в интервалах которого на

разных стратиграфических уровнях по скважинным данным отмечаются признаки нефтегазонасыщения и получены небольшие притоки углеводородов. При рассмотрении мезозойской части разреза было уделено внимание анализу потенциально продуктивных интервалов геологического разреза: горизонту Ю<sub>1</sub> васюганской свиты, среднеюрским пластам (Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>9</sub>), интервалам нижнемелового комплекса, в которых отмечались признаки УВ на сопредельных площадях.

Прогнозирование геологического разреза базировалось на основе изучения:

- информации, полученной при интерпретации ГИС;
- результатов испытаний разведочных скважин;
- данных о коллекторских свойствах отложений;
- структурных и палеоструктурных поверхностей;
- погоризонтных срезов сейсмических параметров в различных интервалах относительно отражающих горизонтов;
- сейсмофациального анализа разрезов различных модификаций (миграция, энергоанализ, Гильберт-преобразование, когерентность, амплитудная инверсия), что предполагает выделение на временных разрезах рисунков сейсмической записи (сейсмофаций), характеризующих группу отложений, сформировавшихся в определенных условиях.

Восстановление геологического разреза при прогнозировании по сейсмическим данным всегда характеризуется некоторой неоднозначностью, поскольку одни и те же сейсмические образы могут быть обусловлены различными геологическими телами.

Возможность прогноза распространения коллекторов определяется обеспечением площади кондиционной геолого-геофизической информацией. Наиболее достоверным прогнозам отвечают зоны, характеризующиеся более высокой степенью изученности сейсмическими исследованиями и освещенностью бурением, как правило, это антиклинальные объекты.

#### 4.1 Структурно-тектоническая характеристика территории исследования

Согласно тектонической схеме осадочного чехла, изучаемая площадь расположена на юго-западном склоне Еллей-Игайского локального поднятия в пределах Лавровского вала, осложняющего Лавровский мезовыступ (рис.4.1).

Структурный план территории участка по реперному горизонту II<sup>a</sup> (подшва баженовской свиты) отображает склоновую часть террасовидного выступа, погружающегося в юго-западном направлении. Перепад глубин по горизонту II<sup>a</sup> в рамках л.у. составляет чуть более 50м. На рисунке 4.2 представлено сравнение структурных карт по результатам отчетных работ и предшествующих построений. В современной рисовке выступ стал несколько более контрастным.

Структурный план по горизонту II<sup>a</sup> унаследует более контрастную поверхность плана по горизонту Ф<sub>2</sub>, которая характеризуется перепадом глубин уже до 120м.

Структурные формы внутрпалеозойских границ, в целом, в пределах участка отображают присводовую часть антиклинальной складки северо-восточного простирания, но в деталях между собой и относительно горизонта Ф<sub>2</sub> иногда существенно отличны. Параметрические скважины №№ 2 и 4 пробурены на юго-западном склоне поднятия.

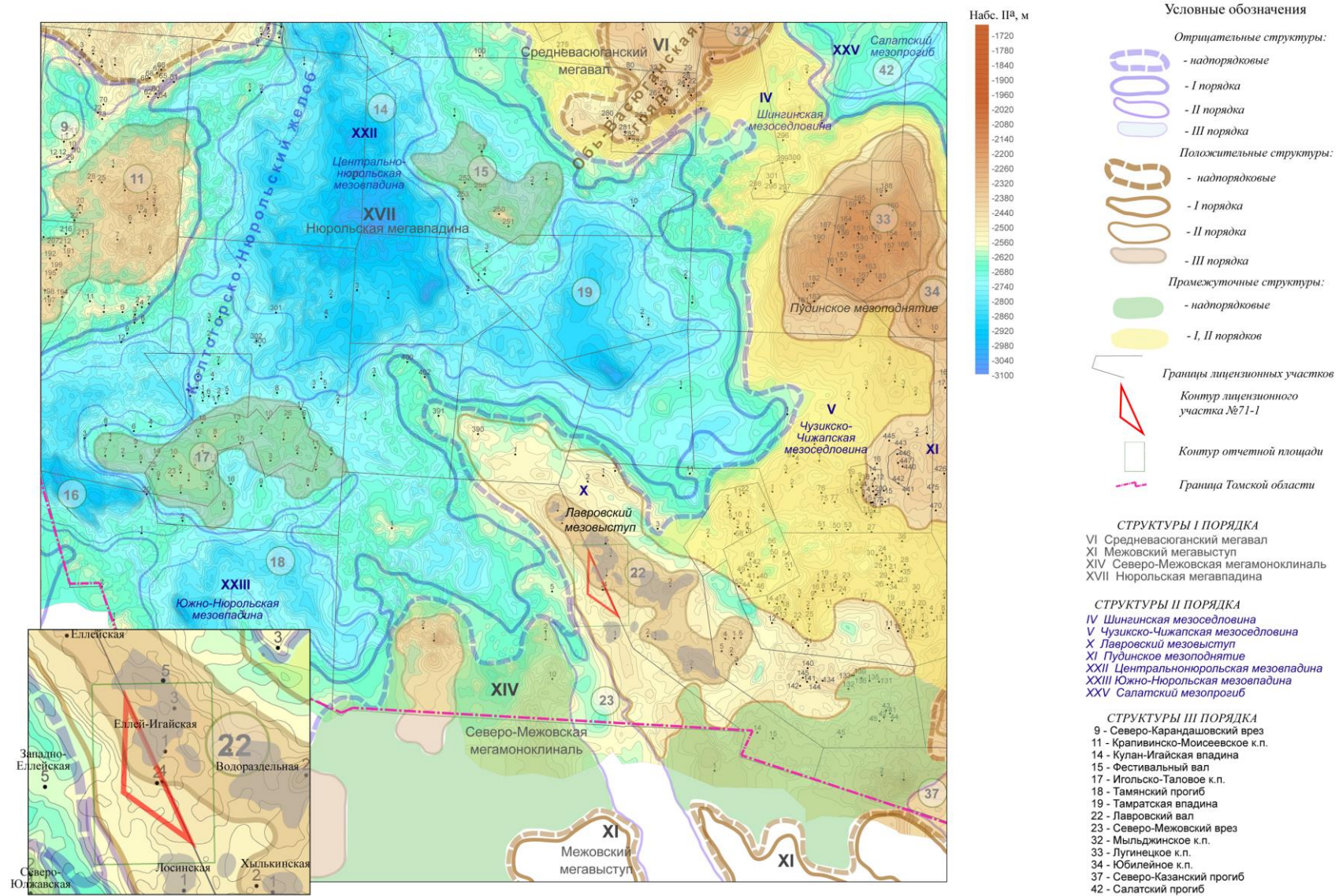
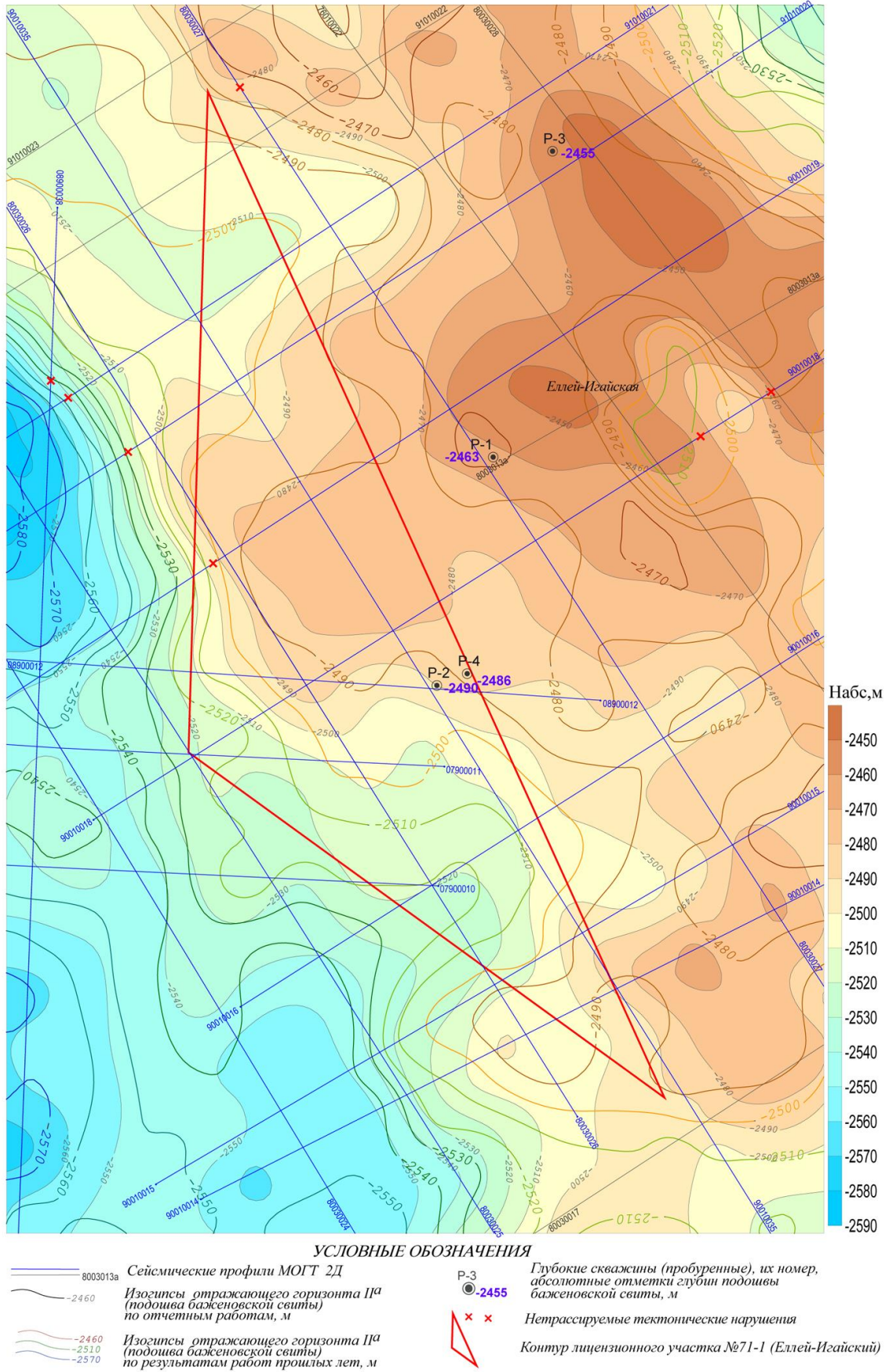


Рис.4.1 Основные тектонические элементы осадочного чехла в районе работ (В.А.Конторович «Тектоническая карта юрского структурного яруса юго-востока Западной Сибири», 2002г.)



**Рис.4.2** Сравнение структурных планов по отражающему горизонту Па<sup>а</sup> (подошва баженовской свиты)

### ***Доюрский комплекс***

Согласно тектонической схеме (Сурков В.С., 1981г., рис.1.10) доюрское основание Еллей-Игайской площади приурочено к наложенной впадине в пределах Межовского срединного массива, входящего в состав Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы герцинид.

По мнению Исаева Г.Д. (НИЦ «СИБГЕОНАФТ», 2010г.) доюрское основание Западно-Сибирской плиты является сложным и гетерогенным тектоническим сооружением, сформировавшимся в течение нескольких циклов. В доюрском комплексе образований выделяются три этажа:

- допараплатформенный, докембрийско-среднеордовикской эпохи консолидации;
- параплатформенный (активизация платформы), позднеордовикско-среднекаменноугольной эпохи консолидации;
- тафрогенный (рифтообразующий), позднекаменноугольно-триасовой эпохи консолидации.

Тектонический анализ всего комплекса образований допараплатформенного этажа позволяет предположить, что на самых ранних стадиях развития Западная Сибирь представляла собой крупную синеклизу со сводовым опусканием территории, осложненную системой авлакогенов. Четко авлакогенный тип осадочных бассейнов характерен для нижней части палеозоя и докембрия. Предполагается, что отсутствие палеонтологически охарактеризованных аналогов среднего ордовика в пределах всей Западно-Сибирской плиты можно трактовать как этап стабилизации, тектонической инверсии и поверхностной деструкции. Именно к этому этапу приурочена активная магматическая и флюидотектоническая деятельность недр, которые и привели к полной консолидации (кратонизации) территории.

Согласно структурно-фациального районирования территория исследования приурочена к юго-западной части Нюрольской структурно-фациальной зоны (СФЗ). Скважинами Еллей-Игайской и других площадей Нюрольской СФЗ (Средне-Юлжавской, Урманской, Калиновой и др.) вскрыты отложения параплатформенной эпохи консолидации. Строение поверхности параплатформы Нюрольской СФЗ состоит из сочетания синеклиз двух типов и “эрозионных окон”. В пределах Еллей-Игайской площади установлены синеклизы унаследованного типа. К синеклизам дискордантного (неунаследованного) типа относится единственная в Казанском районе – Герасимовская площадь.

“Эрозионные окна” – как самостоятельный тектонический элемент – выделяются впервые на данной территории. Они представляют собой объекты, образованные более древними породами, залегающими среди более молодых. Причем, стратиграфическая последовательность в них к центру обратная, с постепенным удревнением. Это сводовые антиклинальные поднятия (Южно-Табаганская площадь).

В отличие от предшествующих представлений, тафрогенный этап развития Западно-Сибирской плиты, по Исаеву Г.Д., начинается с позднего карбона, с момента распространения континентального режима. Тафрогенный комплекс осадков Нюрольской СФЗ представлен эффузивно-осадочными малассовидными терригенными отложениями. Они накапливались в континентальных обстановках, в крупных врезках на палеозойской поверхности. В середине тафрогенного этажа установлен период, характеризующийся существенным стратиграфическим перерывом, мощной деструкцией палеозойской поверхности, размывом, выравниванием и пенепленизацией территории в условиях аридного континентального режима. В этот период, в конце перми, формировалась региональная кора выветривания. Точно такие же эпохи установлены в конце допараплатформенного и параплатформенного тектонических режимов.

По результатам переобработки, направленной на выделение в доюрском комплексе отражающих границ, и переинтерпретации сейсмических материалов во внутри палеозойском разрезе прокоррелированы отражающие сейсмические горизонты:

- D<sub>1</sub>, приурочен к верхам нижнего девона;

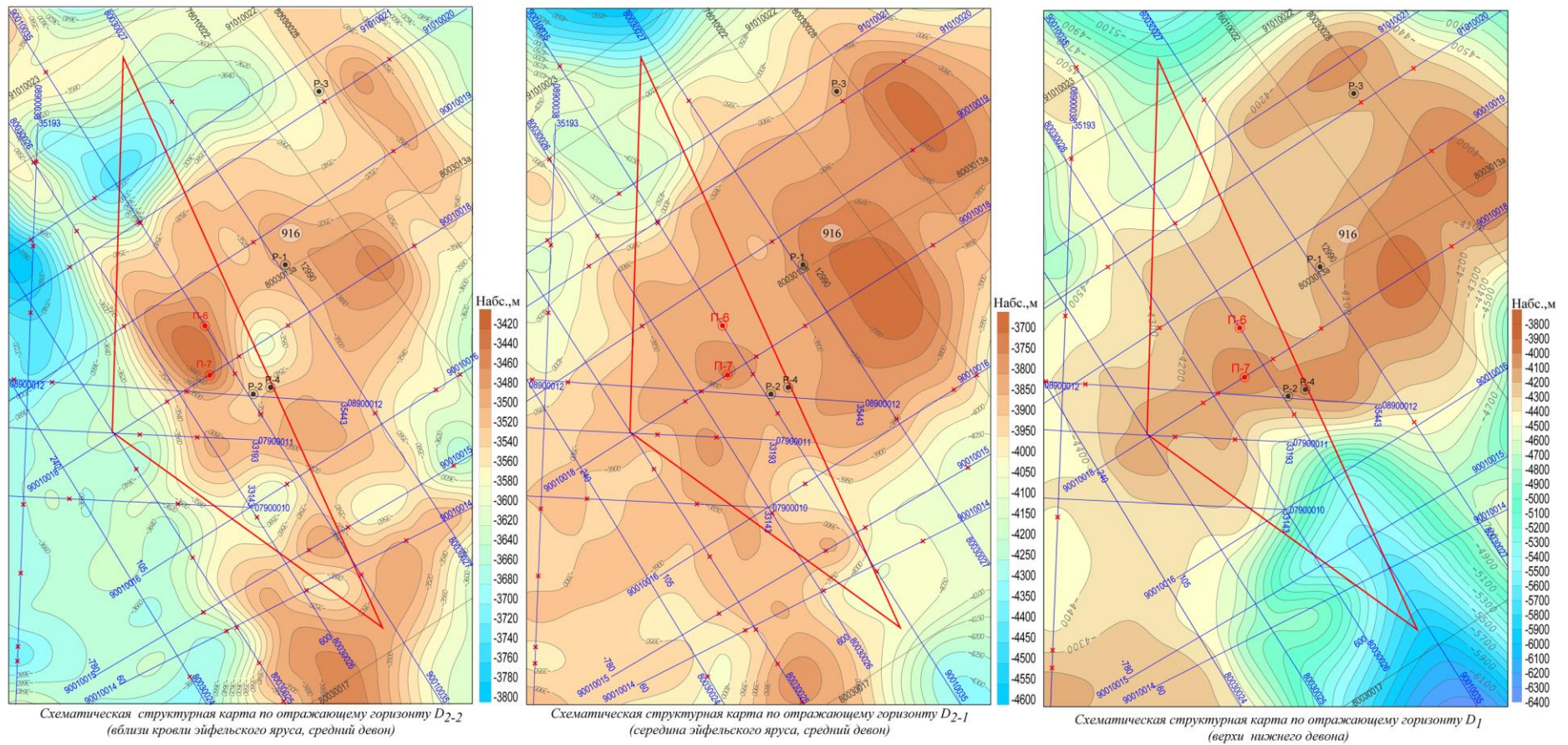
- D<sub>2-1</sub>, приурочен к середине эйфельского яруса среднего девона;
- D<sub>2-2</sub>, вблизи кровли эйфельского яруса среднего девона.
- D<sub>2-2v</sub>, живетский ярус, верхи среднего девона;
- D<sub>3</sub>, подошва верхнего девона.

Необходимо отметить, что отражающие горизонты, особенно в глубинной части палеозоя, на отдельных участках исследования прокоррелированы условно из-за спорадического характера их прослеживания, но, в целом, больше это касается территории, граничащей с лицензионным участком с востока. Сложность волновой картины в этом интервале исследований обусловлена, во-первых, неоднократным воздействием активных тектонических подвижек, которым подвергалась территория, приуроченная к Лавровскому валу, а во-вторых, не высоким качеством архивного полевого сейсмического материала, который получен с кратностью 12 и 24. Наиболее информативным, отличающимся хорошим качеством, является сейсмический материал, полученный в 2007-2008г.г. с кратностью 60 - три профиля заходят с запада на территорию л.у. Один из этих профилей проходит через скважину Еллей-Игайская №2, в которой выполнены сейсмокаротажные исследования, что позволило достаточно качественно выполнить стратиграфические привязки волнового поля к геологическому разрезу. Данные три профиля являлись каркасными при корреляции отражающих горизонтов по имеющейся сети профилей.

В пределах Еллей-Игайской площади достаточно условно картируется по отражающему горизонту D<sub>1</sub> поверхность нижнедевонских образований (граф.прил.17, рис.4.3), которая представляет собой ограниченное гипсометрическим уровнем – 4280м многокупольное поднятие северо-восточной ориентации с размерами 14х7км и амплитудой 320м. В пределах лицензионного участка №71-1 располагается только его юго-западная периклиналильная часть, на которой пробурены скважины №№ 2 и 4. Возможно, что с этой границей связан внутрiformационный перерыв в осадконакоплении на рубеже нижнего и среднего девона, определивший рельеф консолидированной подводной платформы, которая служила основанием для дальнейшего осадконакопления пород эйфельского возраста среднего девона в процессе опускания территории. В определенной степени условно, этот перерыв приурочен в разрезе скв.№2 к глубине 4237-4245м.

Выше отражающего горизонта D<sub>1</sub> выделяется сейсмический горизонт D<sub>2-1</sub>, который в разрезе скважины №2 прослеживается вблизи зоны разуплотнения известняков в центральной части эйфельского разреза нижнего девона герасимовской свиты. В целом, структурный план по этому горизонту унаследован от нижнедевонской поверхности, но является значительно менее контрастным. Юго-западная периклиналиль Еллей-Игайской структуры выположена и принимает в границах лицензионного участка террасовидную форму. В целом, структура представляет собой также поднятие, осложненное локальными куполами и оконтуренное сейсмоизогипсой -3850м, с размерами 14х7км и амплитудой 170м.

Формирование разреза подошвенной части герасимовской свиты в первой половине эйфельского века ( $\Delta H = D_1 - D_{2-1}$ , рис.4.4) на исследуемой территории происходило в условиях морской отмельной зоны и ее склонов, внутришельфовых впадин и, вероятно, в южной части площади, на бортах впадины открытого бассейна.



35193  
08900038  
12990  
8003013a  
P-3

Сейсмические профили МОГТ 2Д, переобработанные в 2012г. (08 - год отработки, 90- номер партии, 0038- номер профиля, 35193 - пикет)

Сейсмические профили МОГТ 2Д (80 - год отработки, 03 - номер партии, 013a - номер профиля, 12990- пикет)

Глубокие скважины (пробуренные), их номер

-3600 Изогипсы отражающих горизонтов

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Контур лицензионного участка №71-1 (Еллей-Игайский)
- Нетрассируемые тектонические нарушения
- Рекомендуемые скважины

СТРУКТУРЫ III ПОРЯДКА

916 - Еллей-Игайская

Рис.4.3 Изменение структурных планов в интервале доюрского комплекса

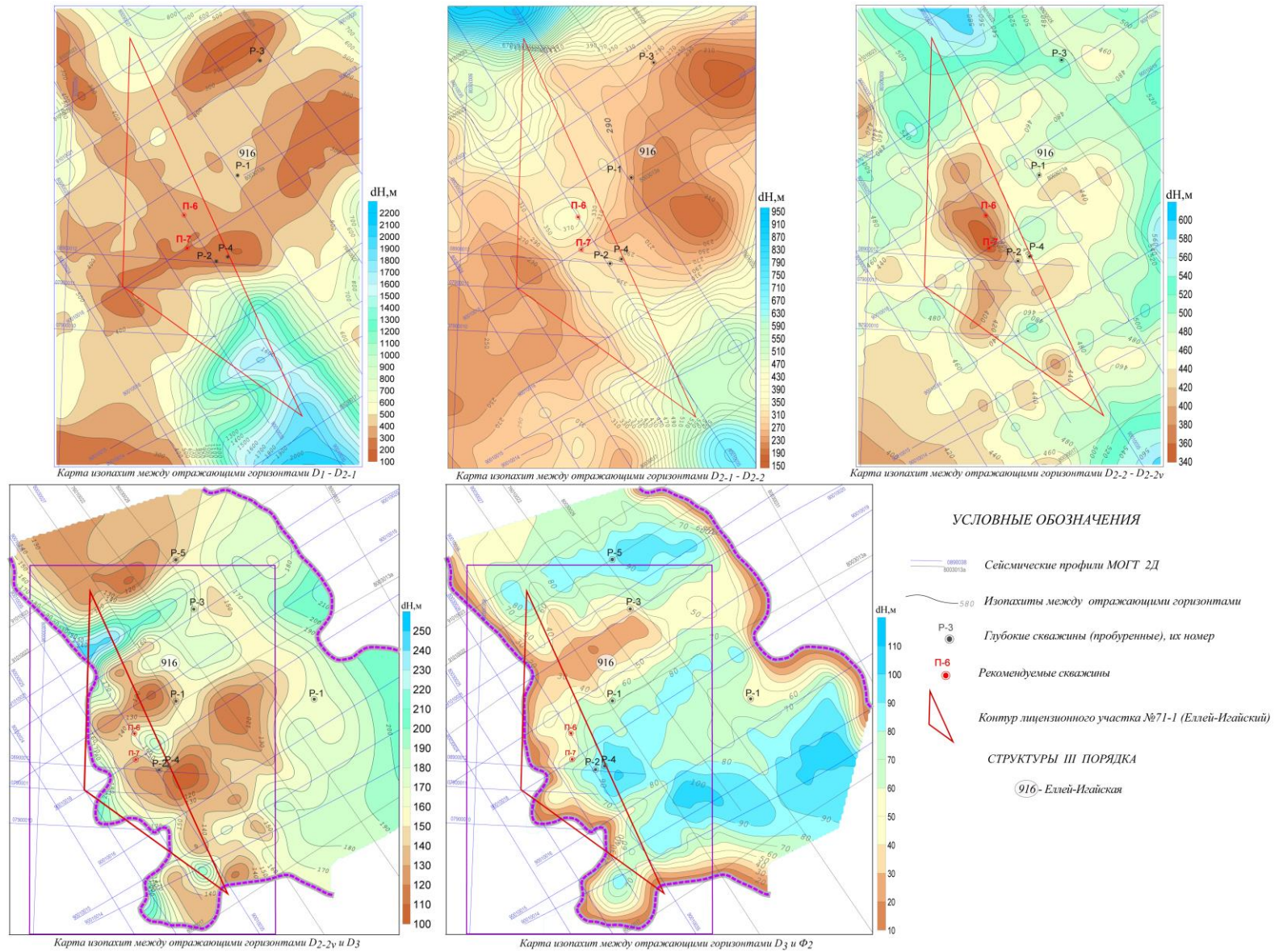


Рис.4.4 Изменение толщин в интервале доюрского сейсмогеологического комплекса

Толщина осадков рассматриваемого интервала разреза в пределах приподнятой зоны (в том числе и в районе скв. №2 и 4) составляет 220-400м и существенно более мощная (1000 метров и более) толща накапливалась в южной части лицензионного участка.

Залегающий выше по разрезу отражающий горизонт  $D_{2-2}$  (граф. прил. 19), в целом, в плане подобен среднеэйфельскому горизонту  $D_{2-1}$ , но характеризуется несколько сокращением площади поднятия и изменением его морфологии.

Еллей-Игайская структура по верхнеэйфельскому горизонту  $D_{2-2}$  представляет собой многокупольное антиклинальное, ограниченное гипсометрическим уровнем -3520м, поднятие. Размеры структуры составляют 11x8км, амплитуда – 80м. Наиболее приподнятая часть поднятия сместилась к юго-западу от центра и фиксируется на месте ранее малоамплитудного купола, осложняющего периклиналь. В центральной части поднятия картируется внутренняя локальная впадина.

На карте  $\Delta H = D_{2-1} - D_{2-2}$  (рис. 4.4) толщина эйфельских пород между двумя этими горизонтами изменяется от 190 до 500м и более (на юго-востоке и северо-западе), причем выделяется полоса повышенных значений мощности, протягивающаяся с юго-востока на северо-запад вдоль центральной части лицензионного участка, вероятно обусловленная развитием поля органогенных построек.

Изопахиты между горизонтами  $\Delta H = D_{2-2v} - D_3$ , характеризуют толщину отложений в верхах среднего девона, которая изменяется от 100 до 210м. Прогнозируемые толщины верхнедевонского комплекса ( $\Delta H = D_3 - \Phi_2$ ), включающие отложения коры выветривания, достигают 100м.

Следует отметить, что в пределах площади исследований толщины рассматриваемых подкомплексов входящих в состав среднедевонской толщи изменяются значительно, что указывает на наличие разных обстановок осадконакопления на территории в момент формирования отложений.

#### ***Юрско-меловой комплекс***

В структурном плане современного рельефа подошвы осадочного чехла (отражающий горизонт  $\Phi_2$ , граф. прил. 2, рис. 4.5) рассматриваемая территория приурочена к юго-западному моноклиальному склону крупного (14x8км) Еллей-Игайского эрозионно-тектонического выступа. Перепад абсолютных отметок на участке меняется с востока на запад от -2840м до -2960м и составляет 120м. По отражающему горизонту  $\Pi^a$  (подошва баженовской свиты, граф. прил. 1, рис. 4.5) структурный план участка унаследует в выположенной форме доюрский рельеф, значения абсолютных отметок структурной поверхности с востока на запад изменяются от -2475м до -2530м (55м).

По нижнемеловому отражающему горизонту III (низы покурской свиты, граф. прил. 6) Еллей-Игайское поднятие значительно уменьшилось по площади и потеряло свою контрастность. Перепад отметок в пределах участка составляет не более 20м.

В структурных планах верхнемеловых отражающих сейсмических горизонтов IV<sup>b</sup> и V (граф. прил. 7, 8) отмечается увеличение площади Еллей-Игайского поднятия и относительный ее рост, что обусловлено тектоническими процессами, проявившимися в коньяк-палеогеновое время в исследуемом регионе.

Анализ карт изопахит между отражающими горизонтами юрских и меловых отложений (граф. прил. 20, рис. 4.6) указывает, в целом, на унаследованное развитие территории исследования. Некоторое несоответствие палеопланов комплексов юры и мела отмечается с палеопланом верхнего мела, что связывается с активизацией тектонической деятельности в коньяк-палеоценовое время.

Анализ дизъюнктивной тектоники позволяет отметить, что высокоамплитудные разрывные нарушения, секущие юрские и меловые отложения на площади не отмечены. Это позволяет судить о низкой интенсивности тектонических процессов в платформенный этап развития. Выделенные на сейсмических разрезах нарушения пересекают, в основном, доюрский комплекс. Причем осложнены, преимущественно разломами, блоки палеозоя. Ничтожная часть нарушений проникает и затухает, в основном, в нижней части чехла.

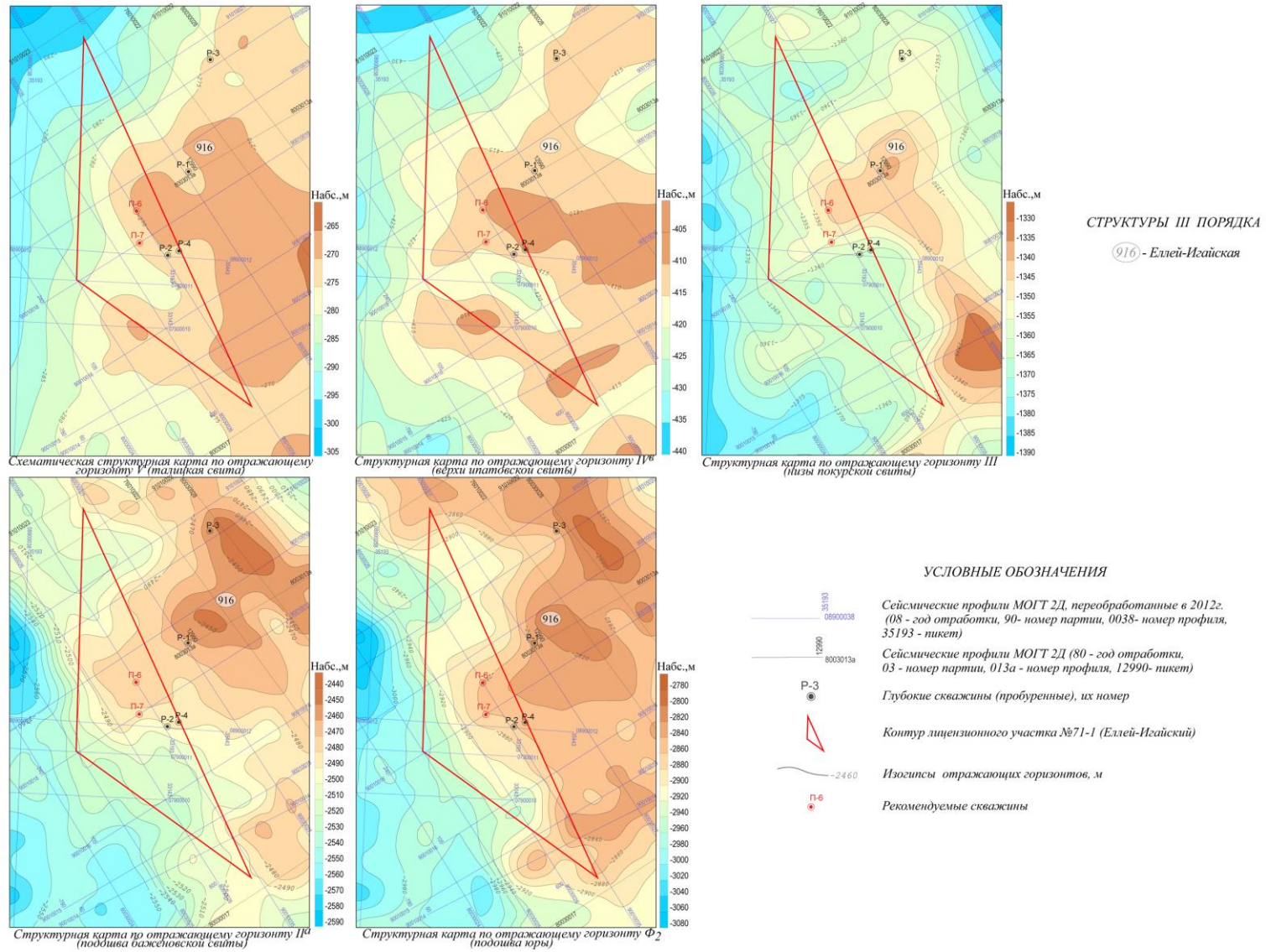


Рис.4.5 Изменение структурных планов по основным отражающим горизонтам

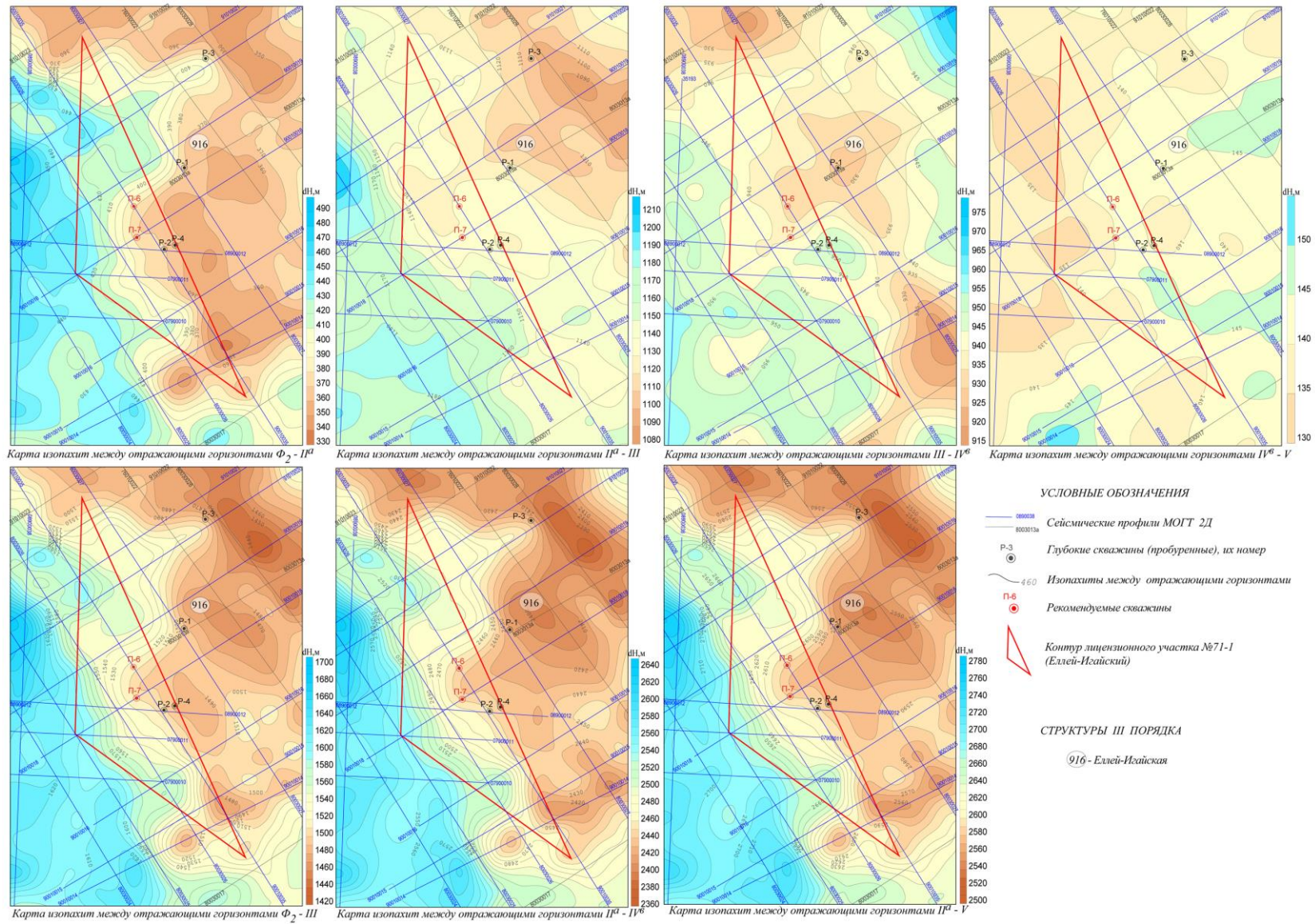


Рис.4.6 Изменение толщин сейсмогеологических комплексов

Таким образом, анализ структурно-тектонических особенностей исследуемой территории позволяет сформулировать следующие выводы:

- этапу формирования среднедевонской толщи отложений предшествовала активизация тектонической жизни региона в ордовике-нижнем девоне, отмечаемая в скважинных данных перерывом в осадконакоплении, с которым связывается структурная поверхность по горизонту  $D_1$ ;
- в среднедевонское время, очевидно, имел место достаточно спокойный тектонический режим, позволяющий накапливать мощные толщи органогенно – карбонатных пород в отмельных зонах и их склонах и терригенно-карбонатных отложений во впадинах;
- с герцинской складчатостью, которая интенсивно протекала в позднедевонское-пермское время связано отсутствие в разрезах скважин каменноугольных и пермских отложений, которые были денудированы или же не накапливались; вероятно, частично смыты и отложения позднего девона;
- после формирования эрозионного рельефа поверхности  $\Phi_2$  юрская и меловая толщи практически не испытывали активных тектонических воздействий вплоть до коньяк-палеоценового времени, когда наметились тенденции относительного воздымания территории.

#### **4.2 Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса пород**

Залежи углеводородов, открытых в Томской области месторождений, приуроченных к эрозионно-тектоническим выступам доюрского основания, связаны со сложно построенными литологически-, тектонически- и стратиграфически экранированными ловушками. Кавернозно-трещиноватые, поровые коллекторы литологически представлены органогенными известняками, доломитами, доломитизированными известняками и кремнисто-глинистыми породами коры выветривания. Роль флюидоупоров в приповерхностной части фундамента выполняют глинистые, углисто-глинистые пачки юрских отложений, перекрывающие с угловым и стратиграфическим несогласием породы доюрского основания.

Согласно палеогеографическим картам ЗСП (рис.4.7), положение района работ в доюрское время относится к шельфовой зоне. Девонские отложения региона представлены преимущественно мелководными карбонатными и терригенно-карбонатными породами. Исследуемую территорию можно рассматривать как продолжение внешнего шельфа Сибирского континента с установленным рифогенным типом девонского разреза.

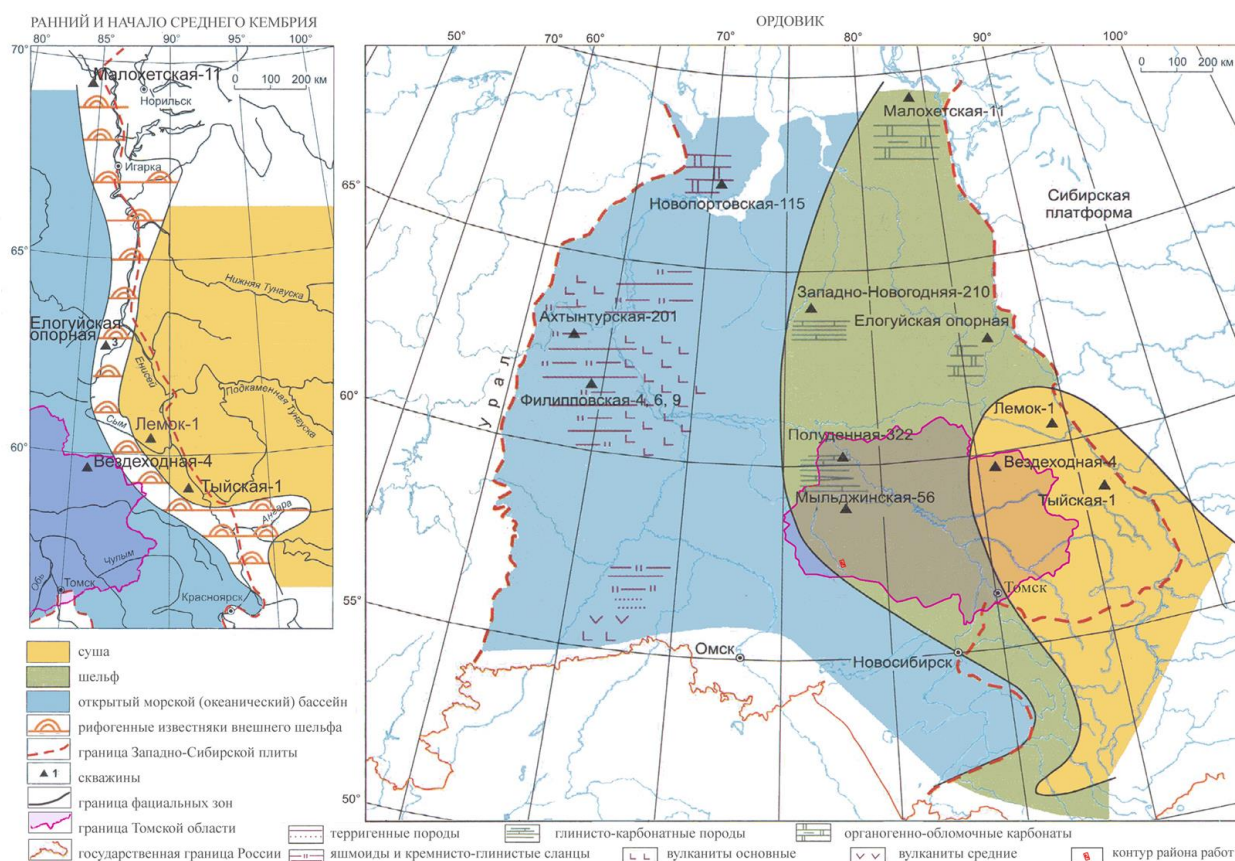


Рис.4.7 Схематические палеогеографические карты Западно-Сибирской плиты (под ред. А.Э. Конторовича, 2001г.)

По представлениям Исаева Г.Д. шельфовая зона, в зависимости от удаления от береговой линии, характеризуется различными палеообстановками (рис.4.8).

Наилучшие коллекторы формируются в зонах развития биогерм (в пределах рифовой платформы и ее окраин), представленных карбонатными структурами органического происхождения. Схематический морфологический разрез рифа отображен на рисунке 4.9.

На Еллей-Игайской площади доюрский нефтегазоносный комплекс представлен вскрытой полуторакилометровой толщей девонских, преимущественно органогенных, карбонатов с прослоями маломощных эффузивов. Развитие девонской рифовой системы происходило постепенно, достигая максимума к началу позднего девона (Г.Д. Исаев, 2006г.).

Основной интерес с точки зрения нефтегазоносности в девонской толще представляют интервалы развития органогенных построек и связанных с ними коллекторов.

Первичная матричная пористость пород, как показали результаты лабораторных анализов керна, не превышает 7.7% (варьирует в среднем от 0.2 до 2%), по ГИС от 4 до 13.7%. Резервуарной частью толщи следует считать зоны вторичных преобразований пород, проявившиеся в перекристаллизации карбонатов, доломитизации, окварцевании и выщелачивании. Определяющим фактором вторичных метасоматических преобразований пород является тектоническая активность региона и генетический тип складчатых деформаций.

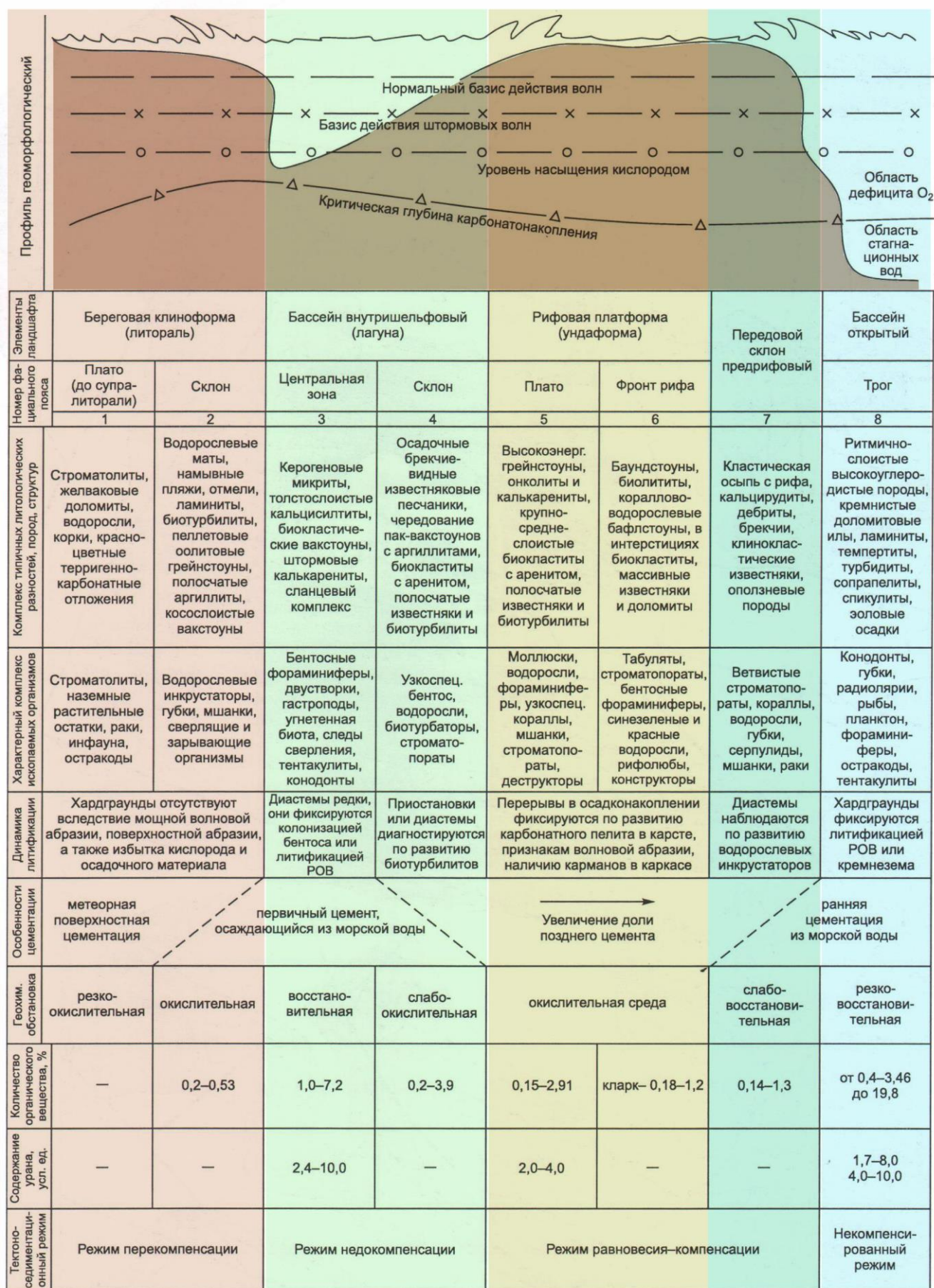


Рис.4.8 Идеализированный профиль морских обстановок в силуре – девоне (Г.Д. Исаев, 2006г.)



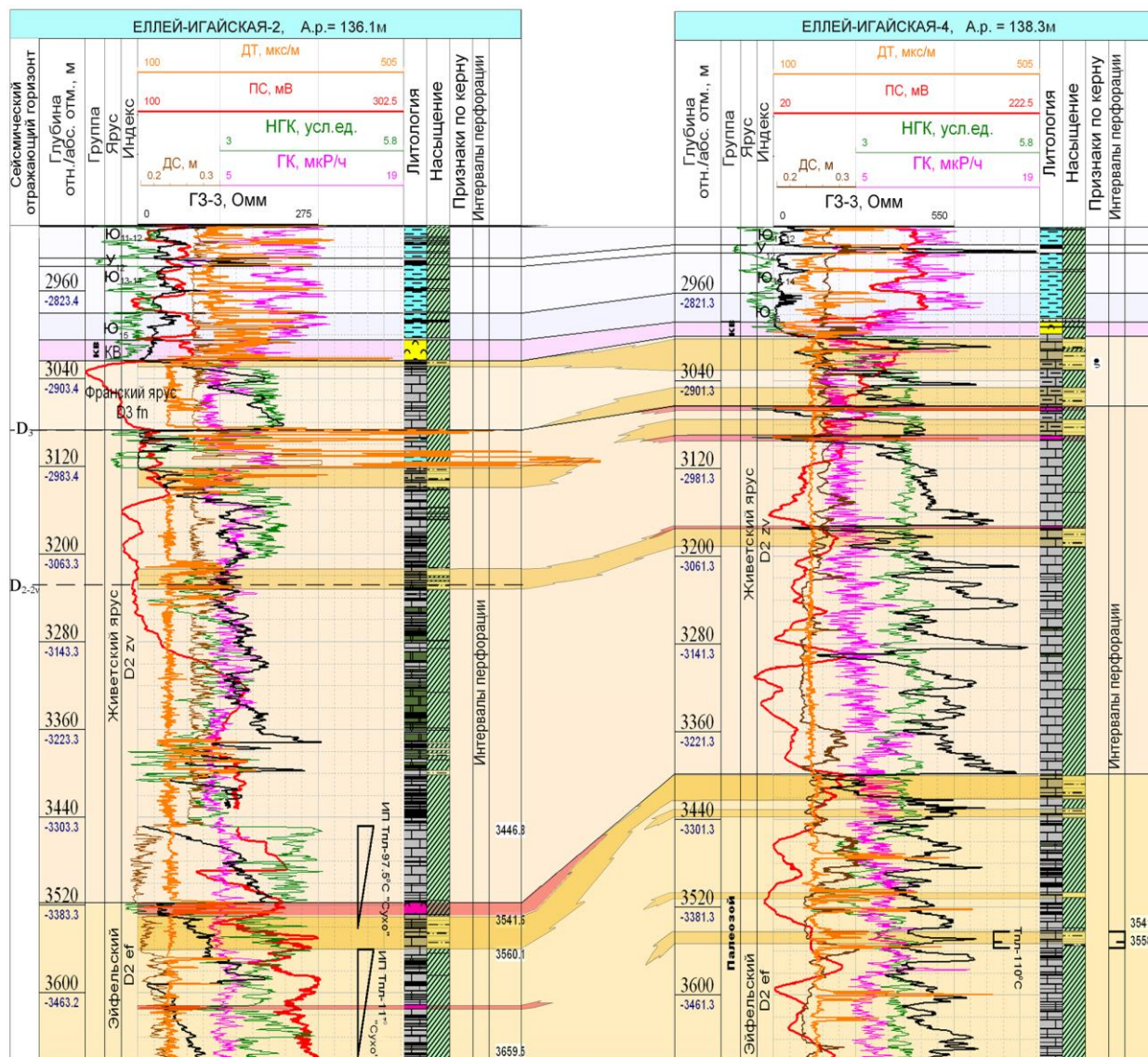
Рис.4.9 Морфологический разрез рифа обычного типа  
(по Максвеллу, 1968г.)

По данным микроструктурного анализа в зонах развития карбонатов (скв. №2 Еллей-Игайская) по керну в отдельных интервалах наблюдается слабая полосчатость, отражающая напластование пород и ориентировка к ней осей сжатия и растяжения, что указывает на развитие складок скалывания. При этом деформация породы происходит в результате внутригранулярного течения материала, сопровождающегося образованием трещин. Среднее количество трещин, подвергшихся деформации при одних и тех же условиях, у известняка меньше, чем у доломита в 4-5 раз [Кинг Р.Е, 1975]. Таким образом, зоны трещиноватости, метасоматоза и выщелачивания могут быть приурочены не только к приразрывным трещиноватым участкам, но к зонам кливажной активизации.

В результате всех этих процессов внутри Еллей-Игайского карбонатного массива сформировались горизонты с очень сложной фильтрационно-емкостной средой. На первичную пористость пород наложены тектоническая, послонная трещиноватость (открытая и залеченная) и микрокавернообразование. Как показали гидродинамические исследования скважин на Еллей-Игайской, Урманской, Арчинской и др. площадях Межовского нефтегазоносного района, проблемой такого коллектора является не емкостная составляющая (поры, каверны, открытые трещины), а фильтрационная (сообщаемость коллекторных зон). Как правило, зоны развития открытой пористости и кавернозности существенно ограничены в пространстве и изолированы друг от друга. Такая закономерность наблюдается в площадном плане и по разрезу.

Для Еллей-Игайского карбонатного массива характерно отсутствие крупных рифогенных построек. Это связывают с частыми сменами трансгрессивно-регрессивных этапов формирования осадка, а периодическая активизация вулканогенной деятельности изменяла геохимию среды, подавляла развитие зообиоты.

В скважинах №№2, 4 Еллей-Игайской площади специалистами ООО «ГеоПрайм-Томская геофизическая компания» выполнена переинтерпретация геолого-геофизических материалов, по результатам которой, в пределах вскрытого карбонатного массива, можно условно выделить четыре интервала развития коллекторов. С тремя из них, двумя нижними и одним верхним, связано насыщение углеводородами (граф.прил.25, 42, рис.4.10, 4.11).



## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- |  |                             |  |                          |
|--|-----------------------------|--|--------------------------|
|  | Возможный коллектор, по ГИС |  | Кора выветривания        |
|  | Неколлектор по ГИС          |  | Глина                    |
|  | Песчаник                    |  | Эффузивные породы        |
|  | Известняк                   |  | Известняк глинистый      |
|  | Доломит                     |  | Доломит глинистый        |
|  | Уголь                       |  | Нефтепроявления по керну |

Рис. 4.10 Геологический разрез по линии скв. 2-4 Еллей-Игайской площади в интервале  $D_{2ef-zv}+D_3$

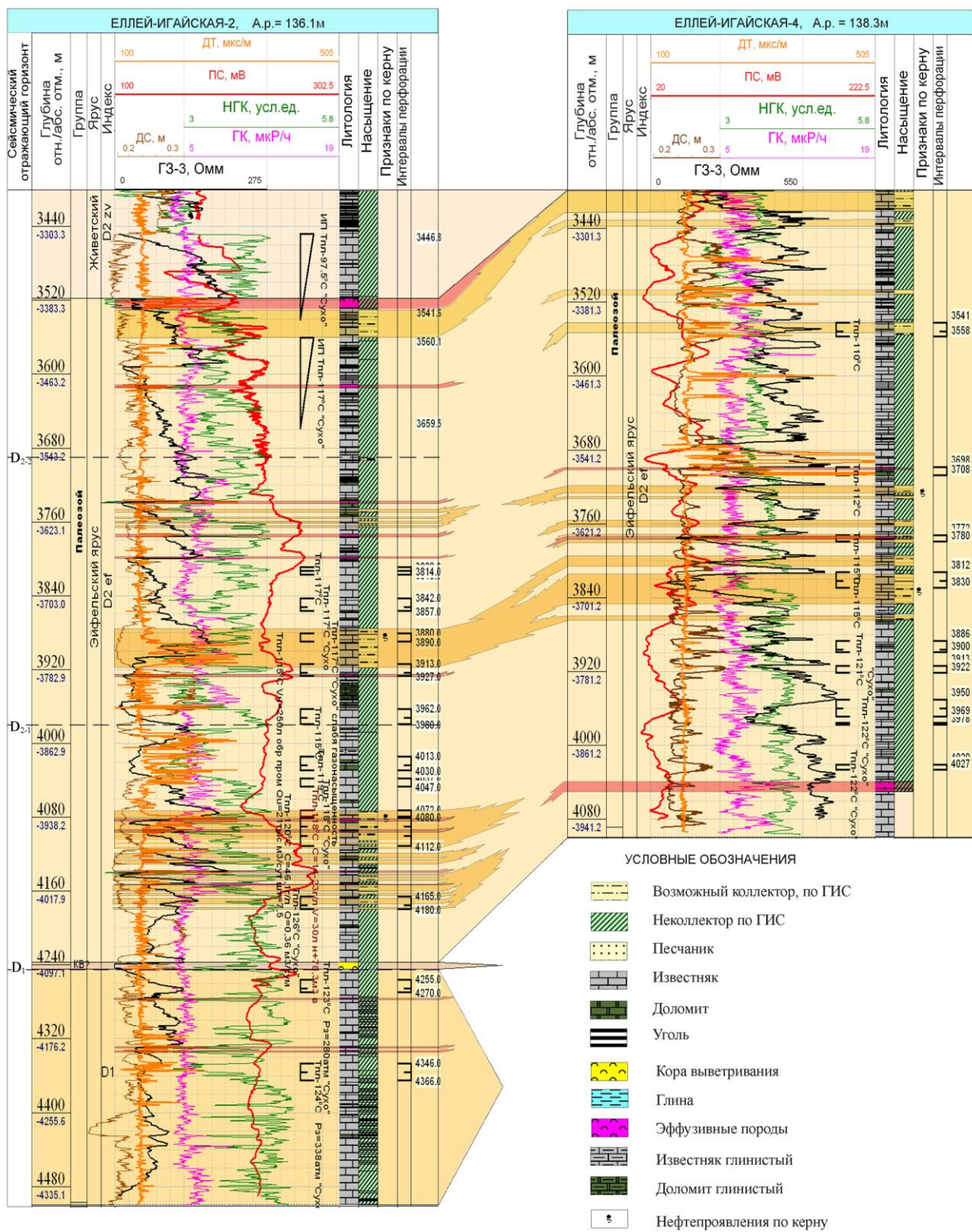


Рис.4.11 Геологический разрез по линии скв. 2-4 Еллей-Игайской площади в интервале D<sub>1</sub>+D<sub>2ef-zv</sub>

Три нижних интервала развития коллектора: **I** инт. скв №2 4068-4180м (толщина 112м); **II** инт. скв. №2 - 3746-3918м (толщина 172м), скв. №4 – 3718-3865м (толщина 146м); **III** инт. скв. №2 3530-3560м (толщина 30м), скв. №4 3400-3436м (толщина 36м), связываются с сейсмофациями вероятных органогенных построек, которые формировались, соответственно, в нижней, средней и верхней частях разреза эйфельского яруса герасимовской свиты среднего девона.

Верхний интервал развития коллекторов в скв. №2 и №4, соответственно толщиной 209м и 193м, приурочен к карбонатам прикровельной части доюрских образований, относящихся к лугинецкой свите верхнего девона, а так же к карбонатам преимущественно прикровельной части герасимовской свиты среднего девона. Подошва интервала в скв. №2 совпадает с проницаемым горизонтом в интервале 3212-3233м, а в скв. №4 с проницаемым горизонтом в интервале 3174-3191м.

**Нижнедевонские** отложения вскрыты лишь скважиной №2 Еллей-Игайской (инт. 4245-4502м - забой), представлены известняками, на которых залегает восьмиметровая пачка (инт. 4237-4245м) древней коры выветривания (?). Прямых признаков нефтегазонасыщения пород по керну, ГИС и испытанию в данном интервале разреза не отмечено. Вторичные битумопроявления при изучении нижнедевонских пород макро и микроскопическими люминисцентным и петрографическими методами (СНИИГиМС, Конторович А.Э, Олли М.А.) были зафиксированы в интервалах:

- 4456-4464м - в тонких трещинах, залеченных карбонатом, интенсивные битумопроявления, в широких трещинах они незначительны;
- 4287-4294м - в трещинах легкий битумоид;
- 4227-4232м - в многочисленных трещинах селективное насыщение битумоидом, иногда трещины запечатаны кальцитом.

В керне, отобранном между этими интервалами, битумопроявления отсутствуют. Обнаруженные битумоиды относятся к следам миграции углеводородов, а насыщение ими трещин различной генерации свидетельствует об этапности этого процесса.

По результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов, в нижнедевонском разрезе зон развития коллекторов не выделено. В эксплуатационной колонне испытанием исследованы два интервала разреза нижнего девона: 4346-4366м и 4255-4270м (II и III объекты). В обоих случаях при однократном вызове притока снижением уровня, соответственно до 1219 и 1423м за 140 и 189 часов стояния на депрессии, притока пластового флюида получено не было. Объекты «сухие».

В целом, сложенные шельфовым литофациальным комплексом пород, нижнедевонские образования древней подводной платформы следует считать малоперспективными. Но, необходимо отметить, что степень изученности нижнедевонских пород, с точки зрения их нефтегазоносности в скв.№2, осталась чрезвычайно низкой. Этот вывод можно сделать по следующим основным причинам:

- керном разрез изучен не представительно, из 257-метровой толщи десятью долблениями с отбором керна поднято всего 2.96м породы;
- в связи со спецификой литолого-петрографического строения карбонатного разреза, сложной структурой фильтрационно-емкостного пространства, выполненным комплексом ГИС (при отсутствии в период бурения скважины опыта и методических наработок по изучению доюрского разреза) не были решены вопросы по выделению зон коллекторов и характеру их насыщения (объекты для испытания в колонне были выбраны на достаточно неопределенном основании);
- в период бурения скважины (конец 70-х годов прошлого века) практически отсутствовал производственный и технологический (параметры и состав промывочной жидкости, скорости проходки, профилактика осложнений, крепление стволов и т.д.) опыт вскрытия доюрских карбонатных разрезов на значительную (более 1500м) глубину, что негативно повлияло на качество ствола скважины и, соответственно, на результаты интерпретации ГИС и испытание;

- проведенные испытания двух объектов в колонне не дают полной информации о перспективах нефтегазонасыщенности разреза, испытание проводилось по упрощенной методике, без применения операций по интенсификации притока и на фоне частичной негерметичности колонны (интервал перфорации I объекта, залегающего выше).

Это относится в полной мере и к выше залегающему интервалу разреза среднего и верхнего девона скв. №2 Еллей-Игайской.

**Среднедевонские** отложения (эйфельский – живетский ярусы, герасимовская свита). Преимущественно карбонатные отложения герасимовской свиты вскрыты скважиной №2 в интервале глубин 3087-4237м, скважиной №4 – 3065м-забой.

Признаки нефтегазонасыщенности разреза герасимовской свиты скв. №2: в интервале 3265-3272м отмечены повышенные газопоказания до 6% по сумме углеводородов. В составе газа преимущественно метан, со следами тяжелых УВ. При бурении наблюдалось разгазирование глинистого раствора и перелив по затрубью. Признаки нефтегазонасыщенности отмечены также в интервалах 3370-3374м (выделение газа и пленка нефти на растворе), 4083.8-4089.5м (запах конденсата в керне), повышенные значения газонасыщенности 3-50 см<sup>3</sup>/л (по газовому каротажу). При изучении вторичных битумопроявлений (люминесцентным и петрографическими методами) установлено достаточно широкое их распространение по разрезу герасимовской свиты в трещинах и кавернах. Битумоиды относятся к различным типам - от легких (способных к миграции) до тяжелых окислившись. Часто битумоиды, расположенные в трещинах, минерализованных кальцитом, законсервированы. Наиболее интенсивное битумопроявление в таких трещинах отмечено в интервале 4170-4300м (зона контакта нижнего и среднего девона).

Выделено два горизонта, где битумоиды в трещинах находятся в свободном состоянии:

- 3895-3905м – интенсивные битумопроявления в открытых трещинах и кавернах - нижняя нефтегазонасыщенная зона (середина разреза эйфеля);

- 3326-3410м – нижняя часть живетского разреза среднего девона.

Выделенные горизонты разделены толщей пород без признаков миграции углеводородов (Конторович А.Э., Олли М.А.)

После современной комплексной обработки материалов ГИС в разрезе скважины №2 выделен ряд зон возможного развития коллекторов. Ниже в таблице 4.1 приведены стратиграфическая приуроченность этих зон, значение параметра общей пористости и результаты испытания разреза герасимовской свиты.

**Характеристика отложений герасимовской (D<sub>2</sub>) и лугинецкой (D<sub>3</sub>) свит в скважине №2 Еллей-Игайской**

Таблица 4.1

Стратигр. подразд.	Интервал залегания	Проницаемые зоны	Пористость По НГК, в%	Интервал испытания	Результаты испытаний	
1	2	3	4	5	6	
Кора выветривания	3005-3024	IV	3024-3029	7.5-8		
Лугинецкая свита	3024-3087					
Герасимовская свита	3087-4237					
Живетский ярус	3087-3518		3120-3139	6-8		
			3212-3233	8-9		
		3377-3379 3382-3384 3388-3392 3397-3401	8-9			

## Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7		
					ИП 3446.8-3541.6	Депрессия-142 Тпр-10+30 Тквд-15+45 сухо		
Эйфельский ярус	3518-4237	III	3530-3560	5-6				
						ИП 3560.1-3659.5	Депрессия-145 Тпр-15+15 Тквд-20 сухо	
		II			3746-3749 3755-3757 3759-3762 3763-3765 3766-3768	3-10		
							XIII объект 3808-3818 Мост3758-3822	Нн-1680 сухо
							XII объект 3842-3857 Мост3822-3865	Нн-1555 сухо
							XI объект 3880-3890 Мост3865-3880	Нн-1407,1405, 1544,1640 Слабогазо- насыщен, <u>около 50м<sup>3</sup>/сут</u>
							X объект 3913-3927 Мост3902-3941	<u>Штуцер 7.5 мм</u> <u>Шайба</u> <u>9.191мм</u> <u>Qг-21тыс.м<sup>3</sup>/с</u> <u>Qн+в-6.6</u> <u>м<sup>3</sup>/сут</u>
							IX объект 3962-3980 Мост3940-4000	Нн-1600,1610 Сухо?
							VIII объект 4013-4030 Мост3993-4033	Нн- 1798,1611,1655 Сухо?
		VII объект 4037-4047 Мост 4033- 4049	Нн-2091,1920 Сухо?					
		I			4068-4115 4120-4124 4125-4130 4141-4143 4145-4149 4153-4160 4161-4165 4187-4175 4177-4180	4-10	VI объект 4072-4080 Мост 4049- 4080	За 1247 час Vв-78.6 м <sup>3</sup> <u>Vн-30 литров</u> M-14-23 г/л Q -0.2м <sup>3</sup> /сут Нср.д- 500.5
							V объект 4080-4112 Мост 4070- 4112	Qв-0.36м <sup>3</sup> /сут Нср.д- 542.5 Гф-2-2.5
							IV объект 4165-4180	Qв-0.3м <sup>3</sup> /сут Нср.д-1108.5
Кора выветривания (?)	4237-4245							

Первоначально реальный факт газонефтенасыщения глубоко залегающих горизонтов палеозоя в скв. №2 был установлен, как газопроявление из технологических отверстий на глубине 3808-3810м, в процессе подготовки эксплуатационной колонны к процессу испытания намеченных объектов после ее цементирования. Это газопроявление в качестве I объекта было исследовано комплексом опытно-методических (ГДИС +ПГИ) работ. Получен смешанный приток газа, нефти и низкоминерализованной пластовой воды.

Дебит нефти составил на 5мм штуцере 1.84 м<sup>3</sup>/сут, воды – 19.76 м<sup>3</sup>/сут, газа -38.7 тыс. м<sup>3</sup>/сут. По данным высокоточной термометрии газоотдающим был зафиксирован интервал 3963-4044м и установлен заколонный переток (из-за низкого качества тампонажа колонны) пластового флюида в зону технологических отверстий (3808-3810м). Затем, цементированием под давлением интервал технологических отверстий, в целом, изолирован и начато испытание скважины методом «снизу-вверх».

Из выше приведенной таблицы видно, что результаты испытания VII, VIII, IX объектов опровергают факт газонасыщения разреза в интервале 3963-4044м.

В то же время, результаты испытания X и XI объектов свидетельствуют (и подтверждают) наличие проницаемой и насыщенной УВ зоны в интервале **3875-3918м**, выделенной специалистами ООО «Гео-Прайм–ТГК». По результатам интерпретации в разрезе герасимовской свиты в выше залегающем интервале **3746-3768м** также зафиксирована проницаемая, состоящая из нескольких горизонтов, перспективная зона. Испытанием в колонне этот интервал и весь разрез до кровли палеозоя не исследован. Необходимо отметить, что с глубины 3450м и выше палеозойские породы перекрыты двумя колоннами.

Между двумя проницаемыми зонами проведено испытание интервалов 3842-3857м и 3808-3818м (XII и XIII объекты). Оба объекта однозначно «сухие», проницаемые горизонты отсутствуют.

При испытании V-IX объектов были получены незначительные притоки или следы присутствия пластовой воды. Химический состав воды - гидрокарбонатно-натриевый с аномально низкой для палеозойского водоносного комплекса минерализацией от 11.9 до 18 г/л. Сотрудники ТО СНИИГГиМС (Иванов В.Г.) предполагают, что в пределах Еллей–Игайского карбонатного массива имеет место гидрогеохимическая инверсия и полученные воды имеют конденсационную природу происхождения. Возможно, что часть проб была отобрана не кондиционно (смешаны с технической водой).

Разрез палеозоя скважины №4 Еллей-Игайской значительно лучше и равномернее освещен керновым материалом, хотя средний вынос его является относительно низким (24.2%). Из 350.4м проходки с отбором керна вынос составил 84.96м. По керну выделяется два стратиграфических уровня с признаками нефтенасыщения. Это кровельная часть палеозойских образований (на глубине 3033м - нефтепризнаки в керне), представленная породами лугинецкой и герасимовской свит и интервал 3710-3960м – эйфельского возраста герасимовской свиты среднего девона.

По результатам переинтерпретации материалов ГИС в разрезе скважины №4 также выделены зоны возможного развития коллекторов в разрезе герасимовской свиты. В таблице 4.2 приведены интервалы глубин проницаемых горизонтов в пределах этих зон, значения параметра трещиной пористости.

В скв.№4 в разрезе эйфельского яруса герасимовской свиты в колонне испытано 9 объектов, в том числе и два объекта (VI и VII), приуроченные к проницаемой коллекторной зоне. Все объекты сухие. Вскрытие всех объектов производилось маломощными перфораторами ПР-43 и низкой плотностью (10 отв./м), затем проводилась кислотная обработка «кротом» стоянием под давлением. Вызов притока, как правило, выполнялся промывкой технической водой и однократным снижением уровня. Все эти результаты испытания можно подставить под сомнение из-за чрезвычайно низкой степени вскрытия пластов.

**Характеристика отложений герасимовской (D<sub>2</sub>) и лугинецкой (D<sub>3</sub>) свит  
в скважине №4 Еллей-Игайской**

Таблица 4.2

<i>Стратигр. подразд.</i>	<i>Интервал залегания</i>	<i>Проницаемые зоны</i>		<i>Пористость по НГК, в%</i>	<i>Интервал испытания</i>	<i>Результаты испытаний</i>		
Кора выветривания	2986-3000							
Лугинецкая свита	3000-3065	IV	3001-3011 3014-3030 3046-3064	4-9				
Герасимовская свита (забой)	3065-4100							
Живетский ярус	3065-3400		3076-3090	4-6				
			3174-3191	5-6				
Эйфельский ярус	3400-4100 (забой)	III	3400-3422 3430-3438	3-5				
								IX объект 3541-3558
							VIII объект 3698-3708	сухо
		II	3718-3726 3730-3733 3756-3763 3771-3774 3776-3781 3794-3806 3814-3847 3860-3865	3-8			VII объект 3772-3780	сухо
							VI объект 3812-3830	сухо
							V объект 3886-3900	сухо
							IV объект 3913-3922	сухо
		I	Отсутств.				III объект 3950-3969	сухо
							II объект 3975-3978	сухо
I объект 4020-4027	сухо							

Учитывая, что строительство скважины проводилось в условиях недофинансирования и периодической приостановки работ по этой причине, при формировании окончательных выводов по скв. №4 результаты испытания ее в колонне игнорируются.

Кровельная часть (герасимовская свита) доюрских образований испытанием не охарактеризована, но в деле скв. №4 имеется переписка Колпашевской НГРЭ с ОАО «Томскнефтегазгеология», свидетельствующая о масштабном газопроявлении, произошедшем при вскрытии доюрских пород. По этой причине была согласована отмена проведения опробования восьми запроектированных интервалов в процессе бурения. Газопроявление ликвидировано, детальное его описание отсутствует.

**Верхнедевонские отложения (лугинецкая свита - низы франского яруса) + кора выветривания.** Верхнедевонские, преимущественно карбонатные, отложения вскрыты в скв. №2 в интервале 3024-3087м. В скважине №4 предположительно верхнедевонские отложения залегают в интервале глубин 3000-3065м. Отложения коры выветривания присутствуют в разрезе обеих скважин (скв. №2 инт. 3005-3024м, скв. №4 инт. 2986-3000м).

Очевидно правильное, с точки зрения нефтегазоносности, всю кровельную часть доюрских образований на Еллей-Игайской площади считать (независимо от литолого-стратиграфической приуроченности) единым потенциально перспективным уровнем. Косвенные и прямые признаки нефтенасыщения подтверждают это предположение:

- наличие проницаемых зон в разрезах скважин (в скв. №2 инт. 3024-3029м);
- наличие газопроявления при вскрытии кровли палеозоя в скв. №4, пленки нефти на буровом растворе и увеличения газонасыщения в скв. №2;
- за пределами лицензионного участка, в скв. №3 Еллей-Игайской после вскрытия 32м интервала, представленного корой выветривания и трещиноватыми известняками, зафиксировано интенсивное поглощение промывочной жидкости с последующим осложнением ствола скважины в открытой части ствола (скважина ликвидирована при забое 3022м);
- также, за пределами лицензионного участка в скв. №5 Еллей-Игайской из кровли палеозоя (инт. 2963.8-2977.8м) после проведения двух кислотных обработок и дострела интервала 2957.8-2964м получен приток пластовой воды дебитом 2.63м<sup>3</sup>/сут на среднединамическом уровне 1011м с пленкой нефти (до 3%).

Таким образом, по результатам переинтерпретации ГИС и анализа данных бурения, в разрезе Еллей-Игайского девонского карбонатного массива выделяется **четыре** основных стратиграфических уровня развития коллекторных зон – перспективных с точки зрения нефтегазоносности горизонтов:

- **Нефтегазоперспективный горизонт зоны контакта (НГГЗК)** занимает кровельную часть разреза доюрских образований и сложен трещиновато-кавернозно-поровыми породами коры выветривания лугинецкой + герасимовской свит. Кровля этого уровня нефтегазоносности связана с кровлей коры выветривания, подошва - в достаточной мере условно, принимается порядка на 200м ниже. В разрезе скв. №2 уровень подошвы совпадает с проницаемым горизонтом в интервале **3212-3233м**, а в скважине №4 - с коллекторным горизонтом в интервале **3174-3191м**. В целом, резервуаром для УВ в верхнем этаже нефтегазоносности является сложно построенная, около 200-250м, толща дезинтегрированных, преимущественно карбонатных, пород. Толща сложена чередованием проницаемых (трещинно-кавернозных, поровых, Кп более 3-4%) и непроницаемых (Кп менее 3 %) горизонтов. В разрезе скважины №2 эффективная составляющая по ГИС равна 45м, в скважине №4 - 71м.

Формально породы данного этажа в пределах лицензионного участка распространены повсеместно, но наиболее гипсометрически приподнятая (соответственно наиболее структурно благоприятная) доюрская поверхность приурочена к центральной части северо-восточной границы участка.

Необходимо отметить, что кровельная часть доюрских образований в скважинах №2 и №4 изучена значительно хуже, чем ниже залегающий разрез. А испытанием интервал верхнего перспективного этажа не исследован полностью.

- **Нефтегазоперспективный горизонт кровли эйфельского разреза среднего девона** вскрыт (проницаемая часть) скважиной №2 в интервале глубин 3530-3560м, скв. №4 в интервале 3400-3436м. Горизонт приурочен к биогермным карбонатным постройкам и имеет среднюю эффективную толщину в разрезах скв. №2 и 4 около 30м. Необходимо отметить, что разрез данного горизонта очень слабо изучен керном и не исследован гидродинамическими методами (испытанием на приток).

- **Нефтегазоперспективный горизонт середины разреза эйфельского яруса среднего девона** залегают порядка на 720м ниже кровли доюрских образований. В скв. №2 это соответствует интервалу **3746-3918м** (толщина 172м), в скв. №4 – 3718-3865м (толщина 146м). Толща представлена чередованием трещиновато-кавернозно-поровых (трещинная пористость по ГИС Кп до 13.7%) проницаемых и уплотненных (не проницаемых) горизонтов в карбонатном массиве. Эффективная мощность этих интервалов составляет 55 (скв. №2) и 75 (скв. №4) метров. Газонефтенасыщение этого

стратиграфического уровня подтверждено результатами испытания в колонне в скв. №2 (X и XI объекты) и многочисленными нефтепризнаками по керну в разрезе скв. №4. Данная проницаемая зона имеет сложное пространственное строение и, очевидно, значительное площадное распространение (скв. №1 и №3 Еллей-Игайские до этого уровня не добурены), выходящее за пределы лицензионного участка. Как и верхний этаж, перспективные горизонты эйфельского разреза изучены слабо, и, в первую очередь (из-за низкого выносы керна), нет полного и ясного представления о структуре и соотношении фильтрационно-емкостных свойств коллектора. По сути, эти отложения в достаточной мере не исследованы по всему спектру задач поискового этапа изучения территории.

Следует отметить, что в разрезе скважины №4 нефтепризнаки в керне фиксируются до глубины 3960м, т.е. на 100м ниже принятой подошвы нижнего этажа. Но в этом интервале (инт. 3865-3960м) залегают уплотненные, менее трещиноватые, непроницаемые карбонатные породы, что косвенно подтверждается высокими выносами керна (до 80%). Возможно, что как и в разрезе этого интервала скважины №2 здесь имеют место следы миграции УВ.

**Нефтегазоперспективный горизонт подошвы эйфельского разреза среднего девона.** Достаточно интересной с точки зрения нефтегазоносности является, зафиксированная только в разрезе скв. №2, коллекторная зона в нижней части эйфельского разреза герасимовской свиты в интервале 4068-4180м. Факт наличия коллекторов подтвержден результатами испытания IV, V и VI объектов. На динамических уровнях 500-1108м были получены притоки низкоминерализованной воды дебитом 0.2-0.36м<sup>3</sup>/сут, из интервала VI объекта суммарно получено 30л нефти.

В целом, можно констатировать, что Еллей-Игайский карбонатный массив содержит четыре чрезвычайно пространственно сложных и мало изученных газонефтеперспективных объекта, которые требуется исследовать с применением современных геологических методов и технологий.

#### **Сейсмогеологические комплексы палеозоя**

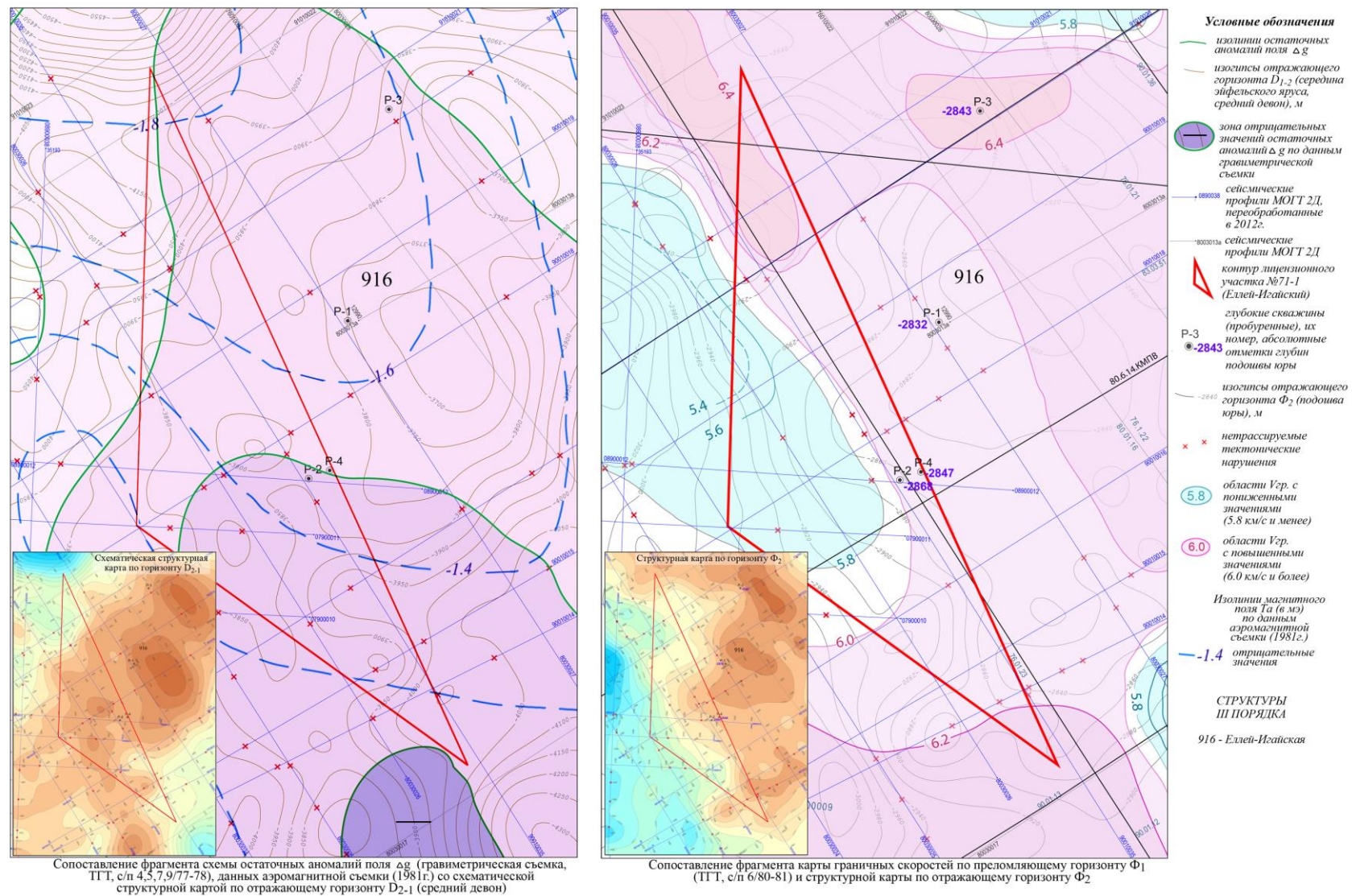
На сейсмических временных разрезах удалось прокоррелировать в доюрском интервале ряд условных отражающих горизонтов, которые в соответствии с разрезом скважины 2 Еллей-Игайская могут быть увязаны со следующими стратиграфическими уровнями:

- D<sub>1</sub> – верхи нижнего девона (граф. прил.17);
- D<sub>2-1</sub> – середина эйфельского яруса, средний девон (граф. прил.18);
- D<sub>2-2</sub> – вблизи кровли эйфельского яруса, средний девон (граф. прил.19);
- D<sub>2-2v</sub> – живетский ярус, верхи среднего девона;
- D<sub>3</sub> – подошва верхнего девона.

По результатам сейсмостратиграфического анализа в разрезе палеозоя можно выделить ряд сейсмогеологических комплексов.

#### ***Нижнедевонский сейсмогеологический комплекс (биазинский горизонт).***

Бурением в скв Еллей-Игайской №2 вскрыта его верхняя часть. Контролируется комплекс условным сейсмическим горизонтом D<sub>1</sub>, который удовлетворительно прослеживается от скважин №№2,4 в западном и юго-западном направлении и неоднозначно в восточном и северо-восточном направлении. Структурный план по горизонту D<sub>1</sub>, обусловленному перерывом в осадконакоплении, условно характеризует денудированную поверхность карбонатного массива, который испытывал существенные тектонические воздействия вероятно в ранне-девонское время и, однозначно, в коньяк-кайнозойское время. Нижнедевонский структурный выступ, существование которого подтверждается и понижением гравитационного поля (рис.4.12), служил основанием для формирования органогенных построек в условиях рифовой платформы (рис.4.8). Согласно Исаеву Г. Д. (2006 г.) отложения комплекса, выделенные в скв. №2, относятся к фациальному поясу



**Рис.4.12** Сопоставление интерпретации сейсмических данных в интервале доюрского комплекса с результатами геолого-геофизических работ прошлых лет

центральной зоны внутришельфовой лагуны и к склону рифовой платформы. В волновом поле для комплекса характерны в целом нерегулярные отражения. В депрессионных зонах наблюдается «слоистый» характер волнового поля.

#### ***Среднедевонский сейсмогеологический комплекс***

На временных разрезах ограничен горизонтом  $D_3$  в кровле и горизонтом  $D_1$  в основании. На временных сейсмических разрезах в комплексе выделяются 3 подкомплекса.

*Среднедевонский-1 сейсмогеологический подкомплекс (нижняя часть эйфельского яруса герасимовской свиты)* контролируется горизонтом  $D_{2-1}$  в кровле и  $D_1$  в подошве. Характеризуется переменным амплитудным и хаотическим рисунком записи. Отмечается значительное увеличение толщин подкомплекса в южной части участка. В приподошвенной части эйфельского яруса выше горизонта  $D_1$ , в районе скважины Еллей-Игайская №2 картируется локальная сейсмофаза органогенной постройки, с которой связывается нефтегазоперспективный горизонт подошвы эйфельского разреза среднего девона.

*Среднедевонский-2 сейсмогеологический подкомплекс (средняя часть эйфельского яруса герасимовской свиты)* ограничен горизонтом  $D_{2-2}$  в кровле и  $D_{2-1}$  в подошве. Толщина подкомплекса существенно меняется по площади.

В плане по горизонту  $D_{2-1}$  выделяется изометричная приподнятая структура, вытянутая в северо-восточном направлении. В пределах ее юго-западного склона выделяется терраса, контролируемая изогипсой -3850м, вероятно являющаяся рифовой платформой, благоприятной для формирования органогенных построек. По карте изопахит между горизонтами  $D_{2-1}$ - $D_{2-2}$  отмечается зона увеличенных толщин контролируемая изопахитами 290м, приуроченная к рифовой платформе. Анализ волновой картины временных разрезов, позволил выделить рифогенную сейсмофазию, характеризующуюся увеличением временных толщин между горизонтами контролирующими сейсмофазию, хаотическим рисунком записи внутри сейсмофазии (рис.4.13, 4.14) и закартировать ее по площади. Выделенная рифогенная сейсмофаза распространена в пределах вероятной рифовой платформы и захватывает часть ее южного склона. С данной органогенной постройкой связаны основные, по имеющимся скважинным данным, газонефтеперспективные проницаемые зоны. Согласно Исаеву Г.Д. (2006 г.) «на Еллей-Игайской площади в скв. №2 вскрыты мелкие биогермы вдоль границы края плато и склона лагуны. Это мелкие калиптры, биогермы и симбиогермы, образованные ветвистыми кораллами, строматопоратами и водорослями. Однако в скв. №4 в разновозрастных отложениях вскрыты грубообломочные карбонатные породы – кальцирудиты с редкой кластиковой ветвистых кораллов и строматопорат. Эти образования могут быть интерпретированы однозначно как передовой склон рифа».

*Среднедевонский-3 сейсмогеологический подкомплекс (верхняя часть эйфельского яруса + живетский ярус герасимовской свиты)* в пределах лицензионного участка в кровле контролируется энергетически выраженным горизонтом  $D_3$ , в подошве - горизонтом  $D_{2-2}$ . Подкомплекс характеризуется квазипараллельными динамически изменчивыми отражениями. Внутри подкомплекса дополнительно прослежена динамически выраженная отражающая граница  $D_{2-2v}$ , связанная с отложениями живетского яруса, которая разделяет подкомплекс на волновое поле с более однородным низкочастотным рисунком записи в верхней его части и динамически более выраженное и изменчивое поле в нижней части. В нижней части подкомплекса выделяются участки волновой картины, характерные для органогенных построек. Границы распространения этих сейсмофазий закартированы и вынесены на соответствующие карты (рис.4.15).

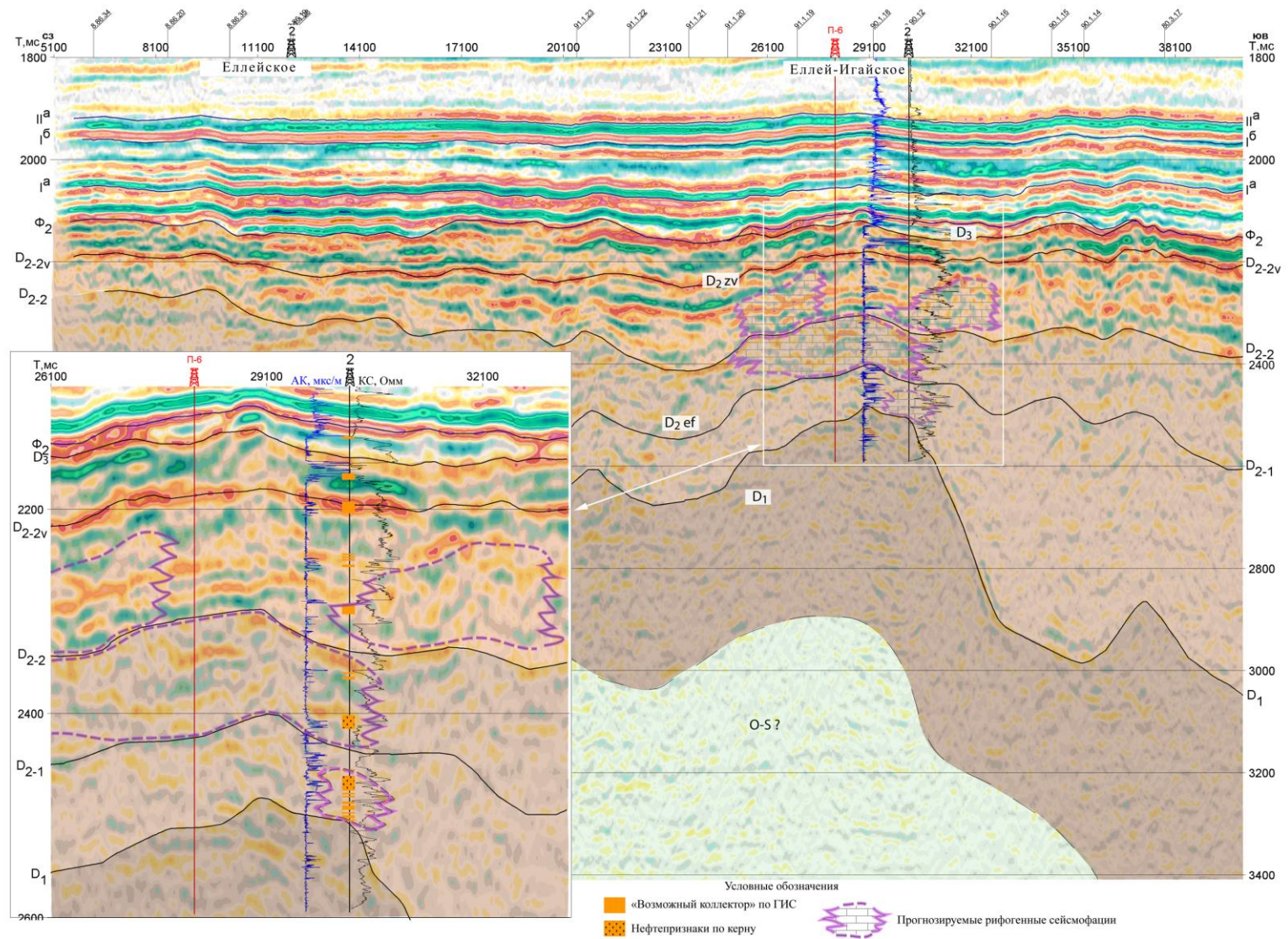


Рис.4.13 Сейсмогеологический разрез по профилю 90010035



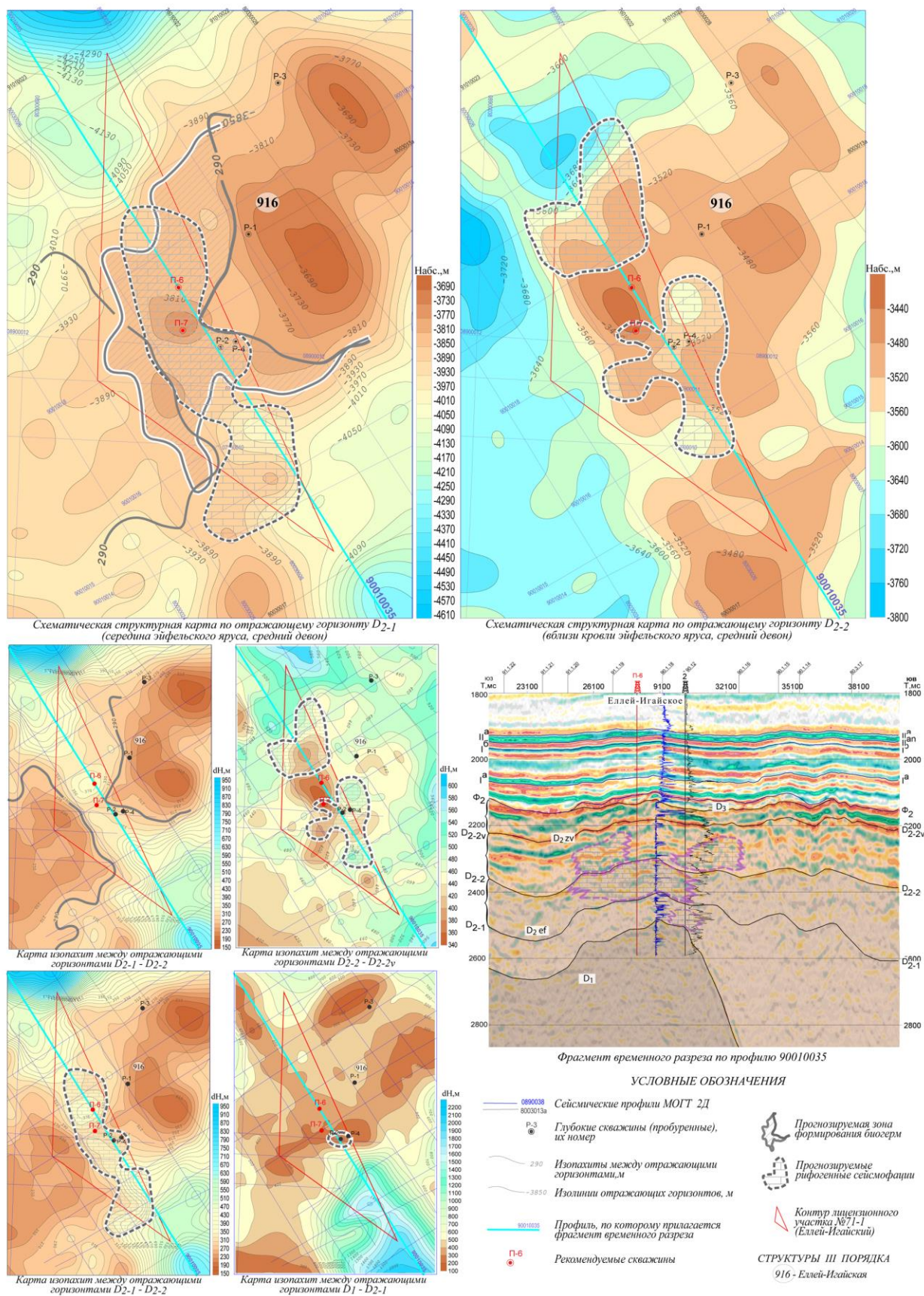


Рис.4.15 Прогноз распространения коллектора в доюрских образованиях (герасимовская свита, средний девон)

### ***Верхнедевонский сейсмогеологический комплекс***

На участке работ выделенная толща комплекса контролируется горизонтами  $\Phi_2$  в кровле и  $D_3$  в подошве. В волновом поле комплексу соответствует энергетически выраженная сейсмофа́ция заполнения, выклинивающаяся в западном и восточном направлениях. Здесь горизонт  $\Phi_2$  как бы срезает верхнедевонский комплекс. Вероятно, такая волновая картина обусловлена воздыманием ранее погруженного участка, на котором сохранились отложения верхнего девона, размытые частично или полностью на соседних участках. В скв. Еллей-Игайская №2, где определен верхнедевонский возраст отложений, вскрытых в кровле палеозоя, определены фации, характерные для фациальной зоны перехода плато ундаформы в склоновую его часть (Исаев Г.Д., 2006 г.).

Для прогнозирования проницаемых зон коллекторов верхней части палеозойских отложений, отмечаемых по скважинным данным, был проведен анализ динамических параметров, которые рассчитывались в интервале развития верхнедевонского комплекса и в более широком интервале, захватывающем интервал верхней части среднедевонского комплекса. Наиболее убедительным, по нашему мнению, выглядит параметр отношения амплитуд интервалов  $D_{2-2v}-\Phi_2$  и  $D_{2-2v}-D_3$ . Здесь в выделенные аномальные зоны параметра уверенно ложатся скважины, в которых отмечались при вскрытии верхней части палеозоя газопроявления, фиксировалось интенсивное поглощение промывочной жидкости, выделялись проницаемые зоны (рис.4.16).

Одним из важных сейсмических параметров для прогнозирования зон развития карбонатных отложений в верхней части палеозойского разреза являются граничные скорости  $V_{гр}$ . Поле граничных скоростей, полученное по результатам сейсморазведочных исследований по методу КМПВ, характеризует скоростную характеристику верхней части (до 200м) палеозойского разреза. Высокие значения граничных скоростей (выше 5800м/сек), отмечаемые в восточной и южной частях участка, однозначно свидетельствуют о развитии здесь преимущественно карбонатного разреза в верхнедевонском комплексе.

Очевидно, совпадающие в плане аномальные зоны параметров отношения амплитуд и граничных скоростей, будут, наиболее вероятно, отвечать зонам развития преимущественно карбонатных коллекторов.

Важным фактом для нефтегазоносности являются области распространения внутришельфовых впадин и троговых фаций открытого бассейна, где возможно обнаружение керогеносодержащих нефтегазогенерирующих объектов в девонских отложениях, которые могут быть источниками углеводородов. Предположительно к таким впадинам можно отнести погруженные зоны, прослеживающиеся в нижне-среднедевонских толщах южнее и западнее исследуемой территории.

Таким образом, по результатам анализа имеющейся геолого-геофизической информации (сейсмических данных, данных бурения, ГИС) определены интервалы развития коллекторов доюрского комплекса пород по скважинным данным на различных стратиграфических уровнях, выделены и закартированы вероятные органогенные постройки и зоны, благоприятные для развития коллекторов, определено местоположение рекомендуемых скважин (граф.прил.22). Приведенные данные по распространению вероятных органогенных построек и прогнозу эффективных толщин коллекторов и их фильтрационно-емкостных свойств позволяют выполнить оценку ресурсов лицензионного участка.

Необходимо отметить, что имеющиеся в настоящее время, не всегда качественно однородные геолого-геофизические данные по исследуемому региону, не дают полного и однозначного представления о геологическом строении и литофациальных особенностях палеозойских карбонатных образований Еллей-Игайской площади. Работы по дальнейшему геолого-геофизическому изучению палеозойского комплекса пород территории необходимо продолжить с применением современных методик исследований начиная от полевых наблюдений.

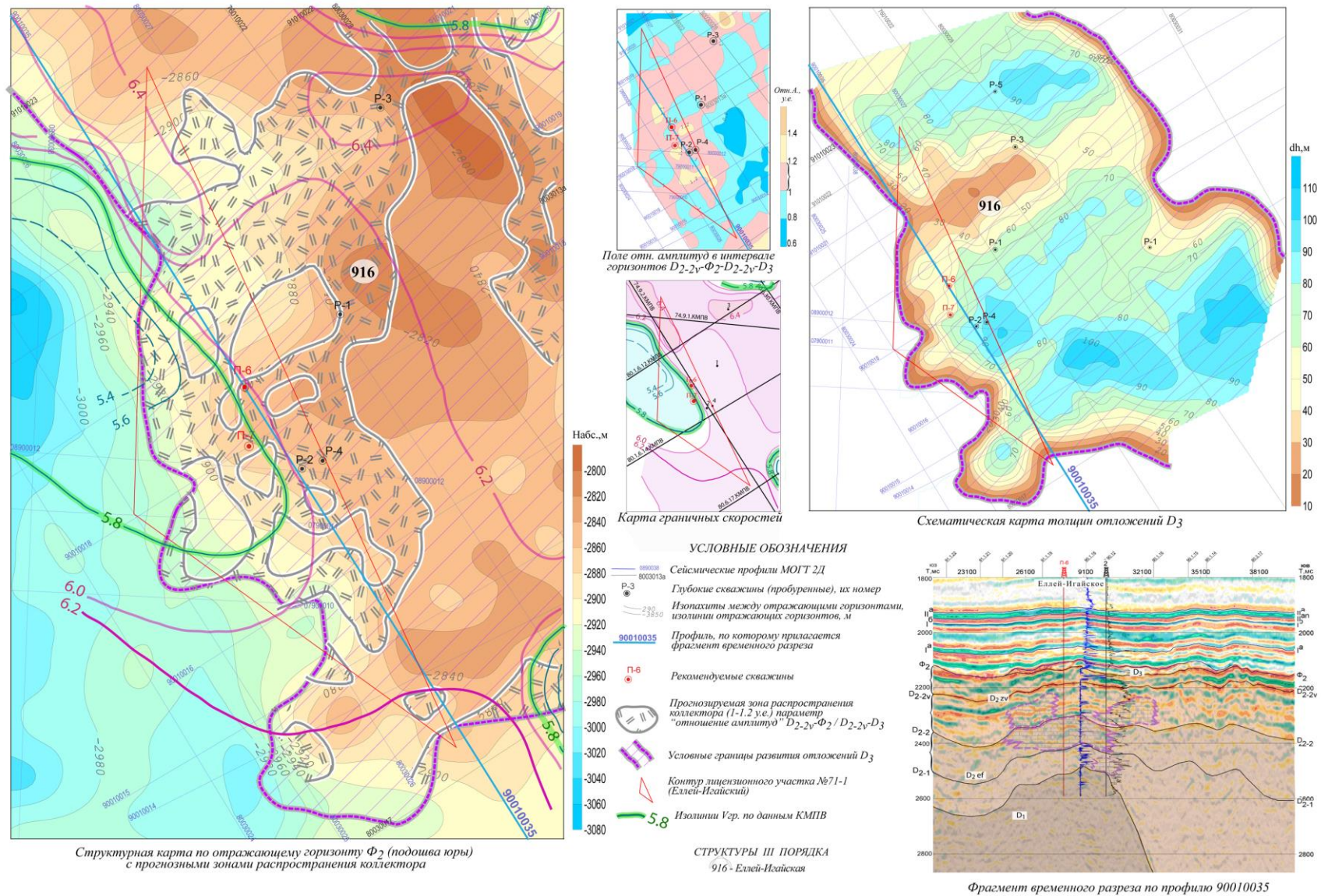


Рис.4.16 Прогноз развития коллектора в кровельной части доюрских образований

### 4.3 Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юрских отложений

Юрские отложения на изучаемой территории представлены позднеар-волжским интервалом. Распространение нижнеюрских отложений в пределах участка, скорее всего, не развито, толщина юры вдоль западной границы не превышает 450м (значение, при котором согласно среднестатистическим данным /Конторович В.А. «Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири», 2002г./, возможно развитие тогурской свиты).

**Позднеар-ааленский нефтегазоперспективный комплекс.** В состав верхнеар-ааленского осадочного комплекса входят отложения салатской свиты и нижней подсвиты тюменской свиты. Интервал охарактеризован структурной картой по горизонту Г<sup>а</sup>, приуроченному к регионально выдержанному угольному пласту У<sub>10</sub>. В подошве комплекса залегает тогурская свита, а в зонах ее отсутствия, доюрские образования. На примыкающих территориях в скважине №10 Среднеюлжавской площади при испытании в процессе бурения пласта Ю<sub>15</sub> в одном интервале с отложениями палеозоя (3020-3072м) наблюдалось слабое выделение газа. На Лосинской площади в скважине №1 незначительные выделения газа с «пленкой» конденсата получены при опробовании в колонне пласта Ю<sub>15</sub> (интервал 2984-3002м).

На Еллей-Игайской площади отложения комплекса присутствуют практически в полном объеме во всех пробуренных скважинах (в том числе и в скв. №№1,3,5 за пределами лицензионного участка), но пласты Ю<sub>11</sub>-Ю<sub>15</sub> существенно заглинизированы (по ГИС и керну, отобранному в скв. №1 инт.2895.1-2913.8м и №3 инт.2968.4-2999м). В разрезах скв. №№ 2 и 4 присутствует достаточно мощные (5-7м) пласты Ю<sub>14</sub> и Ю<sub>11</sub>, которые характеризуются как уплотненные слабопроницаемые коллекторы. Признаков нефтенасыщения, пластов-коллекторов с продуктивной характеристикой или неясным насыщением на площади не установлено.

**Байос-бат-раннекелловейский нефтегазоперспективный комплекс** охарактеризован структурной картой по горизонту Г<sup>б</sup> (приуроченному к кровле тюменской свиты), включает отложения *средней и верхней подсвит тюменской свиты*, в его составе выделяются песчаные пласты Ю<sub>2</sub> – Ю<sub>10</sub>. На рассматриваемой территории отложения комплекса развиты повсеместно и залегают на угольном пласте У<sub>10</sub>. Кровлей комплекса является нижневасюганская подсвита.

Условия седиментации байос-батских отложений предопределили отсутствие в разрезе комплекса региональных резервуаров и экранов. Песчаные горизонты распространены здесь локально и характеризуются значительной фациальной и латеральной неоднородностью. Формирование песчаников связано, в основном, с руслами палеорек, палеodelьт и с прибрежными частями палеозер. Значения эффективных толщин песчаных пластов комплекса изменяются от 0 до 16.1м. Фильтрационно-емкостные характеристики пластов не высокие.

На временных разрезах этот интервал характеризуется, как правило, переменнo-амплитудной субпараллельной сейсмофацией.

Вариации толщин между горизонтами в определенной мере отображают палеогеоморфологические условия седиментации. Развитие песчаных пластов тюменской свиты, скорее всего, здесь возможно связывать с палеоруслуями, которым на картах изопахит могут отвечать рукавообразные зоны увеличенных толщин (рис.4.17). Судя по картам толщин среднеюрских комплексов территория исследования охватывает унаследованную палеодолину северо-западного простирания, в пределах которой могла существовать разветвленная сеть меандрирующих рек с притоками.

По результатам корреляции юрских разрезов пробуренных скважин (граф.прил.24), относительно распространенным по площади является **пласт Ю<sub>10</sub>**, который керном и

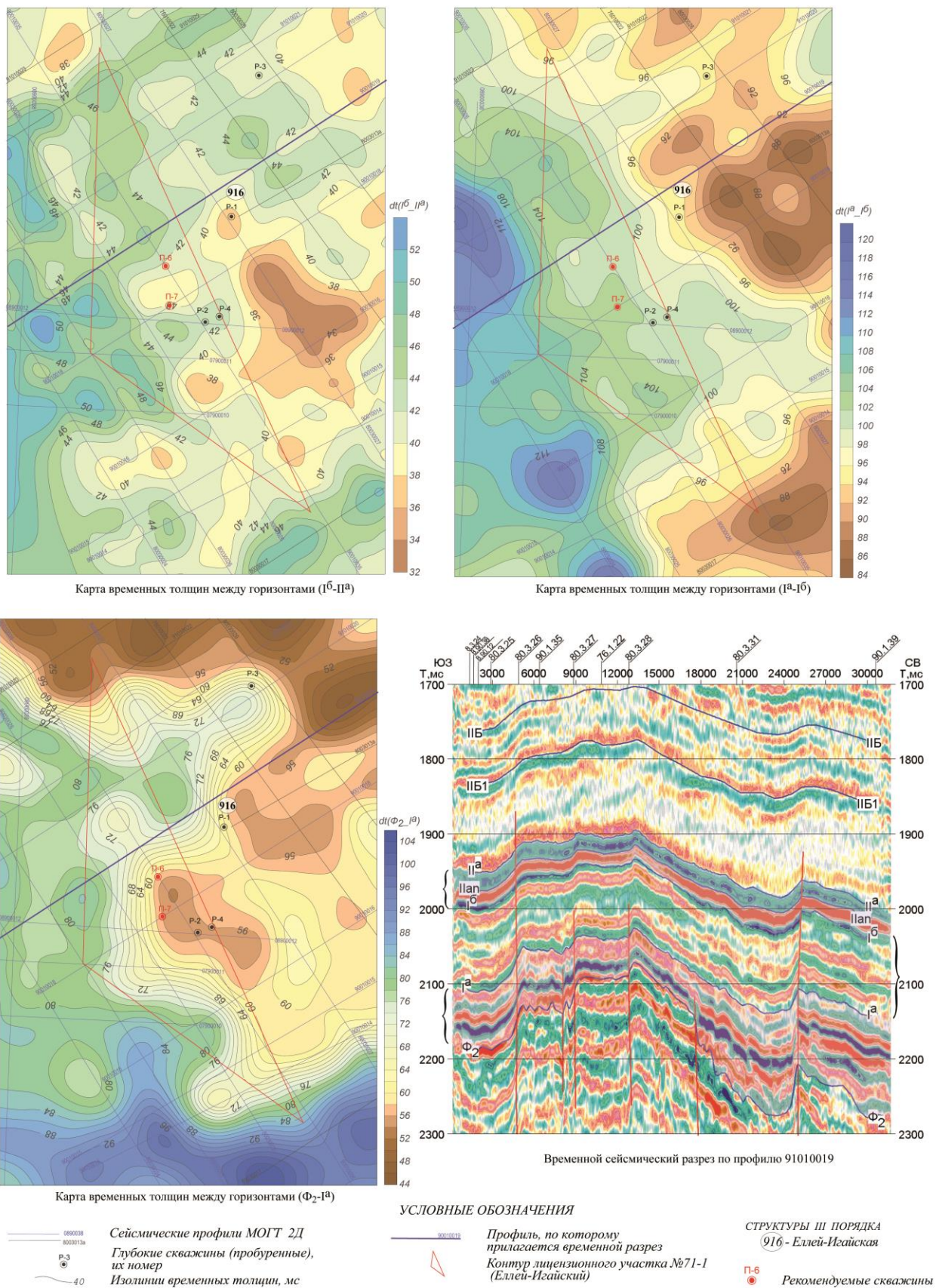


Рис.4.17 Изменение толщин в интервале юрского сейсмогеологического комплекса

испытанием не охарактеризован. В скважине №2 пласт залегает в интервале 2882.8-3893.6м, имеет эффективную толщину 3.4м, пористость 15-16%, проницаемость - 1.75-4мД. В разрезе скважины №4 пласт встречен в интервале 2873-2880м (Нэф-6.4м, Кп-16%, проницаемость-5.2-8.7мД). По ГИС интерпретируется как однозначно водонасыщенный, обладающий невысокими коллекторскими свойствами, интереса в отношении нефтегазоносности на участке не представляет.

Залегающий выше песчаный пласт Ю<sub>9</sub> в разрезах скважин №№ 2,3,4 отсутствует, но выделяется в разрезе скв. №1. Пласт охарактеризован керном и испытан в колонне. По керну (интервал отбора 2815-2835м) представлен серыми, мелкозернистыми песчаниками с запахом нефти в кровельной части пласта. По лабораторным анализам керна песчаники имеют пористость до 15.3%, проницаемость до 1.2мД. По ГИС пласт, как коллектор, практически не выделяется. При испытании в колонне интервала 2808-2818м получен приток пластовой воды (М-27.9 г/л) дебитом 1.2м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 1180м.

Поскольку в скважине №1 в интервале пласта Ю<sub>9</sub> поднят керн с запахом УВ и существует вероятность формирования неантиклинальных ловушек в отложениях аллювиального генезиса, выполнена попытка прогноза развития пласта-коллектора на качественном уровне с помощью программного комплекса Petrel. Для этого в комплексе Petrel временные разрезы подвергнуты специализированной обработке. Из полученных атрибутов наиболее убедительным представляется «частотно-компонентный анализ» (рис.4.18). Аномальный эффект параметра наблюдается на разрезе 800327 в интервале 15мс выше горизонта I<sup>a</sup> (скв.1 Еллей-Игайская, где из пласта Ю<sub>9</sub> получен керн с запахом УВ). На разрезе 089012, пересекающем скважины 2, 4 Еллей-Игайские, аномалия отсутствует. В поле параметра «акустическая жесткость» (интервал 15мс выше горизонта I<sub>a</sub>) скважина 1 попадает в зону значений чуть ниже средних.

Проведенный параметрический анализ показывает, что на территории лицензионного участка песчаный пласт Ю<sub>9</sub> представляющий интерес как нефтегазонасыщенный коллектор практически отсутствует (рис.4.18).

Наиболее опесчаненным на Еллей-Игайской площади является разрез верхнетюменской подсвиты. В скв. №2 и 4 вскрыт практически полный набор приуроченных к ней пластов (Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>5</sub>, Ю<sub>4</sub> и Ю<sub>2</sub>). Данные пласты керном и испытанием в скважинах Еллей-Игайской площади не исследованы. По ГИС они имеют характеристику водонасыщенных интервалов и более высокие фильтрационно-емкостные свойства по отношению к ниже залегающим пластам.

**Пласт Ю<sub>6</sub>** в разрезе скважины №2 вскрыт в интервале 2788-2798м (Нэф-7.3м, Кп-0.15-0.17 д.е., проницаемость - 3.83-8.81мД), в скважине №4 - 2781-2789м (Нэф-5.4м, Кп-0.17 д.е., проницаемость - 5.9-80?мД).

**Пласт Ю<sub>5</sub>** в разрезе скважины №2 вскрыт в интервале 2755-2778м (Нэф-16.1м, Кп-0.16-0.17 д.е., проницаемость - 5.66-14.39мД), в скважине №4 - 2765-2772м (Нэф-7.4м, Кп-0.18 д.е., проницаемость - 47?мД).

**Пласт Ю<sub>4</sub>** в разрезе скважины №2 вскрыт в интервале 2739.6-2747м (Нэф-5.7м, Кп-0.15-0.16 д.е., проницаемость - 3.95-13.11мД), в скважине №4 - 2735-2739м (Нэф-2.6м, Кп-0.15-0.16 д.е., проницаемость - 3.5-4.4мД).

**Пласт Ю<sub>2</sub>** присутствует только в разрезе скважины №4 и вскрыт в интервале 2707-2710м, имеет эффективную толщину 2.6м, пористость 15%, проницаемость -1.5мД.

Необходимо отметить, что проектами на строительство скважин №№2 и 4 было предусмотрено изучение юрских нефтегазоносных комплексов только методами ГИС и газового каротажа. По сумме результатов применения этих методов байос-батраннекелловейский комплекс (как и позднетюар-ааленский) на территории лицензионного участка №71-1 следует считать малоперспективным.

**Келловей - волжский нефтегазоперспективный комплекс.** Горизонт Ю<sub>1</sub> васюганской свиты является основным продуктивным интервалом на территории Томской

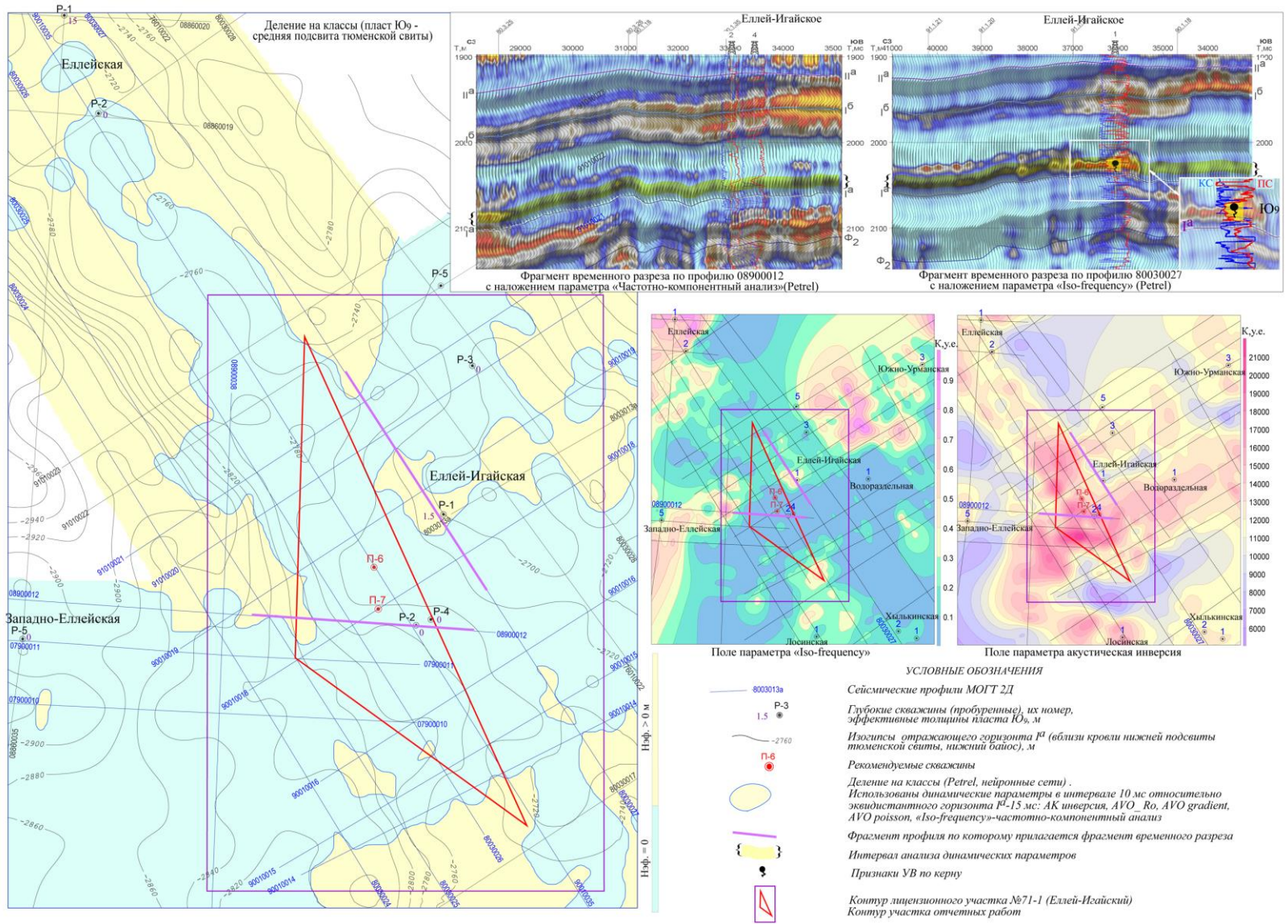


Рис.4.18 Прогноз распространения песчаного пласта Ю<sub>9</sub> (средняя подсвита тюменской свиты)

области, перекрывающие его аргиллиты баженовской свиты – региональной покрывкой и нефтематеринской толщей.

Верхнеюрский разрез в скважинах №№2 и 4 исследован только методами ГИС и газовым каротажем (граф.прил.24). Все залегающие в разрезе проницаемые пласты имеют однозначную водоносную характеристику.

**Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>** (подугольная пачка) в разрезе скважины №2 вскрыт в интервале 2662.8-2672м (Нэф-2.2м, Кп - 0.15-0.16 д.е., проницаемость - 2.38-4.42мД), в скважине №4 – 2656-2668м (Нэф-7.2м, Кп - 0.16-0.18 д.е., проницаемость - 8.4-27.1?мД).

**Пласт Ю<sub>1</sub><sup>му</sup>** (междугольная пачка) в разрезе скважины №2 вскрыт в интервале 2642-2659 м (Нэф - 3.2м, Кп - 0.16 д.е., проницаемость - 3.95-4.63мД), в скважине №4 – 2641-2643м (Нэф - 1.3м, Кп - 0.14 д.е., проницаемость - 1.4мД).

**Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>** в разрезах скважин №№2 и 4 отсутствует и имеет развитие за пределами лицензионного участка в своде Еллей-Игайской верхнеюрской структуры (скв. №№1 и 3).

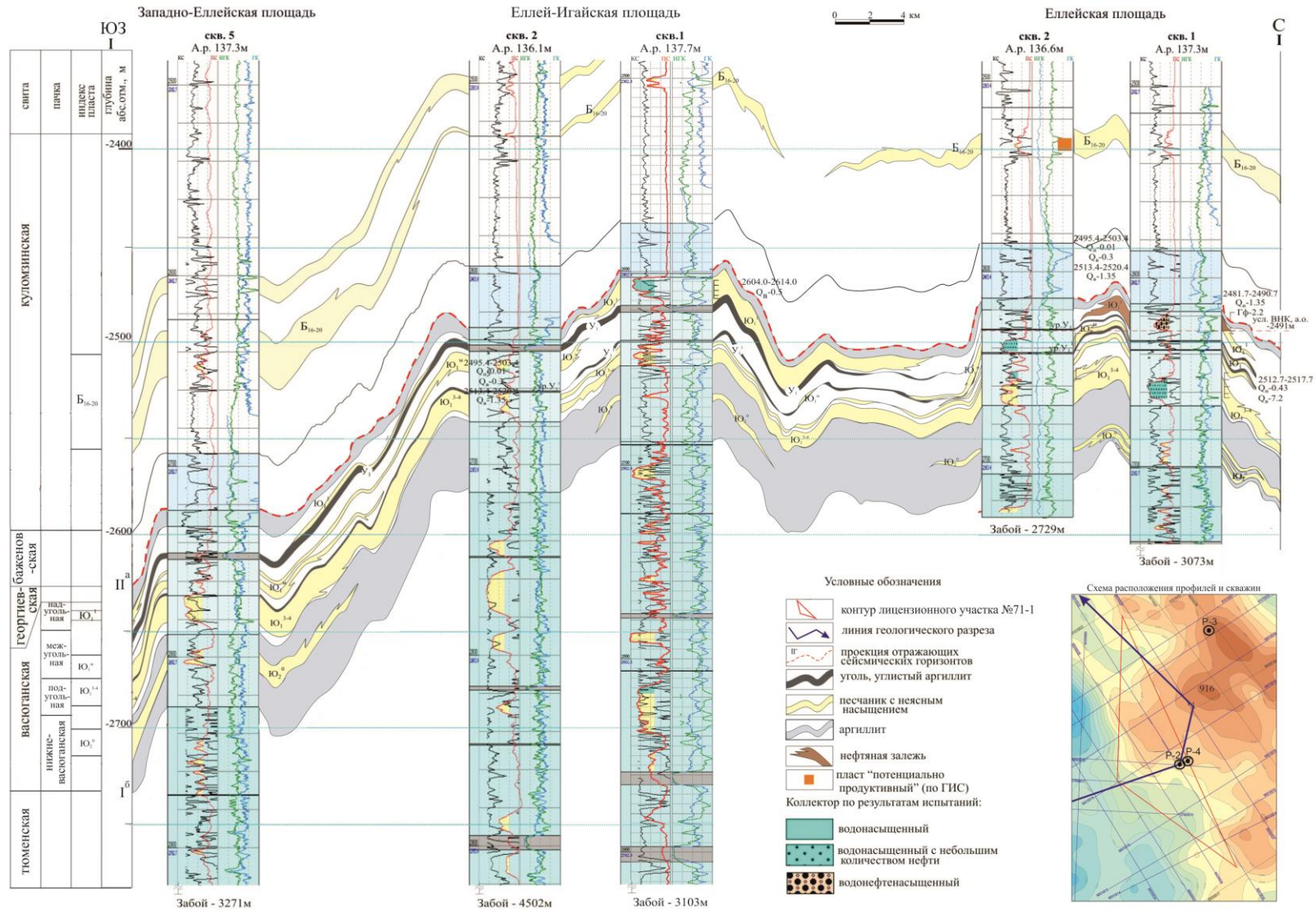
Необходимо отметить аномально высокие значения фильтрационно-емкостных свойств пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> в разрезе скважины №1, подтвержденные результатами испытания. По лабораторным анализам керна открытая пористость песчаников пласта достигает 18.8%, проницаемость - 129.2мД. При испытании в колонне из интервала 2604-2614м был получен свободный перелив пластовой воды дебитом 0.5м<sup>3</sup>/сут, а в скв. №3 при опробовании ИП интервала 2592-2633м при средней депрессии 137.4ат, расчетный дебит пластовой воды **со слабой пленкой нефти** составил 307.4м<sup>3</sup>/сут. В целом, для площадей Межовского, Пудинского, Нюрольского нефтегазоносных районов, такая продуктивность скважин по водопритокам является уникальной.

На, вблизи расположенном, Еллейском нефтяном месторождении при испытании в колонне надугольного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> из интервала 2619-2628м получен приток Q<sub>н</sub>=0.32-1.35м<sup>3</sup>/сут на переливе. По описанию керна пласт сложен песчаником светло-серым, мелкозернистым, среднесцементированным с выпотами нефти. По данным лаборатории физики пласта открытая пористость составляет 13.0-14.6%, проницаемость от 2.8 до 4.5мД.

Пласты-коллекторы в надугольной толще выделены в разрезах скважин: №1 Пешеходной («сухо»); №1 Лосинской; №№1 и 2 Северо-Юлжавской (вода).

Различие типов васюганской свиты (отсутствие надугольного пласта в скважинах №№2 и 4, развитие песчаного пласта в скважинах №№1, 3) находит отражение в волновых сейсмических полях (рис.4.19, 4.20). В интервале волнового пакета П<sup>а</sup> наблюдается сокращение временных толщин в восточном направлении и возрастание периода волны на западе площади, что, вероятно, обусловлено палеорельефом территории. На время формирования отложений надугольной пачки западная часть площади отчетных работ (скв.№1, 3) располагалась в благоприятной, для накопления песчаников, прибрежной зоне, а восточная - испытывала погружение. Удаление от береговой линии способствовало отложению глинистых толщ, что наблюдается в скважинах №2,4. Прогноз распространения песчаных пластов Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> выполнен в комплексе Petrel на основе атрибутов: AVO (R<sub>0</sub>, grad, Intercept, poisson), акустическая жесткость, отн. амплитуд (П<sup>ан</sup>П<sup>а</sup>/П<sup>ан</sup>10v) с привлечением временных толщин - dt (Г<sup>б</sup>-П<sup>ан</sup>). Наблюдаемое увеличение эффективных толщин в южной и северной частях участка возможно обусловлено формированием вдольбереговых баровых построек (рис. 4.21, граф.прил.21).

Скважины №№2 и 4 пробурены в зоне отсутствия коллекторов в надугольной пачке, а структурное положение лицензионного участка предопределяет маловероятность открытия залежей УВ в верхнеюрском комплексе.





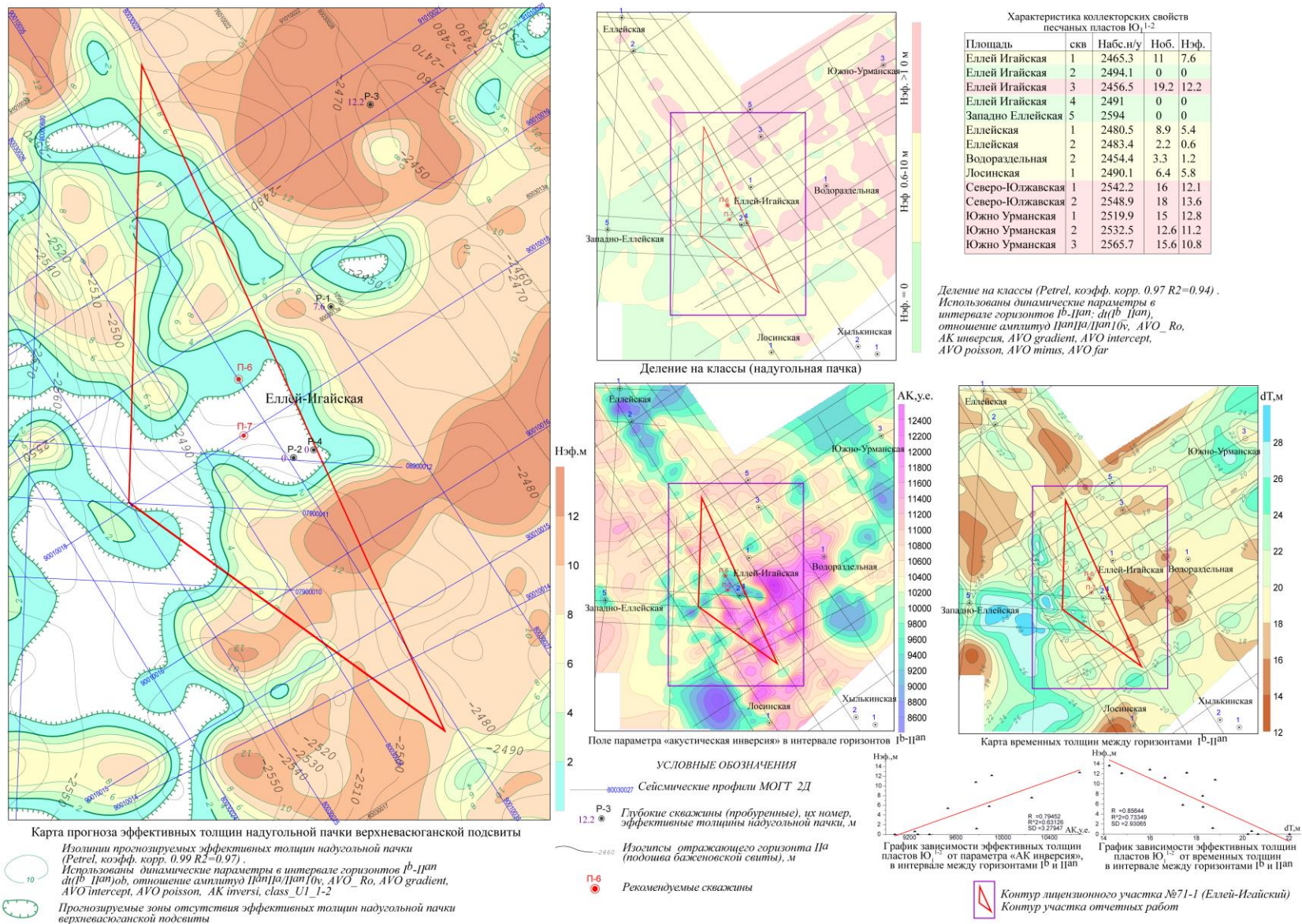


Рис.4.21 Прогноз распространения эффективных толщин пластов надугольной пачки (верхневасюганская подсвиты)

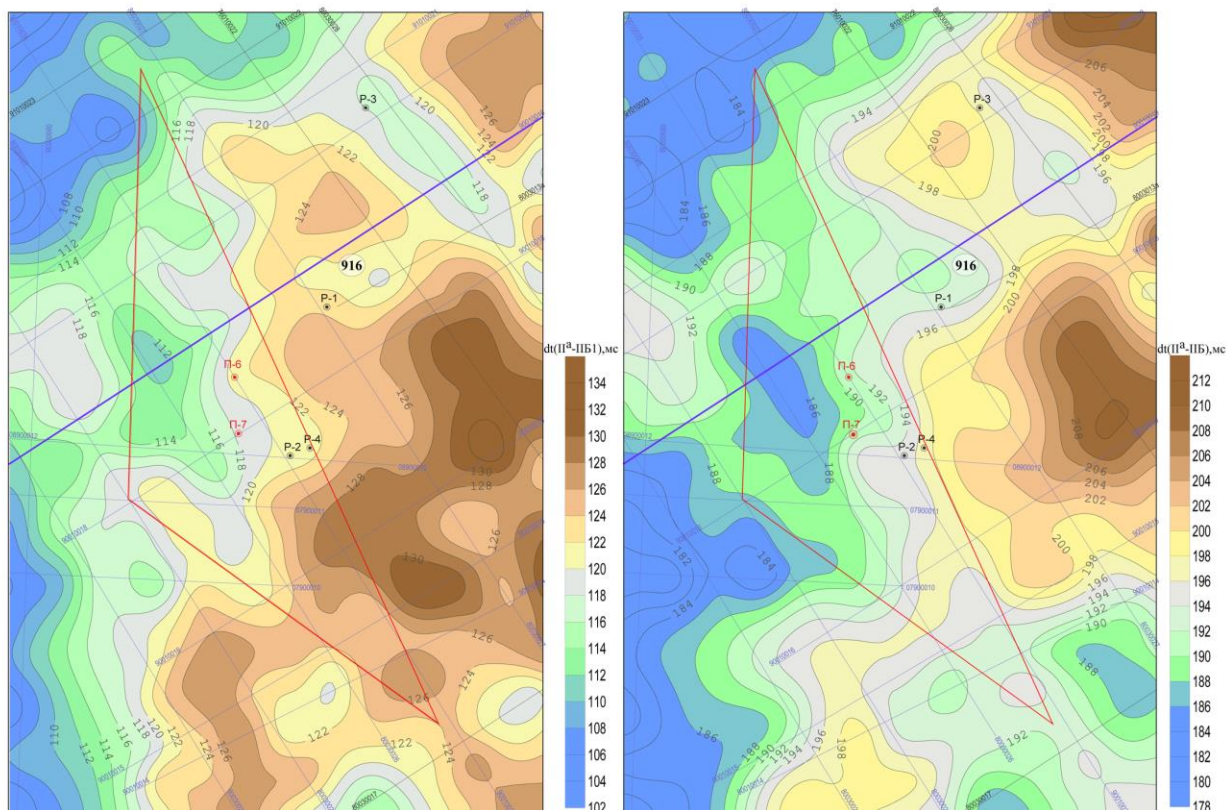
#### 4.4 Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности меловых отложений

*Меловой нефтегазоносный комплекс* представлен структурными картами по горизонтам ПБ (вблизи кровли куломзинской свиты), III (низы покурской свиты), IV<sup>В</sup> (верхи ипатовской свиты). Нефтегазоносность неокомских отложений на Еллей–Игайской площади и на прилегающей территории не установлена. Следует отметить, что Межовский, Пудинский, Нюрольский нефтегазоносные районы в период их интенсивного изучения геологоразведочными работами считались малоперспективными в нефтегазоносном отношении по меловому стратиграфическому уровню. Соответственно, этот комплекс отложений изучен чрезвычайно слабо, но накопленная статистика по результатам интерпретации материалов ГИС свидетельствует больше в пользу пессимистической точки зрения. По данным проведенных испытаний пластов тарской свиты в скважинах №1 Зимней, №1 Пешеходной площадей выявлена их водоносность.

Тем не менее, в скважинах №1 Зимней (Б<sub>12</sub>), №10 Средне-Юлжавской (Б<sub>14</sub>), №2 Северо-Юлжавской (Б<sub>16-20</sub>), №2 Еллейской (Б<sub>16-20</sub>), №1 Лосинской площадей по предварительным результатам переинтерпретации ГИС выделены интервалы пластов - как *возможно продуктивные*.

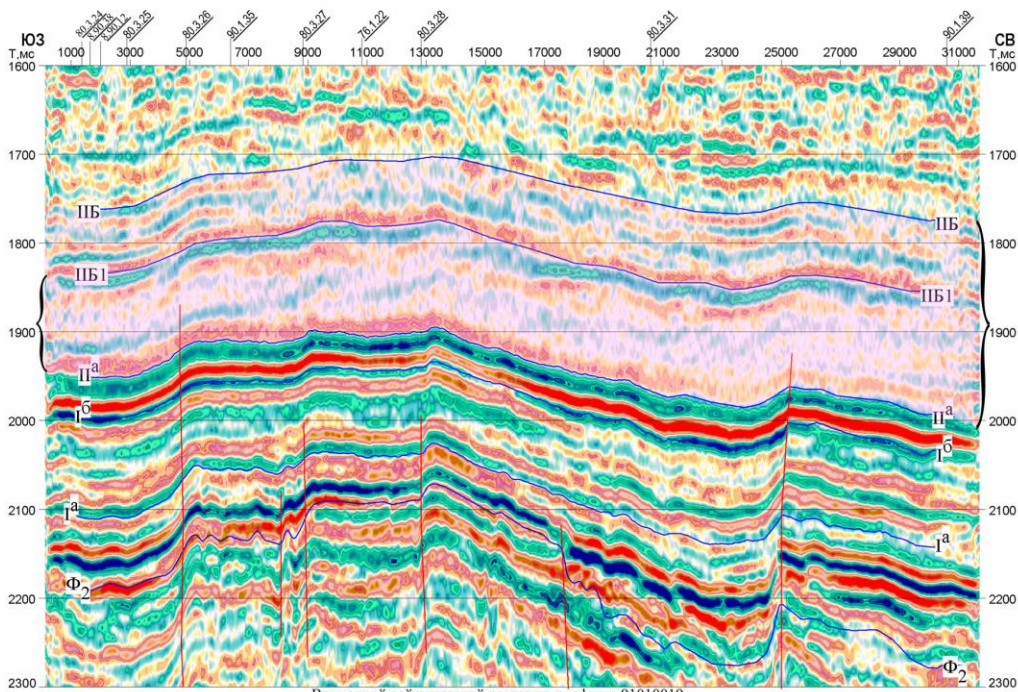
Изменение толщин в интервале неокома характеризует его клиноформное строение, обусловленное некомпенсированным осадконакоплением в условиях прогибания палеобассейна (рис.4.22). Причем клиноформный рисунок записи ярче выделяется в нижней части куломзинской свиты.

Как следует из приведенных карт, на территории лицензионного участка антиклинальные объекты, представляющие в первую очередь интерес в отношении нефтегазоносности, не выделяются. На данный момент изученности предпосылки открытия залежей УВ в этом комплексе на участке отсутствуют.



Карта временных толщин между горизонтами (П<sup>А</sup>-ПБ1)

Карта временных толщин между горизонтами (П<sup>А</sup>-ПБ)



Временной сейсмический разрез по профилю 91010019

- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**
- |  |   |  |
|--|---|--|
| <p>0890038<br/>0000134</p> <p>— П-3<br/>●</p> <p>— 130</p> <p>Сеismicкие профили МОГТ 2Д<br/>Глубокие скважины (пробуренные), их номер<br/>Изолинии временных толщин, мс</p> | <p>08910019</p> <p>—</p> <p>Профиль, по которому<br/>прилагается временной разрез<br/>Контур лицензионного участка №71-1<br/>(Еллей-Игайский)</p> | <p>СТРУКТУРЫ III ПОРЯДКА<br/>916 - Еллей-Игайская</p> <p>● П-6</p> <p>Рекомендуемые скважины</p> |
|--|---|--|

Рис.4.22 Изменение толщин в интервале нижнего мела

#### 4.5 Оценка ресурсов углеводородного сырья на Еллей-Игайском лицензионном участке №71-1 по категории Сз

Основанием для оценки ресурсов являются геолого-геофизические результаты бурения и испытания скв. №№2 и 4, изложенные в разделе нефтегазоносность данного отчета, а также выполненное картопостроение и прогнозы по сейсмическим данным. Выделено два главных этажа углеводородного насыщения: нижний (II объект подсчета - середина разреза эйфельского яруса среднего девона) и верхний (IV объект подсчета - кровля доюрских образований - живетский ярус среднего + франкий ярус верхнего девона - НГГЗК). Кроме того, дополнительно выполнена оценка ресурсов проницаемых зон в кровле (III объект подсчета) и подошве эйфельского яруса (I объект подсчета). Эти зоны связаны с биогермными, ограниченными в пространстве телами, выделенными на основе сейсмофациального анализа разрезов.

Предполагается, что перспективные интервалы вскрытого разреза содержат в карбонатах залежи массивного типа с литологическим экранированием и имеют преимущественно газовое насыщение. В нижнем главном этаже в подошве присутствует (очевидно) нефтяная оторочка (подстилающий нефтенасыщенный слой). Признаки нефтенасыщения установлены также и в интервале проницаемой зоны в подошвенной части отложений эйфельского яруса. Гидродинамические параметры газовых залежей практически не изучены, поэтому подсчет ресурсов проведен по аналогии с характеристиками газоконденсатной части палеозойской залежи Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Подсчет ресурсов **газа (Q<sub>г</sub>)** произведен по формуле:

$$Q_g = F \times H_{эф} \times K_p \times \beta \times f (P_{нач} \times \alpha - P_{кон} \times \alpha_k),$$

где - F - площадь предполагаемой залежи в границах лицензионного участка, тыс.м<sup>2</sup>;

- H<sub>эф</sub> – эффективная толщина, м;

- K<sub>п</sub> – коэффициент пористости, д.ед;

- β – коэффициент газонасыщенности, д.ед, принят по аналогии с Арчинским месторождением;

- f – температурная поправка, д.ед., принята по аналогии с Арчинским месторождением;

- P<sub>нач</sub> – начальное пластовое давление в залежи, мПа, принято равным гидростатическому;

- P<sub>кон</sub> – остаточное пластовое давление в залежи, мПа, принято равным 0.12мПа по аналогии с Арчинским месторождением;

- α =1.1 и α<sub>к</sub>=1, д.ед. – поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариота, приняты по аналогии с Арчинским месторождением.

Подсчет ресурсов **конденсата (Q<sub>к</sub>)** проводился по формуле:

$$Q_k = Q_g \times K_f \times \gamma_k \times \eta_k,$$

где - Q<sub>г</sub> – ресурсы газа, млн. м<sup>3</sup>;

- K<sub>ф</sub> – конденсатный фактор, см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, принят по аналогии с Арчинским месторождением;

- γ<sub>к</sub> – удельный вес конденсата, г/см<sup>3</sup>, по пробе из скв. №2 Еллей - Игайской;

- η<sub>к</sub> – коэффициент извлечения конденсата, д.ед., принят по аналогии с Арчинским месторождением.

Площади газонасыщения по выделенным залежам подсчитаны по результатам картопостроения и прогноза развития коллекторов в пределах предполагаемых продуктивных полей и в границах лицензионного участка.

Эффективные толщины вероятных залежей приняты в объеме выделенных по ГИС проницаемых зон (среднее значение по скв. №№2 и 4) и сейсмического прогноза.

Коэффициент открытой пористости по ГИС (скв. №№2 и 4 Еллей-Игайские) составляет 3–13.7%. Данные значения не учитывают присутствие в коллекторе открытых трещин и каверн. Исследования пустотного пространства современными методами на площади не проводились. Литолого-петрографические характеристики пород позволяют отнести их по «Оценочно – генетической классификации карбонатных коллекторов» (Багринцева К.И., 1989г.) к порово – трещиноватым коллекторам со средними значениями полезной емкости и фильтрационных свойств (K<sub>п</sub>=12-25%, группа В, класс 5).

Для подсчета ресурсов коэффициент открытой пористости ( $K_p$ ) принят по аналогии с Арчинским месторождением (из данных по подсчету запасов) – 0.21 д.ед.

Результаты подсчета ресурсов сведены в таблицы 4.3, 4.4.

Таким образом, с достаточно высокой степенью вероятности в Еллей-Игайском карбонатном массиве на лицензионном участке содержится около 16.5 миллиардов кубических метров газа и, соответственно, ~ 1.8 млн.т. конденсата.

Скорее всего, фаза жидких углеводородов будет представлена смесью конденсата и нефти.

Оценить отдельно ресурсы нефтяной составляющей в настоящее время не представляется возможным.

#### Подсчет ресурсов газа на Еллей-Игайском лицензионном участке №71-1 по категории С<sub>3</sub>

Таблица 4.3

Объект подсчета газа	Площадь, F, тыс.м <sup>2</sup> по зоне по л.у.	Эффективная толщина Нэф, м	K <sub>p</sub> д.ед.	β д.ед.	f д.ед.	P <sub>нач</sub> мПа	P <sub>кон</sub> мПа	α д.ед.	α <sub>к</sub> д.ед.	Ресурсы газа, Q <sub>г</sub> , млн. м <sup>3</sup>	
										по л.у.	по зонам
I Подошва эйфеля (D <sub>2ef</sub> )	900	89	0.21	0.79	0.78	41	0.12	1.1	1	470	470
	900										
II Середина эйфеля (D <sub>2ef</sub> )	21800	65	0.21	0.79	0.78	38	0.12	1.1	1	6240	7640
	17800										
III Кровля эйфеля (D <sub>2ef</sub> )	20800	60	0.21	0.79	0.78	35	0.12	1.1	1	4230	6200
	14200										
IV Кровля палеозоя (D <sub>2zv+</sub> D <sub>3fg+кв</sub> ) НГГЗК	21000	58	0.21	0.79	0.78	32	0.12	1.1	1	5530	5530
	21000										
Палеозой										<b>16470</b>	<b>19840</b>

#### Подсчет ресурсов конденсата на Еллей-Игайском лицензионном участке №71-1 по категории С<sub>3</sub>

Таблица 4.4

Объект подсчета конденсата	Ресурсы Q <sub>к</sub> , млн. м <sup>3</sup> по зоне по л.у.	Конденсатный фактор K <sub>ф</sub> , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Удельный вес конденсата Y <sub>к</sub> , г/м <sup>3</sup>	Коэффициент извлечения конденсата η <sub>к</sub> , д.ед.	Q <sub>к</sub> , тыс.тн.	
					Контур л.у.	По зоне
1	2	3	4	5	6	7
I Подошва эйфеля (D <sub>2ef</sub> )	470	216	0.7958	0.627	51	51
	470					
II Середина эйфеля (D <sub>2ef</sub> )	7640	216	0.7958	0.627	672	823
	6240					
III Кровля эйфеля (D <sub>2ef</sub> )	6200	216	0.7958	0.627	456	668
	4230					
IV Кровля палеозоя (D <sub>2zv+</sub> D <sub>3fg+кв</sub> ) НГГЗК	5530	216	0.7958	0.627	596	596
	5530					
Палеозой					<b>1775</b>	<b>2138</b>

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследования по переобработке и переинтерпретации сейсмического материала в пределах лицензионного участка №71-1 проведены в соответствии с геологическим заданием. Плотность сети профилей 2Д в пределах площади отчетных работ составляет **1.11**км/км<sup>2</sup>, в контуре лицензионного участка - **1.28**км/км<sup>2</sup>.

Основные результаты выполненных работ заключаются в следующем:

- Сейсмический материал МОГТ-2Д в объеме **186** пог.км переобработан в комплексе «OMEGA-2.10» компании Westerngeco.

- По результатам комплексной переинтерпретации геолого-геофизических материалов, выполненной посредством программных пакетов: PETREL (Schlumberger), SEISX (Paradigm Geophysical), GeoSeism (ИНГГСОРАН), X-STAR (ТГТ), уточнены сведения о строении мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и доюрского фундамента (граф.прил.**1-8, 17-19**).

- На основании палеотектонического анализа (рис.**4.4**, граф.прил.**20**), определены индивидуальные черты в истории тектонического развития Еллей-Игайской площади.

- **Доюрский сейсмогеологический комплекс:**

- анализ волновой картины временных разрезов, которые после переобработки характеризуются большей информативностью доюрского интервала, позволил условно прокоррелировать внутрпалеозойские отражающие горизонты, выявить и протрассировать дизъюнктивные нарушения юрского и доюрского заложения;

- комплексная переинтерпретация полученной ранее информации по аэромагнитной, гравиметрической съёмкам, сейсморазведочным работам КМПВ, дополнила представление о типах пород, слагающих приповерхностную часть фундамента, что позволило определить перспективность их на развитие коллекторов. Схематическими структурными построениями подтверждено существование нижнедевонского эрозионно-тектонического выступа (наблюдаемого на временных сейсмических разрезах), служившего основанием для формирования биогерм вдоль края плато и склона лагуны в условиях рифовой платформе;

- применение сейсмофациального анализа, интерпретационных программ по расчету динамических особенностей волнового поля позволило спрогнозировать зоны развития коллектора в доюрских образованиях фундамента (рис. **4.15, 4.16**, граф.прил.**22**).

- **Среднеюрский сейсмогеологический комплекс:**

- проведена оценка перспективности среднеюрских отложений в пределах участка, выполнен прогноз распространения песчаного пласта Ю<sub>9</sub>, позволяющий определить перспективные участки территории на возможные ловушки в русловых песчаниках пласта Ю<sub>9</sub> (рис.**4.18**).

- **Верхнеюрский сейсмогеологический комплекс:**

- определена оценка перспективности верхнеюрских отложений (рис.**4.19**).

- выполнен прогноз распространения эффективных толщин пластов надугольной пачки Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> (граф.прил.**21**, рис.**4.21**).

- **Нижнемеловой сейсмогеологический комплекс:**

Структурные планы отложений нижнего мела представлены картами по горизонтам IIБ (вблизи кровли куломзинской свиты) и III (низы покурской свиты). Выполнена оценка перспективности нижнемеловых отложений.

По результатам переинтерпретации ГИС в Еллей-Игайском карбонатном массиве выделено четыре газонефтеперспективных уровня:

- **Нефтегазоперспективный горизонт зоны контакта (НГГЗК)** занимает кровельную часть разреза доюрских образований - коры выветривания, карбонаты лугинецкой + герасимовской свит;

- **Нефтегазоперспективный горизонт кровли эйфельского разреза герасимовской свиты среднего девона;**

- **Нефтегазоперспективный горизонт середины эйфельского разреза герасимовской свиты среднего девона;**

- **Нефтегазоперспективный горизонт подошвы эйфельского разреза герасимовской свиты среднего девона.**

Резервуары связаны с комбинированным трещинно-порово-кавернозным коллектором, имеют сложное пространственное строение, неравномерное распределение по разрезу и по площади, вероятно, гидродинамически не связаны и отличаются небольшими размерами.

Возможными покрывками являются разделяющие коллекторные зоны толщи непроницаемых карбонатных пород.

По результатам выполненных работ спрогнозированы зоны благоприятные для развития коллектора в карбонатах доюрского комплекса (граф.прил.22).

Рекомендовано бурение поисково-оценочных скважин (табл.4.5). Выполнен подсчет ресурсов по категории С<sub>3</sub> (табл.4.3,4.4).

#### Характеристика рекомендуемых скважин

Таблица 4.5

№ скв. ПР, ПК	Условные координаты рекомендуемых скважин географические координаты		Назначение	Глубина вскрытия подошвы баженов- ской свиты, м (а.о.)	Глубина вскрытия подошвы юры, (а.о. м) (глубина забоя, м)	Объекты испыта- ния	Ожидае- мые результаты
	X	У					
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>П-6</b> юго-западный склон Еллей-Игайской структуры (916) ПР 90010035 ПК 28095	<u>249066</u> 57°27'52.2"	<u>6169793</u> 77°52'43.9"	Поиск залежей массивного типа с литологическим ограничением в доюрских образованиях, НГГЗК	-2477	-2860 (4320)	Доюр- ские образова- ния, НГГЗК	Открытие залежей УВ в доюрских образова- ниях и НГГЗК
<b>П-7</b> юго-западный склон Еллей-Игайской структуры (916) ПР 90010018 ПК 4890	<u>249192</u> 57°27'11.24"	<u>6168517</u> 77°52'54.96"	Поиск залежей массивного типа с литологическим ограничением в доюрских образованиях, НГГЗК	-2487	-2870 (4330)	Доюр- ские образова- ния, НГГЗК	Открытие залежей УВ в доюрских образова- ниях и НГГЗК

## РЕКОМЕНДАЦИИ

На поисково-оценочном этапе дальнейшего геологического изучения территории Еллей-Игайского лицензионного участка целесообразно выполнить следующие геологоразведочные работы:

1. Запланировать бурение двух поисково-оценочных скважин №6 и №7 с целевым назначением комплексного изучения геологического строения выделенных перспективных проницаемых стратиграфических уровней и открытия промышленных залежей УВ. Глубину скважины следует выбирать из расчета вскрытия порядка на 50м отложений нижнего девона.
2. При проектировании конструкций скважин предусмотреть возможность производства в них нестандартных технологических операций (проводки боковых стволов и т.д.).

Запланировать проведение специализированных сейсмических наблюдений 2Д с технологиями, предусматривающими изучение доюрского интервала разреза.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная

1. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа, М., РГГУ, 1999, 285с.
2. Градзинский Р., Костецкая А., Радомский А., Унруг Р. Седиментология, -М.: Недра, 1980. Пер.изд. ПНР, 1976. – 640с.
3. Дубатолов В.Н., Краснов В.И., Богуш И.О. и др. Стратиграфия палеозойских отложений юго-востока Западно - Сибирской плиты. Новосибирск. Наука, 1990. 216 с.
4. Ёлкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. Новосибирск: Издательство СО РАН, филиал «Гео», 2001. 163 с.
5. Исаев Г.Д. Основы биоседиментологии и региональный фациальный анализ. Новосибирск: Издательство «Гео», 2006, 133 с.
6. Исаев Г.Д. Кораллы, биостратиграфия и геологические модели палеозоя Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН филиал «Гео», 2007. С.247.
7. Кинг Р.Е. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. М., Недра, 1975. 472 с.
8. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. и др., 1998 Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири /А.Э. Конторович, В.П. Данилова, Е.А. Костырева, О.Ф. Стасова // Геохимия. – 1998. - №1, 3-17с.
9. Краснов В.И. Проблемы теории стратиграфии. Средний палеозой. Новосибирск. СНИИГГиМС, 2007. 478 с.
10. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Издательство СО РАН, филиал «Гео», 2007. 253 с.
11. Маркова Л.Г., Скуратенко А.В., Ткачева Л.Г. и др. Каталог палинологической изученности мезозоя Томской области. ТО СНИИГГиМС, Томск, 1987, 127с.
12. Решение 6-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003.
13. Решения Межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1999, 80 с.
14. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. С.138.
15. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. Под ред. Р.Е.Кинга. М., Недра, 1975, 472 с.
16. Уилсон Дж.Э. Карбонатные фации в геологической истории. М., Недра, 1980, 463с.
17. Шурыгин Б. Н., Никитенко Б. Л., Девятов В. П. и др., под ред. Конторовича А. Э. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000, 476с.
18. Шерифф Р.Е., Грегори А.П., Вейл П.Р., Митчем Р.М. и др. Сейсмическая стратиграфия. М.: Мир, 1982. С. 846.

**Неопубликованная**

19. Барулин Б.С., Функ В.А. Отчёт о результатах работ по созданию опорной сети в Томской области и высокоточной аэромагнитной съёмки м-ба 1:50 000 в пределах Нюрольской депрессии (по работам партии 38/79-80). Новосибирск, 1982.
20. Барулин Б.С., Поводатор В.И. Отчет о результатах высокоточной аэромагнитной съёмки масштаба 1:50 000 в пределах Нюрольской впадины и Колтогорского мегапрогиба (по работам партии 38/81-82). ПГО «Новосибирскгеология», Центральная геофизическая экспедиция, Новосибирск, 1984.
21. Белов Р.В. Отчёт о работах сейсморазведочной партии № 1,3/80-81 в Парабельском районе Томской области зимой 1980-1981 годов. Колпашево, 1981.
22. Белов Р.В. Отчёт о работах сейсморазведочных партий № 1,3,6/83-84 в Парабельском и Каргасокском районах Томской области зимой 1983-1984 годов. Колпашево, 1984.
23. Берлин Г.И. Отчёт о работах сейсморазведочных партий № 4,5,7,9/77-78 в Каргасокском районе Томской области зимой 1977-1978г.г. Колпашево, 1978г.
24. Берлин Г.И. Отчёт о работах сейсморазведочных партий № 4,5,7/78-79 в Каргасокском районе Томской области зимой 1978-79 г.г. Колпашево, 1980.
25. Забуга Т.В. Отчет о проведенных площадных сейсморазведочных работах МОГТ 2D на лицензионных участках № 70, 86 (Майская, Водораздельная площади) масштаба 1:50000 для ООО «Альянснефтегаз». Колпашево, 2005г.
26. Забуга Т.В. Отчет по полевым сейсморазведочным работам МОГТ-2Д, выполненным с/п 86,90/07-08 ЮГЭ ОАО «Хантымансийскгеофизика» масштаба 1:50000, обработке, переобработке и переинтерпретации сейсмических материалов МОГТ-2Д в пределах лицензионного участка №71 (Еллейский) по договору с ООО «Газпромнефть-Восток». Томск, 2009.
27. Иванов И.А., Худорожков Г.П., Негоденко В.С. и др. Отчёт: «Разработать и внедрить рекомендации по совершенствованию методики разведки и комплексной оценки сложнопостроенных нефтяных и газовых месторождений Томской области», кн.2, (Т.О. СНИИГГиМС). Колпашево, фонды ТГТ, 1988г.
28. Казаков А.М., Смирнов Л.В. и др. Стратиграфия, литолого-фациальные и геохимические критерии нефтегазоносности юрских отложений Томской области. Док. 5226, СНИИГГиМС, 2000.
29. Канарейкин Б.А., Исаев Г.Д. Прогноз коллекторов палеозойской поверхности по геолого-геофизическим данным. Отчет, г. Новосибирск, ТГФ, 1997.
30. Карапузов Н.И., Михайлицкий Ю.П., Канарейкин Б.А. и др. Отчет о работах сейсмических партий № 1/74-75, 3/74-75, 9/74-75 в Бакчарском, Парабельском, Каргасокском районах Томской области и Северном районе Новосибирской области зимой 1974-75г.г. Колпашево, 1975. (Фонды ТГТ).
31. Карапузов Н.И., Лахно Г.А., Канарейкин Б.А. Отчёт о работах сейсморазведочных партий 1,3,6,9,12/78-79 в Чаинском, Кривошеинском, Бакчарском, Парабельском, Каргасокском районах Томской области зимой 1978-79г.г. Колпашево, 1979. (Фонды ТГТ).
32. Лахно Г.А. Отчёт о работах сейсморазведочной партии № 6/80-81 в Парабельском и Каргасокском районах Томской области зимой 1980-1981г.г. Колпашево, 1981. (Фонды ТГТ).
33. Мельников В.П. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности восточной части Нюрольской впадины и западного склона Пудинского мегавала. Отчет сейсморазведочной партии 1,3/87-88, 6/87-88 о проведенных площадных, детализационных и опытно-методических работах МОГТ и КМПВ масштаба 1:50 000, выполненных зимой 1987-1988 гг. ТГТ, Колпашево, 1989.
34. Мельников В.П. «Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Лавровского наклонного вала и прилегающих участков». Отчет сейсморазведочной

партии 1,3,12/90-92 о проведённых площадных поисковых сейсморазведочных работах МОГТ, КМПВ и высокоточной магнитной съёмки, масштаб 1:100 000, 1:50 000, выполненных в 1990-1992г.г. Колпашево, 1993.

35. Михайлицкий Ю.П. Отчёт о работах сейсморазведочной партии №9/79-80 в Каргасокском, Парабельском и Бакчарском районах Томской области зимой 1979-80г.г. Колпашево, 1980.

36. Михайлицкий Ю.П. Отчёт о работах сейсморазведочной партии №9/81-82 в Колпашевском, Парабельском и Каргасокском районах Томской области зимой 1981-82г.г. Колпашево, 1982.

37. Сомова Ж.М., Канарейкин Б.А. Отчёт о работах сейсмокаротажной геофизической партии №19/76 в Александровском, Верхнекетском, Парабельском и Каргасокском районах Томской области за 1976г. Колпашево, 1977.

38. Сомова Ж.М., Канарейкин Б.А. Отчёт о работах сейсмокаротажной геофизической партии №19/77 в Каргасокском, Парабельском и Бакчарском районах Томской области за 1977г. Колпашево, 1978.

39. Сомова Ж.М., Канарейкин Б.А. Отчёт о работах сейсмокаротажной геофизической партии №19/80 в Александровском, Каргасокском, Парабельском районах Томской области за 1980 г. Колпашево, 1981.

40. Отчеты о геологических результатах работ Томского территориального геологического управления за 1975-1992 г.г.

41. Отчеты о геологических результатах работ Васюганской экспедиции за 1976-1990 г.г. (Фонды ТГТ).

**СПРАВКА**  
**о метрологической экспертизе**

В ходе работ по отчету филиала ООО «ГеоПрайм»-«Томская геофизическая компания»: «Переинтерпретация данных ГИС в глубоких скважинах, переобработка и комплексная переинтерпретация материалов МОГТ-2Д с учетом данных бурения и ГИС в пределах юго-западного склона Еллей-Игайского поднятия» (лицензионный участок №71-1), ответственные исполнители Забуга Т.В., Силкина Г.А., измерения, подлежащие метрологической экспертизе, не выполнялись.

Главный геолог  
филиала ООО «ГеоПрайм»-  
«Томская геофизическая компания»



Петров В. Н.

## РЕЦЕНЗИЯ

**на отчет: «Переинтерпретация данных ГИС в глубоких скважинах, переобработка и комплексная переинтерпретация материалов МОГТ-2Д с учетом данных бурения и ГИС в пределах юго-западного склона Еллей-Игайского поднятия»  
(лицензионный участок №71-1)**

по договору подряда №9п-2012 от 11.09.2012г. с ООО «Бакчарнефтегаз»

Ответственные исполнители Т.В. Забуга, Г. А. Силкина

Представленный на рецензию отчет содержит 214 страниц текста, иллюстрированного 60 рисунками, 17 таблицами, 46 графическими приложениями. Композиционно отчет состоит из введения, 4 глав и заключения.

Геологическим заданием предусматривалась переинтерпретация данных геофизических исследований скважин, переобработка и комплексная интерпретация сейсмических материалов МОГТ 2Д пределах юго-западного склона Еллей-Игайского поднятия.

Целевым назначением работ являлись:

- прогноз и поиск новых нефтеперспективных объектов в отложениях юры и в образованиях палеозоя;
- детализация геологического строения залежей УВ палеозоя и юры в пределах юго-западного склона Еллей-Игайского поднятия.

Для решения поставленных задач, в рамках геологического задания, обработано и проинтерпретировано сейсмических материалов в объеме 186 пог. км, переинтерпретированы данные ГИС в объеме 2 скважин. Фактически объем переобработанных и переинтерпретированных архивных материалов составил 578.11 км, что существенно повысило объективность представленной информации.

В первой главе достаточно детально изложена геолого-геофизическая характеристика района работ: общие сведения о районе, геолого-геофизическая изученность, стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность и сейсмогеологическая характеристика Еллей-Игайского участка и сопредельных площадей.

Вторая глава отчета посвящена методологии и результатам переинтерпретации данных ГИС, по итогам которых авторами уточнено геологическое строение отчетной площади, составлены планшеты, корреляционные схемы доюрских, юрских и нижнемеловых отложений по линии скважин. Результаты интерпретации данных ГИС использованы для прогноза зон развития коллекторов в интервале доюрского сейсмогеологического комплекса.

В третьей главе рассматривается методика и технология обработки сейсморазведочных данных, методика интерпретации геолого-геофизических материалов.

Обработка и интерпретация материалов проведены на ВЦ Филиала ООО «ГеоПрайм» - «Томская геофизическая компания». Обработка сейсмических материалов выполнена в обрабатывающем комплексе «OMEGA-2.10» компании Westerngeco.

Последовательность обработки в отчете описана поэтапно. Состав и структура графов каждого этапа обработки соответствует современным требованиям по объему и параметрам процедур. В тексте отчета приведены многочисленные иллюстрации, характеризующие процесс получения конечных материалов. Важным достоинством этого этапа является направленность на максимальное извлечение геологической информации из результативных материалов обработки. Состав и структура графов каждого этапа обработки соответствуют современным требованиям по объему и параметрам процедур. Последовательность обработки описана детально по процедурам, приведены многочисленные иллюстрации, характеризующие процесс получения конечных материалов.

В этом же разделе даны: описание методики интерпретации материалов МОГТ-2Д, стратиграфическая привязка опорных отражений, сделана оценка точности структурных построений. Этот раздел производит хорошее впечатление своим содержанием, стилем описания и тщательно подобранными иллюстрациями.

В четвёртой главе отчёта, состоящей из нескольких разделов, с достаточной полнотой проанализированы материалы, полученные на выходе обработки. Глава подробно и хорошо иллюстрирована. По результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов уточнены сведения о строении мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и доюрского фундамента Еллей-Игайской площади.

В пределах изучаемой территории выполнена корреляция опорных сейсмических горизонтов, определена стратиграфическая приуроченность отраженных волн к геологическому разрезу, вскрытому глубокими скважинами. Построены карты изохрон и структурные карты в масштабе 1:50 000 по основным горизонтам:

- II<sup>a</sup> (подошва баженовской свиты);
- Ф<sub>2</sub> (подошва юры);
- I<sup>a</sup> (вблизи кровли нижней подсвиты тюменской свиты, нижний байос);
- I<sup>b</sup> (вблизи кровли тюменской свиты);
- ПБ (вблизи кровли куломзинской свиты);
- III (низы покурской свиты);
- IV<sup>b</sup> (верхи ипатовской свиты);
- V (талицкая свита).

Выполнены схематические структурные построения по отражающим горизонтам внутрипалеозойского нефтегазоперспективного сейсмогеологического комплекса:

- D<sub>2-2</sub> – вблизи кровли эйфельского яруса, средний девон;
- D<sub>2-1</sub> – середина эйфельского яруса, средний девон;
- D<sub>1</sub> – верхи нижнего девона.

Полученные карты дают достаточно полное представление о структурных особенностях изучаемой территории на разных стратиграфических уровнях. Построение структурных карт выполнено методом средних скоростей с привлечением отметок глубин в скважинах, замечаний к методике картопостроения нет.

В первом разделе четвертой главы кратко дана структурная характеристика территории исследований. Подтверждено наличие ранее выявленных в пределах отчетной площади локальных поднятий.

Во втором разделе сделан анализ тектонического развития. Наиболее интересные и исключительно важные для оценки перспектив нефтегазоносности результаты получены при геологической интерпретации временных разрезов. Во внутри палеозойском разрезе выделены и прокоррелированы отражающие сейсмические горизонты, построены карты изопахит:  $\Delta H = D_1 - \Phi_2$ ;  $\Delta H = D_1 - D_{2-1}$ ;  $\Delta H = D_{2-1} - \Phi_2$ ;  $\Delta H = D_{2-1} - D_{2-2}$ . На основании палеотектонического анализа получено представление о развитии толщин средне-верхнедевонских отложений, определены индивидуальные черты в истории тектонического развития исследуемой территории.

В следующем разделе дано описание геологического строения и перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса пород. На основании комплексного анализа геолого-геофизических материалов по скважинам № 2 и № 4 авторами приводится краткая характеристика доюрского нефтегазоносного комплекса, представленного вскрытой полутора километровой толщей девонских, преимущественно органогенных, карбонатов с прослоями маломощных эффузивов. В доюрской части разреза площади выделены четыре этажа нефтегазоносности:

- Нефтегазоперспективный горизонт зоны контакта (НГГЗК) занимает кровельную часть разреза доюрских образований - коры выветривания, карбонаты лугинецкой + герасимовской свит;
- Нефтегазоперспективный горизонт кровли эйфельского разреза герасимовской свиты среднего девона;

- Нефтегазоперспективный горизонт середины эйфельского разреза герасимовской свиты среднего девона;
- Нефтегазоперспективный горизонт подошвы эйфельского разреза герасимовской свиты среднего девона.

Отмечено, что особенностью развития коллекторных зон в доюрских образованиях исследуемого участка является неравномерное распределение их по разрезу. Авторы отмечают, что коллекторы отличаются небольшими размерами, возможно, гидродинамически не связаны. По результатам всего комплекса изученного материала (интерпретации сейсмических данных, ГИС, анализа геологической информации) определены прогнозные зоны развития коллектора доюрского комплекса пород на различных стратиграфических уровнях, выбрано оптимальное местоположение рекомендуемых скважин.

Четвертый раздел посвящен геологическому строению и перспективам нефтегазоносности юрских и меловых отложений, выделены сейсмогеологические комплексы (средний, верхний и нижнемеловой), дана их краткая характеристика, проведена оценка перспективности.

По результатам выполненных работ осуществлены палеотектонический, сеймостратиграфический, сеймофациальный, динамический анализы; построены прогнозные карты: развития коллектора в интервале доюрского комплекса пород, распространения эффективных толщин пластов надугольной пачки Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, спрогнозировано развитие песчаного пласта Ю<sub>9</sub>. Даны рекомендации по бурению глубоких скважин.

В заключение рассмотрения результатов интерпретации отметим, что авторами отчета была проделана большая работа. Полученный отчетный материал соответствует требованиям действующих инструкций по сейсморазведке, инструкций по составлению геологических отчетов и иным нормативным документам.

Работы выполнены на высоком уровне с максимально возможной полнотой извлечения информации по геологическому строению и оценке перспектив нефтегазоносности изучаемой территории.

Предусмотренные геологическим заданием задачи решены полностью.

Рецензентом отчет рекомендуется к утверждению на НТС Заказчика с высокой оценкой.

Ведущий научный сотрудник Центра подготовки  
и переподготовки специалистов нефтегазового  
дела Томского политехнического университета,

к. г-м. н., доцент



В. П. Меркулов

УТВЕРЖДАЮ:

Директор Филиала ООО «ГеоПрайм» -  
- «Томская геофизическая компания»



Г.Е. Силкин

1 февраля 2013г.

## ПРОТОКОЛ

Заседания НТС Филиала ООО «ГеоПрайм» - «Томская геофизическая компания»

1 февраля 2012г.

г. Томск

### ПРИСУТСТВОВАЛИ:

Председатель НТС: Петров В.Н.

Секретарь НТС: Болгова Е.Ф.

Присутствовали Седунов В.И., Силкина Г.А., Альмендингер Л.Г., Орехова Н.А., Жевлакова В.В., Сикова В.В., Никульшина Н.А., Москаленко В.А.

### ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение отчета: «Переинтерпретация данных ГИС в глубоких скважинах, переобработка и комплексная переинтерпретация материалов МОГТ-2Д с учетом данных бурения и ГИС в пределах юго-западного склона Еллей-Игайского поднятия» (лицензионный участок №71-1) по договору подряда №9п-2012 от 11.09.2012г. с ООО «Бакчарнефтегаз». Ответственные исполнители Т.В. Забуга, Г. А. Силкина

### СЛУШАЛИ:

Сообщение ответственного исполнителя Забуга Т.В. о результатах выполненных работ.

### Выступления

**Петров В.Н.** Одним из определяющих моментов данной работы является получение при обработке сейсмических данных реальных отражений внутри палеозойской толщи. Большая и кропотливая работа была выполнена специалистами группы обработки по подбору процедур графа обработки и очищению разреза от кратных волн-помех. Довольно уверенно следятся отражающие границы на материалах с высокой кратностью (60). Данные профили со стратиграфической привязкой к параметрической скважине, являлись опорными при корреляции границ. Качество же большей части архивных материалов, позволяет проследивать палеозойские отражения лишь условно. Тем не менее, на изучаемой площади впервые удалось построить схематические структурные карты по внутренним поверхностям палеозоя. В интервале отложений среднего девона прослежены и закартированы сейсмофации, связанные с органогенными телами. Детально проанализированы данные результатов бурения. Выполнена глубокая переинтерпретация данных ГИС, что позволило выделить в разрезе палеозоя на разных стратиграфических уровнях четыре интервала преимущественно проницаемых коллекторов. Оценены перспективные ресурсы выделенных палеозойских объектов по категории С<sub>3</sub>. Рекомендовано местоположения заложения двух скважин глубокого бурения.

Юрско-меловые отложения на территории работ оцениваются как малоперспективные. Тем не менее, по опорным горизонтам и границам, контролирующим потенциально перспективные комплексы, выполнены структурные и палеопостроения. Выполненный прогноз коллекторов на среднеюрские пласты и верхнеюрские отложения, доказывают бесперспективность этих отложений на территории изучаемого лицензионного участка. Полученные результаты в интервале палеозойского комплекса несомненно представляют интерес для Заказчика. Отчет рекомендуется к защите на НТС Заказчика.

**Силкин Г.Е.** Согласно геологическому заданию, был проведен глубокий анализ всей геолого-геофизической информации по параметрическим скважинам П-2 Еллей-Игайская и П-4 Еллей-Игайская. Выполнен сбор информации по скважинам из различных имеющихся в архивах источников – дел скважин, отчетов нефтеразведочных экспедиций, отчетов ТТГУ, ТНГГ. Использовались данные из собственного архива компании и других доступных источников геолого-геофизической информации по району работ.

Был осуществлен аудит качества первичных данных их редактирование, часть дополнительно найденных аналоговых данных ГИС переведена в цифровой вид. После сбора и систематизации всех геолого-геофизических данных, стратиграфической и попластовой разбивки, были проведены работы по переинтерпретации, включая анализ бурения и испытания всех объектов в открытом стволе и колонне.

Дополнительно к геологическому заданию был проведен синтез недостающих кривых ГГК-П, результаты которого были использованы для инверсионных преобразований и пригодятся недропользователю в будущем, при постановке новых сейсмических исследований на участке.

Повторной переинтерпретации подвергнуты отложения мезозойского осадочного чехла и вся вскрытая скважинами толща доюрских образований. В отчет включена соответствующая глава с текстом, и табличными значениями, в ней представлен также раздел, посвященный подробному анализу проведенных испытаний объектов с оценкой степени достоверности полученных «официальных» результатов.

Графические приложения представлены очень информативными планшетами, на которые вынесены все увязанные кривые ГИС-методов, данные по керну, конструкции скважины, интервалам испытания в открытом стволе и колонне, численно и графически представлены результаты петрофизической интерпретации. Выполнена и представлена геолого-геофизическая корреляция разрезов 2-х параметрических скважин. Работа выполнена на высоком уровне и предоставляет новую информацию для недропользователя.

Необходимо отметить, что результаты этой работы были с успехом интегрированы в процесс интерпретации сейсмических данных, что сделало отчет более информативным и позволило уточнить геолого-геофизическую модель изучаемого участка.

**Седунов В.И.** Для целей недропользования Еллей-Игайский лицензионный участок является, безусловно, специфичной для Томской области территорией. Обладая сравнительно небольшой площадью, он имеет значительный по мощности этаж доюрских палеозойских карбонатных образований, перспективных для производства поисково-оценочных и разведочных работ. Карбонатные трещинно-кавернозно-поровые коллекторы имеют чрезвычайно сложное пространственное распространение и связаны с серией биогермных построек, которые предварительно выделяются по материалам глубокого бурения и сейсморазведочных работ в интервале глубин ниже кровли палеозоя порядка на 1200м. Прогноз таких коллекторных зон из-за, в целом, вещественной монотонности толщи затруднителен и повышение его вероятности требует постановки специальных (в плане методологии и технологии) сейсморазведочных работ. Выполненный к настоящему времени на Еллей-Игайской площади комплекс

сейсморазведочных работ, более адаптирован к решению геологических задач по осадочному чехлу и незначителен по объему.

Тем не менее, настоящими договорными работами выделено четыре перспективных, подтвержденных предшествующими геологоразведочными работами, стратиграфических уровня присутствия биогермных построек и, соответственно, коллекторных зон в исследованном разрезе. Выполнена оценка ресурсов. Эти коллекторные зоны следует рассматривать как резервуары для массивных (с литологическими ограничениями) залежей углеводородов. Диапазон распространения таких резервуаров по глубине позволяет всю (в границах геологического отвода) площадь лицензионного участка отнести практически в равной мере к категории высоко перспективных.

На основании выполненного комплекса работ предложено местоположение двух первоочередных скважин, с целевым назначением дальнейшего геологического изучения палеозойских пород, поиска залежей УВ и оценки содержащихся запасов по промышленным категориям. Проведенный анализ выполненного на площади глубокого бурения показал, что при строительстве скважин необходимо будет решать ряд сложных технологических и технических задач, обусловленных спецификой горно-геологических условий (наличие поглощающих зон и интервалов, способных к газопроявлениям и т.д.).

Возможно, что наиболее правильным геолого-технологическим решением при возобновлении буровых работ на Еллей-Игайской площади будет проектирование бурения на определенную зону скважины с горизонтальным окончанием ствола.

По комплексу геолого-геофизической информации от предшествующих работ, структурно-тектоническому положению лицензионного участка юрско-меловые отложения осадочного чехла малоперспективны для поиска в них залежей УВ.

После обсуждения и обмена мнениями **НТС ПОСТАНОВИЛ:**

- . Геологические задачи, предусмотренные геологическим заданием, считать выполненными.
- . Затраченные на выполненные работы средства по договору подряда №9п-2012 от 11.09.2012г. с ООО «Бакчарнефтегаз» 2 217 800 рублей, в том числе НДС 18% в сумме 338 308 рублей 47 копеек, рекомендовать к списанию.
- . Отчет рекомендовать к передаче и рассмотрению на НТС «Заказчика».

Председатель НТС  
Секретарь НТС



Петров В.Н.  
Болгова Е.Ф.

Утверждаю:

Директор ООО «Бакcharнефтегаз»



Маляренко М.Ю.

**ПРОТОКОЛ №1**  
**заседания научно-технического совета**

г. Томск

15.02.2013 г.

Председатель: Кокунов А.В. - Главный инженер ООО «Бакcharнефтегаз»  
 Секретарь: Скворцов И.М.

**ПРИСУТСТВОВАЛИ:****От Заказчика - ООО «Бакcharнефтегаз»:**

1. Маляренко М.Ю. - Директор
2. Кокунов А.В. - Главный инженер
3. Антошкин В.М. - Главный геолог
4. Скворцов И.М. - геолог
5. Новоселов А.Я. - Заместитель директора по экономике и финансам.
6. Бондаренко А.И. - Заместитель гл. инженера по охране труда, промышленной и экологической безопасности.

**От Исполнителя - ООО «ГеоПрайм»:**

1. Силкин Г.Е. - директор Филиала ООО «ГеоПрайм» - Томская геофизическая компания»
2. Петров В.Н. - Главный геолог
3. Силкина Г.И. - Ведущий геофизик группы ГИС
4. Альмендингер А.Г. - Ведущий геофизик

**Приглашенные:****Управление по недропользованию по Томской области («Томскнедра»)**

1. Шеламова Л.А. - Начальник геологического отдела «Томскнедра»

**ИНГГ СО РАН**

1. Конторович В.А. (Заместитель директора, Доктор г.м.н., Член-корр. РАН)
2. Резяпов Г.И. - Старший научный сотрудник

**ООО «Сибпромгеофизика»**

1. Чупин А.Ф. - Директор

**ОАО «ТомскНИПинефть»**

1. Шапоренко С.Н. - Ведущий специалист отдела СРР
2. Кужелев В.Г. - Ведущий специалист отдела СРР

## ПОВЕСТКА ДНЯ:

- Защита отчета «Переинтерпретация данных ГИС в глубоких скважинах, переобработка и комплексная переинтерпретация материалов МОГТ-2D с учетом данных бурения и ГИС в пределах юго-западного склона Еллей-Игайского поднятия» (лицензионный участок 71-1).

НТС открыл вступительным словом М.Ю. Маляренко, которым подчеркнул значимость работ на Еллей-Игайском участке, основные перспективы которого связаны с внутренним палеозоем, по аналогии с ранее открытым Малоичским месторождением нефти в приграничном районе Новосибирской области. Открытие в палеозое залежей УВ может коренным образом изменить все перспективы Лавровского наклонного вала и в целом, доюрских образований Томской области.

В презентации проделанной работы главный геолог ООО «Геопрайм» Петров В.Н. дал геолого-геофизическую характеристику Еллей-Игайского участка. Были затронуты особенности геологического строения, тектоники, стратиграфии участка. Отмечены особенности данных использованных в переинтерпретации, а также эксклюзивная методика работ и программное обеспечение, которое применялось при обработке сейсморазведочных данных, и использовалось в своей работе специалистами ООО «ГеоПрайм». Применение данного программного продукта позволило с большой долей вероятности «провести» ряд отражающих горизонтов в палеозойском комплексе отложений на изучаемом участке. Выступающим отмечено, что для этого потребовалось применение специальных дополнительных процедур обработки, что повлекло за собой увеличение времени работы с сейсмоданными (что было согласованно с Заказчиком).

Далее были представлены результаты работ. В результате переинтерпретации данных ГИС и сейсморазведочных материалов МОГТ-2D ( по геологическому заданию 186 пог.км. архивных профилей, фактически в проект было вовлечено 578 пог.км) с применением современных программных продуктов, таких как Petrel (Schlumberger), SEISX (Paradigm Geophysical), GeoSeism (ИНГГ СО РАН), в доюрских образованиях среднего и верхнего девона были условно выделены четыре разных по мощности (от 30 м до 209 м) интервала, с которыми связывается развитие коллекторов. Данные интервалы приурочены к сейсмокомплексам, которые контролируются в кровле и подошве отражающими сейсмическими горизонтами, вероятно связанными с перерывом в осадконакоплении: D<sub>1</sub>, D<sub>2-1</sub>, D<sub>2-2</sub>, D<sub>2-2v</sub>, D<sub>3</sub>, Ф<sub>2</sub>. В пределах зон развития коллектора по данным ГИС и по результатам опробования выделяются проницаемые интервалы, перспективные для углеводородного насыщения промышленного масштаба. В результате анализа выделенных сейсмофаций, палеогеографических обстановок осадконакопления, данных ГИС, построены схематические структурные карты по отражающим горизонтам, а также карты мощностей осадочных комплексов. Выделены биогермные тела-объекты, представляющие интерес, как возможно содержащие залежи УВ. Горные породы, слагающие выделенные зоны, предположительно накапливались в шельфовой зоне в виде рифогенных и биогермных построек. Намечены точки заложения 2-х поисковых скважин, выбранные по ряду интерпретационных параметров как наиболее благоприятные для опробования отложений палеозоя на лицензионном участке. Коснувшись меловых и юрских

отложений, докладчик отметил, что их перспективность в пределах Еллей-Игайского участка на возможное наличие в них залежей углеводородов, по неблагоприятному в пределах участка структурному фактору и прогнозным параметрам достаточно низкая и не стоит ожидать на участке в этих комплексах каких-либо открытий.

О методике и результатах переинтерпретации ГИС, анализа процесса испытания объектов в открытом стволе и колонне докладывала ведущий геофизик по ГИС Силкина Г.А.

В своем выступлении она отметила, что была проведена большая аналитическая работа по сбору, обобщению и анализу промыслово-геофизической информации по 2-м параметрическим скважинам (№2 и №4 Еллей-Игайская), для более полного представления о строении участка привлекались также данные по скважинам находящимся на пограничных территориях. Отмечено что на изучаемых скважинах был выполнен достаточно полный (для того времени) комплекс ГИС, а на скв. №2 проведено много исследований в колонне при испытании объектов. Проведен анализ достоверности результатов испытаний, подчеркнуты проблемы их неоднозначности, в основном связанные с некачественным цементированием затрубного пространства. Выделены зоны возможных коллекторов, определены их типы. Сверх геологического задания выполнена работа по созданию (синтезу) псевдокривых плотностного каротажа (не были в то время записаны по стволу скважины) по разрезам изучаемых скважин. Эта информация об упругих свойствах среды использовалась в интерпретации сейсмических данных. В процессе работы были уточнены петрофизические зависимости и сопоставлены с данными исследований керна в лабораторных условиях. Заказчику представлены графические, табличные и текстовые результаты переинтерпретации ГИС и испытания объектов.

Далее слово взял директор Филиала ООО «Геопрайм» Силкин Г.Е. в своем выступлении он высказал сомнения в результатах испытаний объектов в скважине №4 Еллей - Игайская, которые появились в ходе проведенного анализа их достоверности по первичным материалам, взятым из дела скважины и отчета нефтеразведочной экспедиции.

Продолжил защиту отчета Петров В.Н. Более подробно были перечислены выделенные объекты в доюрских отложениях, перспективные по возможному наличию в них УВ-залежей. Была представлена таблица подсчета ресурсов газа и конденсата в целом по участку. Ресурсы подсчитаны объемным методом с использованием утвержденных подсчетных параметров: **по зонам ресурсы газа составили: 19 840 млн.м<sup>3</sup>, конденсата 2138 тыс. т.**

**В прениях по окончанию представления отчета выступили:**

1. В.А. Конторович, член-корр. РАН, отметил, что даже в наше время имеется дефицит современных методов ГИС, позволяющих достоверно интерпретировать отложения палеозоя, приводит в пример месторождения Каймысовского свода, где интервалы палеозоя с сопротивлением 3-4 Ом при опробовании оказывались насыщенными безводной нефтью. Также, отмечает, что есть некоторые противоречия между углами наклона слоистости отложений палеозоя,

встречающимися по описанию керна (от 30° до 70°) и углами построений отражающих горизонтов выделенных внутри палеозойской толщи (13-15°).

В целом, работа очень информативная и подчеркнул основное достоинство данного исполнителя - в глубоком интегрировании данных ГИС и сейсморазведки в выполняемых им проектах.

2. Л.А. Шеламова, Начальник геологического отдела Управления по недропользованию по Томской области, в своем выступлении отметила, то в результате последних открытий в средней юре на пограничных лицензионных участках, вполне допускает их перспективность на Еллей-Игайском участке, указывая, что согласно интерпретации специалистов «Schlumberger» в отложениях средней юры на пограничных участках выделяются нефтенасыщенные интервалы.
3. М.Ю. Маляренко, Директор ООО «Бакчарнефтегаз», в своем выступлении отмечает, что заключение о бесперспективности юры и мела противоречит ранее сделанным заключениям специалистов «Schlumberger» и «Сибпромгеофизика», но допускает другую точку зрения у специалистов компании, тем более что результаты интерпретации еще не подтверждены бурением и испытанием.
4. А.В. Кокунов, Главный инженер ООО «Бакчарнефтегаз», отмечает, что отражающими горизонтами могут быть древние эрозионные границы, что объясняет несоответствие между углами наслоений отложений палеозоя по керну (от 30° до 70°) и углами построений отражающих горизонтов внутри палеозоя (13-15°).

Нефтегазоносность палеозойских отложений Еллей-Игайской площади не вызывает сомнения у членов НТС.

После прений по поводу утвержденного при подсчете ресурсов коэффициента пористости принято считать  $K_p=0,21$  (взятым по аналогии с Арчинским месторождение) допустимым.

В.А. Конторович, Член-корр. РАН, наиболее рациональным сценарием работ на Еллей-Игайской площади видит бурение скважины, дублирующей скв. №2, что позволит избежать большинства рисков.

По результатам НТС принято решение пересчитать ресурсы газа и конденсата в условные углеводороды.

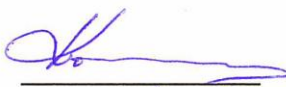
По мнению членов НТС проделанная ООО «Геопрайм» работа выполнена на высоком уровне, по-своему уникальна для палеозойского разреза и заслуживает хорошей оценки.

#### **Решение заседания научно-технического совета.**

1. Принять работу Филиала ООО «ГеоПрайм» - Томская геофизическая компания» по выполнению отчета «Переинтерпретация данных ГИС в глубоких скважинах, переобработка и комплексная переинтерпретация материалов МОГТ-2D с учетом данных бурения и ГИС в пределах юго-западного склона Еллей-Игайского поднятия» (лицензионный участок 71-1) и оценить, как хорошую.
2. Исполнителям проекта Филиала ООО «ГеоПрайм» - Томская геофизическая компания» пересчитать ресурсы газа и конденсата Еллей-Игайской площади в условных углеводородах.

3. Принять местоположение рекомендованных поисковых скважин № 6 и № 7, не считать наиболее рациональным сценарием работ на Еллей-Игайской площади бурение скважины, дублирующей скважину № 2; так как на скважине № 4, находящейся в 400м от скважины № 2, планируется проведение комплекса испытаний перспективных объектов.
4. Коэффициент пористости  $K_p=0,21$ , утвержденный при подсчете ресурсов Еллей-Игайской площади, считать допустимым.

Председатель заседания Кокунов А.В.



Секретарь заседания Скворцов И.М.







### Геолого-геофизическая характеристика пластов

Еллей-Игайская № 2

Alt .r = 136.1м

Таблица 2

№ п/п	Глубина, м		Толщина пласта, м общ. эфф.	Литология	Коллектор	A <sub>пс.</sub> д.ед.	УЭС, ОММ	K <sub>п от</sub>	Кгл, %	K <sub>пр,</sub> 10 <sup>-3</sup> МКМ <sup>2</sup>	K <sub>н,</sub> %	Характер насыщения	Примечание
	кровля	подошва											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<b>княгининская 1490.5-2235.0м ( -1354.2 -2098.5 )</b>													
1	1497.8 -1361.5	1503.2 -1366.9	5.4 5.4	Песчаник	Коллектор	0.36	2.9	21.2	15.4	1.1		Водонасыщ.	
2	1531.0 -1394.6	1534.7 -1398.3	3.7 3.7	Песчаник	Коллектор	0.47	2.7	22.4	13.7	3.3		Водонасыщ.	
3	1536.4 -1400.0	1543.5 -1407.1	7.1 7.1	Песчаник	Коллектор	0.39	3.4	21.5	14.9	1.3		Водонасыщ.	
4	1552.9 -1416.5	1555.2 -1418.8	2.3 2.3	Песчаник	Коллектор	0.57		23.0	12.8	5.7		Водонасыщ.	
5	1562.9 -1426.5	1566.5 -1430.1	3.6 3.6	Песчаник	Коллектор	0.49		22.0	14.0	3.8		Водонасыщ.	
6	1586.5 -1450.1	1591.4 -1455.0	4.9 4.9	Песчаник	Коллектор	0.40	3.8	21.9	14.5	1.2		Водонасыщ.	
7	1594.9 -1458.5	1599.6 -1463.2	4.7 4.7	Песчаник	Коллектор	0.64	3.0	24.1	11.2	12.9		Водонасыщ.	
8	1627.8 -1491.4	1630.0 -1493.6	2.2 2.2	Песчаник	Коллектор	0.44	1.7	22.1	14.2	1.4		Водонасыщ.	
9	1683.3 -1546.9	1685.0 -1548.6	1.7 1.7	Песчаник	Коллектор	0.43	3.0	21.9	14.4	1.3		Водонасыщ.	
10	1686.2 -1549.8	1690.5 -1554.1	4.3 4.3	Песчаник	Коллектор	0.64	1.5	24.1	11.2	13.0		Водонасыщ.	
11	1733.3 -1596.9	1735.8 -1599.4	2.5 2.5	Песчаник	Коллектор	0.48	2.6	22.5	13.6	2.4		Водонасыщ.	
12	1745.6 -1609.2	1747.2 -1610.8	1.6 1.6	Песчаник	Коллектор	0.33	2.9	21.0	15.8	0.5		Водонасыщ.	
13	1748.0 -1611.6	1750.9 -1614.5	2.9 2.9	Песчаник	Коллектор	0.36	2.8	21.3	15.4	0.7		Водонасыщ.	
14	1821.0 -1684.6	1825.2 -1688.8	4.2 4.2	Песчаник	Коллектор	0.49	2.0	22.9	12.9	3.8		Водонасыщ.	

Продолжение таблицы 2

15	1840.0 -1703.6	1842.8 -1706.4	2.8 2.8	Песчаник	Коллектор	0.56	2.1	23.3	12.5	5.3		Водонасыщ.	
16	1900.0 -1763.6	1902.3 -1765.9	2.3 2.3	Песчаник	Коллектор	0.57	2.8	23.4	12.2	6.2		Водонасыщ.	
17	1902.3 -1765.9	1904.1 -1767.7	1.8 1.8	Песчаник	Коллектор	0.55	2.2	23.2	12.5	5.1		Водонасыщ.	
18	1904.1 -1767.7	1907.6 -1771.2	3.5 3.5	Песчаник	Коллектор	0.59	1.7	23.5	12.1	7.7		Водонасыщ.	
19	1916.0 -1779.6	1919.0 -1782.6	3.0 3.0	Песчаник	Коллектор	0.53	3.3	23.0	12.9	4.0		Водонасыщ.	
20	1920.7 -1784.3	1923.3 -1786.9	2.6 2.6	Песчаник	Коллектор	0.60	2.3	23.8	11.7	9.3		Водонасыщ.	
21	1924.7 -1788.3	1926.7 -1790.3	2.0 2.0	Песчаник	Коллектор	0.65	3.1	24.2	11.1	14.4		Водонасыщ.	
22	1928.7 -1792.3	1930.4 -1794.0	1.7 1.7	Песчаник	Коллектор	0.61	1.5	23.8	11.6	9.6		Водонасыщ.	
23	1931.3 -1794.9	1934.1 -1797.7	2.8 2.8	Песчаник	Коллектор	0.66	2.4	24.3	11.0	15.3		Водонасыщ.	
24	1935.4 -1799.0	1937.5 -1801.1	2.1 2.1	Песчаник	Коллектор	0.52	2.5	23.0	12.8	7.6		Водонасыщ.	
25	1967.5 -1831.1	1969.5 -1833.1	2.0 2.0	Песчаник	Коллектор	0.53	3.4	23.0	12.9	3.9		Водонасыщ.	
26	1985.5 -1849.1	1986.7 -1850.3	1.2 1.2	Песчаник	Коллектор	0.64	1.6	24.2	11.1	13.8		Водонасыщ.	
27	1986.7 -1850.3	1987.9 -1851.5	1.2 1.2	Песчаник	Коллектор	0.65	3.6	24.2	11.1	14.2		Водонасыщ.	
28	2028.4 -1892.0	2031.2 -1894.8	2.8 2.8	Песчаник	Коллектор	0.57	4.2	23.4	12.2	6.4		Водонасыщ.	
29	2032.9 -1896.5	2035.2 -1898.8	2.3 2.3	Песчаник	Коллектор	0.68	3.1	24.5	10.6	19.7		Водонасыщ.	
30	2039.8 -1903.4	2042.2 -1905.8	2.4 2.4	Песчаник	Коллектор	0.71	2.9	24.9	10.1	29.1		Водонасыщ.	
31	2045.1 -1908.7	2046.0 -1909.6	0.9 0.9	Песчаник	Коллектор	0.44	5.0	22.1	14.2	1.6		Водонасыщ.	
32	2047.1 -1910.7	2048.0 -1911.6	0.9 0.9	Песчаник	Коллектор	0.44	4.0	22.1	14.1	1.6		Водонасыщ.	

Продолжение таблицы 2

33	2049.6 -1913.2	2050.4 -1914.0	0.8 0.8	Песчаник	Коллектор	0.55	3.1	23.2	12.6	4.9		Водонасыщ.	
34	2086.8 -1950.4	2090.9 -1954.5	4.1 4.1	Песчаник	Коллектор	0.76	3.8	25.3	9.3	48.6		Водонасыщ.	
35	2091.4 -1955.0	2092.5 -1956.1	1.1 1.1	Песчаник	Коллектор	0.70		24.7	10.3	25.7		Водонасыщ.	
36	2100.9 -1964.5	2102.5 -1966.1	1.6 1.6	Песчаник	Коллектор	0.54		23.1	12.7	4.5		-2147483648	
37	2120.2 -1983.8	2123.0 -1986.6	2.8 2.8	Песчаник	Коллектор	0.62		23.9	11.5	14.2		Водонасыщ.	
38	2125.6 -1989.2	2128.0 -1991.5	2.4 2.3	Песчаник	Коллектор	0.75		25.3	9.4	61.0		Водонасыщ.	
39	2129.1 -1992.6	2131.8 -1995.3	2.7 2.7	Песчаник	Коллектор	0.79		25.6	8.9	66.0		Водонасыщ.	
40	2135.3 -1998.8	2136.7 -2000.2	1.4 1.4	Песчаник	Коллектор	0.77		25.4	9.2	53.8		Водонасыщ.	
41	2137.2 -2000.7	2138.6 -2002.1	1.4 1.4	Песчаник	Коллектор	0.64		24.1	11.1	14.4		Водонасыщ.	
42	2155.6 -2019.1	2157.5 -2021.0	1.9 1.9	Песчаник	Коллектор	0.71	3.4	24.8	10.1	28.6		Водонасыщ.	
43	2170.7 -2034.2	2174.1 -2037.6	3.4 3.4	Песчаник	Коллектор	0.68	3.5	23.9	11.5	34.0		Водонасыщ.	
44	2208.8 -2072.3	2210.9 -2074.4	2.1 2.1	Песчаник	Коллектор	0.69		24.6	10.5	21.4		Водонасыщ.	
45	2213.8 -2077.3	2215.6 -2079.1	1.8 1.8	Песчаник	Коллектор	0.74		25.1	9.7	37.3		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры киялинская</b>													
<b>По водонасыщ.</b>			<b>115.3</b> <b>115.3</b>					<b>23.3</b>	<b>12.4</b>	<b>13.6</b>			



Продолжение таблицы 2

куломзинская 2299.0-2596.0м ( -2162.5 -2459.4 )													
58	2314.8 -2178.3	2317.2 -2180.7	2.4 2.4	Песчаник	Коллектор	0.82		24.3	10.9	18.3		Водонасыщ.	
59	2317.2 -2180.7	2323.5 -2187.0	6.3 6.3	Песчаник	Коллектор	0.95		24.8	10.1	27.9		Водонасыщ.	
60	2326.3 -2189.8	2328.9 -2192.4	2.6 2.6	Песчаник	Коллектор	0.61		23.5	12.1	7.0		Водонасыщ.	
61	2354.8 -2218.3	2355.5 -2219.0	0.7 0.7	Песчаник	Коллектор	0.58		23.4	12.2	6.2		Водонасыщ.	
62	2356.0 -2219.5	2356.6 -2220.1	0.6 0.6	Песчаник	Коллектор	0.44		22.9	13.0	3.7		Водонасыщ.	
63	2370.2 -2233.7	2372.3 -2235.8	2.1 2.1	Песчаник	Коллектор	0.61		23.5	12.1	6.9		Водонасыщ.	
64	2374.8 -2238.3	2376.0 -2239.5	1.2 1.2	Песчаник	Коллектор	0.50		23.1	12.7	4.5		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры куломзинская</b>													
<b>По водонасыщ.</b>			<b>15.9</b> <b>15.9</b>					<b>24.1</b>	<b>11.2</b>	<b>16.6</b>			
<b>васюганская 2632.0-2715.0м ( -2495.4 -2578.4 )</b>													
<b>Ю1(му) 2642.0-2659.0м ( -2505.4 -2522.4 )</b>													
65	2645.2 -2508.6	2646.5 -2509.9	1.3 1.3	Песчаник	Коллектор	0.53	4.4	15.3	22.9	3.6		Водонасыщ.	
66	2648.5 -2511.9	2649.6 -2513.0	1.1 1.1	Песчаник	Коллектор	0.57	3.9	15.6	21.6	4.0		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры Ю1(му)</b>													
<b>По водонасыщ.</b>			<b>2.4</b> <b>2.4</b>					<b>15.4</b>	<b>22.3</b>	<b>3.8</b>			
<b>Ю1/3-4 2662.8-2672.0м ( -2526.2 -2535.4 )</b>													
67	2663.0 -2526.4	2664.6 -2528.0	1.6 1.6	Песчаник	Коллектор	0.58	2.7	15.7	21.0	4.4		Водонасыщ.	
68	2670.8 -2534.2	2671.4 -2534.8	0.6 0.6	Песчаник	Коллектор	0.50		15.0	24.2	2.4		Водонасыщ.	

Продолжение таблицы 2

Средневзвешенные параметры Ю1/3-4													
По водонасыщ.		2.2						15.5	21.9	3.9			
		2.2											
Средневзвешенные параметры васюганская													
По водонасыщ.		4.6						15.5	22.1	3.8			
		4.6											
тюменская 2715.0-2979.0м ( -2578.4 -2842.4 )													
Ю2-4 2720.6-2747.0м ( -2584.0 -2610.4 )													
69	2721.0 -2584.4	2722.2 -2585.6	1.2 1.2	Песчаник	Коллектор	0.48		14.9	25.0	2.0		Водонасыщ.	
70	2739.8 -2603.2	2742.1 -2605.5	2.3 2.3	Песчаник	Коллектор	0.73	2.3	16.9	15.5	13.1		Водонасыщ.	
71	2742.8 -2606.2	2744.0 -2607.4	1.2 1.2	Песчаник	Коллектор	0.66	3.6	16.3	18.2	7.9		Водонасыщ.	
72	2745.4 -2608.8	2747.0 -2610.4	1.6 1.6	Песчаник	Коллектор	0.57	3.4	15.6	21.6	4.0		Водонасыщ.	
Средневзвешенные параметры Ю2-4													
По водонасыщ.		6.3						16.1	19.4	7.7			
		6.3											
Ю5-6 2755.0-2797.9м ( -2618.4 -2661.3 )													
72	2755.6 -2619.0	2759.4 -2622.8	3.8 3.8	Песчаник	Коллектор	0.60	3.7	15.8	20.5	5.7		Водонасыщ.	
73	2759.4 -2622.8	2770.0 -2633.4	10.6 10.6	Песчаник	Коллектор	0.74	2.9	17.0	15.4	13.6		Водонасыщ.	
74	2771.2 -2634.6	2775.6 -2639.0	4.4 4.4	Песчаник	Коллектор	0.74	2.9	17.0	15.0	14.4		Водонасыщ.	
75	2776.5 -2639.9	2777.6 -2641.0	1.1 1.1	Песчаник	Коллектор	0.64	3.4	15.9	19.9	6.0		Водонасыщ.	
76	2787.8 -2651.2	2789.4 -2652.8	1.6 1.6	Песчаник	Коллектор	0.55	3.7	15.4	22.5	3.8		Водонасыщ.	

Продолжение таблицы 2

77	2791.6 -2655.0	2797.2 -2660.6	5.6 5.6	Песчаник	Коллектор	0.68	3.1	16.5	17.1	9.2		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры Ю5-6</b>													
<b>По водонасыщ.</b>			<b>27.1</b> <b>27.1</b>					<b>16.6</b>	<b>17.0</b>	<b>10.8</b>			
<b>Ю7-8 2825.0-2845.0м ( -2688.4 -2708.4 )</b>													
78	2826.6 -2690.0	2828.2 -2691.6	1.6 1.6	Песчаник	Коллектор	0.62	2.8	16.0	19.8	5.7		Водонасыщ.	
79	2829.0 -2692.4	2829.7 -2693.1	0.7 0.7	Песчаник	Коллектор	0.42	2.6	14.4	27.3	1.3		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры Ю7-8</b>													
<b>По водонасыщ.</b>			<b>2.3</b> <b>2.3</b>					<b>15.5</b>	<b>22.1</b>	<b>4.4</b>			
<b>Ю10 2882.8-2893.4м ( -2746.2 -2756.8 )</b>													
80	2885.2 -2748.6	2886.9 -2750.3	1.7 1.7	Песчаник	Коллектор	0.58	4.0	15.6	21.5	4.0		Водонасыщ.	
81	2890.0 -2753.4	2891.7 -2755.1	1.7 1.7	Песчаник	Коллектор	0.46		14.7	25.8	1.7		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры Ю10</b>													
<b>По водонасыщ.</b>			<b>3.4</b> <b>3.4</b>					<b>15.1</b>	<b>23.7</b>	<b>2.9</b>			
<b>Ю13-14 2941.6-2979.0м ( -2805.0 -2842.4 )</b>													
82	2966.8 -2830.2	2970.2 -2833.6	3.4 3.4	Песчаник	Коллектор	0.38		14.0	29.0	0.9		Водонасыщ.	
83	2972.8 -2836.2	2975.8 -2839.2	3.0 3.0	Песчаник	Коллектор	0.32		13.6	31.0	0.7		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры Ю13-14</b>													
<b>По водонасыщ.</b>			<b>6.4</b> <b>6.4</b>					<b>13.8</b>	<b>29.9</b>	<b>0.8</b>			



### Геолого-геофизическая характеристика пластов (PZ)

Таблица 3

№ п/п	Глубина отметка , м		Толщина пласта, м общ. эфф.	Литология	Коллектор	Пористость, %			K <sub>пл.</sub>	тип коллектора
	кровля	подошва				По методам				
						АК	НК	БК		
1	2	3	4	5	6	11	12	13	15	18
<b>D3 fn франский ярус 3022.0-3086.8м ( -2885.4 -2950.2 )</b>										
1	3022.5 -2885.9	3026.4 -2889.8	3.9 3.9	Известняк доломитизированный	Возможный коллектор	8.1	8.0	2.2	5.6	79
2	3026.4 -2889.8	3028.2 -2891.6	1.8 1.8	Известняк	Возможный коллектор		7.5	2.1	5.8	79
<b>D2 zv живетский ярус 3087-3517м ( -2950.4 -3380.3 )</b>										
3	3097.7 -2961.1	3099.8 -2963.2	2.1 2.1	Известняк	Возможный коллектор		6.7	4.4	4.6	трещинно-поровый
4	3101.8 -2965.2	3104.2 -2967.6	2.4 2.4	Известняк	Возможный коллектор		9.5	4.3	6.4	трещинно-поровый
5	3104.2 -2967.6	3105.2 -2968.6	1.0 1.0	Известняк	Возможный коллектор	14.7	6.7	3.3	4.4	трещинно-поровый
6	3120.1 -2983.5	3122.1 -2985.5	2.0 2.0	Известняк глинистый	Возможный коллектор		7.8	5.3	9.1	трещинно-поровый
7	3122.1 -2985.5	3123.2 -2986.6	1.1 1.1	Известняк глинистый	Возможный коллектор	12.7	7.0	3.8	7.6	трещинно-поровый
8	3124.6 -2988.0	3126.7 -2990.0	2.1 2.0	Известняк глинистый	Возможный коллектор		7.4	3.6	3.9	трещинно-поровый
9	3127.2 -2990.5	3129.1 -2992.4	1.9 1.9	Известняк глинистый	Возможный коллектор		9.6	4.6	4.4	трещинно-поровый

Продолжение таблицы 3

10	3129.1 -2992.4	3131.8 -2995.1	2.7 2.7	Известняк глинистый	Возможный коллектор		6.3	3.9	4.6	трещинно-поровый
11	3132.5 -2995.8	3133.8 -2997.1	1.3 1.3	Известняк	Возможный коллектор		6.9	3.6	3.7	трещинно-поровый
12	3133.8 -2997.1	3134.9 -2998.2	1.1 1.1	Известняк глинистый	Возможный коллектор	8.6	9.1	3.6	2.6	трещинно-поровый
13	3134.9 -2998.2	3138.6 -3001.9	3.7 3.7	Известняк глинистый	Возможный коллектор		6.2	4.0	2.5	трещинно-поровый
14	3211.7 -3075.0	3213.7 -3077.0	2.0 2.0	Известняк	Возможный коллектор	16.6	8.1	0.5	4.0	порово-трещинный
15	3213.7 -3077.0	3215.3 -3078.6	1.6 1.6	Известняк	Возможный коллектор	16.6	8.1	0.5	4.0	порово-трещинный
16	3215.3 -3078.6	3217.8 -3081.1	2.5 2.5	Известняк	Возможный коллектор	12.7	8.3	0.3	3.8	порово-трещинный
17	3217.8 -3081.1	3220.0 -3083.3	2.2 2.2	Доломит	Возможный коллектор					порово-трещинный
18	3221.2 -3084.5	3223.9 -3087.2	2.7 2.7	Известняк	Возможный коллектор	3.9	9.2	0.5	2.6	порово-трещинный
19	3224.8 -3088.1	3228.0 -3091.3	3.2 3.2	Известняк	Возможный коллектор	3.5	9.2	0.4	1.8	порово-трещинный
20	3228.0 -3091.3	3232.5 -3095.8	4.5 4.5	Доломит	Возможный коллектор	13.2	8.7	0.5	3.2	порово-трещинный
21	3236.3 -3099.6	3241.2 -3104.5	4.9 4.9	Известняк	Возможный коллектор	11.2	10.3	0.5	3.7	порово-трещинный
22	3241.2 -3104.5	3243.0 -3106.3	1.8 1.8	Известняк доломитизированный	Возможный коллектор	5.6	17.5	0.5	2.4	порово-трещинный
23	3243.0 -3106.3	3245.3 -3108.6	2.3 2.3	Известняк	Возможный коллектор	3.6	12.5	0.3	2.8	порово-трещинный
24	3245.3 -3108.6	3247.4 -3110.7	2.1 2.1	Известняк	Возможный коллектор	0.7	9.3	0.3	3.4	кавернозно-поровый
25	3247.4 -3110.7	3250.0 -3113.3	2.6 2.6	Доломит	Возможный коллектор	5.9	11.5	0.3	4.4	кавернозно-поровый
26	3377.5 -3240.8	3378.7 -3242.0	1.2 1.2	Известняк	Возможный коллектор		8.3	3.0	2.2	кавернозно-поровый
27	3378.7 -3242.0	3379.7 -3243.0	1.0 1.0	Доломит известковистый	Возможный коллектор	1.8	25.0	0.4	1.5	кавернозно-поровый

Продолжение таблицы 3

28	3379.7 -3243.0	3380.7 -3244.0	1.0 1.0	Доломит известковистый	Возможный коллектор	8.2	17.1	0.5	1.8	кавернозно-поровый
29	3382.8 -3246.1	3385.0 -3248.3	2.2 2.2	Известняк	Возможный коллектор	2.4	22.4	0.3	2.2	кавернозно-поровый
30	3387.5 -3250.8	3390.0 -3253.3	2.5 2.5	Известняк	Возможный коллектор		16.8	1.8	2.2	кавернозно-поровый
31	3390.0 -3253.3	3392.5 -3255.8	2.5 2.5	Доломит	Возможный коллектор	3.8	24.0	0.5	1.6	кавернозно-поровый
32	3398.0 -3261.3	3399.5 -3262.8	1.5 1.5	Известняк	Возможный коллектор		18.5	1.6	4.0	кавернозно-поровый
33	3399.5 -3262.8	3401.8 -3265.1	2.3 2.3	Известняк	Возможный коллектор	14.3	14.9	1.2	3.1	кавернозно-поровый
34	3403.0 -3266.3	3404.7 -3268.0	1.7 1.7	Доломит известковистый	Возможный коллектор	6.3	10.6	1.1	4.4	кавернозно-поровый
35	3404.7 -3268.0	3406.4 -3269.7	1.7 1.7	Известняк	Возможный коллектор	3.6	15.9	0.8	2.5	кавернозно-поровый
D2 ef эфельский ярус 3529.4-4245.0м ( -3392.7 -4102.1 )										
36	3529.4 -3392.7	3532.8 -3396.1	3.4 3.4	Известняк доломитизированный	Возможный коллектор	4.0	5.3	2.2	1.8	порово-кавернозный
37	3532.8 -3396.1	3534.0 -3397.3	1.2 1.2	Известняк доломитизированный	Возможный коллектор	4.4	8.3	2.9	2.5	порово-кавернозный
38	3534.0 -3397.3	3537.3 -3400.6	3.3 3.3	Известняк	Возможный коллектор	4.2	6.5	2.6	1.9	порово-кавернозный
39	3537.3 -3400.6	3540.6 -3403.9	3.3 3.3	Известняк	Возможный коллектор	4.7	5.6	1.9	1.1	порово-кавернозный
40	3540.6 -3403.9	3542.3 -3405.6	1.7 1.7	Известняк	Возможный коллектор	4.6	6.4	1.7	1.7	порово-кавернозный
41	3542.3 -3405.6	3544.7 -3408.0	2.4 2.4	Известняк	Возможный коллектор	3.4	6.1	1.8	2.2	порово-кавернозный
42	3544.7 -3408.0	3547.5 -3410.8	2.8 2.8	Известняк доломитизированный	Возможный коллектор	4.9	6.1	1.4	1.5	порово-кавернозный
43	3547.5 -3410.8	3549.2 -3412.5	1.7 1.7	Известняк доломитизированный	Возможный коллектор	4.0	9.6	2.8	1.2	поровый
44	3549.2 -3412.5	3551.9 -3415.1	2.7 2.6	Известняк	Возможный коллектор	4.6	5.7	1.7	1.9	поровый

Продолжение таблицы 3

45	3551.9 -3415.1	3558.2 -3421.4	6.3 6.3	Известняк	Возможный коллектор	4.4	5.9	1.6	2.0	поровый
46	3558.2 -3421.4	3559.9 -3423.1	1.7 1.7	Известняк	Возможный коллектор	3.5	4.9	2.0	2.1	поровый
47	3875.6 -3738.5	3877.1 -3740.0	1.5 1.5	Известняк	Возможный коллектор	6.2	4.2	1.7	3.3	порово-трещиноватые
48	3877.1 -3740.0	3880.0 -3742.9	2.9 2.9	Известняк	Возможный коллектор	4.7	5.4	1.7	4.1	порово-трещиноватые
49	3882.2 -3745.1	3884.1 -3747.0	1.9 1.9	Известняк	Возможный коллектор	4.1	4.8	1.1	3.9	порово-трещиноватые
50	3884.1 -3747.0	3885.4 -3748.3	1.3 1.3	Известняк	Возможный коллектор	5.0	4.2	1.3	5.2	порово-трещиноватые
51	3885.4 -3748.3	3887.8 -3750.7	2.4 2.4	Известняк	Возможный коллектор	3.8	5.6	2.2	5.6	порово-трещиноватые
52	3887.8 -3750.7	3889.6 -3752.5	1.8 1.8	Известняк	Возможный коллектор	8.7	7.4	2.4	3.5	порово-трещиноватые
53	3889.6 -3752.5	3891.3 -3754.2	1.7 1.7	Известняк	Возможный коллектор	7.6	4.6	1.5	7.4	порово-трещиноватые
54	3891.3 -3754.2	3896.4 -3759.3	5.1 5.1	Известняк	Возможный коллектор		13.4	4.3	4.5	порово-трещинно-кавернозный
55	3896.4 -3759.3	3899.6 -3762.5	3.2 3.2	Известняк	Возможный коллектор	16.3	6.9	3.2	7.6	порово-трещинно-кавернозный
56	3899.6 -3762.5	3901.2 -3764.1	1.6 1.6	Известняк	Возможный коллектор	16.9	9.9	5.3	11.3	порово-трещинно-кавернозный
57	3901.2 -3764.1	3904.4 -3767.3	3.2 3.2	Известняк	Возможный коллектор	11.6	4.5	5.5	7.9	порово-трещинно-кавернозный
58	3904.4 -3767.3	3908.4 -3771.3	4.0 4.0	Известняк	Возможный коллектор		13.7	6.9	4.2	порово-трещинно-кавернозный
59	3908.4 -3771.3	3912.4 -3775.3	4.0 4.0	Известняк	Возможный коллектор		10.7	6.8	5.0	порово-трещинно-кавернозный
60	3912.4 -3775.3	3915.9 -3778.8	3.5 3.5	Известняк	Возможный коллектор		7.9	5.5	4.3	порово-трещинно-кавернозный
61	4074.0 -3932.3	4077.2 -3935.4	3.2 3.1	Известняк	Возможный коллектор	5.0	6.3	3.3	2.4	порово-трещинно-кавернозный
62	4077.2 -3935.4	4079.1 -3937.3	1.9 1.9	Известняк	Возможный коллектор	12.1	4.2	3.3	0.8	порово-трещинно-кавернозный

Продолжение таблицы 3

63	4079.1 -3937.3	4081.5 -3939.7	2.4 2.4	Известняк	Возможный коллектор		9.3	5.8	1.5	порово-трещинно-кавернозный
64	4084.0 -3942.2	4085.5 -3943.7	1.5 1.5	Известняк	Возможный коллектор		10.2	7.0	1.8	порово-трещинно-кавернозный
65	4085.5 -3943.7	4086.4 -3944.6	0.9 0.9	Известняк	Возможный коллектор	10.2	5.9	3.7	3.9	порово-трещинно-кавернозный
66	4086.4 -3944.6	4089.0 -3947.2	2.6 2.6	Известняк	Возможный коллектор	15.8	4.1	3.1	2.9	порово-трещинно-кавернозный
67	4089.0 -3947.2	4091.4 -3949.6	2.4 2.4	Известняк	Возможный коллектор	11.2	5.4	3.8	4.1	порово-трещинно-кавернозный
68	4091.4 -3949.6	4094.4 -3952.6	3.0 3.0	Известняк	Возможный коллектор	8.8	5.1	3.4	4.5	порово-трещинно-кавернозный
69	4095.8 -3954.0	4097.0 -3955.1	1.2 1.1	Известняк	Возможный коллектор	8.5	7.6	5.2	2.3	порово-трещинно-кавернозный
70	4097.0 -3955.1	4098.0 -3956.1	1.0 1.0	Известняк	Возможный коллектор	12.5	5.8	3.4	1.7	порово-трещинно-кавернозный
71	4098.0 -3956.1	4099.5 -3957.6	1.5 1.5	Известняк	Возможный коллектор	5.4	4.7	2.1	2.6	порово-трещинно-кавернозный
72	4099.5 -3957.6	4102.2 -3960.3	2.7 2.7	Известняк	Возможный коллектор	5.4	4.3	2.3	2.0	порово-трещинно-кавернозный
73	4102.2 -3960.3	4105.0 -3963.1	2.8 2.8	Известняк	Возможный коллектор	6.2	5.8	2.7	2.4	порово-трещинно-кавернозный
74	4117.4 -3975.5	4119.1 -3977.2	1.7 1.7	Известняк доломитизированный	Возможный коллектор	8.2	6.0	5.3	3.1	порово-трещиноватые
75	4119.1 -3977.2	4120.2 -3978.3	1.1 1.1	Известняк доломитизированный	Возможный коллектор	6.4	4.4	1.3	3.2	порово-трещиноватые
76	4120.2 -3978.3	4121.1 -3979.2	0.9 0.9	Известняк доломитизированный	Возможный коллектор	4.9	4.1	5.1	5.3	порово-трещиноватые
77	4121.1 -3979.2	4122.8 -3980.8	1.7 1.6	Известняк доломитизированный	Возможный коллектор	4.3	5.7	3.5	3.9	порово-трещиноватые
78	4140.1 -3998.1	4142.8 -4000.8	2.7 2.7	Известняк	Возможный коллектор	5.3	5.2	3.0	6.1	низкопоровые-микротрещиноватые

## Данные о плотных и угольных пластах

Еллей-Игайская №2

Alt .r = 136.1 м

Таблица 4

№ п/п	Глубина, м		Толщина пласта, м общ. эфф.	Литология	Коллектор	Примечание
	кровля	подошва				
1	2	3	4	5	6	7
<b>кьялинская 1490.5-2235.0м ( -1354.2 -2098.5 )</b>						
1	1625.6 -1489.2	1627.0 -1490.6	1.4 1.4	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
2	1743.7 -1607.3	1744.4 -1608.0	0.7 0.7	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
3	1819.5 -1683.1	1821.0 -1684.6	1.5 1.5	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
4	1908.6 -1772.2	1910.9 -1774.5	2.3 2.3	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
5	1987.9 -1851.5	1989.2 -1852.8	1.3 1.3	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
6	2085.1 -1948.7	2086.1 -1949.7	1.0 1.0	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
7	2123.0 -1986.6	2124.2 -1987.8	1.2 1.2	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
8	2128.0 -1991.5	2129.1 -1992.6	1.1 1.1	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
9	2133.0 -1996.5	2133.9 -1997.4	0.9 0.9	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
10	2136.7 -2000.2	2137.2 -2000.7	0.5 0.5	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
<b>тарская 2235.0-2299.0м ( -2098.5 -2162.5 )</b>						
11	2248.7	2250.2	1.5	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	

Продолжение таблицы 4

	куломзинская 2299.0-2596.0м ( -2162.5 -2459.4 )					
13	2355.5 -2219.0	2356.0 -2219.5	0.5 0.5	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
14	2372.3 -2235.8	2372.9 -2236.4	0.6 0.6	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
15	2376.0 -2239.5	2376.3 -2239.8	0.3 0.3	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
16	2384.0 -2247.5	2384.6 -2248.1	0.6 0.6	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
17	2414.0 -2277.5	2414.3 -2277.8	0.3 0.3	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
18	2424.4 -2287.9	2424.9 -2288.4	0.5 0.5	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
19	2439.2 -2302.7	2439.6 -2303.1	0.4 0.4	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
20	2453.1 -2316.6	2453.5 -2317.0	0.4 0.4	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
21	2484.2 -2347.7	2485.3 -2348.8	1.1 1.1	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
22	2489.4 -2352.9	2489.7 -2353.2	0.3 0.3	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
23	2493.2 -2356.6	2493.9 -2357.3	0.7 0.7	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
24	2532.3 -2395.7	2532.8 -2396.2	0.5 0.5	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
25	2539.2 -2402.6	2539.7 -2403.1	0.5 0.5	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
26	2541.0 -2404.4	2541.5 -2404.9	0.5 0.5	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
27	2568.4 -2431.8	2569.0 -2432.4	0.6 0.6	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	

Продолжение таблицы 4

<b>васюганская 2632.0-2715.0м (-2495.4 -2578.4 )</b>						
28	2636.0 -2499.4	2640.0 -2503.4	4.0 4.0	Уголь	Неколлектор	
29	2646.5 -2509.9	2647.7 -2511.1	1.2 1.2	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
30	2649.6 -2513.0	2650.6 -2514.0	1.0 1.0	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
31	2668.8 -2532.2	2670.4 -2533.8	1.6 1.6	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
32	2714.0 -2577.4	2715.0 -2578.4	1.0 1.0	Уголь	Неколлектор	
<b>тюменская 2715.0-2979.0м (-2578.4 -2842.4 )</b>						
33	2734.9 -2598.3	2735.8 -2599.2	0.9 0.9	Уголь	Неколлектор	
34	2742.1 -2605.5	2742.8 -2606.2	0.7 0.7	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
35	2747.0 -2610.4	2749.0 -2612.4	2.0 2.0	Уголь	Неколлектор	
36	2770.0 -2633.4	2771.2 -2634.6	1.2 1.2	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
37	2775.6 -2639.0	2776.5 -2639.9	0.9 0.9	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
38	2789.4 -2652.8	2791.6 -2655.0	2.2 2.2	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
39	2798.1 -2661.5	2798.9 -2662.3	0.8 0.8	Уголь	Неколлектор	
40	2800.0 -2663.4	2801.0 -2664.4	1.0 1.0	Уголь	Неколлектор	
41	2807.4 -2670.8	2808.0 -2671.4	0.6 0.6	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
42	2814.9 -2678.3	2817.5 -2680.9	2.6 2.6	Уголь	Неколлектор	
43	2825.2 -2688.6	2826.6 -2690.0	1.4 1.4	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
44	2845.4 -2708.8	2846.4 -2709.8	1.0 1.0	Уголь	Неколлектор	

Продолжение таблицы 4

48	2873.7 -2737.1	2874.5 -2737.9	0.8 0.8	Уголь	Неколлектор	
49	2881.0 -2744.4	2881.8 -2745.2	0.8 0.8	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
50	2887.7 -2751.1	2889.4 -2752.8	1.7 1.7	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
51	2893.4 -2756.8	2894.6 -2758.0	1.2 1.2	Уголь	Неколлектор	
52	2894.6 -2758.0	2896.2 -2759.6	1.6 1.6	Уголь	Неколлектор	
53	2896.2 -2759.6	2898.8 -2762.2	2.6 2.6	Уголь	Неколлектор	
54	2898.8 -2762.2	2899.2 -2762.6	0.4 0.4	Уголь	Неколлектор	
55	2899.2 -2762.6	2901.4 -2764.8	2.2 2.2	Уголь	Неколлектор	
56	2910.8 -2774.2	2911.8 -2775.2	1.0 1.0	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
57	2913.5 -2776.9	2915.2 -2778.6	1.7 1.7	Уголь	Неколлектор	
58	2916.3 -2779.7	2917.5 -2780.9	1.2 1.2	Уголь	Неколлектор	
59	2923.9 -2787.3	2925.1 -2788.5	1.2 1.2	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
60	2925.1 -2788.5	2929.8 -2793.2	4.7 4.7	Глина	Неколлектор	

Продолжение таблицы 4

61	2929.8 -2793.2	2936.6 -2800.0	6.8 6.8	Уголь	Неколлектор	
62	2949.4 -2812.8	2950.2 -2813.6	0.8 0.8	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
63	2958.4 -2821.8	2960.2 -2823.6	1.8 1.8	Уголь	Неколлектор	
64	2970.2 -2833.6	2971.6 -2835.0	1.4 1.4	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
<b>салатская 2979.0-3005.0м ( -2842.4 -2868.4 )</b>						
65	2979.0 -2842.4	2980.7 -2844.1	1.7 1.7	Уголь	Неколлектор	
66	2986.8 -2850.2	2987.4 -2850.8	0.6 0.6	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
67	2987.8 -2851.2	2988.6 -2852.0	0.8 0.8	Уголь	Неколлектор	

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**  
по комплексу промыслово-геофизических исследований

Параметрическая скважина №4. Площадь Еллей-Игайская

Альтитуда стола ротора: **138.3** м  
Диаметр скважины: 587-2991м- **0.269**м  
2291-4100м- **0.191**м

Забой проектный/фактический **4100** м

Таблица 1

Интервалы, м		Дата вскрытия интервала	Параметры промывочной жидкости			при бурении интервала при геофизических исследованиях			
			Тип	Добавки нефти и химреа- гентов	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Вязкость условная, с	Фильтрация, см <sup>3</sup> /30 мин	Уд. электрическое сопротивление, Ом	
кров- ля	подош- ва	по резисти- виметрии						по БКЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1700.0</b>	<b>4100.0</b>	<b>24.02.1991- 19.08.1992</b>	<b>глинистый</b>		<b>1.11-1.12</b>	<b>25-27</b>			<b>4.8- 0.5</b>

*При комплексной интерпретации использованы данные ПС, БКЗ, ИК, ПЗ, БК, МКЗ, МБК, ГК, НГК, АК и ДС. Коэффициенты пористости в меловых и юрских отложений определены по данным ПС и АК, сопротивления пластов - по данным БКЗ, ИК, ПЗ, БК. При оценке ФЕС и характера насыщения юрских коллекторов использованы петрофизические зависимости для месторождений Нюрольской впадины, при интерпретации в меловых отложениях - обобщенные зависимости для соответствующих пластов по месторождениям Томской области. При выделении коллекторов в отложениях РЗ использованы данные АК, ФКД, профилометрии, БК, МКЗ, ГК, НГК с учетом граничных значений УЭС по БК и Кпоб.нгк, принятых для карбонатных отложений по месторождениям Томской области. Литология построена по методике нормализации данных НГК, ГК и АК. Общая пористость определена по данным НГК с учетом глинистости.*

Приложение: № 45: графическое (1/500), интервал 1700-3000: "Повторная интерпретация данных ГИС в меловых и юрских отложениях параметрической скв. №4 Еллей-Игайской площади"

Приложение: № 46: графическое (1/500), интервал 2970-4100: "Повторная интерпретация данных ГИС в палеозойских отложениях параметрической скв. №4 Еллей-Игайской площади"

### Геолого-геофизическая характеристика пластов

Еллей-Игайская № 4

Alt .r = 138.3 м

Таблица 2

№ п/п	Глубина, м		Толщина пласта, м общ. эфф.	Литология	Коллектор	A <sub>пс.</sub> д.ед.	УЭС, омм	K <sub>п от</sub>	K <sub>гл</sub> , %	K <sub>пр</sub> , 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	K <sub>н</sub> , %	Характер насыщения	Примечание
	кровля	подошва											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<b>княгининская 1696.3-2232.0м (-1557.8 -2093.4)</b>													
1	1701.8 -1563.3	1702.2 -1563.7	0.4 0.4	Песчаник	Коллектор	0.33	2.4	21.0	16.0	0.5		Водонасыщ.	
2	1702.6 -1564.1	1703.0 -1564.5	0.4 0.4	Песчаник	Коллектор	0.39	2.7	22.0	15.0	0.9		Водонасыщ.	
3	1717.6 -1579.1	1719.0 -1580.5	1.4 1.4	Песчаник	Коллектор	0.40	2.2	22.0	15.0	1.3		Водонасыщ.	
4	1719.4 -1580.9	1720.8 -1582.3	1.4 1.4	Песчаник	Коллектор	0.50	2.0	23.0	13.0	3.0		Водонасыщ.	
5	1721.2 -1582.7	1723.5 -1585.0	2.3 2.3	Песчаник	Коллектор	0.48	2.2	23.0	14.0	2.5		Водонасыщ.	
6	1797.0 -1658.5	1801.4 -1662.9	4.4 4.4	Песчаник	Коллектор	0.36	2.6	21.0	15.0	0.6		Водонасыщ.	
7	1836.0 -1697.5	1839.8 -1701.3	3.8 3.8	Песчаник	Коллектор	0.60	2.2	24.0	12.0	8.7		Водонасыщ.	
8	1899.6 -1761.1	1900.4 -1761.9	0.8 0.8	Песчаник	Коллектор	0.38	4.3	21.0	15.0	0.8		Водонасыщ.	
9	1901.0 -1762.5	1903.0 -1764.5	2.0 2.0	Песчаник	Коллектор	0.48	4.4	22.0	14.0	4.0		Водонасыщ.	
10	1903.6 -1765.1	1904.6 -1766.1	1.0 1.0	Песчаник	Коллектор	0.68	2.4	25.0	11.0	20.4		Водонасыщ.	
11	1905.0 -1766.5	1907.2 -1768.7	2.2 2.2	Песчаник	Коллектор	0.71	2.4	25.0	10.0	29.3		Водонасыщ.	
12	1907.6 -1769.1	1909.2 -1770.7	1.6 1.6	Песчаник	Коллектор	0.80	2.1	26.0	9.0	76.0		Водонасыщ.	

Продолжение таблицы 2

13	1909.6 -1771.1	1911.0 -1772.5	1.4 1.4	Песчаник	Коллектор	0.77	2.0	26.0	9.0	65.4		Водонасыщ.	
14	1911.4 -1772.9	1912.0 -1773.5	0.6 0.6	Песчаник	Коллектор	0.39	2.6	22.0	15.0	1.0		Водонасыщ.	
15	1933.2 -1794.7	1934.0 -1795.5	0.8 0.8	Песчаник	Коллектор	0.41		22.0	15.0	1.1		Водонасыщ.	
16	1934.4 -1795.9	1935.6 -1797.1	1.2 1.2	Песчаник	Коллектор	0.51		22.0	14.0	1.6		Водонасыщ.	
17	1939.8 -1801.3	1940.4 -1801.9	0.6 0.6	Песчаник	Коллектор	0.37		21.0	15.0	0.8		Водонасыщ.	
18	1941.4 -1802.9	1943.2 -1804.7	1.8 1.8	Песчаник	Коллектор	0.57		23.0	12.0	6.2		Водонасыщ.	
19	1955.2 -1816.7	1957.6 -1819.1	2.4 2.4	Песчаник	Коллектор	0.59	2.4	24.0	12.0	8.0		Водонасыщ.	
20	1965.8 -1827.3	1967.2 -1828.7	1.4 1.4	Песчаник	Коллектор	0.51	3.9	23.0	13.0	3.1		Водонасыщ.	
21	1974.0 -1835.5	1974.6 -1836.1	0.6 0.6	Песчаник	Коллектор	0.40		22.0	15.0	1.1		Водонасыщ.	
22	1989.4 -1850.9	1990.8 -1852.3	1.4 1.4	Песчаник	Коллектор	0.50	2.7	23.0	13.0	2.8		Водонасыщ.	
23	2008.3 -1869.7	2009.4 -1870.8	1.1 1.1	Песчаник	Коллектор	0.48		22.0	14.0	2.5		Водонасыщ.	
24	2009.8 -1871.2	2011.8 -1873.2	2.0 2.0	Песчаник	Коллектор	0.74	2.6	25.0	10.0	40.7		Водонасыщ.	
25	2012.6 -1874.0	2013.6 -1875.0	1.0 1.0	Песчаник	Коллектор	0.53		22.0	14.0	2.0		Водонасыщ.	
26	2015.6 -1877.0	2017.4 -1878.8	1.8 1.8	Песчаник	Коллектор	0.54		23.0	13.0	3.5		Водонасыщ.	
27	2018.6 -1880.0	2024.6 -1886.0	6.0 6.0	Песчаник	Коллектор	0.80	3.1	26.0	9.0	61.1		Водонасыщ.	

Продолжение таблицы 2

27	2018.6 -1880.0	2024.6 -1886.0	6.0 6.0	Песчаник	Коллектор	0.80	3.1	26.0	9.0	61.1		Водонасыщ.	
28	2025.0 -1886.4	2025.8 -1887.2	0.8 0.8	Песчаник	Коллектор	0.51		23.0	13.0	3.6		Водонасыщ.	
29	2028.2 -1889.6	2030.6 -1892.0	2.4 2.4	Песчаник	Коллектор	0.78	2.6	26.0	9.0	65.4		Водонасыщ.	
30	2031.6 -1893.0	2033.9 -1895.3	2.3 2.3	Песчаник	Коллектор	0.88	2.4	27.0	8.0	168.3		Водонасыщ.	
31	2034.7 -1896.1	2035.6 -1897.0	0.9 0.9	Песчаник	Коллектор	0.60	3.4	24.0	12.0	12.9		Водонасыщ.	
32	2047.0 -1908.4	2049.4 -1910.8	2.4 2.4	Песчаник	Коллектор	0.78	2.4	26.0	9.0	57.9		Водонасыщ.	
33	2051.4 -1912.8	2052.0 -1913.4	0.6 0.6	Песчаник	Коллектор	0.40		22.0	15.0	0.9		Водонасыщ.	
34	2057.0 -1918.4	2062.5 -1923.9	5.5 5.5	Песчаник	Коллектор	0.75	3.1	26.0	9.0	72.5		Водонасыщ.	
35	2064.2 -1925.6	2065.6 -1927.0	1.4 1.4	Песчаник	Коллектор	0.58		24.0	12.0	18.7		Водонасыщ.	
36	2079.0 -1940.4	2081.6 -1943.0	2.6 2.6	Песчаник	Коллектор	0.75	3.7	25.0	10.0	43.5		Водонасыщ.	
37	2082.4 -1943.8	2087.4 -1948.8	5.0 5.0	Песчаник	Коллектор	0.87	2.8	26.0	8.0	141.8		Водонасыщ.	
38	2088.4 -1949.8	2089.7 -1951.1	1.3 1.3	Песчаник	Коллектор	0.83	2.7	26.0	8.0	106.8		Водонасыщ.	
39	2091.4 -1952.8	2096.0 -1957.4	4.6 4.6	Песчаник	Коллектор	0.73	3.1	25.0	10.0	31.1		Водонасыщ.	
40	2106.2 -1967.6	2107.0 -1968.4	0.8 0.8	Песчаник	Коллектор	0.40	3.6	22.0	15.0	1.0		Водонасыщ.	
41	2107.6 -1969.0	2110.8 -1972.2	3.2 3.2	Песчаник	Коллектор	0.76	2.8	25.0	9.0	40.8		Водонасыщ.	
42	2113.8 -1975.2	2115.0 -1976.4	1.2 1.2	Песчаник	Коллектор	0.46		22.0	14.0	1.9		Водонасыщ.	
43	2119.2 -1980.6	2125.0 -1986.4	5.8 5.8	Песчаник	Коллектор	0.80	2.4	26.0	9.0	135.8		Водонасыщ.	
44	2125.7 -1987.1	2127.3 -1988.7	1.6 1.6	Песчаник	Коллектор	0.96	2.5	27.0	6.0	474.5		Водонасыщ.	

Продолжение таблицы 2

45	2132.7 -1994.1	2136.2 -1997.6	3.5 3.5	Песчаник	Коллектор	0.89	2.8	27.0	7.0	191.8		Водонасыщ.	
46	2159.0 -2020.4	2160.2 -2021.6	1.2 1.2	Песчаник	Коллектор	0.47		22.0	14.0	1.7		Водонасыщ.	
47	2166.0 -2027.4	2169.4 -2030.8	3.4 3.4	Песчаник	Коллектор	0.85	3.7	26.0	8.0	117.4		Водонасыщ.	
48	2169.8 -2031.2	2170.4 -2031.8	0.6 0.6	Песчаник	Коллектор	0.55		23.0	13.0	4.9		Водонасыщ.	
49	2170.8 -2032.2	2171.2 -2032.6	0.4 0.4	Песчаник	Коллектор	0.49		23.0	13.0	2.6		Водонасыщ.	
50	2172.8 -2034.2	2174.8 -2036.2	2.0 2.0	Песчаник	Коллектор	0.72		25.0	10.0	33.1		Водонасыщ.	
51	2175.8 -2037.2	2176.4 -2037.8	0.6 0.6	Песчаник	Коллектор	0.60	3.7	24.0	12.0	8.3		Водонасыщ.	
52	2177.2 -2038.6	2178.8 -2040.2	1.6 1.6	Песчаник	Коллектор	0.76	4.4	25.0	10.0	38.6		Водонасыщ.	
53	2181.6 -2043.0	2182.6 -2044.0	1.0 1.0	Песчаник	Коллектор	0.52		23.0	13.0	4.1		Водонасыщ.	
54	2183.8 -2045.2	2184.4 -2045.8	0.6 0.6	Песчаник	Коллектор	0.51		23.0	13.0	3.4		Водонасыщ.	
55	2185.4 -2046.8	2186.8 -2048.2	1.4 1.4	Песчаник	Коллектор	0.57		23.0	12.0	6.5		Водонасыщ.	
56	2187.8 -2049.2	2188.4 -2049.8	0.6 0.6	Песчаник	Коллектор	0.41		22.0	15.0	1.1		Водонасыщ.	
57	2195.2 -2056.6	2195.9 -2057.3	0.7 0.7	Песчаник	Коллектор	0.41		22.0	14.0	1.7		Водонасыщ.	
58	2209.8 -2071.2	2211.8 -2073.2	2.0 2.0	Песчаник	Коллектор	0.71	2.9	25.0	10.0	27.9		Водонасыщ.	
59	2222.0 -2083.4	2223.2 -2084.6	1.2 1.2	Песчаник	Коллектор	0.43		22.0	14.0	1.6		Водонасыщ.	
60	2223.8 -2085.2	2225.8 -2087.2	2.0 2.0	Песчаник	Коллектор	0.60	3.8	24.0	12.0	7.7		Водонасыщ.	

Продолжение таблицы 2

Средневзвешенные параметры киялинская													
По водонасыщ.		111.0					24.4	10.9	54.6				
		111.0											
тарская 2232.0-2302.0м ( -2093.4 -2163.4 )													
Б8-12 2232.0-2302.0м ( -2093.4 -2163.4 )													
61	2232.4 -2093.8	2235.8 -2097.2	3.4 3.4	Песчаник	Коллектор	0.61		24.0	12.0	9.3		Водонасыщ.	
62	2236.4 -2097.8	2237.5 -2098.9	1.1 1.1	Песчаник	Коллектор	0.57		23.0	12.0	7.2		Водонасыщ.	
63	2238.1 -2099.5	2239.8 -2101.2	1.7 1.7	Песчаник	Коллектор	0.68		25.0	11.0	20.0		Водонасыщ.	
64	2240.6 -2102.0	2243.2 -2104.6	2.6 2.6	Песчаник	Коллектор	0.57	4.5	23.0	12.0	9.1		Водонасыщ.	
65	2247.8 -2109.2	2250.6 -2112.0	2.8 2.8	Песчаник	Коллектор	0.68		25.0	11.0	16.2		Водонасыщ.	
66	2257.4 -2118.8	2262.9 -2124.3	5.5 5.5	Песчаник	Коллектор	0.84	4.1	26.0	8.0	113.2		Водонасыщ.	
67	2264.5 -2125.9	2267.4 -2128.8	2.9 2.9	Песчаник	Коллектор	0.71		25.0	10.0	28.8		Водонасыщ.	
68	2273.7 -2135.1	2281.2 -2142.6	7.5 7.5	Песчаник	Коллектор	0.89	3.9	27.0	7.0	136.4		Водонасыщ.	
69	2284.6 -2146.0	2285.8 -2147.2	1.2 1.2	Песчаник	Коллектор	0.41		22.0	15.0	1.5		Водонасыщ.	
70	2286.2 -2147.6	2287.4 -2148.8	1.2 1.2	Песчаник	Коллектор	0.58		24.0	12.0	7.1		Водонасыщ.	
71	2289.5 -2150.9	2291.8 -2153.2	2.3 2.3	Песчаник	Коллектор	0.78		26.0	9.0	59.3		Водонасыщ.	
72	2292.6 -2154.0	2295.0 -2156.4	2.4 2.4	Песчаник	Коллектор	0.78	2.9	26.0	9.0	63.8		Водонасыщ.	
73	2295.8 -2157.2	2298.4 -2159.8	2.6 2.6	Песчаник	Коллектор	0.64		24.0	11.0	12.8		Водонасыщ.	

## Продолжение таблицы 2

74	2300.0 -2161.4	2301.4 -2162.8	1.4 1.4	Песчаник	Коллектор	0.45		22.0	14.0	1.6		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры Б8-12</b>													
По водонасыщ.			<b>38.6</b> <b>38.6</b>					<b>25.1</b>	<b>9.9</b>	<b>57.2</b>			
<b>Средневзвешенные параметры тарская</b>													
По водонасыщ.			<b>38.6</b> <b>38.6</b>					<b>25.1</b>	<b>9.9</b>	<b>57.2</b>			
<b>куломзинская 2302.0-2594.0м (-2163.4 -2455.4 )</b>													
75	2312.4 -2173.8	2313.4 -2174.8	1.0 1.0	Песчаник	Коллектор	0.50	5.3	23.0	13.0	3.7		Водонасыщ.	
76	2315.4 -2176.8	2320.0 -2181.4	4.6 4.6	Песчаник	Коллектор	0.93	3.0	27.0	7.0	296.1		Водонасыщ.	
77	2321.0 -2182.4	2321.6 -2183.0	0.6 0.6	Песчаник	Коллектор	0.60		24.0	12.0	9.0		Водонасыщ.	
78	2322.8 -2184.2	2323.4 -2184.8	0.6 0.6	Песчаник	Коллектор	0.52		23.0	13.0	3.9		Водонасыщ.	
79	2352.6 -2214.0	2354.8 -2216.2	2.2 2.2	Песчаник	Коллектор	0.70	4.1	24.0	12.0	9.8		Водонасыщ.	
80	2361.6 -2223.0	2365.0 -2226.4	3.4 3.4	Песчаник	Коллектор	0.43	5.1	23.0	13.0	3.4		Водонасыщ.	
81	2366.0 -2227.4	2367.0 -2228.4	1.0 1.0	Песчаник	Коллектор	0.44		23.0	13.0	3.6		Водонасыщ.	
82	2367.6 -2229.0	2368.4 -2229.8	0.8 0.8	Песчаник	Коллектор	0.51		23.0	13.0	4.7		Водонасыщ.	
83	2369.2 -2230.6	2370.0 -2231.4	0.8 0.8	Песчаник	Коллектор	0.58	4.6	23.0	12.0	6.0		Водонасыщ.	
84	2371.2 -2232.6	2371.8 -2233.2	0.6 0.6	Песчаник	Коллектор	0.48		23.0	13.0	4.2		Водонасыщ.	

Продолжение таблицы 2

85	2372.4 -2233.8	2373.6 -2235.0	1.2 1.2	Песчаник	Коллектор	0.72	4.2	24.0	11.0	10.7		Водонасыщ.	
86	2374.4 -2235.8	2378.8 -2240.2	4.4 4.4	Песчаник	Коллектор	0.65	3.8	24.0	12.0	8.2		Водонасыщ.	
87	2387.2 -2248.6	2388.0 -2249.4	0.8 0.8	Песчаник	Коллектор	0.41		23.0	13.0	3.0		Водонасыщ.	
88	2390.8 -2252.2	2391.8 -2253.2	1.0 1.0	Песчаник	Коллектор	0.32		22.0	14.0	2.2		Водонасыщ.	
89	2399.0 -2260.4	2402.4 -2263.8	3.4 3.4	Песчаник	Коллектор	0.40		23.0	13.0	3.0		Водонасыщ.	
90	2406.6 -2268.0	2407.0 -2268.4	0.4 0.4	Песчаник	Коллектор	0.39		23.0	13.0	2.8		Водонасыщ.	
91	2408.0 -2269.4	2408.4 -2269.8	0.4 0.4	Песчаник	Коллектор	0.38		23.0	13.0	2.8		Водонасыщ.	
92	2519.2 -2380.6	2520.3 -2381.7	1.1 1.1	Песчаник	Коллектор	0.15		12.0	38.0	0.2		Водонасыщ.	
93	2532.6 -2394.0	2534.0 -2395.4	1.4 1.4	Песчаник	Коллектор	0.39		14.0	29.0	1.0		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры куломзинская</b>													
<b>По водонасыщ.</b>			<b>29.7</b> <b>29.7</b>					<b>23.0</b>	<b>13.4</b>	<b>50.1</b>			
<b>васюганская 2630.0-2705.0м ( -2491.4 -2566.4 )</b>													
<b>Ю1(му) 2638.0-2655.2м ( -2499.4 -2516.6 )</b>													
94	2641.2 -2502.6	2642.5 -2503.9	1.3 1.3	Песчаник	Коллектор	0.43	5.6	14.0	27.0	1.4		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры Ю1(му)</b>													
<b>По водонасыщ.</b>			<b>1.3</b> <b>1.3</b>					<b>14.0</b>	<b>27.0</b>	<b>1.4</b>			

Продолжение таблицы 2

<b>Ю1/3-4 2655.2-2669.0м (-2516.6 -2530.4)</b>													
95	2655.8 -2517.2	2659.0 -2520.4	3.2 3.2	Песчаник	Коллектор	0.68	5.5	16.0	17.0	9.3		Водонасыщ.	
96	2661.6 -2523.0	2664.0 -2525.4	2.4 2.4	Песчаник	Коллектор	0.83		18.0	12.0	27.1		Водонасыщ.	
97	2666.6 -2528.0	2668.2 -2529.6	1.6 1.6	Песчаник	Коллектор	0.66	5.6	16.0	18.0	8.4		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры Ю1/3-4</b>													
<b>По водонасыщ.</b>			<b>7.2</b> <b>7.2</b>					<b>16.7</b>	<b>15.6</b>	<b>15.0</b>			
<b>Средневзвешенные параметры васюганская</b>													
<b>По водонасыщ.</b>			<b>8.5</b> <b>8.5</b>					<b>16.3</b>	<b>17.3</b>	<b>12.9</b>			
<b>тюменская 2705.0-2959.8м (-2566.4 -2821.1)</b>													
<b>Ю2-4 2705.0-2739.0м (-2566.4 -2600.4)</b>													
98	2707.0 -2568.4	2709.6 -2571.0	2.6 2.6	Песчаник	Коллектор	0.44		15.0	26.0	1.5		Водонасыщ.	
99	2734.6 -2596.0	2735.4 -2596.8	0.8 0.8	Песчаник	Коллектор	0.54		15.0	23.0	3.5		Водонасыщ.	
100	2736.8 -2598.2	2738.6 -2600.0	1.8 1.8	Песчаник	Коллектор	0.59	5.6	16.0	21.0	4.5		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры Ю2-4</b>													
<b>По водонасыщ.</b>			<b>5.2</b> <b>5.2</b>					<b>15.3</b>	<b>23.8</b>	<b>2.8</b>			
<b>Ю5-6 2750.0-2789.6м (-2611.4 -2651.0)</b>													
101	2765.2 -2626.6	2772.4 -2633.8	7.2 7.2	Песчаник	Коллектор	0.91	5.1	18.0	10.0	47.1		Водонасыщ.	
102	2777.4 -2638.8	2778.0 -2639.4	0.6 0.6	Песчаник	Коллектор	0.45		15.0	26.0	1.6		Водонасыщ.	
103	2781.0 -2642.4	2785.6 -2647.0	4.6 4.6	Песчаник	Коллектор	0.97	4.9	19.0	6.0	80.0		Водонасыщ.	

Продолжение таблицы 2

104	2788.4 -2649.8	2789.2 -2650.6	0.8 0.8	Песчаник	Коллектор	0.62		16.0	20.0	5.9		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры Ю5-6</b>													
По водонасыщ.			13.2 13.2					18.1	9.9	54.0			
<b>Ю10 2866.0-2879.8м (-2727.4 -2741.2)</b>													
105	2873.0 -2734.4	2874.8 -2736.2	1.8 1.8	Песчаник	Коллектор	0.60	5.7	16.0	20.0	5.2		Водонасыщ.	
106	2875.2 -2736.6	2879.8 -2741.2	4.6 4.6	Песчаник	Коллектор	0.66	5.2	16.0	18.0	8.7		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры Ю10</b>													
По водонасыщ.			6.4 6.4					16.0	18.6	7.7			
<b>Средневзвешенные параметры тюменская</b>													
По водонасыщ.			24.8 24.8					17.0	15.1	31.3			
<b>салатская 2959.8-2986.4м (-2821.1 -2847.7)</b>													
<b>Ю15 2974.8-2986.4м (-2836.1 -2847.7)</b>													
107	2983.0 -2844.3	2986.4 -2847.7	3.4 3.4	Песчаник	Коллектор	0.73	4.4	17.0	42.0	9.1		Водонасыщ.	
<b>Средневзвешенные параметры Ю15</b>													
По водонасыщ.			3.4 3.4					17.0	42.0	9.1			
<b>Средневзвешенные параметры салатская</b>													
По водонасыщ.			3.4 3.4					17.0	42.0	9.1			

### Геолого-геофизическая характеристика пластов (PZ)

Таблица 3

№ п/п	Глубина отметка , м		Толщина пласта, м общ. эфф.	Литология	Коллектор	Пористость, %			K <sub>пл.</sub> %	тип пористости
	кровля	подошва				По методам				
						АК	НК	БК		
1	2	3	4	5	6	11	12	13	15	18
	D3 fn франский ярус 2997.5-3063.5м ( -2858.8 -2924.8 )									
15	3001.2 -2862.5	3005.3 -2866.6	4.1 4.1	Известняк доломитизированный	Возможный коллектор	1.8	1.7	5.5	0.7	трещинно-поровый
16	3005.3 -2866.6	3010.4 -2871.7	5.1 5.1	Известняк доломитизированный	Возможный коллектор	1.4	1.5	4.1	0.8	трещинно-поровый
17	3015.4 -2876.7	3019.0 -2880.3	3.6 3.6	Известняк доломитизированный	Возможный коллектор	3.2	3.4	8.3	2.2	трещинно-поровый
18	3019.0 -2880.3	3022.9 -2884.2	3.9 3.9	Известняк доломитизированный	Возможный коллектор	3.3	3.8	8.3	1.6	трещинно-поровый
19	3022.9 -2884.2	3027.0 -2888.3	4.1 4.1	Известняк глинистый	Возможный коллектор	2.6	3.8	8.6	2.2	трещинно-поровый
20	3027.0 -2888.3	3030.1 -2891.4	3.1 3.1	Известняк глинистый	Возможный коллектор	2.5	2.8	7.9	1.1	трещинно-поровый
21	3045.8 -2907.1	3048.3 -2909.6	2.5 2.5	Известняк глинистый	Возможный коллектор	1.2	1.5	5.5	0.4	трещинно-поровый
22	3048.3 -2909.6	3050.8 -2912.1	2.5 2.5	Известняк глинистый	Возможный коллектор	0.9	1.4	7.2	0.5	трещинно-поровый
23	3050.8 -2912.1	3053.7 -2915.0	2.9 2.9	Известняк глинистый	Возможный коллектор	1.3	1.6	6.4	0.6	трещинно-поровый

Продолжение таблицы 3

24	3053.7 -2915.0	3057.5 -2918.8	3.8 3.8	Известняк глинистый	Возможный коллектор	1.6	1.9	5.7	0.7	трещинно-поровый
25	3057.5 -2918.8	3060.6 -2921.9	3.1 3.1	Известняк глинистый	Возможный коллектор	1.4	1.6	5.3	0.7	трещинно-поровый
26	3060.6 -2921.9	3063.4 -2924.7	2.8 2.8	Известняк глинистый	Возможный коллектор	1.4	1.0	5.4	1.0	трещинно-поровый
D2 zv живетский ярус 3063.5-3504.2м ( -2924.8 -3365.5 )										
27	3075.5 -2936.8	3079.3 -2940.6	3.8 3.8	Известняк глинистый	Возможный коллектор	1.5	1.5	4.5	0.7	трещинно-поровый
28	3079.3 -2940.6	3081.9 -2943.2	2.6 2.6	Известняк глинистый	Возможный коллектор	1.6	1.6	4.1	0.9	трещинно-поровый
29	3081.9 -2943.2	3084.9 -2946.2	3.0 3.0	Известняк глинистый	Возможный коллектор	1.7	1.8	4.5	0.8	трещинно-поровый
30	3084.9 -2946.2	3089.8 -2951.1	4.9 4.9	Известняк глинистый	Возможный коллектор	1.9	1.9	5.4	0.6	трещинно-поровый
31	3175.3 -3036.6	3178.0 -3039.3	2.7 2.7	Известняк	Возможный коллектор	1.7	1.9	5.0	1.2	трещинно-поровый
32	3178.0 -3039.3	3182.4 -3043.7	4.4 4.4	Известняк	Возможный коллектор	1.8	1.9	4.8	0.9	трещинно-поровый
33	3182.4 -3043.7	3185.0 -3046.3	2.6 2.6	Известняк	Возможный коллектор	2.7	2.3	6.3	1.6	трещинно-поровый
34	3185.0 -3046.3	3187.3 -3048.6	2.3 2.3	Известняк	Возможный коллектор	1.4	1.7	5.9	1.3	трещинно-поровый
35	3187.3 -3048.6	3191.3 -3052.6	4.0 4.0	Известняк	Возможный коллектор	1.7	1.8	6.5	1.4	трещинно-поровый
36	3399.9 -3261.2	3404.4 -3265.7	4.5 4.5	Известняк	Возможный коллектор	3.7	3.1	5.0	1.5	каверново трещинный
37	3404.4 -3265.7	3407.0 -3268.3	2.6 2.6	Известняк	Возможный коллектор	4.0	3.1	4.9	2.5	каверново трещинный
38	3407.0 -3268.3	3411.2 -3272.5	4.2 4.2	Известняк	Возможный коллектор	3.5	3.0	4.9	2.2	каверново трещинный
39	3411.2 -3272.5	3414.6 -3275.9	3.4 3.4	Известняк	Возможный коллектор	2.9	2.6	4.6	1.7	каверново трещинный
40	3414.6 -3275.9	3418.0 -3279.3	3.4 3.4	Известняк	Возможный коллектор	3.1	2.5	4.5	2.4	каверново трещинный
41	3418.0 -3279.3	3419.7 -3281.0	1.7 1.7	Известняк	Возможный коллектор	3.6	2.9	3.3	2.3	каверново трещинный

Продолжение таблицы 3

42	3419.7 -3281.0	3421.7 -3283.0	2.0 2.0	Известняк	Возможный коллектор	1.3	1.6	2.7	1.9	каверново трещинный
43	3429.5 -3290.8	3432.3 -3293.6	2.8 2.8	Известняк	Возможный коллектор	2.6	2.3	3.7	2.8	каверново трещинный
44	3432.3 -3293.6	3434.7 -3296.0	2.4 2.4	Известняк	Возможный коллектор	1.8	1.8	3.2	2.0	каверново трещинный
45	3434.7 -3296.0	3438.2 -3299.5	3.5 3.5	Известняк	Возможный коллектор	2.1	1.9	3.6	2.5	каверново трещинный
46	3438.2 -3299.5	3441.0 -3302.3	2.8 2.8	Известняк	Возможный коллектор	2.6	2.5	3.7	2.7	каверново трещинный
D2 ef эфельский 3504.2-4097.1м ( -3365.5 -3958.3 )										
47	3505.9 -3367.2	3511.0 -3372.3	5.1 5.1	Известняк	Возможный коллектор	17.1	11.6	2.5	3.5	порово-трещинно-кавернозный
48	3534.6 -3395.9	3537.4 -3398.7	2.8 2.8	Известняк	Возможный коллектор	2.6	2.8	2.6	2.6	порово-трещинно-кавернозный
49	3538.6 -3399.9	3541.3 -3402.6	2.7 2.7	Известняк	Возможный коллектор	6.1	4.4	3.9	3.7	порово-трещинно-кавернозный
50	3541.3 -3402.6	3542.8 -3404.1	1.5 1.5	Известняк	Возможный коллектор	20.9	12.0	3.3	2.8	порово-трещинно-кавернозный
51	3542.8 -3404.1	3548.6 -3409.9	5.8 5.8	Известняк	Возможный коллектор	10.4	6.8	2.6	2.6	порово-трещинно-кавернозный
52	3717.9 -3579.1	3722.5 -3583.7	4.6 4.6	Известняк	Возможный коллектор	6.6	4.7	6.0	1.7	порово-трещинный
53	3722.5 -3583.7	3725.2 -3586.4	2.7 2.7	Известняк	Возможный коллектор	1.7	1.6	2.8	1.8	порово-трещинный
54	3725.2 -3586.4	3726.4 -3587.6	1.2 1.2	Известняк	Возможный коллектор	2.9	2.0	5.8	1.9	порово-трещинный
55	3729.5 -3590.7	3733.2 -3594.4	3.7 3.7	Известняк	Возможный коллектор	1.7	1.7	3.7	1.9	порово-трещинный
56	3755.5 -3616.7	3757.4 -3618.6	1.9 1.9	Известняк	Возможный коллектор	3.5	2.9	4.1	3.0	порово-трещинный
57	3757.4 -3618.6	3760.2 -3621.4	2.8 2.8	Известняк	Возможный коллектор	4.3	3.5	6.3	2.5	порово-трещинный
58	3760.2 -3621.4	3763.2 -3624.4	3.0 3.0	Известняк	Возможный коллектор	3.8	2.8	4.1	1.9	порово-трещинный
59	3770.8 -3632.0	3773.8 -3635.0	3.0 3.0	Известняк	Возможный коллектор	16.9	9.5	3.9	2.1	порово-трещинный

Продолжение таблицы 3

60	3776.2 -3637.4	3778.1 -3639.3	1.9 1.9	Известняк	Возможный коллектор	5.7	4.0	5.7	1.1	порово-трещинный
61	3778.1 -3639.3	3780.5 -3641.7	2.4 2.4	Известняк	Возможный коллектор	1.9	1.8	4.1	2.5	порово-трещинный
62	3793.9 -3655.1	3796.0 -3657.2	2.1 2.1	Известняк	Возможный коллектор	2.4	1.9	1.6	2.0	порово-трещинно-кавернозный
63	3796.0 -3657.2	3798.5 -3659.7	2.5 2.5	Известняк	Возможный коллектор	2.4	1.8	3.3	2.0	порово-трещинно-кавернозный
64	3798.5 -3659.7	3802.2 -3663.4	3.7 3.7	Известняк	Возможный коллектор	3.7	3.0	6.4	1.9	порово-трещинно-кавернозный
65	3802.2 -3663.4	3805.7 -3666.9	3.5 3.5	Известняк	Возможный коллектор	2.7	1.9	2.0	1.7	порово-трещинно-кавернозный
66	3814.0 -3675.2	3818.5 -3679.7	4.5 4.5	Известняк	Возможный коллектор	3.5	3.6	7.2	2.0	порово-трещинно-кавернозный
67	3818.5 -3679.7	3821.2 -3682.4	2.7 2.7	Известняк	Возможный коллектор	2.9	3.2	7.1	2.3	порово-трещинно-кавернозный
68	3821.2 -3682.4	3825.2 -3686.4	4.0 4.0	Известняк	Возможный коллектор	3.1	3.2	7.4	2.0	порово-трещинно-кавернозный
69	3825.2 -3686.4	3826.7 -3687.9	1.5 1.5	Известняк	Возможный коллектор	2.7	2.9	7.2	1.9	порово-трещинно-кавернозный
70	3826.7 -3687.9	3829.8 -3691.0	3.1 3.1	Известняк	Возможный коллектор	3.7	3.5	7.4	1.7	порово-трещинно-кавернозный
71	3829.8 -3691.0	3831.9 -3693.1	2.1 2.1	Известняк	Возможный коллектор	3.3	2.5	7.1	1.7	порово-трещинный

Продолжение таблицы 3

72	3831.9 -3693.1	3834.4 -3695.6	2.5 2.5	Известняк	Возможный коллектор	3.2	2.3	6.5	1.0	порово-трещинный
73	3834.4 -3695.6	3837.2 -3698.4	2.8 2.8	Известняк	Возможный коллектор	3.2	1.9	6.9	1.3	порово-трещинный
74	3837.2 -3698.4	3839.9 -3701.1	2.7 2.7	Известняк	Возможный коллектор	2.2	1.3	4.4	1.1	порово-трещинный
75	3839.9 -3701.1	3841.8 -3703.0	1.9 1.9	Известняк	Возможный коллектор	2.6	1.5	4.5	2.0	порово-трещинный
76	3841.8 -3703.0	3844.6 -3705.8	2.8 2.8	Известняк	Возможный коллектор	2.4	1.6	4.4	1.5	порово-трещинный
77	3844.6 -3705.8	3847.2 -3708.4	2.6 2.6	Известняк	Возможный коллектор	3.5	2.9	5.4	2.1	порово-трещинный
78	3857.9 -3719.1	3860.5 -3721.7	2.6 2.6	Известняк	Возможный коллектор	2.0	1.6	2.8	1.7	порово-трещинный
79	3860.5 -3721.7	3862.9 -3724.1	2.4 2.4	Известняк	Возможный коллектор	1.2	1.6	3.6	1.7	порово-трещинный
80	3862.9 -3724.1	3864.1 -3725.3	1.2 1.2	Известняк	Возможный коллектор	2.4	2.0	3.4	1.8	порово-трещинный

## Данные о плотных и угольных пластах

Еллей-Игайская №4  
Alt .r = 138.3 м

Таблица 4

№ п/п	Глубина, м		Толщина пласта, м общ. эфф.	Литология	Коллектор	Примечание
	кровля	подошва				
1	2	3	4	5	6	7
<b>киялинская 1696.3-2232.0м ( -1557.8 -2093.4 )</b>						
1	1723.5 -1585.0	1724.2 -1585.7	0.7 0.7	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
2	2033.9 -1895.3	2034.7 -1896.1	0.8 0.8	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
3	2062.5 -1923.9	2063.6 -1925.0	1.1 1.1	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
4	2087.4 -1948.8	2088.4 -1949.8	1.0 1.0	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
5	2090.8 -1952.2	2091.4 -1952.8	0.6 0.6	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
6	2125.0 -1986.4	2125.7 -1987.1	0.7 0.7	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
7	2130.8 -1992.2	2132.7 -1994.1	1.9 1.9	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
<b>тарская 2232.0-2302.0м ( -2093.4 -2163.4 )</b>						
8	2237.5 -2098.9	2238.1 -2099.5	0.6 0.6	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
<b>куломзинская 2302.0-2594.0м ( -2163.4 -2455.4 )</b>						
9	2313.4 -2174.8	2313.6 -2175.0	0.2 0.2	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
10	2313.6 -2175.0	2315.4 -2176.8	1.8 1.8	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
11	2367.0 -2228.4	2367.6 -2229.0	0.6 0.6	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	

Продолжение таблицы 4

13	2411.0 -2272.4	2411.8 -2273.2	0.8 0.8	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
14	2443.6 -2305.0	2444.7 -2306.1	1.1 1.1	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
15	2482.6 -2344.0	2483.2 -2344.6	0.6 0.6	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
16	2531.2 -2392.6	2532.6 -2394.0	1.4 1.4	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
17	2535.1 -2396.5	2536.1 -2397.5	1.0 1.0	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
<b>баженовская 2594.0-2625.0м ( -2455.4 -2486.4 )</b>						
18	2594.1 -2455.5	2624.8 -2486.2	30.7 30.7	Глины битуминозные	Неколлектор	
<b>васюганская 2630.0-2705.0м ( -2491.4 -2566.4 )</b>						
19	2630.7 -2492.1	2632.0 -2493.4	1.3 1.3	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
20	2632.0 -2493.4	2638.0 -2499.4	6.0 6.0	Уголь	Неколлектор	
21	2664.0 -2525.4	2666.6 -2528.0	2.6 2.6	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
<b>тюменская 2705.0-2959.8м ( -2566.4 -2821.1 )</b>						
22	2709.6 -2571.0	2711.0 -2572.4	1.4 1.4	Уголь	Неколлектор	
23	2719.8 -2581.2	2721.0 -2582.4	1.2 1.2	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
24	2735.4 -2596.8	2736.8 -2598.2	1.4 1.4	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
25	2739.6 -2601.0	2741.0 -2602.4	1.4 1.4	Уголь	Неколлектор	

Продолжение таблицы 4

26	2753.5 -2614.9	2755.0 -2616.4	1.5 1.5	Уголь	Неколлектор	
27	2763.2 -2624.6	2765.2 -2626.6	2.0 2.0	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
28	2785.6 -2647.0	2787.0 -2648.4	1.4 1.4	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
29	2787.7 -2649.1	2788.4 -2649.8	0.7 0.7	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
30	2789.6 -2651.0	2790.0 -2651.4	0.4 0.4	Уголь	Неколлектор	
31	2790.0 -2651.4	2791.0 -2652.4	1.0 1.0	Уголь	Неколлектор	
32	2805.0 -2666.4	2807.5 -2668.9	2.5 2.5	Уголь	Неколлектор	
33	2833.2 -2694.6	2834.2 -2695.6	1.0 1.0	Уголь	Неколлектор	
34	2841.2 -2702.6	2842.0 -2703.4	0.8 0.8	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
35	2852.6 -2714.0	2853.0 -2714.4	0.4 0.4	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
36	2857.6 -2719.0	2858.4 -2719.8	0.8 0.8	Уголь	Неколлектор	
37	2859.6 -2721.0	2860.0 -2721.4	0.4 0.4	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
38	2879.8 -2741.2	2887.0 -2748.4	7.2 7.2	Уголь	Неколлектор	
39	2896.2 -2757.6	2897.6 -2759.0	1.4 1.4	Песчаник карбонатизированный	Неколлектор	
40	2899.6 -2761.0	2900.8 -2762.2	1.2 1.2	Уголь	Неколлектор	
41	2901.8 -2763.2	2902.8 -2764.2	1.0 1.0	Уголь	Неколлектор	
42	2916.0 -2777.4	2924.0 -2785.4	8.0 8.0	Уголь	Неколлектор	
43	2939.0 -2800.4	2940.4 -2801.8	1.4 1.4	Уголь	Неколлектор	
<b>салатская 2959.8-2986.4м (-2821.1 -2847.7)</b>						
44	2959.8 -2821.1	2961.0 -2822.3	1.2 1.2	Уголь	Неколлектор	