

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»

Специализация «Геофизические методы исследования скважин»

Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема проекта
Разработка эффективного комплекса ГИС для поисково-разведочной скважины Ушаковского месторождения с целью уточнения перспектив нефтегазоносности (Красноярский край)

УДК 553.98:550.832(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Лаврухов Александр Денисович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Исаев В.И	д.г-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина В.А.	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	к.г-м.н.		

Томск – 2022 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте.
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»

Специализация «Геофизические методы исследования скважин»

Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Ростовцев В. В.

(Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПОЛНЕНИЕ ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ**

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
2271	Лаврухов Александр Денисович

Тема работы:

Разработка эффективного комплекса ГИС для поисково-разведочной скважины Ушаковского месторождения с целью уточнения перспектив нефтегазоносности (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора ИШПР (номер, дата)	№21-49/с от 21.01.2022 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.22
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к проекту:	Текстовый и графический материалы по Ушаковскому газоконденсатному месторождению, обзорная карта района работ, каротажные диаграммы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Общие сведения о месторождении;2. Геолого-геофизическая характеристика месторождения;3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований4. Основные вопросы проектирования;5. Методические вопросы;6. Специальное исследование по теме: «Методика гиперспектрального сканирования керна глубоких скважин»;

	<p>7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</p> <p>8. Социальная ответственность.</p>
Перечень графического материала	<p>Рисунок 1.1 Местоположение Ушаковского месторождения на обзорной карте оцифрованных площадей и лицензионных участков</p> <p>Рисунок 2.1 Геолого-геофизическая характеристика Вымской свиты</p> <p>Рисунок 2.2 Геолого-геофизическая характеристика Леонтьевкой свиты</p> <p>Рисунок 2.3 Геолого-геофизическая характеристика Малышевской свиты</p> <p>Рисунок 2.4 Геолого-геофизическая характеристика Гольчихинской свиты (регионального репера)</p> <p>Рисунок 2.5 Геолого-геофизическая характеристика Нижнехетской свиты</p> <p>Рисунок 2.6 Геолого-геофизическая характеристика Суходудинской свиты</p> <p>Рисунок 2.7 Геолого-геофизическая характеристика Малохетской свиты</p> <p>Рисунок 2.8 Геолого-геофизическая характеристика Яковлевской свиты</p> <p>Рисунок 2.9 Структурно-тектоническая схема Енисей-Хатангского прогиба (В.А. Балдин, 2007 г.)</p> <p>Рисунок 2.10 Положение нефтегазоносных комплексов</p> <p>Рисунок 2.11 Пример стратиграфического расчленения и картирования отдельных песчаных тел</p> <p>Рисунок 6.1 Способ гиперспектральных измерений в рассеянном свете с искусственным источником</p> <p>Рисунок 6.2 Полный маршрут для калибровки и пошаговой фото- и гиперспектральной съемки на КГФД</p> <p>Рисунок 6.3 Пример построения графиков гиперспектров КГФД и эталонных минералов с выделением характеристических спектральных признаков</p> <p>Рисунок 6.4 Внешний вид установки «HyLogging»</p> <p>Рисунок 6.5 Внешний вид типовой спектрограммы образца керна (В), с шагом сканирования 10 мм, полученной на установке «HyLogging»</p> <p>Рисунок 6.6 Вид рабочего экрана программы TSG Core</p> <p>Рисунок 6.7 Индивидуальный характер спектров различных минералов</p> <p>Рисунок 6.8 Пример идентификации минерала (пирофиллит) на спектре отражения по диагностической полосе поглощения ~2170 нм</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина В.А., доцент, к.э.н.
Социальная ответственность	Гуляев М.В., старший преподаватель

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Исаев В.И.	д.г-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Лаврухов Александр Денисович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2271	Лаврухову Александру Денисовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Данные о стоимости материально-технических ресурсов взяты из справочника «Производственноотраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49).</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>ПОСН 81-2-49 НК РФ ст. 419 - 432</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ Общая система налогообложения НДС – 20%</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Оценки капитальных вложений, показатели экономической и эксплуатационных затрат</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет сметной стоимости проекта</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет полной стоимости работ с учетом амортизационных отчислений на оборудование, за используемый период</i>
Перечень графического материала:	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Таблица 7.1 – Виды и объёмы проектируемых работ по проекту 2. Таблица 7.2 Нормы времени выполнения технологических операций 3. Таблица 7.3 Стоимость необходимого оборудования по элементам затрат на 1 скважину 4. Таблица 7.4 Результаты расчетов заработной платы за проведение ГИС 1 скважины 5. Таблица 7.5 Результаты расчетов стоимости материалов на проведение ГИС 1 скважины 6. Таблица 7.6 Результаты расчетов расхода ГСМ на проезд до места проведения работ и обратно 	

7. Таблица 7.7 Результаты расчетов амортизации при проведении ГИС 1 скважины
 8. Таблица 7.8 Результаты расчетов стоимости комплекса геофизических работ
 9. Таблица 7.9 Результаты расчетов затрат на проведение организационно-технического мероприятия

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Маланина Вероника Анатольевна	К. э. н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Лаврухов Александр Денисович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2271	Лаврухову Александру Денисовичу

Инженерная Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:	
<i>Разработка эффективного комплекса ГИС для поисково-разведочной скважины Ушаковского месторождения с целью уточнения перспектив нефтегазоносности (Красноярский край)</i>	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p><i>Объектом исследования</i> является проектная скважина на Ушаковском месторождении, расположенном в Усть-Енисейском районе Таймырского автономного округа Красноярского края.</p> <p><i>Область применения:</i> поиск и разведка месторождений углеводородов.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Изучение и анализ специальных правовых норм трудового законодательства. Рассмотрение требований к организации рабочей зоны.
2. Производственная безопасность	Опасные факторы
2.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов при проведении полевых работ на участке и камеральных исследований	<p>– <i>Полевой этап:</i></p> <p>Опасные производственные факторы, связанные с электрическим током;</p> <p>Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</p> <p>Опасные производственные факторы, связанные с чрезмерно низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать обморожения тканей организма человека;</p> <p>Пожаровзрывоопасность.</p>

<p>2.2 Разработка мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов</p>	<p>– <i>Камеральный этап:</i></p> <p>Опасные производственные факторы, связанные с электрическим током</p> <p>Пожаровзрывоопасность.</p> <p><i>Вредные факторы</i></p> <p>– <i>Полевой этап:</i></p> <p>Вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</p> <p>Вредные производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений, вызванным коротковолновым электромагнитным излучением.</p> <p>– <i>Камеральный этап:</i></p> <p>Вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</p> <p>Вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде и характеризующиеся повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума;</p> <p>Недостаток необходимого естественного и искусственного освещения;</p>
<p>3. Экологическая безопасность</p>	<p>Проведение анализа воздействия объекта на атмосферу, гидросферу, литосферу, атмосферу. Предложить решение по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>Выбор наиболее типичной ЧС;</p> <p>Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;</p> <p>Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель (ООД, ШБИП)	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Лаврухов Александр Денисович		

РЕФЕРАТ

Дипломный проект включает 139 страниц, 20 рисунков, 17 таблиц, 24 источника и 17 графических приложений.

Ключевые слова: Геофизические исследования скважин, Енисей-Хатангский прогиб, Красноярский край, Ушаковское месторождение, R-44, перспективы нефтегазоносности, продуктивные пласты, природный газ.

Объектом исследования является Ушаковское газовое месторождение.

Цель работы: Разработка рационального комплекса ГИС, для уточнения перспектив нефтегазоносности на примере проектной скважины.

Процесс исследования разделен на этапы: изучение геологического строения объекта; анализ результатов, ранее проведенных геологоразведочных работ на данной площади; постановка задач для исследований проектной скважиной; обоснование объекта исследования; проектирование комплекса ГИС и его методология.

ESSAY

The diploma project includes 139 pages, 20 figures, 17 tables, 24 sources and 17 graphic annexes.

Key words: Geophysical well surveys, Yenisei-Khatanga trough, Krasnoyarsk region, Ushakovskoye field, R-44, oil and gas prospects, productive formations, natural gas.

The object of the study is the Ushakovskoe gas field.

Purpose of work: development of a rational complex of GIS, to clarify the prospects of oil and gas bearing capacity on the example of the project well.

The research process is divided into stages: study of the geological structure of the object; analysis of the results, previously conducted exploration work in this area; setting tasks for research design well; justification of the object of research; design of the complex GIS and its methodology.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ЕХРП - Енисей-Хатангский региональный прогиб

МОВ - метод отраженных волн

МОГТ - метод общей глубинной точки

НПП - нефтегазоносная провинция

НГО - нефтегазоносная область

НГР - нефтегазоносный район

ГИС - геофизические исследования скважин

ГРР – геологоразведочные работы

СТ - стандартный каротаж

РК - радиоактивный каротаж

АК - акустический каротаж

ПС – каротаж самопроизвольной поляризации

КС – каротаж сопротивлений

ГК – гамма каротаж

ГГК-п – гамма-гамма плотностной каротаж по тепловым нейтронам

НГК – нейтронный гамма-каротаж

ИК – индукционный каротаж

КВ - кавернометрия

БК - боковой каротаж

БКЗ - боковое каротажное зондирование

МКЗ - микрозондирование

МБК - микробоковой каротаж

ГВК - газоводяной контакт

КССК - квазисинхронный стратиграфический комплекс

СЛЭТ - структурно-литологический этаж

ГСИ – гиперспектральные изображения

ПО – программное обеспечение

VNIR – видимый диапазон электромагнитного спектра

SWIR – коротковолновый инфракрасный диапазон электромагнитного спектра

TIR – длиноволновый инфракрасный диапазон электромагнитного спектра

TSG – пакет программ Spectral Geologist

RGB – аддитивная цветовая модель, описывающая способ синтеза цвета для цветовоспроизведения

УФ – ультрафиолет

УГВ – углеродистое вещество

КГФД – комплекс гиперспектральной фотодокументации керна

TSG – лицензионное программное обеспечение для интерпретации гиперспектров

ENVI – среда для визуализации изображений

USGS – спектральная библиотека Геологической службы США

TSA – спектральная библиотека австралийского научного центра CSIRO

MATLAB – язык программирования

CSIRO – австралийский научный центр

СОДЕРЖАНИЕ

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ.....	2
РЕФЕРАТ	11
ESSAY	12
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	13
СОДЕРЖАНИЕ	15
ВВЕДЕНИЕ.....	18
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	20
1.1 Географо-экономический очерк района	20
1.2 Геолого-геофизическая изученность района работ.....	23
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УШАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	32
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	32
2.2 Тектоника.....	45
2.3 Нефтегазоносность.....	49
2.4 Петрофизическая характеристика разреза.....	52
2.5 Сейсмогеологическая характеристика разреза	53
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	55
3.1 Геофизические исследования в скважинах	55
3.2 Анализ и оценка полученных результатов.....	58
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	60
4.1 Задачи геофизических исследований.....	60
4.2 Обоснование объекта исследований	60
4.3 Физико-геологическая модель продуктивных пластов.....	62
4.4. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	65
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	68
5.1 Методика проектных исследовательских работ	68
5.2 Интерпретация геофизических данных	70
6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ	73
Методика гиперспектрального сканирования керна глубоких скважин ..	73

6.1 Обоснование применения методики гиперспектрального сканирования ядра	74
6.2 Анализ современных технико-технологических решений для гиперспектральной визуализации и обработки спектральных изображений каменного материала.....	79
6.3 Выводы по проведенному исследованию.....	86
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	88
7.1 Виды и объемы проектируемых работ	88
7.2 Расчет затрат времени, труда и оборудования по видам работ	90
7.3 Нормативная база для расчета сметы на выполнение работ	91
7.4 Расчет сметной стоимости работ	91
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	95
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	95
8.2 Производственная безопасность	97
8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	113
Заключение	115
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	117
Опубликованная литература	117
Фондовая литература.....	119
Список Приложений	120
Приложение А	120
Приложение Б.....	121
Приложение В.....	122
Приложение Г	123
Приложение Д	125
Приложение Е.....	127
Приложение Ж.....	128
Приложение И	129
Приложение К.....	130
Приложение Л	131
Приложение М.....	132

Приложение Н	133
Приложение П	134
Приложение Р	135
Приложение С.....	136
Приложение Т.....	137
Приложение У	138

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Необходимость в расширении топливно-энергетической базы в арктической зоне Восточной Сибири обуславливается ростом производственных мощностей Норильского промышленного комплекса, включающего в себя горно-металлургический комбинат «Норильский никель». Одним из основополагающих условий для стабильного производства продукции на подобных предприятиях является их непрерывное обеспечение минеральным сырьем. В этой связи наиболее актуальной задачей в сфере добычи полезных ископаемых стоит обнаружение залежей углеводородов на территории Таймырского автономного округа и близлежащих регионов.

Высокоперспективной нефтегазоносной областью на севере Красноярского края является западная часть Енисей-Хатангского прогиба. Территория расположена на полуостровах Гыдан и Таймыр в пределах Тазовско-Енисейского и Енисей-Пясинского междуречий. По административному делению территория относится к Таймырскому автономному округу. В настоящее время основной прирост запасов нефти и газа в западной части Енисей-Хатангского прогиба приурочен к структурным и неантиклинальным ловушкам (НАЛ) углеводородов в верхнеюрско-неокомских и нижнемеловых отложениях. Поэтому существует необходимость выработки оптимального подхода к поиску нефтегазовых залежей в данных условиях с применением геофизических исследований скважин (ГИС).

Цель и задачи исследования. Целью данного проекта является разработка рационального комплекса ГИС для одной из скважин Ушаковского месторождения природного газа, который позволил бы с наибольшей точностью установить положение и размер нефтегазовых залежей на исследуемой площади. В этой связи был сформулирован ряд задач:

- Необходимо проанализировать эффективность применённых методов ГИС и сейсморазведки на Ушаковском месторождении;
- Определить первоочередные направления в нефтегазопроисловых работах;
- Расчленить юрско-меловые отложения, руководствуясь данными со

скважин, пробуренных на исследуемом месторождении и выделить перспективные пласты и нефтематеринские свиты;

- Уточнить перспективы нефтегазоносности на исследуемой площади и выполнить подсчёт запасов по категориям.

Практическая значимость работы. В данном проекте приводится обоснование расширенного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) для типичного терригенного разреза. Также в рамках специального исследования, предлагается в дополнение к комплексу ГИС рассмотреть возможность применения такого метода исследований, как гиперспектральный анализ и фотодокументация бурового керна, который позволил бы повысить эффективность геологической интерпретации материалов глубокого и сверхглубокого бурения.

Анализ гиперспектральных изображений (ГСИ) в комплексе с имеющейся геолого-геофизической информацией позволяет минимизировать расходы при проектировании и проведении геофизических и буровых работ, обеспечивая на всех стадиях оперативный уточняемый прогноз. Гиперспектральное сканирование бурового керна дает возможность в полевых условиях непосредственно после извлечения каменного материала из скважины получить информацию о минеральном составе слагающих его пород путем сравнения полученных значений непрерывного спектра в каждой точке поверхности образцов с известными значениями эталонных минералов из спектральных библиотек.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Географо-экономический очерк района

В административном отношении рассматриваемое в данном проекте Ушаковское месторождение находится на территории Усть-Енисейского района Таймырского автономного округа Красноярского края.

В географическом отношении территория расположена в пределах северо-восточной части Западно-Сибирской низменности на левом берегу Енисея в его нижнем течении. Турковско-Ушаковская площадь, к которой и приурочено Ушаковское месторождение расположена на номенклатурных листах R – 44 – XXIII (XXIV) и ограничена координатами: 69°30' – 69°40' с.ш. и 82°00'-83°00' в.д.

Геоморфологически описываемая территория представляет собой слабовсхолмленную тундру с абсолютными отметками 37-107 м. Вся поверхность низменности расчленена послеледниковыми эрозионными долинами, величина эрозионного вреза которых редко превышает 40 м. Для возвышенностей характерен пологоволнистый и холмисто-озерный тип рельефа. Низины и возвышенности прорезаны густой сетью речных долин, крупнейшей из которых является долина реки Енисей:

Основная транспортная магистраль, связывающая юг и север края, р. Енисей протекает в 50 км восточнее Ушаковской площади. Река судоходна от Красноярского водохранилища до Карского моря с выходом на Северный Морской путь. Средняя продолжительность навигации 130 суток. Ледоход в районе отчетных площадей начинается 5-10 июня, льдообразование - в первых числах октября.

Территорию Ушаковской соседней и Турковской площадей пересекает река Седа-Яха. Река имеет многочисленные мелкие притоки и обладают незначительным уклоном. Течение её медленное, русло извилистое, пойма - обширная с обилием стариц, озер и болот, в связи с чем местность в летнее время малопроходима. Из-за широкого развития вечной мерзлоты питание рек в

данной местности грунтовыми водами ограничено и происходит главным образом за счет талых вод и атмосферных осадков. Поэтому весной и осенью в период затяжных дождей они широко разливаются по поймам. Озера, расположенные территории месторождения, имеют сравнительно небольшие размеры, овальную и округлую форму с пологими берегами. Вода в реках и озерах пригодна для питья и хозяйственных нужд.

Климат района субарктический. Зима продолжительностью 8-9 месяцев, суровая с пургами и морозами, достигающими нередко 48-50°C. Средняя температура января - 28°C, июля - +10°C, среднегодовая температура отрицательная и составляет -8°C. Летом, которое длится 2-2,5 месяца, дуют холодные северные ветры, зимой - южные. Среднегодовое количество осадков 300-400 мм. Наибольшее количество их выпадает с июня по октябрь. Толщина снежного покрова неравномерна и обуславливается рельефом местности. На водоразделах она не превышает 0,5 м, а в пониженных участках достигает 4 м.

Вскрытие рек и озер происходит в первых числах июля, ледостав - в октябре. Проезд через водоемы наземным транспортом возможен с января до середины мая. Мощность криолитозоны на рассматриваемой территории достигает 500 м. Сезонно оттаивающий слой грунта имеет толщину 1-2 м.

Растительный мир беден: кустарники (полярная береза, багульник, смородина, ольха, тальник), мхи и лишайники. Фауна района представлена видами, обитающими в тундровой зоне. Промысловый интерес представляет северный олень, песец, куропатка. Редко встречается бурый медведь, полярный волк. В весеннее время прилетает множество водоплавающих птиц. В озерах и реках водятся ценные породы рыб: осетр, стерлядь, чир, муксун, сиг, омуль и другие.

Характерной особенностью региона, как и всего Енисейского севера, является низкая заселенность и практически полное отсутствие инфраструктуры. Непосредственно на отчетной территории населенные пункты отсутствуют. По СУСН район относится к IV категории трудности. Основным видом транспорта

является авиация, в зимний период завоз материалов осуществляется по зимним временным дорогам тракторами и вездеходами.

Ближайшие населенные пункты, поселки Усть-Порт и Малая Хета, расположены в 50-180 км от отчетных площадей. Коренное население (ненцы, нганасане, долгане) занимаются охотой, рыболовством, оленеводством.

В 130-230 км на юго-запад от описываемой территории на правом берегу р. Енисей находится административный центр округа г. Дудинка, где расположен крупный порт, обрабатывающий морские и речные суда. Порт Дудинка принимает суда грузоподъемностью до 20000 тонн. Круглогодичная морская навигация в зимний период обеспечивается атомными ледоколами. Дудинка имеет аэропорт круглогодичного действия, оборудованный взлетно-посадочной полосой длиной 1602 м, шириной 28 м предназначенный для приема самолетов III-IV классов (Ан-26, Як- 40) и тяжелых вертолетов (Ми-26).

Город Дудинка связан железной и автомобильной дорогами с аэропортом Алыкель (60 км), принимающим самолеты I-II классов, и крупным промышленным центром Таймыра - г. Норильском (100 км), где находится крупнейший в мире горно-металлургический комбинат.

На рисунке 1.1 представлено географическое положение Ушаковского газоконденсатного месторождения, а также соседних месторождений (Пеляткинского и Казанцевского), объединенных в группу Турковских поднятий. Также, в приложении А приведена обзорная схема района работ, приведенная на фрагменте географической карты масштаба 1:1 000 000.

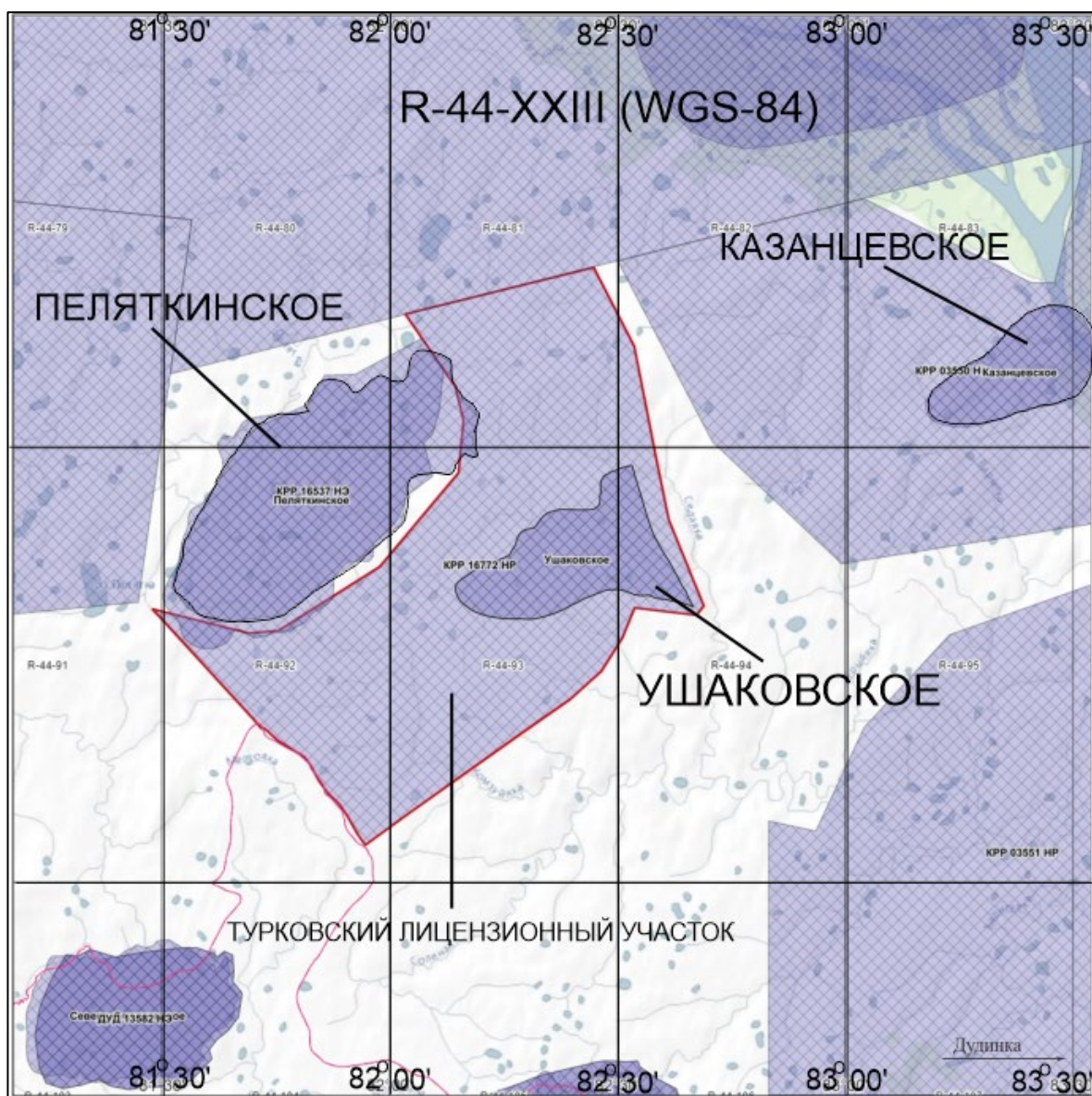


Рисунок 1.1 Местоположение Ушаковского месторождения на обзорной карте оцифрованных площадей и лицензионных участков

1.2 Геолого-геофизическая изученность района работ

Первые отрывочные сведения о геологии территории низовья р. Енисей были получены в 19 веке в результате экспедиций Миндендорфа А.Ф. (1843), Лопатина И.А. (1866), Шмидта (1872).

Планомерные геолого-геофизические исследования в Усть-Енисейском районе с целью выяснения перспектив нефтегазоносности начались в 1934 году. Весь период изучения можно условно разделить на четыре этапа.

Первый этап охватывает 30-е годы – конец 50-х годов 20 века. Планомерные нефтепоисковые работы в Усть-Енисейском районе проводились

с 1934 по 1946 гг. комплексной экспедицией Арктического института ГГУ ГУСМП.

В течение этого периода были проведены геологические, геофизические и буровые исследования. Преимущественную роль играли геологические методы поиска такие как, геологическая съёмка, структурное и глубокое бурение (сосредоточенное, в основном, в пределах Малохетского вала). Из геофизических исследований в этот период проводятся аэромагнитные съёмки масштабов 1: 2 500 000, 1: 1 000 000 и 1: 200 000 (Левин Д.В., 1949, 1952; Крюков С.М., 1953; Вильковский Ю.А., 1959), гравиметрические – масштабов 1: 1 000 000, 1: 500 000 (Фокшанский Ю.А., 1957-58; Черный А.В., 1959-60).

Объем сейсмических работ был незначителен и включал в себя площадные, маршрутные исследования МОВ, сейсмозондирование КМПВ и колонковое бурение вдоль р. Енисей. Работы по своей методике и результатам носили исключительно рекогносцировочный характер.

С 1940 по 1946г. работы проводились, в основном, в пределах Малохетского вала и, кроме наземной геологической съёмки, колонкового бурения и комплекса геофизических работ, включали в себя глубокое роторное бурение на Малохетской и Точинской площадях.

Нефть и газ промышленного значения на изученных глубоким бурением Малохетской и Точинской площадях обнаружены не были, хотя нефтегазопроявления на Малохетской площади встречены в нижней части меловой толщи, в отложениях поздней-средней юры, триаса, перми.

Всего в Усть-Енисейском районе было пробурено 145 колонковых и 15 глубоких скважин (с 1936 по 1946 гг.). С 1947г. по 50-е годы нефтегазопроисковые работы в западной части ЕХРП практически прекращаются, как экономически нецелесообразные.

В результате всех перечисленных работ были получены общие сведения о строении и стратиграфии рассматриваемого региона, составлена структурно-тектоническая основа для целенаправленного планирования последующих нефтегазопроисковых работ. В этот период были намечены контуры таких

основных тектонических элементов, как Малохетский вал, Носковский прогиб, Пендомаяхская впадина и т.д.

Начало второго этапа нефтегазопроисловых исследований приходится на 60-е – конец 70-х годов, в связи с острой необходимостью обеспечения предприятий Норильского горно-металлургического комбината дешевым топливом - природным газом, произошло значительное увеличение объемов поисково-разведочных работ. В период с 1961 по 1972 год был выполнен основной объем сейсморазведочных работ - территория западной части прогиба покрывается сетью региональных сейсмических профилей МОВ с густотой сети 0,1- 0,2 п.км /км². Основным результатом этих работ явилась подготовка к глубокому бурению 33-х локальных поднятий.

Глубокое бурение в пределах исследуемой территории было направлено главным образом на поиски залежей УВ в отложениях мела, что привело к ограничению глубинности геологических исследований и сдерживало достоверную оценку перспектив нефтегазоносности нижележащих образований. В результате буровых работ, проводимых до 1961 года ККРБ КГУ, а с 1964 года Нижне-Енисейской экспедицией треста «Красноярскнефтегазразведка» (с 1979 года ПГО «Енисейнефтегазгеология») в западной части прогиба было открыто семь газовых и газоконденсатных месторождений, приуроченных к ловушкам антиклинального типа.

На втором этапе нефтегазопроисловых работ выявлено большинство известных антиклинальных поднятий и открыты основные газовые и газоконденсатные месторождения. Газоносность промышленных масштабов была установлена на 12 месторождениях (из них- 11 месторождений в ЕХРП) в широком стратиграфическом диапазоне от нижней-средней юры (Зимнее месторождение) по коньяк-сантон верхнего мела (Казанцевское месторождение). По данным глубокого бурения было установлено не только газонасыщение, но и многочисленные нефтепроявления по юрско-нижнемеловым отложениям.

Третий этап работ относится к началу 80-х годов – началу XXI века. В

1980-84 гг. сейсморазведочные работы МОГТ проводились на отдельных разобщенных участках, в достаточной степени изученных глубоким бурением. В результате удалось уточнить структурные планы отдельных поднятий (Яровского, Паютского, Ушаковского, Турковского и др.), к одному из которых и приурочено исследуемое Ушаковское месторождение природного газа. По результатам сейсмических исследований МОГТ и глубокого бурения, проведенных в районах Западной Сибири, было установлено, что залежи нефти сосредоточены, в основном, в более глубокозалегающих горизонтах – нижней части неокома и юры. Несмотря на это проведение сейсмических исследований на отдельных площадях не давало возможности представить целостную картину геологического строения левобережной части ЕХРП. Поэтому наряду с детальными исследованиями МОГТ в пределах Танамской структурной террасы, Носковского прогиба и Южно-Таймырской моноклинали начали проводиться региональные сейсморазведочные работы методом ОТТ повышенной кратности.

На данном этапе нефтегазопроисковых работ в западной части ЕХРП весь объем глубокого бурения по 1990г. осуществлялся Нижне-Енисейской нефтегазоразведочной экспедицией ПГО «Енисейнефтегазгеология». Параметрическим бурением в этот период изучен наиболее полный стратиграфический разрез средне-верхнеюрско-меловых отложений в пределах погруженных частей ЕХРП. С 1987 по 1989 гг. глубокое бурение осуществлялось в пределах Танамской структурной террасы на подготовленных также еще по МОВ Яровском и Паютском локальных поднятиях, и на Ушаковской площади, где объект готовился к глубокому бурению по МОВ и МОГТ. Глубина забоя первых поисковых скважин на всех вышеперечисленных площадях превышала 3 км, достигая в отдельных случаях (скважины: Ан 51, Ср-Яр 3, Пел.15, Пел.1, Уш. 1) 3.8 км.

В результате этих работ в западной части ЕХРП были открыты Ушаковское (залежи СД-II, III, VIII, IX) и Нанадянское (залежь СДО) газовые месторождения в отложениях суходудинской свиты нижнего мела, на Яровской площади установлено газонасыщение пластов Мх-III, Мх-V, Мх-VI малохетской

свиты и СД-ОЗ суходудинской.

В начале XXI века был начат Новый, четвертый этап региональных геофизических исследований Таймыра, основной целью которых стали выявление крупных зон нефтегазонакопления и подготовка к лицензированию высокоперспективных на УВ, но ещё слабо изученных территорий. Исследования выполняются по сети опорных маршрутов с использованием комплекса методов, основными из которых являются сейсморазведка МОГТ и электроразведка методом МТЗ. Современное состояние изученности Танамской площади, на которой располагается Ушаковское месторождение, сейсморазведкой МОГТ и глубоким бурением показано в приложении Б. Основные сведения о геофизических работах, выполненных на исследуемой территории Ушаковского месторождения и о полученных результатах приведены в таблице в таблице 1.1. Также, в представленной ниже таблице 1.2 приведены параметры Ушаковской структуры, переданной в бурение.

Таблица 1.1 Геолого-геофизическая изученность

<p>Авторы отчета, год, наименование. Организация, проводимая работы. Вид работы.</p>	<p>Основной результат исследований. Рекомендации.</p>
<p>Крюков С.М. и др., 1959 г. Аэромагнитная съемка масштаба 1:200000 северо-западной части Таймырской низменности прилегающий к ней с севера территории НИИГА, аэромагниторазведка.</p>	<p>Выяснено строение южной части Таймырской складчатой зоны и северо-западной части Таймырской депрессии. Изучено строение Усть-Енисейской впадины, юго-западного участка Хатангской впадины и Горбито-Янгодского выступа.</p>
<p>Гвиздь Д.И. и др., 1962 г. Геофизические исследования методом магнито-теллурического профилирования в Усть-Енисейской впадине по маршрутам: урочище «Оленьи Рога» - оз. Пендомаяха и другой: «Оленьи Рога» - устье р. Танамы.</p>	<p>Определены общие черты геоэлектрического разреза района работ, установлено присутствие в разрезе к северо-западу от Малохетского вала неизвестного ранее слоя хорошо проводящих отложений, предположена глубина кровли доюрского фундамента и одна структура 111 порядка по кровле хорошо проводящих отложений</p>

<p>Огнев А.О. и др., 1965 г. Отчет о результатах электроразведочных работ методом МТЗ и МТП Гыданской партии 36/64-65 гг., КТГУ, электроразведка, 1:500000</p>	<p>В результате работ получено представление об обобщающем геоэлектрическом разрезе осадочного чехла. В центральной части ЕХРП получен трехслойный разрез.</p>
<p>Ряписов В.Н., Кравцова Н.Д. Отчет о результатах работ Мессояхской с/п 46/65- 66, Паютской с/п 63/66 в районе Танамо- Мессояхского междуречья и на Нижнехетской площади в 1965-66 гг. ТГЭ, КГУ, сейсморазведка 1:100000, 1:200000</p>	<p>Получены новые сведения о геологическом строении западной части ЕХРП. Освещен структурный план меловых и юрских отложений в районе Танамо-Мессояхского междуречья. Выявлена и подготовлена под бурение Паютская структура и предположительно намечены Яровское и Соленинское локальные поднятия.</p>
<p>Ряписов В.П., Майзелис С.Р., Мирошниченко О.М. и др., 1968 г. Отчет о результатах работ Усть-Танамской с/п 71/67-68, Дорофеевской с/п 76/67-68, Казанцевской с/п 85/67-68 и с/каротажного отряда в пределах Енисей-Танамского междуречья и Дорофеевской площади в 1967-68 гг. ТГЭ КГУ. Сейсморазведка 1:100000, 1:200000</p>	<p>Проведены рекогносцировочные и детальные исследования в пределах западной части ЕХРП. Выявлен структурный план палеозойских и мезозойских отложений Южно-Таймырской моноклинали и уточнено строение мезокайназойского комплекса осадков Танамского полусвода. Подготовлены к глубокому бурению Пеляткинское, Казанцевское и Песчаное локальные поднятия. Выявлено Турковское поднятие. Намечены Сопочная структура и Гыдаямская группа поднятий.</p>
<p>Першуткин А.М., Хохлов С.А., Панова Р.С. и др., 1980 г. Отчет о результатах опытно-производственных работ Верхне-Яровской с/п 62/79-80 и западной части ЕХРП (междуречье Пелятки и Яры) в 1979- 80 гг. ТГЭ ПГО «Енисейгеофизика», сейсморазведка, 1:200000</p>	<p>Впервые в ТГЭ были проведены работы, направленные на поиски ловушек не антиклинального типа. Работы носили опытно- производственный характер с целью определения оптимальной методики исследований. Рекомендована методика 6-12 кратного профилирования МОВ-ОГТ и намечена перспективная зона для поиска литологических ловушек (Средне-Яровская и Дерябинская площади).</p>
<p>Першуткин А.М., Хохлов С.А., 1981 г. Отчет о результатах производственных работ МОВ-СОГТ Приенисейской с/п 85/80-81 гг. ТГЭ ПГО «Енисейгеофизика», сейсморазведка.</p>	<p>Проведены производственные работы по методике 6-12 кратного профилирования МОВ- ОГТ. Определены возможные типы неантиклинальных ловушек. Выделены прогнозные участки, перспективные для поисков неантиклинальных ловушек (Яровская, Паютская, Пеляткинская, Средне-Яровская площади). Выполнены структурные построения по шести отражающим горизонтам.</p>

<p>Гущина Л.П., Хохлов С.А., Попова Р.С. и др., 1983 г. Отчет о сейсморазведочных работах в пределах Танамского свода выполненных Ушаковской с/п 1/81-83 гг. ТГЭ ПГО «Енисейгеофизика», сейсморазведка, 1:100000</p>	<p>Подтверждены все ранее выявленные на Танамском валу структуры третьего порядка. Глубинность исследований увеличена до 7-8 км, продолжено детальное изучение структурного плана юрскомелового чехла. Выявлена и передана под глубокое бурение АТЗ на Средне- Яровской площади.</p>
<p>Кабанов Р.В., Шикалов В.С. и др., 1985 г. Отчет о сейсморазведочных работах на Дерябинской и Танамской площадях (Посинская с/п 21/83-85 и Петровская с/п 1/84-85). ТГЭ ПГО «Енисейгеофизика», сейсморазведка</p>	<p>Подготовлена к глубокому бурению Береговая АТЗ. Выявлены Медвежья и Каменная АТЗ. Уточнен структурный план горизонтов I^б, I^г, I^д и II^б впервые построены карты по горизонтам II^а и I^г</p>
<p>Думкин В.А., Шайдаков В.А. 1985 г. Отчет о сейсморазведочных работах МОГТ в пределах Танамского вала (Турковская с/п 6/84- 85) ТГЭ ПГО «Енисейгеофизика», сейсморазведка</p>	<p>Уточнено строение Ушаковской, Турковской, Яровской и Паютской структур, оконтурено и подготовлено под глубокое бурение Посинская АТЗ, осуществлен прирост Средне-Яровской АТЗ. Дана оценка перспективности различных участков района.</p>
<p>Думкин В.А., 1987 г. Отчет Паютской с/п 35 о результатах сейсморазведочных работ МОГТ, проведенных на Паютской площади в 1985-87 гг. ТГЭ ПГО «Енисейгеофизика», сейсморазведка, 1:100000</p>	<p>Уточнен структурный план западной части ЕХРП по основным отражающим горизонтам (, Па, 115, 115, 118, 1(Впервые для территории исследований изучено строение толщи АНГ неокомверхнеюрского возраста по сети региональных маршрутов МОГТ. Выделены объекты: Олений, Нанадянский, Южно-Казанцевский, Проточный, Гошинский.</p>
<p>Айрапетян С.В. Отчет о результатах работ МОГТ в междуречье Енисея и Танама. Носковские с/п 39/90-93 и 46/91-93 гг.</p>	<p>Выполнены обобщающие структурные построения по отражающим горизонтам в отложениях юры-мела (I^б, I^д, В, II^б, II^в, II^г для всей изученной территории. Уточнено строение неокомского клиноформного комплекса по отражающим горизонтам Г₁, Г₂, Г₃, Г₄, Г₅, Г₆, Г₇, Г₈. Уточнено строение рельефа поверхностей сейсмоквантов, на временных разрезах МОГТ вблизи продуктивных пластов суходудинской свиты нижнего мела в Ушаковско-Казанцевской структурной зоне. Осуществлен прогноз контуров газовых залежей Сд-III, Сд-VIII и Сд-X для Ушаковской структуры. Намечен ряд перспективных на обнаружение ловушек УВ участков в Паютско-Яровской</p>

	структурной зоне, а также в юго-восточной части Танамской структурной террасы (Южно-Турковская площадь)
Айрапетян С.В. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ на Носковской площади в бассейне р. Соленая. Носковская с/п 48/92-94 гг.	Уточнено строение зоны сочленения Танамской сводовой террасы с Малохетско-Мессояхской грядой по сейсмическим горизонтам I ^б , I ^д , Б, II ^б , II ^в , II ^г в отложениях юры-нижнего мела. Осуществлен сеймостратиграфический анализ с определением нефтегазоперспектив неоконечноюрских отложений территории отчетных работ и прилегающего региона. Подготовлено и сдано в глубокое бурение Южно-Турковское локальное антиклинальное поднятие перспективной площадью 92 кв.км.
Л.И.Кяргина Отчет «обобщение результатов нефтегазопроискового бурения на паютской, яровской, турковской и ушаковской площадях по состоянию на 1 марта 1995 г.»	Ушаковское поднятие, оконтуренное по результатам сейсморазведочных работ МОВ, выполненных в 1969г, введено в поисковое бурение в 1985 г. Материалы, полученные по пяти поисковым скважинам, позволили наметить контуры распространения залежей и произвести их предварительную геометризацию и оценку содержащихся в них запасов.
Трубина Т.Б. Отчет о результатах работ по объекту: «Геофизические работы с целью подготовки нефтегазоперспективных участков под лицензирование на Танамской площади»	1) Выполнены детальные геофизические и геохимические работы масштаба 1:200 000 по комплексу методов: сейсморазведка МОГТ-2D, электроразведка методом теллурического зондирования (МТЗ), аэрогеофизическая и аэрогеохимическая съемки - 12500 км ² , - геохимическая съемка по снежному покрову – 1800 пог.км. Переинтерпретация данных ГИС за 1986 г.

Таблица 1.2 Параметры Ушаковского регионального поднятия

Структура	Отр. горизонт, индекс, наименование	Абс. отметка последней замкнутой изогипсы, м	Тип структуры и её простираение	Параметры по последней замкнутой изогипсе		
				Размеры, км * км	Площадь, км ²	Амплитуда, м
1	2	3	4	5	6	7
Ушаковская	I ^б	-1525	Брахи-антиклиналь субширот. простираения	8,5x5	28	35

	Г	-2375	-«-	12x6	56	65
	П ^б	-3450	-«-	9x4,5	30	30
	По данным МОГТ 1985 г.					
	Г	-2300	Анти- клиналь субширот. поостирани я	8,5x19	130	40
	По данным МОГТ 1987 г.					
	Г	-2300	Четыре куполовидн ых поднятия	3x9	25	20
				3x6,5	18	20
3,5x5,5				16	30	
3,5x5,5				15	20	

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УШАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

Вопросам стратиграфии и литологии мезозойских отложений посвящено большое количество как опубликованных, так и фондовых работ. Они обобщены в таких крупных коллективных монографиях как “Геология нефти и газа Сибирской платформы” (редактор Конторович А.Э., 1981 г.) [2] и “Геология нефти и газа Западной Сибири” (Конторович А.Э., Нестеров И.И., и др., 1975 г.) [3]. Эти материалы позволяют воздержаться от изложения наиболее общих вопросов региональной и нефтегазовой геологии.

В данной главе приведено стратиграфическое расчленение мезозойского разреза, на основе данных отчета Л. И. Кяргиной [1]: «Обобщение результатов нефтегазопроискового бурения на Паютовской, Яровской, Турковской и Ушаковской площадях».

В целях конкретизации информации, приняв во внимание тот факт, что отложения Неокомского яруса являются основной нефтегазоносной толщей Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, ниже дается характеристика только тех горизонтов изученного глубоким бурением разреза мезокайнозойского осадочного чехла, которые представляют практическую значимость в рамках данного проекта.

2.1.1. Юрская система – J

Юрские отложения на территории исследуемого региона имеют широкое площадное развитие и образуют мощную толщу, с размывом и угловым несогласием залегают на нижележащих разновозрастных вулканогенных и осадочных породах, в различной степени метаморфизованных и дислоцированных. Общая мощность юрского комплекса по данным сейсмических исследований в рассматриваемом регионе составляет 2300 – 2700 м.

На всей территории распространения юрские отложения (кроме келловей)

имеют первичное субгоризонтальное залегание, параллельно слоистое строение и осложнены полого волнистой складчатостью, нередко прерываемой дизъюнктивными нарушениями. Полный разрез юрской системы не вскрыт ни в одной из пробуренных на площади работ скважин.

Отложения юры предоставлены тремя отделами. По литологическим характеристикам и условиям осадконакопления ниже- и среднеюрские отложения (без келловей) большей частью относятся к Усть-Енисейской и, частично (в меньшей степени), к Ямало-Гыданской фациальным зонам; келловейские и верхнеюрские отложения большей частью к Тазо-Хетскому и, частично, к Гыданскому фациальным районам. Гыданская фациальная зона занимает самую крайнюю северо-восточную часть ЗСБ и северную часть ЕХРП и сложена алевритоглинистыми осадками гольчихинской свиты, являющейся литолого-фациальным и возрастным аналогом баженовской свиты. Она выделяется также в наиболее погруженной части ЕХРП. Подошва пород нижнесреднеюрского отделов, образующих сейсмический комплекс, картируется по согласной отражающей границе - III, а кровля по сейсмическому горизонту II^б, также имеющему согласное отражение (Приложение В).

2.1.1.1. Средний отдел – J₂

Среднеюрские отложения представлены морскими и прибрежно-морскими осадками. В разрезе средней юры выделено четыре свиты: лайдинская, вымская, леонтьевская и малышевская, три последних вскрыты скважиной Ушаковская 1, на исследуемой площади.

Вымская свита (J₂ vt) – залегает согласно на отложениях лайдинской свиты, а в прибортовых частях с угловым и стратиграфическим несогласием на доюрских образованиях. Данная свита представлена чередованием пачек песчаников и алевролитов с аргиллитами. Верхняя часть более песчаная. Мощность песчаных пластов не превышает 25-30 м, глинистых пачек – 10 м. Вскрытая мощность отложений в скв.1 Ушаковской площади составляет 109 м. Возраст отложений: конец позднего аалена – начало байоса подтвержден фаунистическими определениями.



Рисунок 2.1 Геолого-геофизическая характеристика Вымской свиты

Леонтьевская свита ($J_2 In$) – Залегает согласно на отложениях вымской свиты. Сложена глинисто-алевритовыми породами, отмечаются невыдержанные прослой песчаника. Нижняя часть свиты более глинистая, в средней и верхней возрастает доля алевролитистого материала. Аргиллиты темно-серые до черных, с тонкими прослоями алевролитов более светлой окраски. Алевролиты серого и темно-серого цвета в зависимости от содержания глинистого и рассеянного органического вещества. По всему разрезу наблюдаются конкреции кальцита, включения пирита и сидерита и обугленный растительный детрит.

Породы обладают хорошими флюидоупорными свойствами, проницаемость пород практически нулевая. Возраст пород: конец раннего байоса – поздний байос.

К кровле глинистых отложений леонтьевской свиты приурочен отражающий горизонт П^в. На каротажных диаграммах свита выделяется низкими значениями (5-10 Омм) КС и значениями ПС «на линии глин».

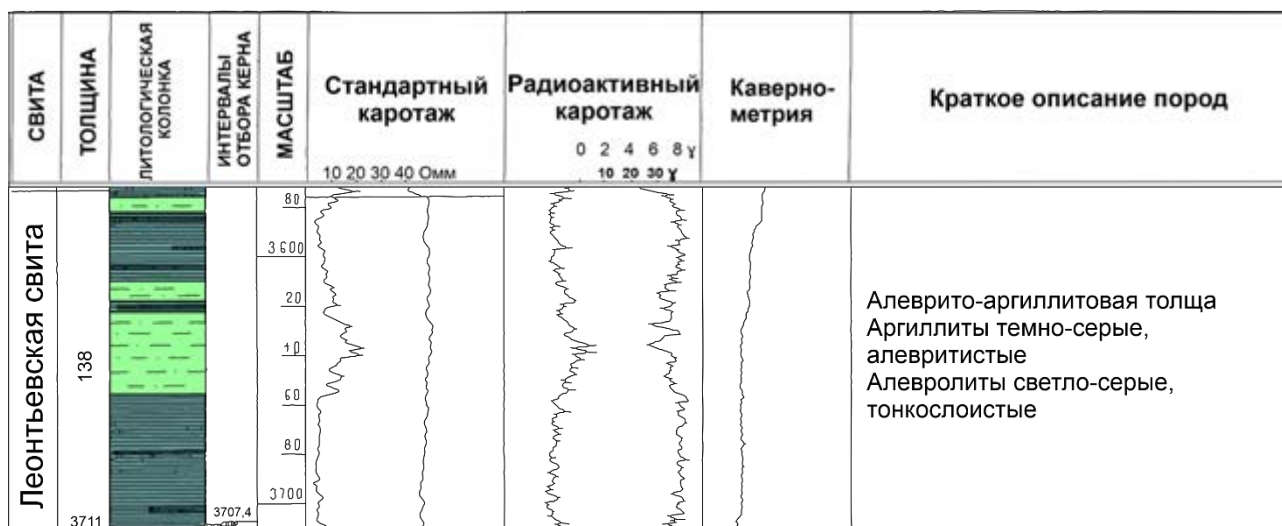


Рисунок 2.2 Геолого-геофизическая характеристика Леонтьевской свиты

Малышевская свита ($J_2 ml$) – вскрыта на полную мощность скв. Пт- 1, Яр-1, Уш-1 и частично Трк-1 и Трк-2. Залегает согласно на отложениях леонтьевской свиты. Максимальной мощности свита достигает на Балахнинском мегавалу (1088 м) и в осевой части прогиба. В пределах Танамской структурной террасы мощность малышевских отложений не превышает 300 м. Разрез свиты на площади Ушаковского месторождения характеризуется ритмичным чередованием пачек алевролитов, песчаников и аргиллитов, мощность которых меняется от 5 до 40 м. В средней части разреза наблюдается резкое возрастание доли известковистых разностей, общая карбонатность отдельных прослоев достигает 53%. В разрезе свиты выделяется четыре проницаемых пласта песчаника (Мл I – Мл-IV), невыдержанных по простиранию. Мощность пластов коллекторов меняется от 5 до 49 м.

Коллекторские свойства песчаных разностей невысокие, открытая пористость лишь в единичных образцах достигает 16%, составляя в среднем 10 - 12%, проницаемость в среднем $0,4 - 0,6 \cdot 10^{-3}$ мкм².

На каротажных диаграммах выделяется повышением значений КС до 40-50 Омм с “пилообразной” записью и аномалиями ПС до - 40мв. К кровле малышевских отложений приурочен сейсмический горизонт П⁶.

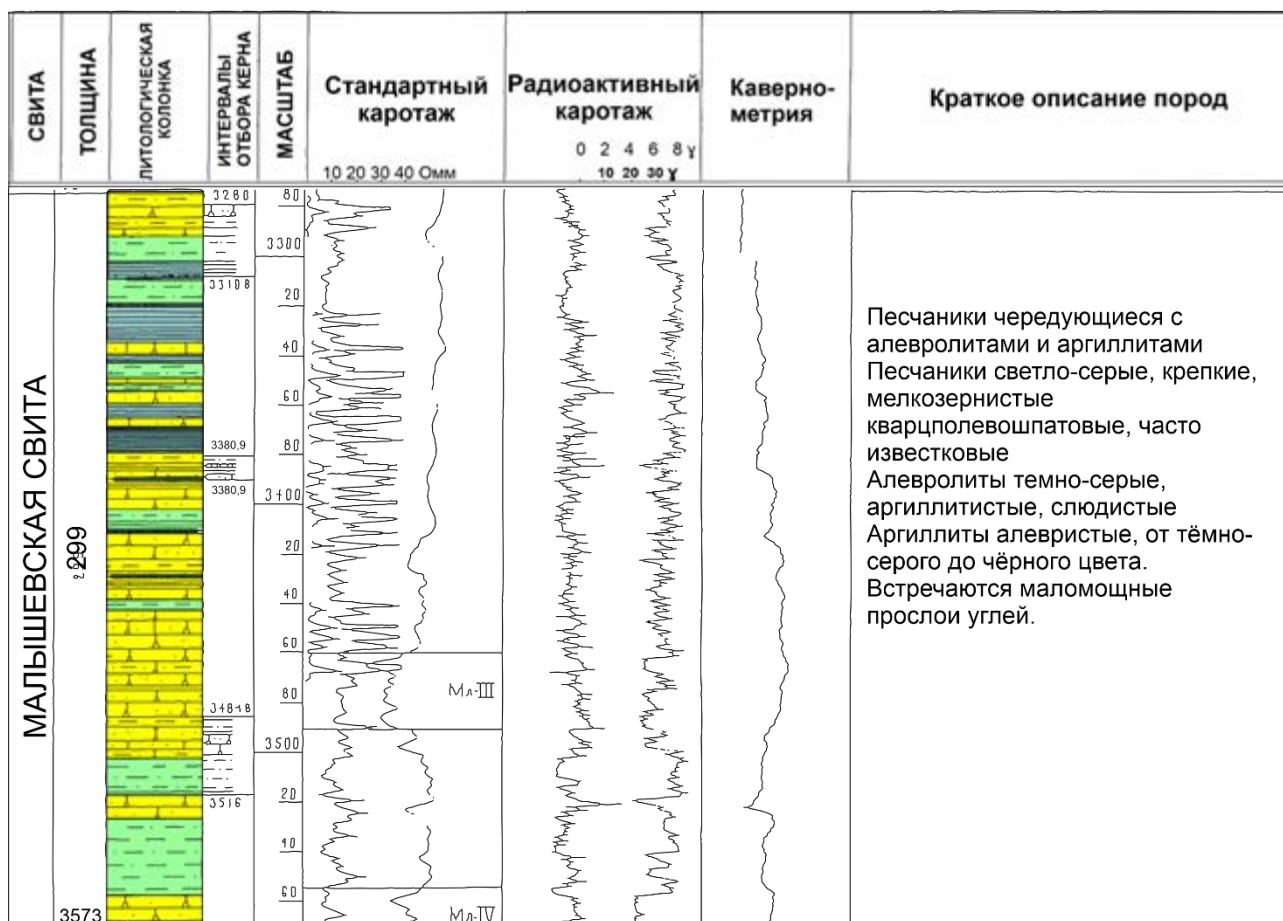


Рисунок 2.3 Геолого-геофизическая характеристика Малышевской свиты

2.1.1.2. Верхний отдел - J₃

Отложения верхнеюрского комплекса формировались во время обширной трансгрессии морского бассейна. В центральной части ЕХРП сформировалась монотонная глинистая толща осадков, выделенная под названием гольчихинской свиты (Куликов, 1987 г.), которая является литолого-фациальным и возрастным аналогом баженовской свиты и выступает реперным опорным горизонтом для ЕХРП. Верхнюю границу гольчихинской свиты предлагается проводить по появлению в разрезе алеврито-песчаных пластов или пачек, залегающих в основании нижнемеловой толщи.

В пределах Танамской структурной террасы в разрезе отложений верхней юры песчано-алевролитовые осадки отсутствуют. Мощность верхнеюрских отложений меняется от нескольких метров (Малохетский вал) до 848 м. в западной части. На исследуемой площади верхнеюрские осадки вскрыты скважиной Уш-1.

Гольчихинская свита ($J_3 gl$) – залегает согласно на отложениях малышевской толщи. На каротажных диаграммах выделяется по снижению значений КС до 5-10 омм и записью ПС на “линии глин” и увеличением диаметра скважины по кавернометрии. Сложена свита преимущественно аргиллитами и алевролитами с прослоями углистого и глинисто-слюдистого материала, включениями сидерита. Глинистый материал представлен гидрослюдой, каолинитом, хлоритом и смешаннослойными минералами.

Отложения достаточно полно охарактеризованы палеонтологически, по определениям аммонитов и комплексу фораминифер возраст осадков датируется от раннего келловея до верхов волжского века.

Мощность гольчихинской свиты меняется в пределах Енисей-Хатангского прогиба от 126 м. до 235 м. С отложениями гольчихинской свиты связаны отражения сейсмического горизонта Б, (II^a).

Отложения гольчихинской толщи выделены в самостоятельный неоком-верхнеюрский квазисинхронный сейсмический комплекс (КССК), ограниченный сейсмическими горизонтами II^a и I^d , формирование которого в пределах Танамской структурной террасы происходило в условиях преимущественно компенсированного осадконакопления, с образованием клиноформ заполнения отрицательных форм палеорельефа.

По своему строению и литологическому составу верхнеюрская толща центральных районов прогиба может быть уподоблена верхнеюрским отложениям приуральской части Западно-Сибирской плиты, выделяемым под названием даниловской свиты.

Поэтому алевроито-глинистая толща позднеюрского возраста выделена под названием гольчихинской свиты [В.И.Кимухин, Д.П.Куликов, 1987] являющейся литолого-фациальным и возрастным аналогом даниловской свиты Западной Сибири. Верхнюю границу гольчихинской свиты предлагается проводить по появлению в разрезе алевроито-песчаных пластов или пачек, залегающих в основании нижнемеловой толщи.



Рисунок 2.4 Геолого-геофизическая характеристика Гольчихинской свиты (регионального репера)

2.1.2. Меловая система – К

Отложения меловой системы вскрыты всеми рассматриваемыми в отчете скважинами и представлены осадками всех стратиграфических ярусов нижнего и верхнего отделов. Суммарная мощность меловых отложений в пределах Танамской структурной террасы составляет около 3000 м.

2.1.2.1. Нижний мел – К₁

В разрезе нижнемеловых отложений снизу вверх наблюдается последовательная смена фациального и литологического состава пород от морских алевро-глинистых к лагунно-континентальным и континентальным грубообломочным. Вверх по разрезу возрастает содержание углефицированного растительного материала вплоть до появления мощных прослоев углей. По литолого-фациальным особенностям в разрезе отложений нижнего мела выделены четыре свиты: нижнехетская, суходудинская, яковлевская и малохетская, к которым приурочено наибольшее количество проницаемых пластов.

Нижнехетская свита (К₁ пч) – вскрыта скважинами 1-Уш, а также другими поисковыми скважинами на соседних разведочных площадях. Свита

залегают согласно на отложениях раннего берриаса в центральной части прогиба, в прибортовых частях и на сводах мегавалов с размывом на осадках верхней и средней юры. Сложена свита преимущественно глинистыми и алевритовыми породами, неравномерно карбонатизированными. В скв.1 Ушаковской площади песчаные пласты не выделяются. Песчаники ачимовской пачки представлены мелко-среднезернистыми разностями, серого и светло-серого цвета, косослоистой и флюидальной текстуры, содержат тонкие прослои алевролитов и известковистых пород. Сортировка пород хорошая и средняя, цемент глинисто-слюдистый, порового и пленочно-норового типа, реже коррозионного. Для верхней части свиты характерно тонкое переслаивание глинисто- алевритистых пород с песчано-алеваитистыми с повышенной карбонатностью, что выражается “пилообразной” записью кривой КС.

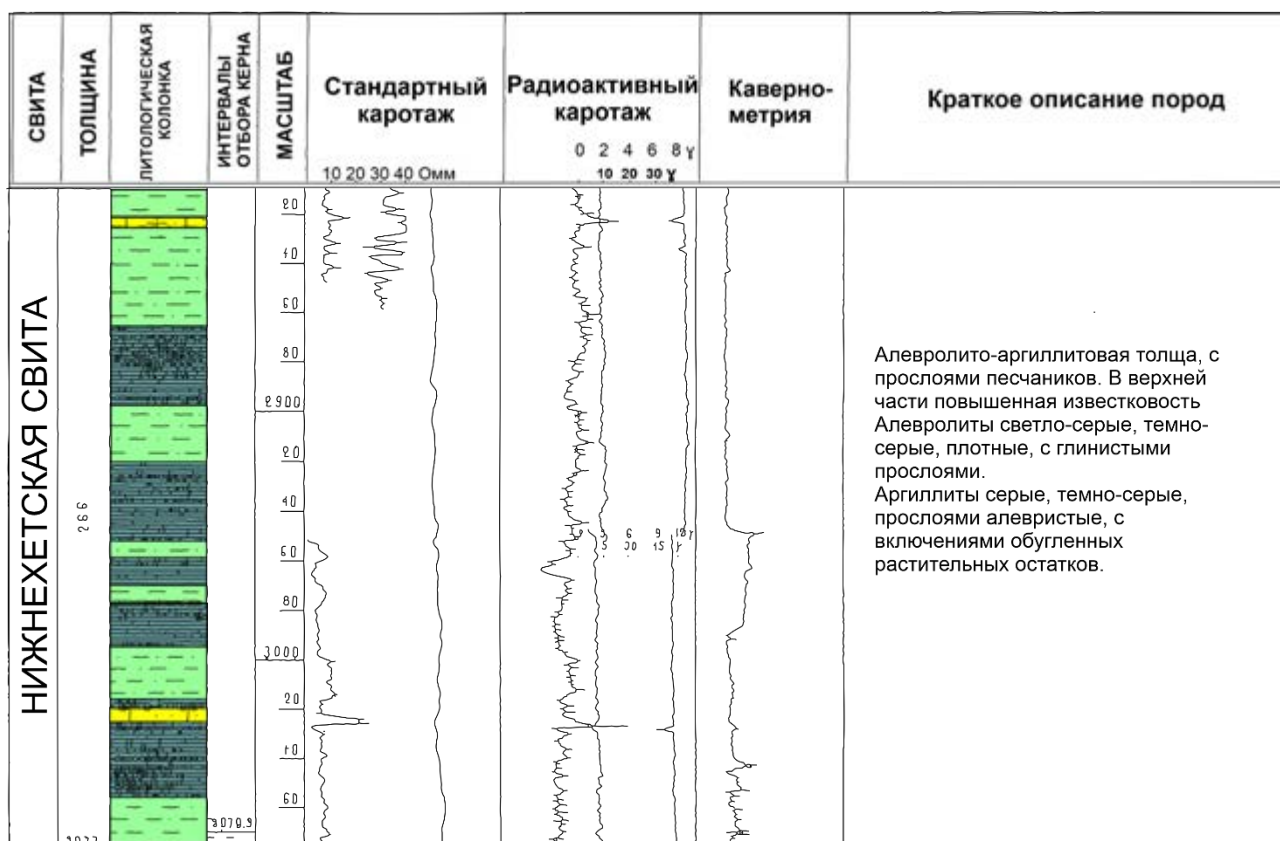


Рисунок 2.5 Геолого-геофизическая характеристика Нижнехетской свиты

Суходудинская свита (K₁ Sd) – вскрыта во всех рассматриваемых скважинах. Согласно залегают на морских отложениях нижнехетской свиты. Свита представлена ритмичным чередованием алеврито-песчаных и глинисто-алеваитистых пачек с примерно равным соотношением. Верхняя часть свиты

более насыщена песчаными разностями, в нижней наблюдается заметная глинизация пород. Нижняя граница свиты проводится по смене значений КС в сторону увеличения до 40-50 0мм. Пачки и пласты, слагающие суходудинскую свиту, хорошо сопоставляются между собой как в пределах площади, так и в пределах близлежащих площадей. В разрезах отчетных скважин выделяется до 15 проницаемых песчаных пластов, разделенных глинисто-алевритовыми породами.

Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м, наиболее мощными являются пласты Сд-IV и Сд-VI. Разделяющие песчаные пласты глинистые пачки характеризуются разным строением, выделяются как монотонные глинистые толщи мощностью до 40 м., так и сложенные тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов. Коллекторские свойства пород достаточно высокие, открытая пористость изменяется от 15 до 20%, проницаемость достигает $500 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (скв. Уш-3).

Мощность отложений подвержена значительным изменениям: от 110 м. до 868 м. На Танамской структурной террасе мощность суходудинской свиты изменяется от 699 м (Турковская 3) до 857 м (Паютская 1).

Продуктивные пласты суходудинской свиты приурочены к отражающим горизонтам Г^Г – Г^В, охватывающим весь интервал свиты. В Приложении Г приведены структурные карты по отражающим горизонтам Г^Г и Г^В, характеризующим кровельную и подошвенную часть Суходудинской свиты с условными обозначениями.

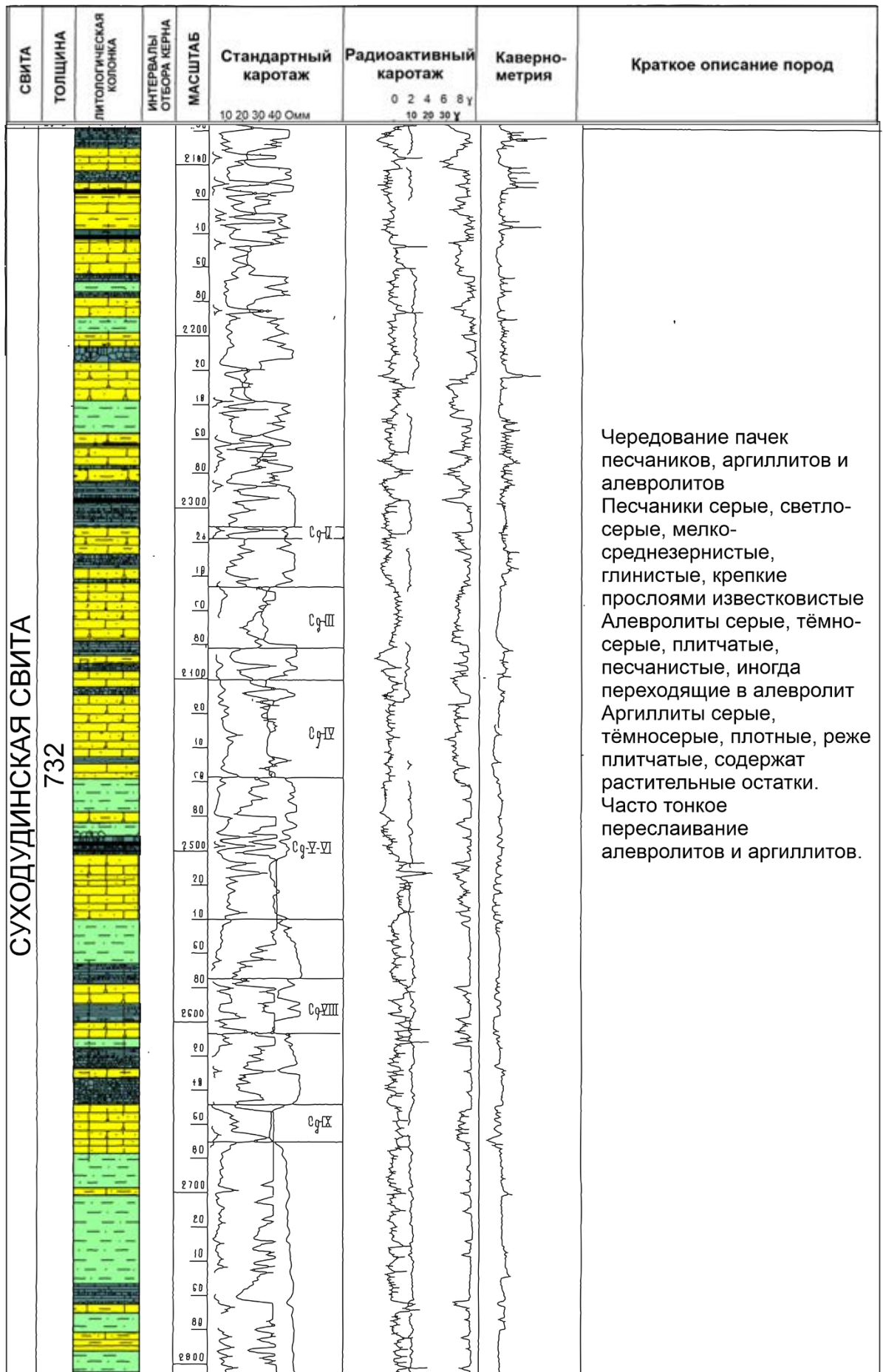


Рисунок 2.6 Геолого-геофизическая характеристика Суходудинской свиты

Малохетская свита ($K_1 mch$) – пройдена всеми скважинами на Ушаковском месторождении, согласно залегает на суходудинской. Нижняя граница свиты выделяется с некоторой степенью условности, так как каротажные характеристики верхней свиты суходудинской и нижней малохетской свит имеют близкую характеристику. Граница подошвы свиты проводится по кровле глинистой пачки, прослеженной во всех скважинах, и переходу к более песчанистому разрезу. Керном разрез свиты на отчетных площадях не освещен.

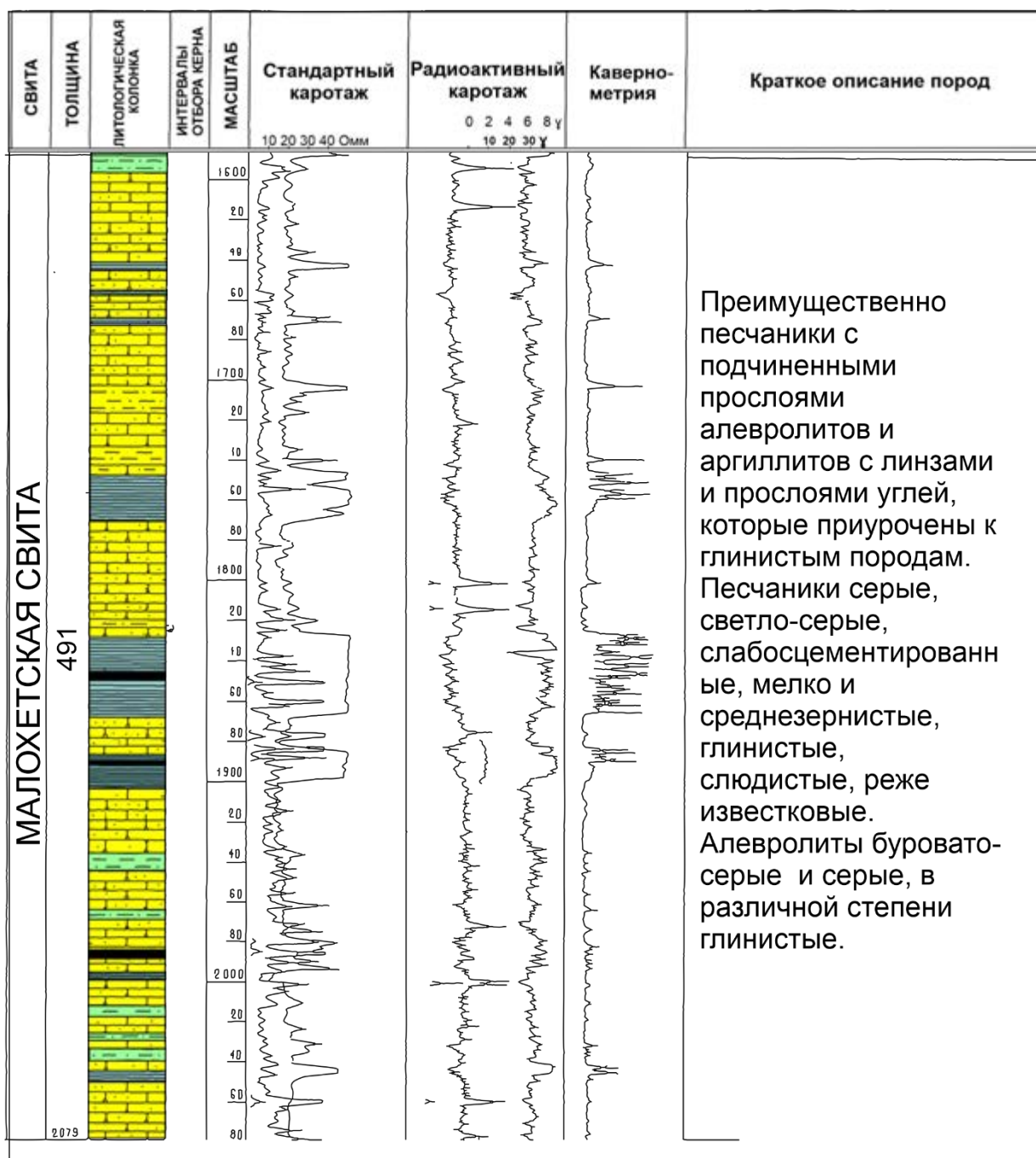


Рисунок 2.7 Геолого-геофизическая характеристика Малохетской свиты

Малохетская свита сложена преимущественно песчаниками, с подчиненным содержанием алевролитов и алевритистых аргиллитов. В глинистых и алевритовых пачках, мощность которых меняется от 5 до 25 м, а в скважинах Паютской площади до 40 м, отмечаются маломощные прослои углей. Песчаные разности слагают прослои и пачки мощностью от 4 до 100 м, невыдержанные по простиранию. Коллекторские свойства пород высокие. Открытая пористость достигает 27%, проницаемость 500×10^{-3} мкм². Кровля малохетской свиты приурочена к отражающему горизонту I^б.

Яковлевская свита (K₁ jak) – согласно залегает на отложениях малохетской. Нижняя граница свиты выделяется по подошве углисто-глинистой пачки мощностью до 60 м, хорошо опознаваемой на каротажных диаграммах. Свита представлена чередованием пачек глинисто-алевролитовых и песчаных пород с преобладанием первых, невыдержанных по составу и мощности даже в пределах одной площади. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Мощность отдельных пачек и пластов меняется от 4-5 до 20-30 м.

Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевролитовых пачек. Песчаные пласты сложены песками и слабосцементированными песчаниками, с редкими прослоями плотных карбонатных разностей. Коллекторские свойства песчаников ниже, чем в малохетской свите. Открытая пористость варьируется от 16 до 22 %, проницаемость от 6 до 20×10^{-3} мкм².

Мощность яковлевской свиты на рассматриваемых площадях меняется от 327 м (скв. Трк-3) до 418 м (Уш-2). К подошвенной части яковлевской свиты приурочен сейсмический горизонт I^б.

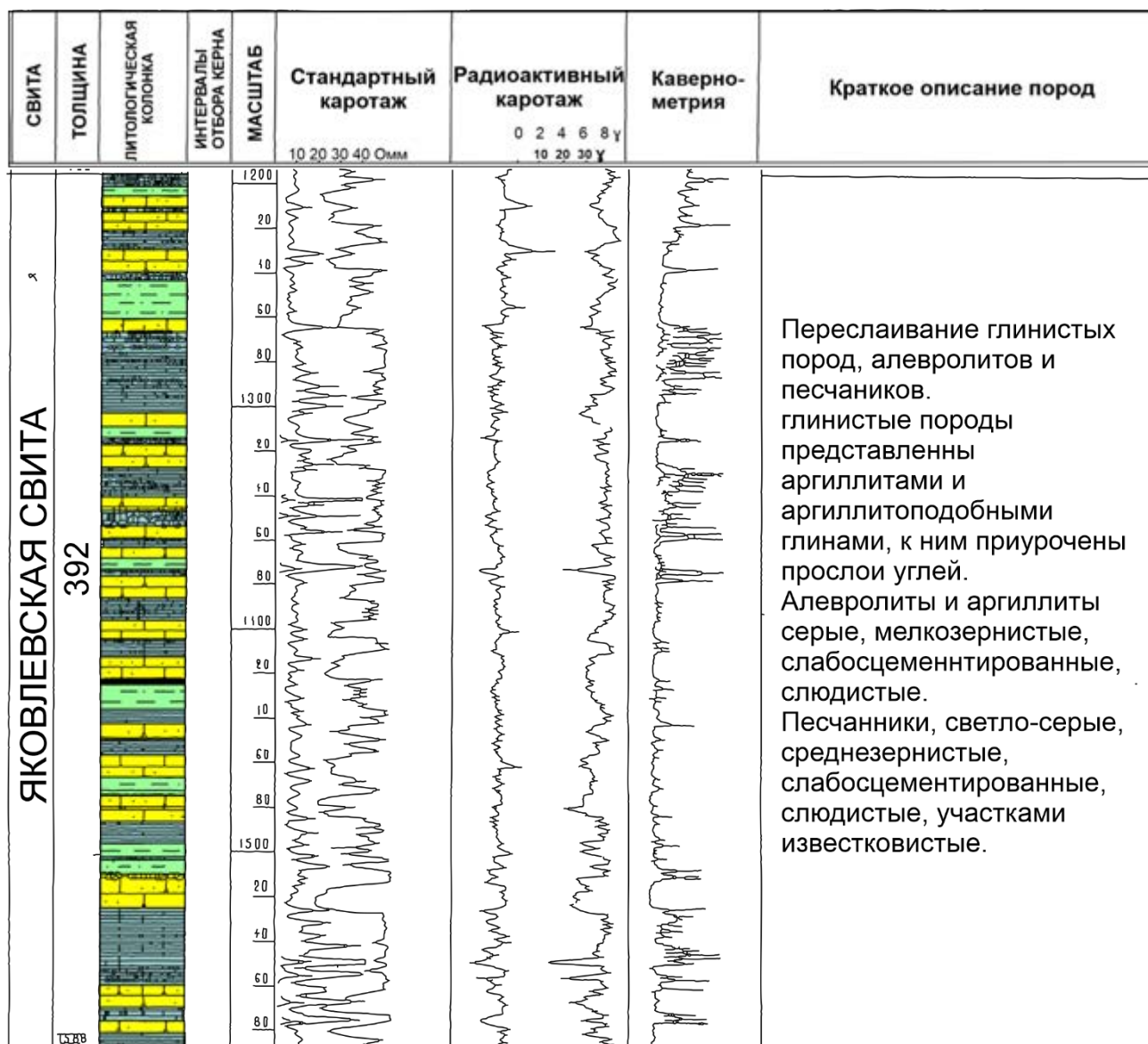


Рисунок 2.8 Геолого-геофизическая характеристика Яковлевской свиты

2.1.2.2. Нижний-верхний отделы – K_{1-2}

Данный ярус представлен *Долганской свитой* ($K_{1-2} dl$), согласно залегающей на отложениях яковлевской толщи. В скважине Паютская 2 достаточно полно охарактеризована керном. На каротажных диаграммах характеризуется невысокими (до 10 Омм) значениями КС при больших отрицательных (до 60 МВ) амплитудах ПС. Разрез свиты представлен преимущественно песками и песчаниками с редкими прослоями глин и алевролитов. Алевроитоглинистые породы слагают невыдержанные по мощности и по простираию пласты. Коллекторские свойства песчаников высокие, открытая пористость достигает 30-33% (скв. Уш-2), проницаемость 2,6 мкм².

2.1.2.3. Верхний отдел - К₂

Формирование верхнемеловых отложений происходило в условиях чередования кратковременных трансгрессий и регрессий моря, способствующих накоплению преимущественно глинистых и песчано-алевритистых пород. В данный отдел входит ряд свит Алевролитоглинистого состава, коллекторские свойства которых крайне малы, поэтому в данной работе они рассматриваться не будут.

В Приложении Д представлена стратиграфическая разбивка для Ушаковского месторождения с указанием номеров скважин, вскрывших вышеперечисленные свиты, а также интервалы, их залегания. Также в приложении Е приведена обобщенная схема стратиграфического расчленения разреза платформенного чехла северной части Западно-Сибирской плиты, включающая корреляцию отражающих границ и стратиграфических подразделений.

2.2 Тектоника

Енисей-Хатангский региональный прогиб, в западной части которого расположено рассматриваемое в данном проекте Ушаковское и соседние месторождения, в качестве единой структуры, разделяющей Западно-Сибирскую плиту, Сибирскую платформу и Таймырскую складчатую область, выделен Д.Б.Тальвирским в 1965 г. [2]

За северную и южную границы прогиба условно принимаются контуры современного распространения юрских и меловых отложений, на западе прогиб открыт в сторону Западно-Сибирской плиты, на востоке через Анабарскую седловину переходит в Лено-Анабарский прогиб, ЕХРП характеризуется гетерогенным фундаментом и многоэтажным платформенным чехлом (Ю.А.Косыгин, А.А.Трофимук, 1965 г. Д.Б.Тальвирский, 1965 г., 1976 г.). По поверхности фундамента прогиб представляет собой депрессионную структуру, линейно-вытянутую в субширотном направлении с размерами 1400x300 км и площадью 420 тыс. кв. км. Глубина залегания поверхности фундамента в

центральных зонах достигает 10-11 км, на бортовых участках уменьшается до 5-6 км. Модель структурного плана докембрийского фундамента представлена в графическом приложении Ж.

На рисунке 2.9 показана Структурно-тектоническая схема Енисей-Хатангского прогиба с указанием пространственного положения исследуемого месторождения, как из него видно, Ушаковское локальное поднятие относится к Усть-Енисейскому мезозойскому желобу и находится в зоне влияния Худосейского и Приенисейского глубинных разломов.

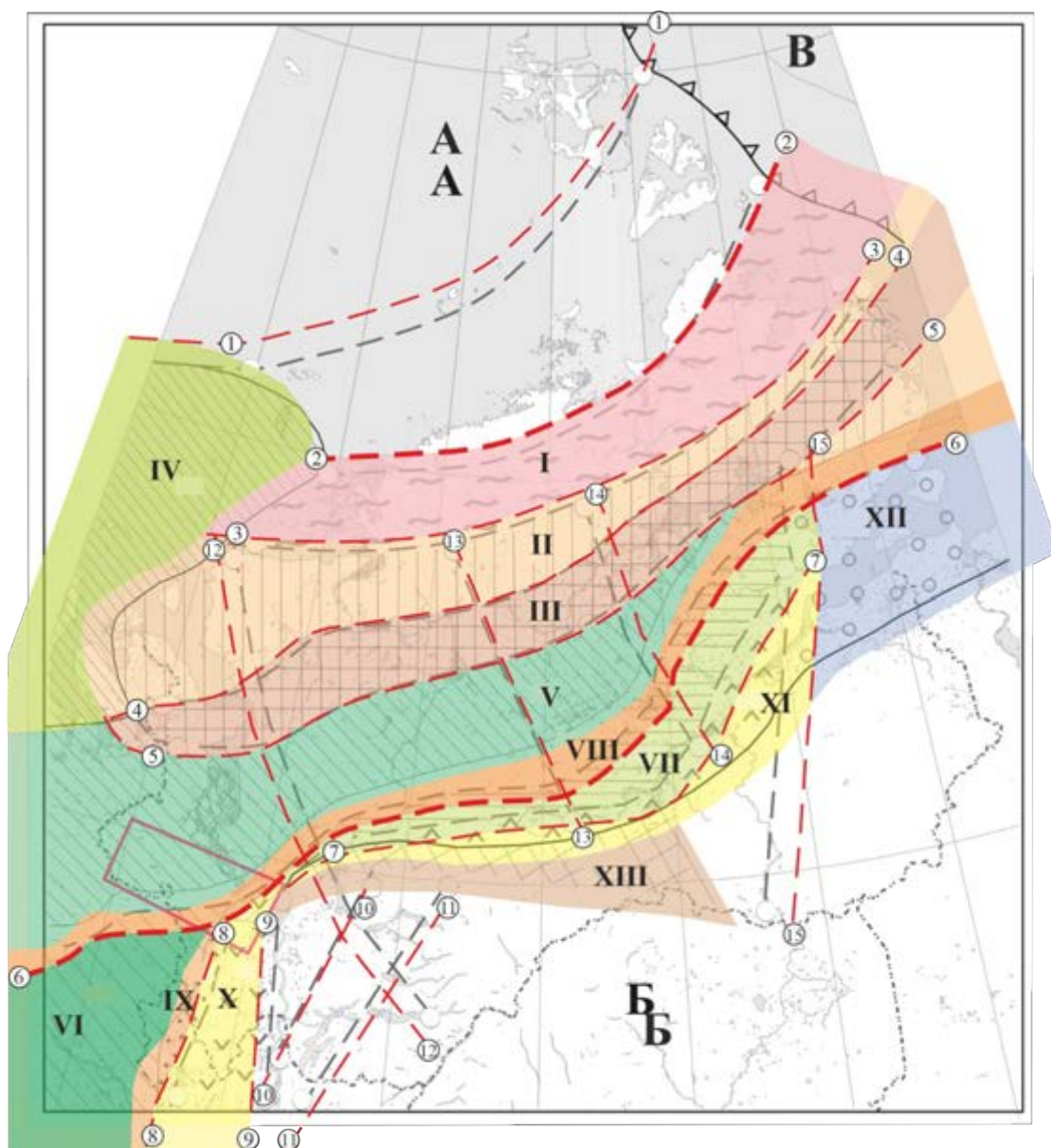



Рисунок 2.9 Структурно-тектоническая схема Енисей-Хатангского прогиба (В.А. Балдин, 2007 г.)

Условные обозначения:

-  - расположение участка работ
- Литосферные плиты: А - Карский континент, Б - Сибирская платформа, В - Северная Ледовитая океаническая плита.
- Надпорядковые и I порядка структурно-тектонические элементы: I. Центрально-Таймырский аккреционный пояс; II. Гыдано-Таймырский верхнепалеозойский передовой прогиб; III. Южно-Таймырская мегагрда триас-палеозойских валов и поднятий с эрозионным размывом в мезозое. Южно-Таймырская мезозойская моноклираль; IV. Южно-Карская мезозойская впадина с некомпенированным клиноформным строением в неокоме (готерив-баррем); V. Усть-Енисейский мезозойский желоб (Центрально-Таймырский мегапрогиб) с некомпенсированным клиноформным строением в неокоме (валанжин-готерив); VI. Пендомаяхская мезозойская впадина с некомпенсированным клиноформным строением в неокоме (берриас); VII. Хатангский мезозойский желоб (Жданихинский мегапрогиб) с покровно компенсированным строением в неокоме (берриас-баррем); VIII. Обско-Лаптевская грда мезозойских валов и поднятий с неокомским эрозионным размывом; IX. Большехетский мезозойский мегавал; X. Покулихинская мезозойская моноклираль; XI. Северо-Сибирская мезозойская моноклираль; XII. Хатангская мезозойско-верхнепалеозойская седловина; XIII. Анабаро-Енисейская мегагрда рифей-палеозойских валов и поднятий с с эрозионным размывом в позднем палеозое-мезозое.
- Глубинные разломы: 1 - Северо-Земельский, 2 - Главный Таймырский, 3 - Пясино-Фаддеевский, 4 - Пограничный, 5 - Южно-Таймырский, 6 - Малохетско-Россохинско-Балахнинский, 7 - Северо -Сибирский, 8 - Худосейский, 9- Приенисейский, 10 - Норильско-Хараелахский, 11 - Кета-Ирбинский, 12 - Енисей-Пясинский, 13 - Тарей-Боганидовский, 14 - Хета-Логатинский, 15 - Монголо-Сибирский.

По всем разломам, как северо-восточной, так и северо-западной ориентировки, присутствует сдвиговая компонента. Особенно значительные (до нескольких десятков километров) горизонтальные смещения отмечаются по разломам северо-западной ориентировки.

Также, в приложении И приведен фрагмент структурно-тектонической карты под редакцией В.А. Кренина (2001г.) с указанием мощности пород верхнеюрско-меловых отложений.

На Ушаковском локальном поднятии, к которому приурочено месторождение, было заложено 10 скважин глубокого бурения одновременно по отражающим горизонтам I^б, Г и II^б (Приложения В, Г). Наиболее кондиционными являются структурные построения по сейсмическим горизонтам I^б и II^б. По отражающему горизонту II^б Ушаковское поднятие оконтуривалось сейсмоизогипсой -3450 м. и рисовалось в виде брахиантиклинали субширотного простирания с размерами 9x4,5 км и амплитудой около 30 м. По верхнему горизонту I^б происходит структура приобретает более пологие черты и сокращает свои размеры при сохранении местоположения сводовой части. Размеры поднятия по оконтуривающей изогипсе -1525 м. составляли 8,5x5 км, а амплитуда – 35 м.

По материалам сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных после завершения глубокого бурения на Ушаковской площади получены новые данные о строении Танамской структурной террасы. Согласно современным структурным построениям по уровню сейсмического горизонта на Турковской и Ушаковской площадях отмечаются антиклинальные осложнения в виде структурных носов, открывающихся в сторону Соленинско-Мессояхского вала. По сейсмическому горизонту III^г.

Уровень суходудинской продуктивной толщи проанализирован более детально, на основе псевдоакустических преобразований (РЕАПАК-ЭКО) выделено малоамплитудное (~10 м.) дизъюнктивное нарушение, контролирующее положение Ушаковской ловушки. Размеры ловушки при этом составляют 24x10 км.

2.3 Нефтегазоносность

Рассматриваемые в данной работе месторождения и площади разведочного бурения расположены в пределах западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО), приуроченной к одноименному региональному прогибу и входящей в состав Хатангско-Вилуйской нефтегазоносной провинции (Конторович Э. А., 1981 г) [2]. Согласно нефтегеологическому районированию все площади находятся на территории Пеляткинско-Соленинского нефтегазоносного района (НГР), выделенного (Куликов Д.П. 1989) в границах Соленинско-Пайяхского НГР, оконтуренного ранее Кузнецовым Л.Л. и Накаряковым В.Д. (1977).

К настоящему времени в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области открыто 12 газовых и газоконденсатных месторождений и одно нефтяное (Пайяхское), запасы по которым учтены Государственным статистическим балансом. Кроме этого, выявлены 4 газовых месторождения (Нижнехетское, Джангодское, Яровское и Горчинское), содержащие незначительные запасы и не зарегистрированные в Госбалансе.

В Пеляткинско-Соленинском НГР сосредоточено более 80% всех выявленных запасов газа по территории ЕХРП. В пределах района расположены три крупных эксплуатируемых месторождения (Южно-Соленинское, Северо-Соленинское, Мессояхское) и одно (Пеляткинское) в ожидании ввода в разработку. Казанцевское, Ушаковское и Нанадянское месторождения, относимые к категории средних, на данный момент законсервированы.

В разрезе Енисей-Хатангской НГО выявлено несколько продуктивных и перспективных комплексов, основным из которых является нижнемеловой, содержащий более 90% всех установленных запасов.

В верхней части нижнемелового продуктивного комплекса выделены малохетская и яковлевская продуктивные толщи. В Енисей-Хатангской НГО в яковлевской толще выявлены две газовые залежи на Севере-Соленинском месторождении (Як-I, Як-II). Обе залежи структурно-литологического типа.

Наиболее крупные месторождения газа и конденсата связаны с залежами,

приуроченными к коллекторам суходудинской продуктивной толщи, представленной ритмичным чередованием песчанистых и глинистых пачек. Глинистая пачка, залегающая в средней части свиты и имеющая региональное распространение, получила название «Пеляткинские слои» (Рисунок 2.10).

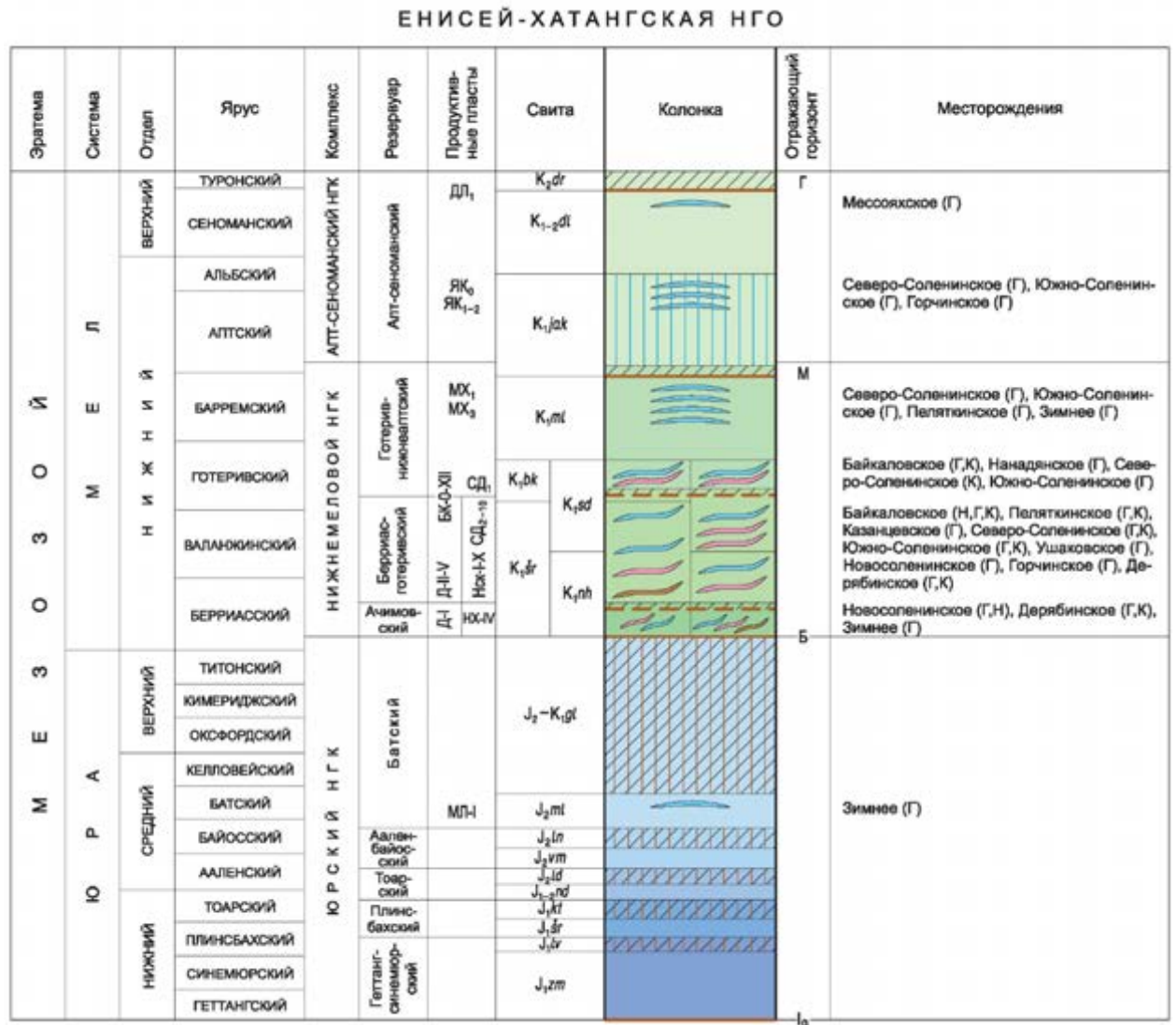


Рисунок 2.10 Положение нефтегазоносных комплексов

Также, на рисунке 2.11 приведен геолого-геофизический профильный разрез Суходудинской продуктивной толщи Ушаковского месторождения.

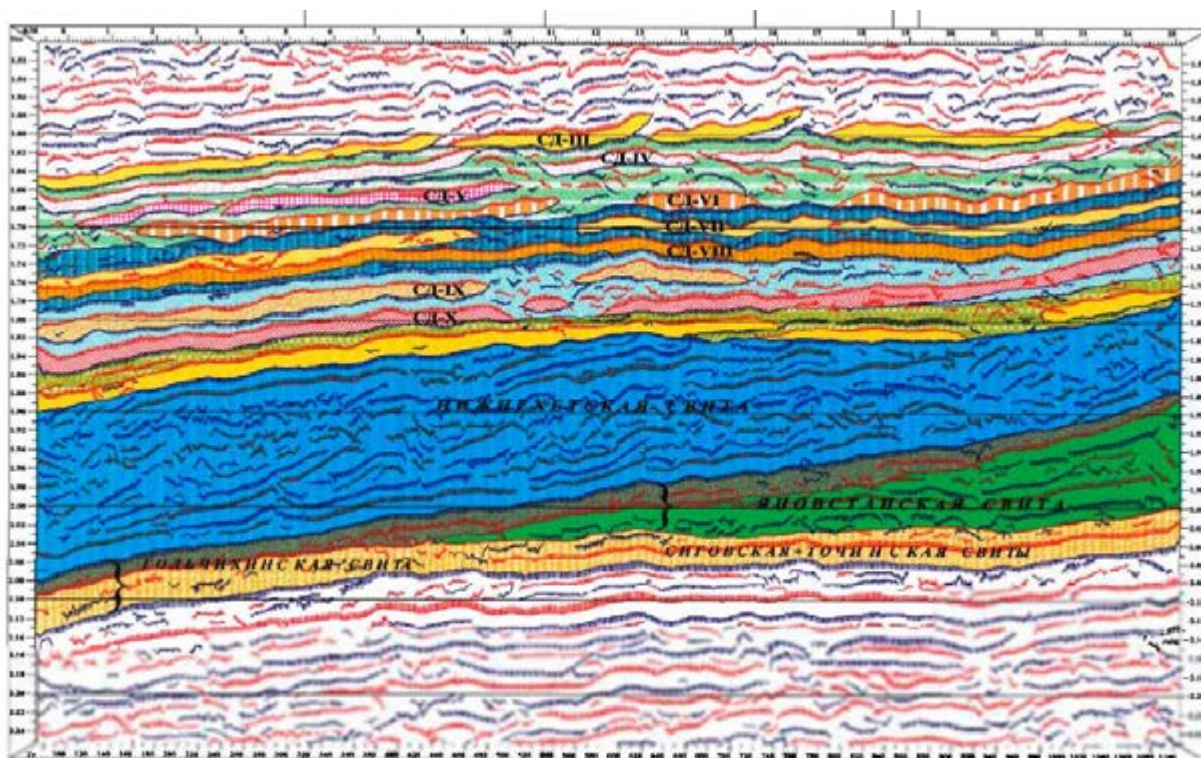


Рисунок 2.11 Пример стратиграфического расчленения и картирования отдельных песчаных тел

Наибольшие перспективы нефтегазоносности с высокой вероятностью открытия крупных и гигантских месторождений нефти и газа связаны, по мнению большинства исследователей, с неокомским клиноформным нефтегазоносным мегакомплексом, а также с волжско-берриасовым НГК. Так в суходудинском резервуаре наиболее крупные по размерам и запасам газоконденсатные залежи установлены на Пеляткинском месторождении в пластах СД-III, СД-IV, СД-V, СД-VI, СД-VIII, где из двух нижних также получены слабые притоки нефти. Залежи газа открыты в пластах СД-II, СД-III, СД-VIII на Ушаковском, и СД-II, СД-VI, СД-VIII на Казанцевском месторождениях. В залежи пласта СД-VIII на Казанцевском месторождении выявлена нефтяная оторочка. На Северо-Соленинском ГКМ продуктивны пласты СД-I, СД-III, СД-VIII, а на Южно-Соленинском ГКМ – пласты СД-I, СД-II, СД-VIII. В приложении К приведена схема перспектив нефтегазоносности юрско-мелового интервала (нижнесуходудинского и верхнесуходудинско-малохетского резервуаров неокомского нефтегазоносного мегакомплекса) с вероятностной оценкой прогнозных ресурсов.

2.4 Петрофизическая характеристика разреза

По результатам проведенного на скважинах Ушаковского месторождения комплекса ГИС были выделены газоносные горизонты Суходудинской свиты. В данном разделе приведены петрофизические свойства пластов-коллекторов под номерами от СД-II до СД-IX положение которых приведено в [приложении Р](#) и охватывающих интервал глубин от 2310 до 2670 м. Разрез Суходудинских отложений представлен чередованием песчаников (глинистых песчаников) и алевролитов, что соответствует классическому распределению пород терригенного разреза.

Фильтрационно-ёмкостные свойства горных пород, слагающих описываемый интервал, были определены посредством петрофизического анализа поднятого керна, а проб пластовых флюидов.

Пласт СД-II, залегающий в интервале 2310-2330 и имеющий мощность 20 м. сложен песчаниками, переслаивающимися с алевролитами. Коэффициент открытой пористости регистрируется в пределах 12-13 %, а полная пористость характеризуется 14,25 процентами. Карбонатный материал в составе цемента, представленный кальцитом и сидеритом, имеет средние значения, не превышающие двух процентов. Определенная по результатам газового каротажа газопроницаемости лежит в пределах 0,5 мкм². Параметр водонасыщенности на данном интервале не был определен.

Пласт СД-III, к которому приурочена наиболее продуктивная газовая залежь характеризуется повышенными ФЕС. Его мощность составляет 31 м. Как открытая, так и полная пористость имеет средние значения 18,5%. Карбонатность не превышает 3%, а газопроницаемость составляет 246,37 мкм². Водонасыщенность данного интервала лежит в пределах 20%.

Пласт СД-IV, сложенный исключительно песчаниками имеет схожие с вышележащим пластом характеристики.

Пласт СД-V и СД-VI объединены по литолого-фациальным особенностям в единую группу, общая мощность которой, установленная по различным скважинам достигает 135 м. Открытая пористость данных пластов совпадает по

значениям с общей измеренной пористостью и равняется 15-16%. Карбонатный материал характеризуется крайне малым содержанием и не превышает одного процента. Газонасыщенность достигает 117 мкм², а водонасыщенность – 30%.

Пласт СД-VIII залегающий в интервале глубин 2580-2625 и имеющий мощность 45 м. сложен алевролитами и песчаниками. ФЕС характеризуются не слишком высокими показаниями. Открытая пористость не превышает 7%, а полная имеет средние значения в пределах 10-11%. Карбонатная составляющая данного интервала достигает 41%, что указывает на хорошую цементацию слагающих пласт пород. Газопоказания не превышают 1%, а измерения коэффициента водонасыщенности не производилось, в связи с бесперспективностью данного пласта.

2.5 Сейсмогеологическая характеристика разреза

Сведения о сейсмогеологических условиях геологического разреза юго-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба составлены на основе анализа сейсморазведочных материалов МОГТ, данных глубокого бурения и сейсмокаротажных исследований.

В обобщённом виде сейсмогеологическая модель Енисей-Хатангского прогиба представляет собой среду с субпараллельными отражающими границами, залегающими горизонтально и неокомскими клиноформными границами, характеризующихся, в целом, нормальным увеличением интервальной скорости с глубиной от 2400-3200 м/с в отложениях мела до 3100-3800 м/с в отложениях юры, в палеозойских породах скорости изменяются в пределах 3800-6000 м/с. Глубинные сейсмогеологические условия оцениваются как благоприятные: в прогибе накоплена большая мощность осадочных отложений, хорошо дифференцированных по скорости и плотности. Скачки пластовых скоростей на границах различных литологических комплексов достигают значительных величин (300-500 м/с и более), что обеспечивает существование нескольких жёстких отражающих горизонтов, характеризующихся региональным распространением. На сейсмограммах, как правило,

регистрируются 5-8 и более чётких осей синфазности отражённых волн на временах до 3,0-4,5 с, а на отдельных площадях и до 7,0-8,0 с.

В отложениях мела прослеживаются региональные отражающие горизонты I^а, I^б, I^в, I^г, а также 10 неокомских клиноформ (кровле неокомского клиноформного комплекса присвоен индекс реперного горизонта I^г), в отложениях юры – сейсмические реперы II^а, II^б, II^в, II^г. С отложениями мезозоя связан один из наиболее надёжно прослеживаемых горизонтов в прогибе – горизонт III, относимый к эрозионной поверхности нижележащего структурно-тектонического этажа. Отражения от этого горизонта имеют значительную интенсивность и своеобразный волновой рисунок, позволяющий уверенно распознавать их через зоны потери корреляции.

На бортах прогиба по мере сокращения мощности юрско-мелового комплекса осадков прослеживаемость отражающих горизонтов, связанных с границами в этих породах, резко ухудшается. Это происходит за счёт слабой дифференциации пород по акустическим свойствам, а также в результате значительного усложнения геологического строения разреза в зоне сочленения прогиба и обрамляющих структур.

В целом, можно констатировать, что геологический разрез осадочного чехла юго-западной части ЕХРП и области сочленения с Западно-Сибирской плитой обладает благоприятными сейсмогеологическими свойствами для решения поставленных геологических задач.

В приложении Л приведены сейсмогеологический и временной профильные разрезы по профилю 0209104, пересекающему Ушаковское месторождение с запада на восток.

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

3.1 Геофизические исследования в скважинах

Материалы геофизических исследований в скважинах (ГИС) применяются для решения как геологических, так и технических задач и являются одним из основных видов геологической информации.

Данные исследований ГИС используются для определения литологического состава пород, слагающих разрез, с целью его корреляции, для выделения пластов-коллекторов и оценки характера их насыщения, для определения объемных параметров продуктивного пласта при подсчете запасов углеводородов. По данным ГИС оценивается техническое состояние ствола скважины, определяется качество цементирования колонны, места ее повреждения, осуществляется контроль и привязка интервалов перфорации и др.

Геофизические исследования вскрытого скважинами разреза выполнялись согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах» (1985 года). Во всех скважинах отчетных площадей выполнен обязательный комплекс ГИС, утвержденный для терригенного разреза. Для целей стратиграфического расчленения разреза в обязательный комплекс входят исследования в масштабе 1:500 (Приложение М), включающие следующие методы:

- стандартный каротаж двумя зондами (градиент и потенциал) с записью кривой потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС);
- радиоактивный каротаж (гамма-каротаж и нейтронный);
- акустический каротаж;
- кавернометрию;
- термометрию;
- инклинометрию;
- газовый каротаж.

Кроме обязательных методов в отдельных скважинах выполнялись дополнительные исследования, включающиеся боковой каротаж (скважины Ушаковской площади) и индукционный каротаж (скв. Уш-3 в масштабе 1:500).

В перспективных и продуктивных интервалах разреза выполнялись исследования в масштабе 1:200 (Таблица 3.1), включающие следующие методы:

- боковое каротажное зондирование БКЗ
- боковой каротаж БК
- индукционный каротаж ИК
- Микрозондирование МКЗ
- микробоковой каротаж МБК
- кавернометрию КВ
- радиоактивный каротаж РК (ГК+НГК)
- акустический каротаж АК (АТ)

В качестве объекта анализа геофизических исследований скважин на Ушаковском месторождении была выбрана скважина 1-Уш, в которой проектируемый комплекс ГИС был реализован в наиболее полном объеме и имел самую высокие кондиционные характеристики.

В этой скважине произведена запись стандартного каротажа под кондуктор, промежуточный каротаж выполнялся при глубинах 2050 и 2650 м. При забое 2950 и 3800 записан полный комплекс ГИС. Детальные исследования проведены в инт. 3250-3800 м. Из дополнительных методов выполнен гидродинамический каротаж в инт. 2348-2372 м.

Таблица 3.1 Комплекс ГИС масштаба 1:200

Номер скв. интер.иссл.	ПС, КС	БКЗ	БК	ИК	Резистив иметрия	МКЗ	МБК (МКВ)	ДС Кавернам ер	ГК	НГК	АК	ГГК	ОПК
Ушаковская 1													
2240-2650	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	н	н
2560-2950	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор хор	хор	хор	хор	н	н
3250-3820	хор	уд	хор	н	н	хор	хор		хор	хор	хор	н	н
Ушаковская 2													
2390-2900	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	н	н
Ушаковская 3													
1800-2740	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	н	н
Ушаковская 4													
2000-2727	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	н	н	н
Ушаковская 5													
2230-2700	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	уд	уд	уд	хор	н	н
Ушаковская 10													
2200-2700	хор	хор	хор	хор	хор	хор	н	хор	хор	хор	хор	н	н
Ушаковская 11													
2500-2700	хор	н	хор	н	н	хор	хор	н	н	н	н	н н	н н
2200-2700	н	хор	н	хор	хор	н	н	хор	хор	хор	хор		
Ушаковская 12													
2160-2450	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	хор	уд	н	н

На Ушаковской площади также произведено испытание 30 объектов в восьми скважинах. В первой поисковой скважине проведено исследование отложений вымской, малышевской и суходудинской свит. В последующих поисковых и разведочных скважинах испытывались пласты суходудинской свиты. В процессе бурения произведено опробование одного объекта в суходудинской толще в скв.1 испытателем пластов на трубах.

В скважине 1 двукратным спуском ИП опробован интервал 2560-2650 м, приуроченный к пласту Сд-VIII. Создаваемая на пласт депрессия составляла 13,0- 13,6 МПа, время стояния на притоке 80 и 150 мин. Получен слабый приток

газа без признаков воды. В колонне испытано 6 объектов:

- инт. 3719-3727 м пласт вымской свиты Вм-1
- инт. 3555-3564 м пласт малохетской свиты Мл-IV
- инт. 3460-3470, 3475-3480 м пласт малохетской свиты Мл-III
- инт. 2648-2655 м пласт суходудинской свиты Сд-1Х
- инт. 2579-2586 м пласт суходудинской свиты Сд-УШ
- инт. 2345-2354 м пласт суходудинской свиты Сд-П1

3.2 Анализ и оценка полученных результатов

В результате бурения поисковой скважины 1, вскрывшей проектный горизонт вымской свиты на глубину 109 м, выявлено наличие проницаемых пластов в отложениях малышевской и вымской свит, характеризующихся повышенными газопоказаниями по газовому каротажу. В отложениях суходудинской свиты установлено газонасыщение пластов Сд-III и Сд-VIII. В результате опробования ОПН пласта Мл-1 малышевской свиты, обладающего наиболее высокими газопоказаниями, притока получено не было. Пласт Сд-VIII, опробованный испытателем пластов, дал приток газа. После спуска эксплуатационной колонны и исследования на продуктивность рекомендованных по ГИС пластов установлено водонасыщение коллекторов малышевской (Мл-III и Мл-IV) и вымской (Вм-I) свит, при этом вымский пласт оказался практически “сухим”. Получение малодебитных притоков воды из пластов малышевской свиты свидетельствует о невысоких фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов этого уровня, что подтверждается аналитическими исследованиями кернового материала. Данные, полученные при испытании скважин 1 и 2 Турковской площади, также доказывают, что песчаники малышевской свиты на этой глубине характеризуются ухудшением коллекторских свойств.

По материалам скважины 1 установлено, что отложения нижнехетской свиты на Ушаковской площади, в отличие от разреза Турковских скважин, не

содержат проницаемых пластов и представлены глинисто-алевритистыми разностями с прослоями известковистых пород.

В отложениях суходудинской толщи скважиной 1 обнаружена газовая залежь, приуроченная к пласту Сд-III и выявлено газосодержание пласта Сд-VIII. Результаты, полученные по скв. 2, подтвердили газоносность пласта Сд-III.

Учитывая геолого-геофизическую информацию, полученную по первым поисковым скважинам, скважина 3 была переориентирована на оценку выявленной залежи и бурилась до глубины 2800 м.

Открытие газовой залежи послужило основанием для продолжения поискового бурения на Ушаковском месторождении, направленного на оконтуривание залежи и получения исходных данных для оценки запасов углеводородов. Структурной основой для заложения последующих поисковых скважин (скв.4 и 5) послужила структурная карта по отражающему горизонту Г, построенная по результатам сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных одновременно с поисковым бурением по региональной сети профилей. Структурный план по данным МОГТ при этом претерпел значительные изменения по сравнению с первыми построениями по данным МОВ (Приложение Г). Также к результатам интерпретации геофизической информации по Ушаковскому месторождению относится обобщение каротажа сопротивлений по профилю скважин, на основе которых будет сформирована Физико-геологическая модель месторождения (Приложение Н).

Материалы, полученные по пяти поисковым скважинам, позволили наметить контуры распространения залежей и произвести их предварительную геометризацию и оценку содержащихся в них запасов. Поисковый этап геологоразведочных работ на этом был завершен.

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

В качестве объекта проектирования в рамках данной работы выступает поисково-разведочная скважина, закладываемая в пределах обобщенного контура Ушаковского месторождения с целью уточнения и прогнозирования фильтрационно-ёмкостных свойств неокомских отложений.

В ходе разработки рационального комплекса геофизических исследований для данной скважины был сформулирован ряд задач, решение которых позволит достичь запланированных результатов. На первом этапе необходимо проанализировать эффективность ранее выполненного комплекса ГИС на изучаемой площади, а также ознакомиться с результатами сейсморазведочных работ, проведение которых послужило открытию первых газонасыщенных залежей Ушаковского месторождения. Далее подразумевается создание физико-геологической модели интересующей (продуктивной) части разреза и определение физических параметров проницаемых пластов. После моделирования становится возможным обоснование проектного комплекса исследований в скважине.

4.2 Обоснование объекта исследований

На Ушаковском поднятии, оконтуренном по результатам сейсморазведочных работ МОВ и МОГТ согласно проекту по подсчетам запасов углеводородов, предполагалось бурение двух поисковых скважин глубиной 3800 м. с целью выяснения перспектив нефтегазоносности среднеюрских отложений и одной скважины глубиной 2900 м., ориентированной на выявление продуктивности суходудинских отложений нижнего мела. В результате бурения поисковой скважины Уш-1, вскрывшей проектный горизонт вымской свиты, выявлено наличие проницаемых пластов в отложениях малышевской и вымской свитах, характеризующихся повышенными газопоказаниями по газовому каротажу. В отложениях суходудинской толщи скважиной Уш-1 обнаружена

газовая залежь, приуроченная к пласту Сд-III и выявлено газосодержание пласта Сд- VIII. Результаты, полученные по скв. 2, подтвердили газоносность пласта Сд-III.

Открытие газовой залежи послужило основанием для продолжения поискового бурения на Ушаковском месторождении, направленного на оконтуривание залежи и получения исходных данных для оценки запасов углеводородов. Структурной основой для заложения последующих поисковых скважин послужила структурная карта по отражающему горизонту Iг (Приложение Г), построенная по результатам сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных одновременно с поисковым бурением по региональной сети профилей. Дальнейшее разбуривание Ушаковской структуры поисковым бурением подтвердило продуктивность пласта Сд-III и выявило промышленную газоносность еще трех пластов – Сд-II, Сд-VIII и Сд-IX.

Материалы, полученные по пяти поисковым скважинам, позволили наметить контуры распространения залежей и произвести их предварительную геометризацию и оценку содержащихся в них запасов. Поисковый этап геологоразведочных работ на этом был завершен.

С целью подготовки залежей к промышленному освоению на Ушаковском месторождении необходим проект производства разведочного бурения.

Учитывая выгодное географо-экономическое положение месторождения, расположенного 50 км севернее действующего газопровода и в непосредственной близости от разрабатываемого Пеляткинского месторождения, залежи газа суходудинской продуктивной толщи требуют детализации с целью подготовки их к промышленному освоению. Для наиболее успешного проектирования разведочного бурения на месторождении рекомендуются дополнительные сейсморазведочные работы МОГТ повышенной кратности. К настоящему времени плотность сейсмопрофилирования в пределах контура месторождения достигает 0,8 км/кв. км. Для детализации морфологии залежей потребуется сгущение профилей минимум вдвое. Как показывают

результаты обобщения материалов МОГТ Носковских сеймопартий 39/90-93 и 46/91-93, выполненных для продуктивного уровня суходудинской свиты Ушаковско-Казанцевской зоны (Айрапетян, 1993), структурные построения по поверхностям сеймоквантов, соответствующим газосодержащим пластам, могут служить достаточно надежной основой для размещения последующих разведочных скважин. На существующих структурных схемах предлагается ориентировочно наметить положение разведочных скважин Уш-13 и Уш-14, положение которых приведено в приложении П. В рамках данного проекта наиболее рациональным решением считается первоначальное заложение скважины с проектным номером Уш-13, располагающейся в центре купольной части Ушаковского поднятия. Заложение скважины по координатам 69°35'11.35" с.ш. и 82°24'25,2" в.д. дает возможность уточнить положение газоносных горизонтов в своде регионального поднятия и определить фильтрационно-ёмкостные свойства продуктивных пластов. Также в круг решаемых данной скважиной задач может входить установление новых границ газо-водяного контакта в данной части месторождения. Для удобства восприятия, в приложении П было решено отобразить положение скважины Уш-13 на структурных схемах отражающих горизонтов, к которым приурочены продуктивные пласты.

4.3 Физико-геологическая модель продуктивных пластов

Создание физико-геологической модели позволяет наглядно представить изучаемую залежь и продемонстрировать поведение тех или иных параметров физических полей, при использовании различных методов исследования.

При выделении коллекторов по данным ГИС используются как прямые, так и косвенные количественные критерии. Прямые качественные признаки, основанные на регистрации факта проникновения фильтрата бурового раствора в пласты-коллекторы и формированием или расформированием возникающей при этом зоны проникновения. Эти признаки устанавливаются по данным:

- а) кавернометрии (ДС) - сужение ствола скважины против пласта-

коллектора за счет образования глинистой корки на границе скважина-пласт;

б) микрозондирования (МКЗ) – превышение показаний микропотенциал-зонда Ркмпз над показаниями микроградиент-зонда при их небольших значениях;

в) изменения удельного электрического сопротивления в радиальном направлении, определяемое по кривым электрокаротажа с различным радиусом исследования;

Интерпретация диаграмм БКЗ проводится по общепринятой методике. Стоит отметить, что величина удельного сопротивления надежно определяется лишь в пластах, толщина которых превышает 4 м. В отдельных случаях определение ρ_n затруднено наличием зоны проникновения, диаметр которой превышает глубину исследования максимальным зондом.

Определение характера насыщения коллекторов устанавливается по качественным признакам, к которым относятся:

- резкое уменьшение кажущихся сопротивлений, зарегистрированных большими градиент-зондами БКЗ и при БК, а также увеличение проводимости по ИК при переходе от газонасыщенной части пласта к водонасыщенной;
- положительные приращения при сопоставлении диаграмм БК и МБК, совмещенных в интервалах неколлекторов.

Против газонасыщенных интервалов в коллекторах суходудинской свиты Ушаковского месторождения наряду с повышенными значениями удельных электрических сопротивлений отмечается увеличение показаний НГК за счет остаточного газонасыщения в зоне проникновения.

Разделение коллекторов на продуктивные и водоносные по данным электрометрии осложнено наличием карбонатного цемента, который значительно завышает удельное сопротивление водоносных пластов, что может привести к ошибкам в оценке характера насыщения по ГИС.

Количественная оценка характера насыщения коллекторов выполняется при использовании петрофизических зависимостей параметра насыщения ($R_n = \rho_{пл}/\rho_{впл}$) от коэффициента водонасыщенности (K_v) и параметра пористости ($R_n = \rho_{впл}/\rho_v$) от коэффициента пористости.

Определение местоположения газоводяных контактов устанавливается по качественным признакам, к которым относятся:

- резкое уменьшение кажущихся сопротивлений, зарегистрированных большими градиент-зондами БКЗ и при БК, а также увеличение проводимости по ИК при переходе от газонасыщенной части пласта к водонасыщенной.
- положительные приращения при сопоставлении диаграмм БК и МБК, зарегистрированных в одинаковом логарифмическом масштабе и совмещённых в интервалах неколекторов (нормализация БК и МБК).

Против газонасыщенных интервалов в коллекторах суходудинской свиты наряду с повышенными значениями удельных электрических сопротивлений отмечается увеличение показаний НГК, за счет остаточного газонасыщения в зоне проникновения.

По данным ГИС в скв. Уш-4 положение газоводяного контакта внутри пластов-коллекторов однозначно устанавливается против пласта Сд-III, ГВК прослеживается на глубине 2380 м (абс. отм. -2302 м). ГВК по геофизическим методикам однозначно определяется в тех случаях, когда ГИС проводились сразу после вскрытия коллектора при незначительной зоне проникновения фильтра бурового раствора.

Определение коэффициента пористости коллекторов суходудинской свиты Ушаковского месторождения можно определить с использованием уравнения среднего времени: $k \frac{-\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}}$, где ΔT , $\Delta T_{ск}$ и $\Delta T_{ж}$ – интервальное время продольных волн соответственно в твердой фазе породы, жидкости, заполняющей поровое пространство, и в данном пласте с пористостью K_p .

При анализе характеристик месторождения и петрофизических свойств

слагающих его разрез пород была создана априорная физико-геологическая модель на основе отфильтрованной и увязанной каротажной сборки скважины Уш-4, являющейся наиболее показательной среди всех пробуренных на месторождении. (Приложение Р). Данная модель позволит спроектировать рациональный комплекс ГИС для проектной скважины.

4.4. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Выбор рационального комплекса ГИС обуславливается в первую очередь геологическими задачами, поставленными в рамках данного проекта. Для уточнения перспектив нефтегазонасыщенности месторождения необходимо решить следующие задачи:

- Расчленение геологического разреза по методам ГИС;
- Выделение пластов-коллекторов;
- Определение фильтрационно-емкостных свойств;
- Определение характера насыщения и местоположения ГВК

Расчленение разреза

Исследуемый разрез Ушаковского месторождения характеризуется переслаиваемыми породами терригенного состава, такими как, песчаники, алевролиты и аргиллиты. Данные породы имеют контрастные структурно-текстурные особенности. Подобные породы имеют весьма различную электрохимическую активность, поэтому наибольшую информативность при расчленении пород разреза имеют методы стандартного каротажа, включающие в себя каротаж самопроизвольной поляризации (ПС), каротаж сопротивлений (КС) и гамма каротаж (ГК).

Различные значения пористости пород терригенного разреза обуславливает изменение удельного электрического сопротивления (УЭС), регистрируемого по методу каротажа сопротивлений (КС) и боковому каротажу (БК). Как известно, карбонатизированные породы обладают меньшей пористостью нежели песчаники, поэтому их выделение по данным методам не

составит труда.

На показания метода ГК влияет глинистость, поэтому карбонаты и глинистые породы хорошо различимы по данному методу.

Выделение пород-коллекторов

При решении задачи выделения проницаемых пластов чрезвычайно эффективными являются электрические методы, включающие боковой и микробоковой каротаж (БК и МБК), боковое каротажное зондирование (БКЗ) и микрокаротажное зондирование (МКЗ).

Данный выбор комплекса методов обусловлен различными задачами, решаемыми фокусированными зондами БК и МБК, и нефокусированными зондами БКЗ и МКЗ, которые при использовании вместе могут дать объективное представление о кажущемся сопротивлении, как пластов большой мощности, так и часто переслаивающихся пропластков.

Определение ФЕС горных пород

Как уже было сказано выше, определение электрохимической активности и снятие параметра глинистости решается посредством использования методов ПС и ГК. Стоит отметить, что проницаемость, связанная с глинистостью, аналогично определяется по показаниям этих методов.

Также одним из информативных параметров является пористость. Корреляционные связи данного параметра связаны с интервальным временем, плотностью и водородосодержанием. Таким образом в определении коэффициента пористости принимают участие методы Акустического каротажа (АК), Плотностного гамма-каротажа по тепловым нейтронам (ГГК-п) и нейтронного гамма каротажа (НГК).

Определение характера насыщения и положение ГВК

Характер насыщения пород определяется путем сопоставления параметра $\alpha_{\text{пс}}$ и величины УЭС по методу индукционного каротажа (ИК). Газоводяной контакт (ГВК) в скважинах устанавливается за счет определения водородосодержания. Увеличение показаний метода НГК указывает на наличие ГВК.

Таким образом, в комплекс исследований скважины Ушаковского месторождения было решено включить такие методы:

- Электрического каротажа (ПС, БК, МБК, БКЗ, МКЗ, ИК);
- Радиоактивного каротажа (ГК, НГК, ГГКп);
- Акустического каротажа (АК);
- Кавернометрии;
- Инклинометрии;
- Резистивиметрии.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проектных исследовательских работ

В поисковых скважинах Ушаковской площади запроектировано выполнение обязательного комплекса ГИС, утвержденного для терригенного разреза в скважинах: Уш-1, 2, 3.

- Стандартный каротаж в зависимости от целевого назначения проводится в несколько этапов. Во всех поисковых скважинах производится промежуточный каротаж для привязки интервалов отбора керна. По достижении скважиной проектной глубины выполняется окончательный стандартный каротаж. Запись производится приборами КСП-2 и ДРСТ-3 подошвенным градиент-зондом $A_4M_{0,5}N$ и потенциал-зондом $N_4M_{0,5}A$ с одновременной записью ПС лабораторией АКС-7-02. Масштаб записи сопротивлений: 5 ом/м ПС - 12,5 омм/см, скорость регистрации: 2500 м/час, КВ - 1000 м/час.
- Боковое каротажное зондирование (БКЗ) выполняется в интервалах залегания продуктивных и перспективных горизонтов с целью определения характера их насыщения. Масштаб записи глубин 1:200, масштаб записи кривых 5 омм/см, скорость записи 2500 м/час. Запись ведётся подошвенными градиент-зондами: $A_{0,4}M_{0,1}N$; $A_1M_{0,1}N$, $A_2M_{0,5}N$, $A_4M_{0,5}N$ и A_8M_1N , кровельным зондом $N_{0,5}M_2A$ и потенциал-зондом $A_{0,5}M_8N$. Запись ведётся прибором КСП-2.
- Микрозондирование (МКЗ) производится в интервалах БКЗ в масштабе глубин 1:200 микроградиент-зондом и микропотенциал-зондом приборами ИДО-3. Масштаб записи 5 омм/см, скорость регистрации не должна превышать 1000 м/час.
- Каверномертия (КВ) выполняется по всему стволу скважины в масштабе 1:500, а также в интервалах залегания перспективных горизонтов в масштабе 1:200. Масштаб записи кривых: 2 см/см, скорость записи кривых:

до 1200 м/час. Диаметр скважины замеряется кавернометрами типа СКО и СКП-1.

- Боковой каротаж (БК) выполнялся как в масштабе 1:500, так и в масштабе 1:200. Применяется аппаратура БК-3. Масштаб записи кривых 5 омм/см, скорость регистрации кривых до 2000 м/час.
- Боковой микрокаротаж (БМК) осуществляется аппаратурой БМК с одновременной записью кривой микрокаверномера (МК). Масштаб записи кривых микрокаротажа 5 омм/см, микрокаверномера 1:2. Регистрация БМК проводится со скоростью до 1000 м/час.
- Индукционный каротаж (ИК) проводится в интервалах записи БКЗ в масштабе 1:500 аппаратурой АИК-4 и АИКМ с использованием зондов 6Ф1. Масштаб регистрации кривых 10 мсим/см, масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации 1000-1500 м/час.
- Радиоактивный каротаж (РК) выполнялся в комплексе ГК+НГК аппаратурой ДРСТ-3. Запись ведётся в масштабе глубин 1:500 по всему стволу скважины и в масштабе 1:200 в перспективной и продуктивной части разреза. Скорость записи 200-300 м/час в интервале БКЗ и до 400-500 м/час в остальной части разреза. Масштаб регистрации кривых: ГК - 1 у/см, НГК - 0,0 у.е/см.
- Резистивиметрия выполняется в интервале БКЗ в масштабе 1:200. Удельное сопротивление глинистого раствора по стволу скважины замеряется скважинными резистивиметрами и поверхностным резистивиметром из комплекса КСП-2. Масштаб записи 1 омм/см, реже 0,5 омм/см, скорость записи 2500-3000 м/час.
- Инклинометрия. Замеры кривизны ствола скважины производятся инклинометрами марки «КИТ». Угол наклона и азимут замерялись через каждые 25 м, с контрольными замерами через 200 м.
- Термометрия проводится электротермометрами ТЭГ-60 и ТЭГ-36 в м

масштабе 1:500. Масштаб записи кривых: 0,5 °/см, реже 1 °/см, скорость записи 1000 м/час.

- Акустический каротаж выполняется скважинными приборами типа СПАК-6 в масштабе глубин как 1:500, так и 1:200. Масштаб записи временных кривых АТ=20 МКС/см, скорость записи 1000 м/час.

5.2 Интерпретация геофизических данных

Интерпретация данных каротажа

Интерпретация показаний методов комплекса ГИС, а также измерение физических параметров продуктивных пластов на Ушаковском месторождении детально описана в разделе «Физико-геологическая модель». В данном разделе предлагается рассмотреть методику переоценки запасов данного месторождения.

Методика подсчета запасов на Ушаковском месторождении

Подсчет запасов выполнялся объемным методом по общепринятой формуле (Грищин, 1975, Гутман, 1985):

$$Q = F \cdot h \cdot m \cdot k_g \cdot \frac{P_{пл}}{P_{ст}} \cdot \alpha \cdot f$$

где: Q - балансовые запасы газа, млн.м³; F - площадь газоносности, км²; h - эффективная газонасыщенная мощность, м; m - коэффициент открытой пористости; k_г- коэффициент газонасыщенности; P_{пл}/P_{ст} - пластовое давление Мпа, приведенные к стандартному давлению, равному 0,101 Мпа; α - поправка на отклонение свойств углеводородных газов от закона Бойля Мариотта; f - температурная поправка.

Запасы газа восточной части залежей, примыкающие к дизъюнктивному нарушению, отнесены к категории С2. Границы контура категории С2 проведены на расстоянии 1,5 км от скважин 2, 4 и 12, что соответствует удвоенному расстоянию между эксплуатационными скважинами на близлежащих месторождениях. при построении структурных карт по кровле продуктивных пластов Сд-III, Сд-VIII и Сд-IX принимались во внимание

структурные схемы произведенных по материалам МОГТ, выполненных в течении 1984-1992 гг. (Айрапетян, 1993) (Приложения В, Г).

Структурный план по кровле пласта Сд-II построен с учетом структурной основы для пласта Сд-III.

Площади газонасыщенности пород определялись по картам масштаба 1:100000. Площадь распространения газосодержащих коллекторов контролируется положением подошвенных вод, а в восточной части дизъюнктивным малоамплитудным нарушением, выделенным по данным МОГТ. Наличие тектонического нарушения подтверждается результатами, полученными по скв. 10, вскрывшей аналоги продуктивных пластов выше уровня принятых по залежам контактов газ-вода, но оказавшейся в законтурной части залежи.

Коэффициент открытой пористости для залежи пласта Сд-II, не охарактеризованной керном, взят по данным ГИС, где он составил 0,17 в скв. И. По залежи пласта Сд-III средний коэффициент открытой пористости, рассчитанный по акустике, составил 0,165. Среднее значение коэффициента по керновым данным близко к этому и равно 0,167. Учитывая, что освещенность керном разреза невысокая, в качестве подсчетного параметра принят коэффициент пористости по ГИС. Для залежи пласта Сд-III, где керновые определения открытой пористости из газонасыщенной части разреза отсутствуют, средневзвешенное по мощности значение коэффициента пористости по АК составляют 0,147, что и принято при подсчете. Газонасыщенная часть разреза залежи пласта Сд-IX охарактеризована керновыми данными и коэффициент открытой пористости по 22 определениям составил 0,147. По данным АК средневзвешенное значение коэффициента равно 0,146. Это значение принято в качестве подсчетного параметра.

Коэффициенты остаточной водонасыщенности по газовой части определены для коллекторов в пластах Сд-III и Сд-IX, где их средние значения равны 0,57 и 0,63. Рассчитанные по данным ГИС средневзвешенные значения коэффициента газонасыщенности составили для пласта Сд-II - 0,57, для пласта

Сд-Ш - 0,62 и для пласта Сд-1Х - 0,65. Эти значения приняты в качестве исходных при оценке запасов.

Пластовые давления для залежей пластов Сд-II, Сд-III и Сд-VIII приняты по замеру глубинным манометром и близки к гидростатическим. Для залежи пласта Сд- IX, где замеренное пластовое давление оказалось ниже, чем в пласте Сд-VIII (скв.3), в качестве под счетного параметра принято расчетное пластовое давление. Значения пластовых давлений составили - для залежи пласта Сд-II - 21,4 МПа, для залежи пласта Сд-III - 22,6 МПа, для залежи пласта Сд-VIII - 24,98 МПа и для залежи пласта Сд-IX - 25,3 МПа.

Исходя из обоснованных выше подсчетных параметров была произведена оценка запасов свободного газа Ушаковского месторождения. Подсчет показал, что основной по содержанию газа является залежь пласта Сд-III, суммарные запасы которой составили 22,9 млрд.м³ Залежи пластов Сд-VIII и Сд-IX содержат соответственно 12,4 и 15,0 млрд.м³. К пласту Сд-II приурочена небольшая газовая залежь с запасами 4,6 млрд. м³. Суммарные запасы газа Ушаковского месторождения составляют 54,7 млрд. м³ из них 38,5 млрд. м³ категории С1 и 16,3 млрд. м³ категории С2

С целью подготовки залежей к промышленному освоению на Ушаковском месторождении проектировалось производство разведочного бурения. Проектом предусматривалось бурение поисково-разведочной скважины Уш-13, располагающейся в центре Ушаковского локального поднятия. Размещение проектной скважины производилось на структурной основе по отражающему горизонту Г, уточненной по результатам работ МОГТ, выполненных к моменту составления проекта, с учетом структурного плана по данным бурения.

6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

Методика гиперспектрального сканирования керна глубоких скважин

В комплексе современных методов исследования недр Земли бурение по-прежнему остается единственным способом прямого проникновения в геологическую среду для получения объективной параметрической информации о глубинном строении недр и эволюции происходивших в них геологических процессов. Накопленный в кернах буровых скважин информационный ресурс о вещественном составе и свойствах горных пород является определяющим для решения широкого круга фундаментальных и прикладных задач недропользования.

В последние годы в мировую практику ГРП активно внедряются инновационные методы и технические средства, среди которых особое место занимают гиперспектральные технологии. Наиболее широко они применяются при дистанционном зондировании Земли с целью изучения геологических особенностей строения слабоизученных территорий и выявления региональных и локальных закономерностей в пространственном размещении месторождений полезных ископаемых. Анализ гиперспектральных изображений (ГСИ) в комплексе со всей имеющейся геолого-геофизической информацией позволяет минимизировать расходы при проектировании и проведении наземных и морских геофизических и буровых работ, обеспечивая на всех стадиях оперативный уточняемый прогноз.

Особый интерес применения ГСИ в геологической отрасли представляет сканирование горных пород и минералов. В отличие от цветных или мультиспектральных снимков, дающих значения спектра в 3-10 цветовых полосах, ГСИ регистрируют отражающую поверхность сразу в 100-500 узких спектральных полосах, что соответствует практически непрерывному спектру.

В последние годы щелевые гиперспектральные камеры стали использоваться для исследования бурового керна в целях оперативного получения информации о минеральном составе слагающих его пород путем сканирования поверхности полноразмерного или распиленного керна и

сравнения полученных значений непрерывного спектра в каждой точке поверхности образцов с известными значениями эталонных минералов из спектральных библиотек. На сегодняшний день существует ряд общедоступных зарубежных спектральных библиотек, которые содержат спектральные характеристики (кривые) для различных минералов и горных пород (в диапазоне от 0,2 до 150 микрометров).

Целевым назначением данного исследования является повышение эффективности геологической интерпретации материалов глубокого бурения на основе гиперспектральной фотодокументации кернового материала.

Достижение этой цели осуществлялось путем решения следующих **геологических задач:**

1. Обоснование применения методики гиперспектрального сканирования керна с повышенным пространственным разрешением в спектральных полосах видимого VNIR (0.45-1 мкм) и инфракрасного SWIR (1-1,7 мкм) диапазонах.
2. Обзор предлагаемых к использованию современных технико-технологических решений для гиперспектральной визуализации и анализа спектральных изображений каменного материала, а также обзор программного обеспечения для интерпретации полученных данных.
3. Изучение рекомендаций по использованию методики гиперспектральной съемки и геологической интерпретации гиперспектральных характеристик керна;

6.1 Обоснование применения методики гиперспектрального сканирования керна

Согласно предлагаемой методике гиперспектральной фотосъемки керна, сбор данных ведется с применением гиперспектрального сканера «HyLogger™ 3», описание которого приведено в следующем разделе данной главы, одновременно в 2151 узких спектральных полосах видимого (VNIR) и

коротковолнового (SWIR) ИК диапазонов спектра в интервале длин волн 400-2500 нм. со спектральным разрешением 1,4 нм. Поле зрения гиперспектрометра на образце в зависимости от режима съемки составляет от 8 мм до 16 мм. Одновременно с отбором спектров ведется цветная макрофото съемка керна с 60 % перекрытием соседних кадров. Обработка макроснимков образцов керна заключается в коррекции баланса белого цвета для каждого снимка по эталону, снятому в ходе первого шага фотосессии, а также в панорамной склейке макроснимков в общий обзорный снимок, на котором целиком отображаются образцы керна и калибровочная шкала. В результате проведения описанных действий, выполнив дополнительно геометрическую привязку, становится возможным визуально отобразить области замеров спектра.

Измерения спектральных характеристик поверхности керна проводятся в отраженном свете от искусственного источника излучения (галогеновой лампы) в диапазоне длин волн от 0,4 до 2,5 мкм. Способ измерения гиперспектров в рассеянном с поверхности образца свете показан на рисунке 6.1.

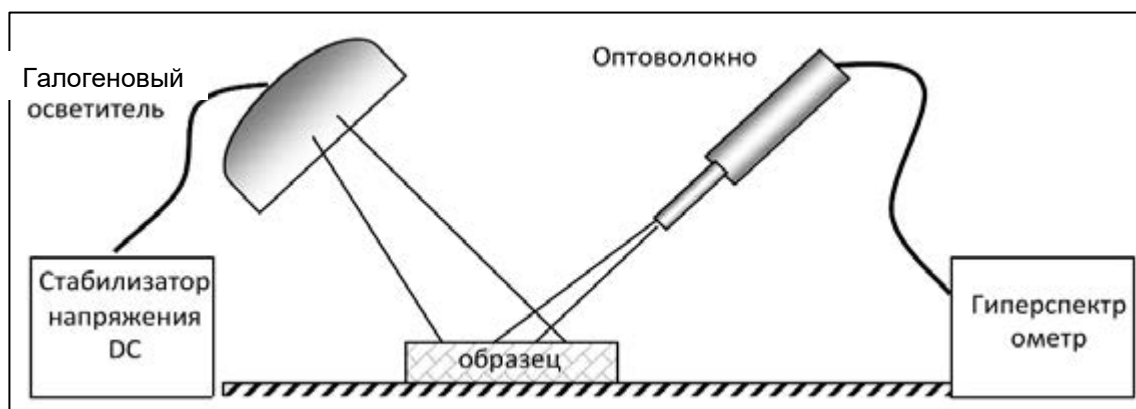


Рисунок 6.1 Способ гиперспектральных измерений в рассеянном свете с искусственным источником

Образец освещается широкополосным стабильным источником света, который рассеивается на его поверхности и часть которого поступает на срез измерительного оптоволоконного кабеля, и по нему – на вход прибора.

Анализ гиперспектральных данных включает выделение в спектре поглощения характеристических черт (узкополосных экстремумов), сравнение полученного набора характеристик с эталонными спектрами для разных

минералов, хранящихся в спектральной библиотеке, и описание минерального состава исследуемого образца в виде многокомпонентной смеси известных минералов из спектральной библиотеки, суперпозиция эталонных спектров которых в определенных пропорциях максимально близка к наблюдаемому спектру поглощения.

По сути, для распознавания одного минерала алгоритм минимизирует расстояние Махаланобиса MD_j [8] между многомерными векторами спектра исследуемого образца S и спектра эталона μ_j за вычетом верхней огибающей CH (convex hull):

$$MD_j = (S - \alpha\mu_j - CH)^T \Sigma^{-1} (S - \alpha\mu_j - CH),$$

где Σ – ковариационная матрица, учитывающая сильную корреляцию гиперспектров на соседних длинах волн и α – нормирующий множитель, компенсирующий вариацию яркости освещения образца. Отдельной задачей является поиск оптимального числа смесей «чистых» минералов в образце. Как это часто принято в многомерной статистике, выбор оптимального числа компонент в смеси проводится в области, где быстрее всего меняется расстояние Махаланобиса – т.е. наиболее быстрое приращение функции.

Результатом распознавания для каждого анализируемого гиперспектра является список минералов, с наибольшей вероятностью присутствующих в исследуемом образце и их процентные соотношения, а также оценка качества распознавания.

Возможен вариант распознавания (сегментации) минерального состава без использования библиотеки эталонов. В этом случае проводится кластеризация гиперспектров керна со всего исследуемого участка скважины на заданное число классов (обычно не более 10), затем в каждом из классов выделяются наиболее характерные спектры, из них создается временная библиотека эталонов, и по ней решается задача распознавания, как для смеси из библиотеки образцов. Кластеризация проводится в программном продукте CosCad 3D.

6.1.1. Автоматическое сканирование и обработка колонки керна

Процесс автоматического сканирования начинается с калибровки баланса белого для гиперспектрометра. Затем управляющая программа устанавливает каретку прибора в исходное положение и снимает гиперспектр с эталона белого, установленного в начале маршрута. Пошаговая съемка спектров и фотографирование керна завершается фотоснимком эталона серого, который в дальнейшем можно использовать для корректировки цветопередачи камеры.

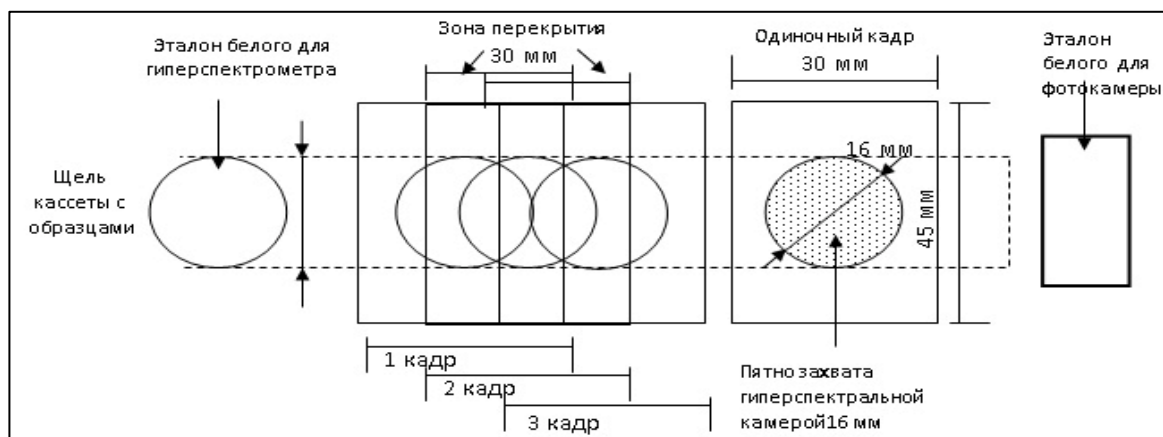


Рисунок 6.2 Полный маршрут для калибровки и пошаговой фото- и гиперспектральной съемки на КГФД

Собранные в результате сканирования данные (спектры и фотографии) в конце маршрута автоматически передаются с камеры и гиперспектрометра на управляющий компьютер для последующей обработки.

Обработка гиперспектров с отдельных участков керна проводится с целью выявления наиболее вероятного минерального состава (основной минерал или смесь из двух минералов). Для этого спектральные данные обрабатываются с помощью коммерческой программы The Spectral Geologist (TSG Pro) [9], созданной в австралийском научном центре CSIRO.

При запуске программы TSG Pro в нее загружается сразу весь набор спектров, полученных в результате одного маршрута сканера. После подготовки спектров (взаимной привязки изображений и спектральных данных) проводится автоматическое выделение спектральных признаков и сравнение полученных спектров со встроенной библиотекой эталонов, для которых заранее известен минеральный состав.

В результате распознавания для каждого наблюденного спектра

находится один или смесь из двух наиболее похожих спектров из библиотеки эталонов. Минеральный состав исследуемого участка керна определяется по аналогии с минеральным составом наиболее близких к нему спектральных эталонов.

За один проход сканера снимается метровая секция керна и получается 131 гиперспектров и макроснимков фотографий с шагом 8 мм.

6.1.2 Визуализация и интерпретация результатов гиперспектральной съемки

Визуализация и анализ результатов гиперспектральной съемки и обработки данных реализованы в специально программе «HyperView», входящей в программный пакет The Spectral Geologist (TSG).

После чтения входных данных для одной секции керна, выбранной пользователем в начале работы с программой, создается главное окно графического интерфейса, отображающей панорамное изображение секции керна, гиперспектры и таблицу результатов распознавания.

Спектры могут отображаться друг под другом в виде графиков или в виде цветных полос на изображении «карты рельефа». Результаты распознавания минералов по гиперспектрам показаны в левой секции двумя способами – в виде таблицы или цветной гистограммой. Таблица содержит данные для двух наиболее вероятных минералов из библиотеки спектров в составе анализируемого участка керна. Главное окно графического интерфейса программы представлено в приложении С

Детальный анализ спектральных признаков на графиках отдельных гиперспектров, полученных с помощью КГФД и из внешних спектральных библиотек (CSIRO, USGS) [11], [12], осуществляется с помощью программного модуля «view_spectra», который позволяет автоматически выделить на графиках гиперспектров основные спектральные признаки (полосы поглощения и соответствующие длины волн). Локальные минимумы спектра в областях поглощения показываются на графике в виде цветных треугольников, рядом с которыми указаны соответствующие длины волн (Рисунок 6.3).

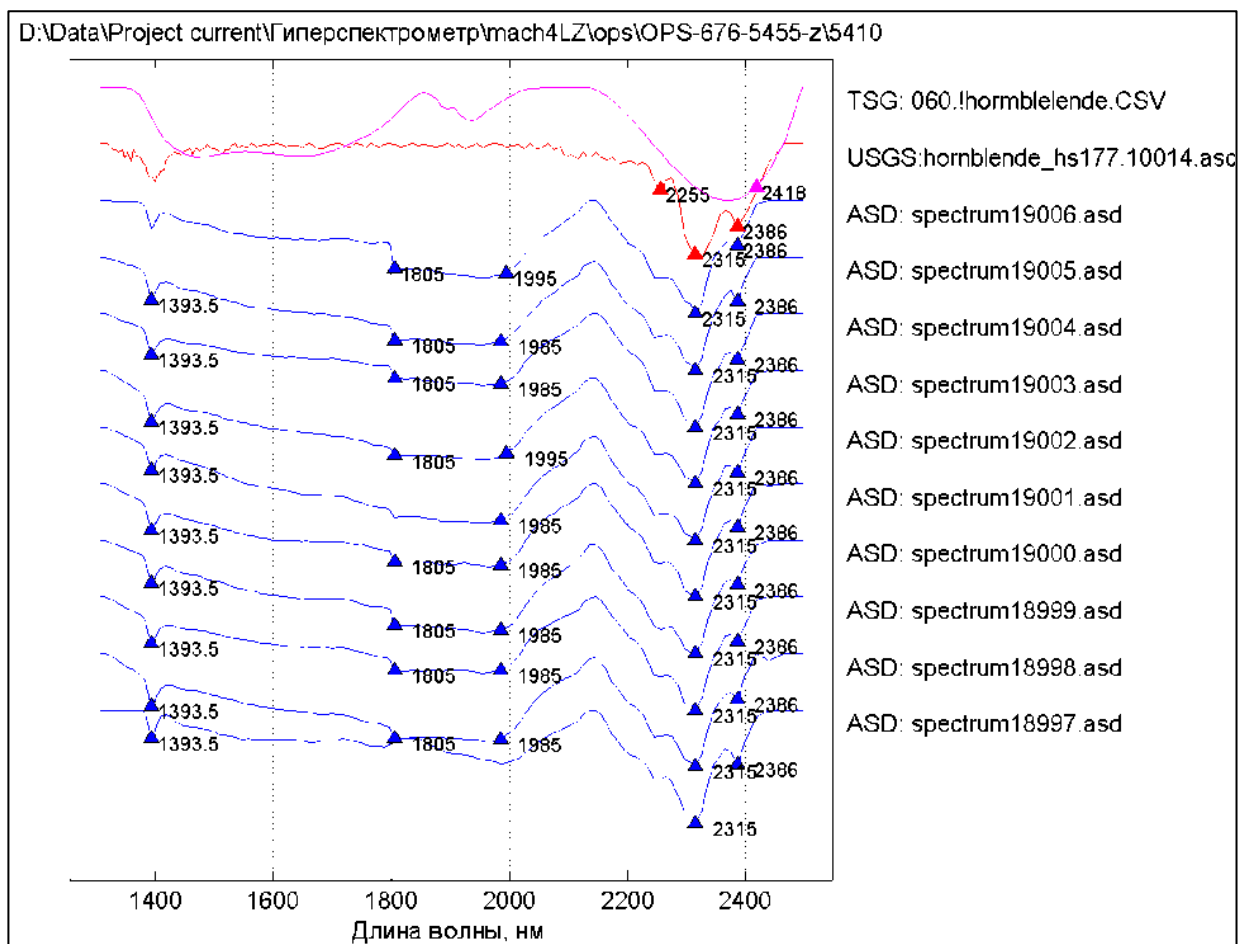


Рисунок 6.3 Пример построения графиков гиперспектров КГФД и эталонных минералов с выделением характеристических спектральных признаков

6.2 Анализ современных технико-технологических решений для гиперспектральной визуализации и обработки спектральных изображений каменного материала

Впервые система гиперспектральной съемки для исследования минерального состава пород по керну буровых скважин была разработана в австралийском Государственном объединении научных и прикладных исследований «CSIRO» [10]. Технология получила патент и название «HyLogging», что может быть расшифровано и переведено на русский, как «Гиперспектральный каротаж». Данная методика основана на применении отражательной спектроскопии в видимом – VNIR (Visible-to-Near-Infrared), коротковолновом – SWIR (Short-Wave-Infrared) и длинноволновом – TIR (Thermal Infrared) диапазоне электромагнитного инфракрасного (ИК) спектра, в

которых располагаются спектральные характеристики большинства породообразующих и рудных минералов (Таблица 6.1).

Таблица 6.1 Параметры гиперспектральной съемки по технологии HyLogging

Область спектра	Диапазон длин волн (нанометры)	Минералы
VNIR	400-1100	Оксиды и гидроксиды железа, гидроксиды магния.
SWIR	1100-2500	Гидроксиды алюминия, магния и железа, карбонаты, сульфаты, слюды, амфиболы.
TIR	5000-14 000	Карбонаты, силикаты и алюмосиликаты, включая кварц, калиевые полевые шпаты, плагиоклазы, оливин, пироксены, гранаты.

Система «CSIRO's HyLogging» позволяет сканировать керн в лотке или в керновом ящике и является неразрушающим методом измерений при исследовании керна и другого каменного материала (раздробленного керна, шлама, элювия, почвы, и др.) (Рис. 6.4).



Рисунок 6.4 Внешний вид установки «HyLogging»

Данный метод дает возможность выполнять измерения спектров с высокой точностью и одновременно получать фотоизображения образцов керна с высокой плотностью площадного разрешения. К основным достоинствам метода относится также высокая скорость измерений, за счет которой могут быть оперативно исследованы большие объемы керна или других видов каменного материала. По своей сути, технология «HyLogging» является новым направлением исследований каменного материала в геологии.

Применение этой технологии при исследованиях горных пород позволяет повысить эффективность интерпретации геологической информации на основе быстрого и объективного получения детальных данных об их минеральном составе и ассоциирующей с ними рудной минерализации.

Определения спектральных характеристик минералов по керну выполняются с шагом сканирования 8-10 нм. и дополняются высокоразрешающим фотоизображением – визуальной картинкой изучаемой породы, характеризующей ее цвет и текстуру, а также позволяющей детально проследить изменения этих характеристик по всей длине образца керна (Рис. 6.5).

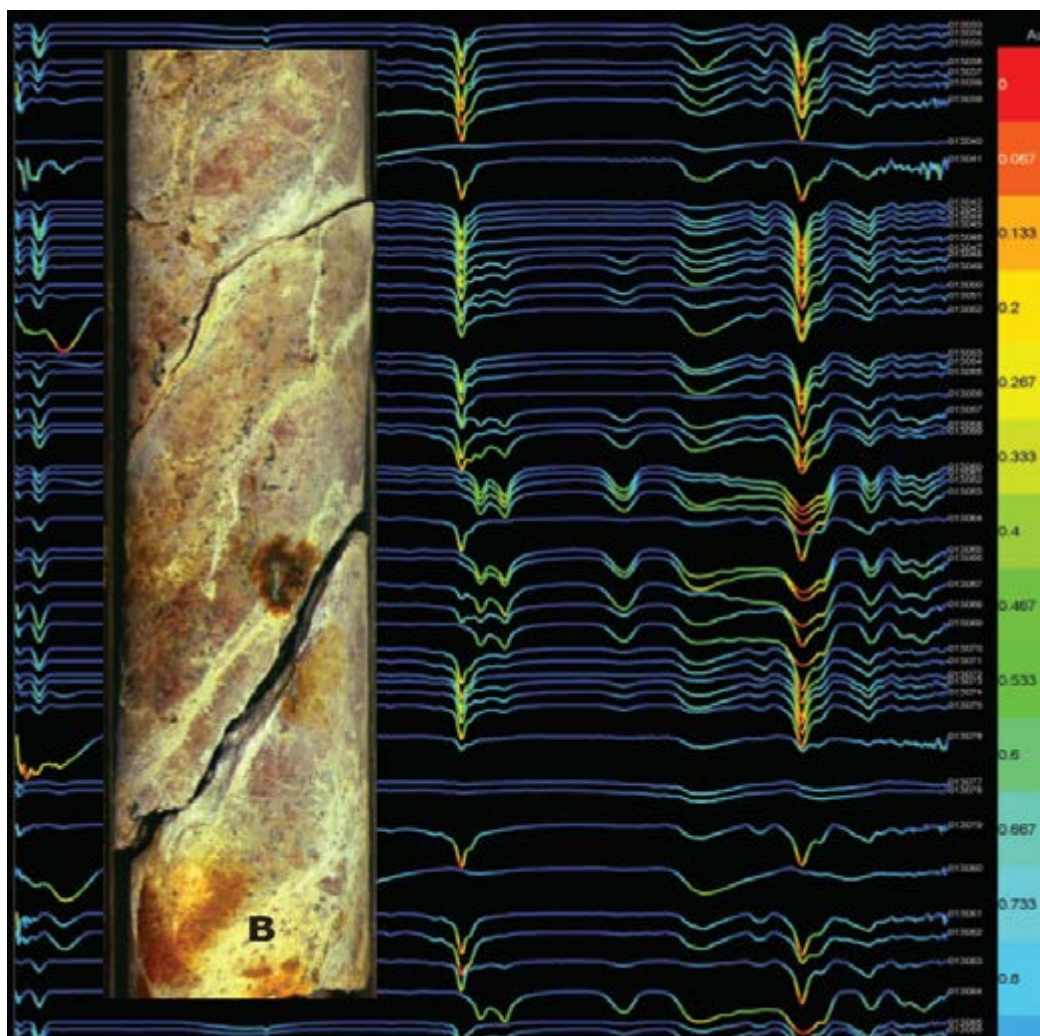


Рисунок 6.5 Внешний вид типовой спектрограммы образца керна (В), с шагом сканирования 10 мм, полученной на установке «HyLogging»

Как было упомянуто, сканер «HyLogger 3™» позволяет измерять и идентифицировать спектры минералов в видимом и коротковолновом (VNIR-SWIR) диапазоне электромагнитного ИК спектра, в котором собственными, отчетливо выраженными спектрами обладают окислы железа, гидроокислы железа и магния, сульфаты и карбонаты, гидроксилсодержащие слоистые силикаты, гидроксилсодержащие листовые и ленточные алюмосиликаты осадочного, метаморфического и магматического генезиса, а также некоторые сульфиды и фосфаты. В длинноволновом же диапазоне электромагнитного ИК спектра (TIR) выраженными электромагнитными спектрами обладают безводные силикаты (кварц, полевые шпаты, оливины, пироксены, гранаты) и карбонаты. Диагностические возможности прибора «HyLogger 3™» приведены в приложении Г.

Результатом измерений является массив данных, включающий следующие основные блоки первичной информации:

- результаты спектрального анализа – многочисленные спектры отражений с данными калибровки, привязки и диагностики минералов;
- высокоразрешающие фотоизображения образцов керна и поддонов (ящиков) с керном, регистрируемое одновременно со спектральным анализом;
- данные лазерной профилометрии, фиксирующей границы образцов керна.

Последующая обработка первичных данных выполняется с помощью пакета программ Spectral Geologist (TSG). Одним из наиболее мощных приложений этого пакета является программа TSG Log Screen, в котором полученные спектральные измерения можно обрабатывать, сравнивать и анализировать совместно с другими данными по скважине. Кроме того, она позволяет выводить на экран результаты спектральных измерений, линейно-сканированные высокоразрешающие фотоизображения, данные профилометрии, геохимические данные по керну, а также создавать поля с примечаниями, различные типы числовых и текстовых полей. В качестве примера, на рисунке 6.6 приведен пример интерпретации гиперспектрального анализа керна по скважине, в разрезе которой тонкопереслаивающиеся породы имеют сложный, визуально неоднозначно диагностируемый состав.

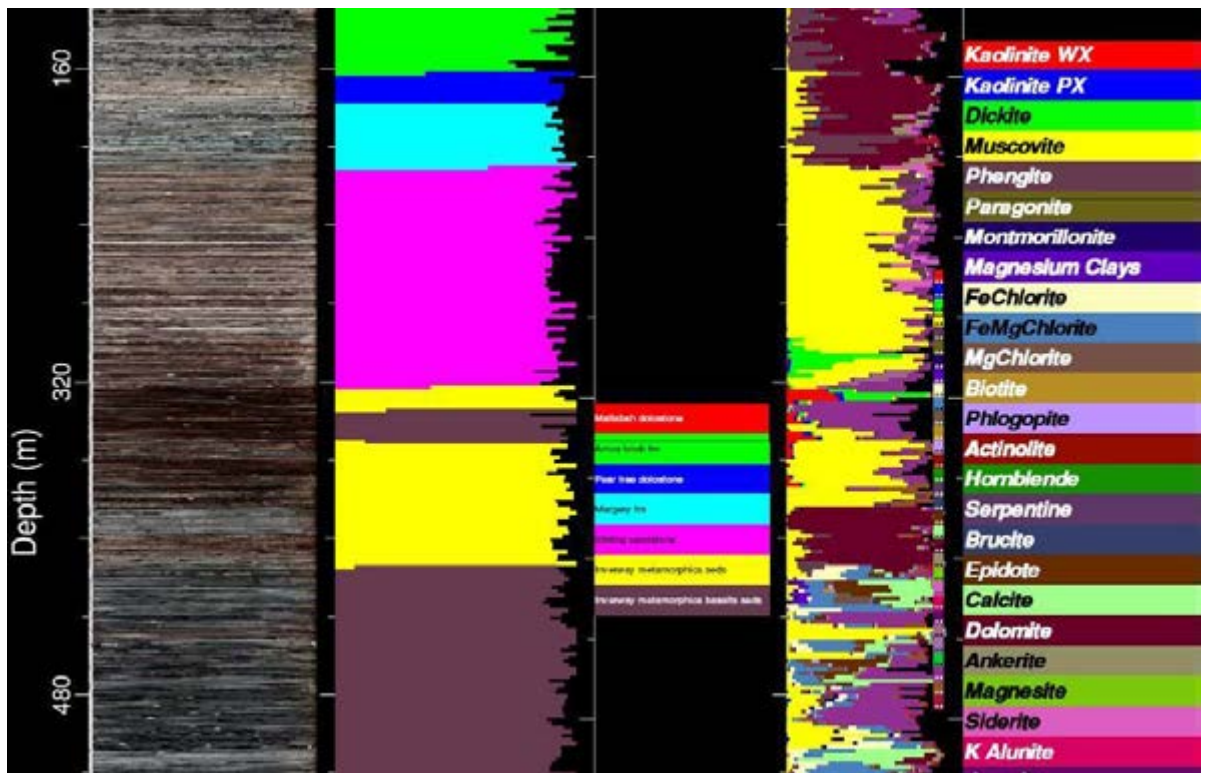


Рисунок 6.6 Вид рабочего экрана программы TSG Core

Результаты спектрального анализа представляются в виде графиков записанной длины волны. На рисунке 6.7 приведены спектры различных минералов, демонстрирующие их индивидуальный характер.

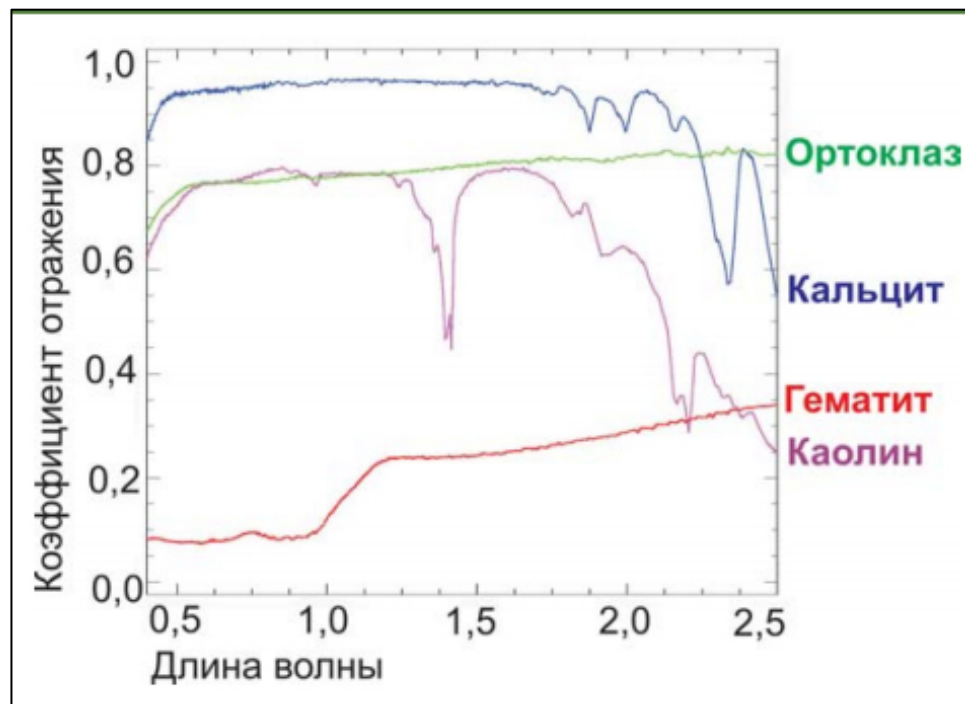


Рисунок 6.7 Индивидуальный характер спектров различных минералов

Идентификация состава минералов производится по характерным особенностям спектров отражения (характерным полосам поглощения) методом сопоставления со спектрами из уже существующих «архивов спектров» или спектральных библиотек (Рис. 6.8).

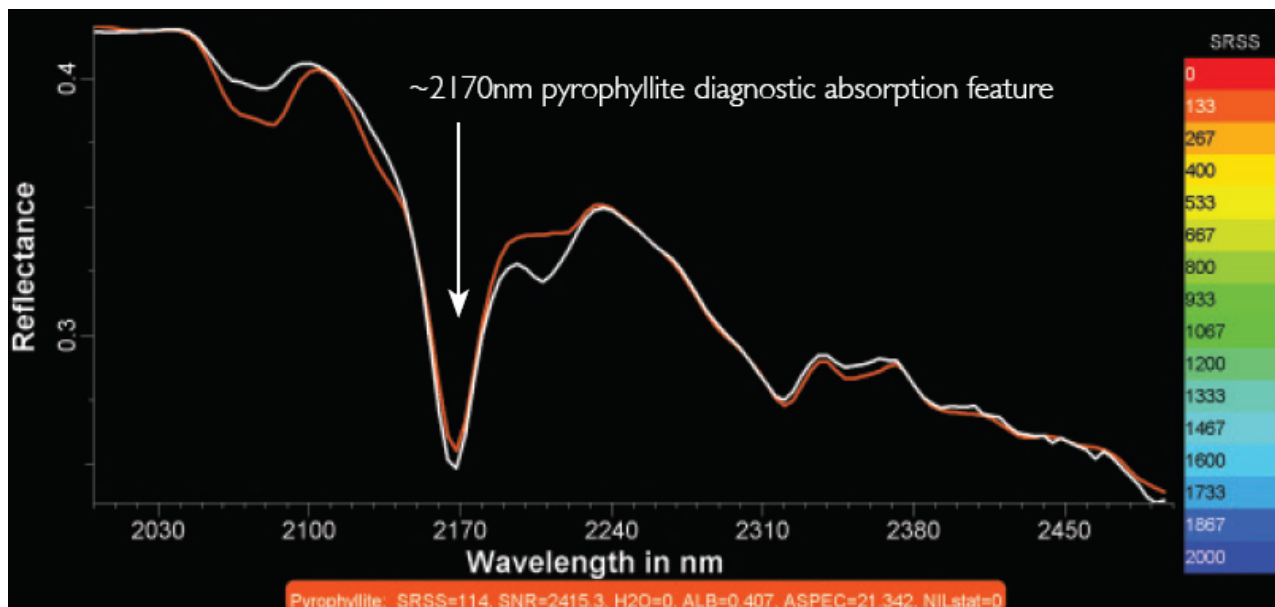


Рисунок 6.8 Пример идентификации минерала (пирофиллит) на спектре отражения по диагностической полосе поглощения ~ 2170 нм

Спектральные кривые из библиотек могут быть использованы для классификации или автоматической идентификации минералов или пород.

Сопоставление измеренных спектров минералов (TIR - HyLogger) с соответствующими спектрами из библиотеки спектров Аризонского государственного университета показывает хорошую их сходимость (Рис. 1.6).

Пакет программ TSG позволяет накапливать и обрабатывать огромное количество данных, строить графики, гистограммы, различные минералогические колонки, а также представлять результаты в формате 3D. Примеры результатов обработки данных с помощью программ TSG и их графического представления показаны в приложении У.

В целом, данная технология гиперспектрального анализа позволяет определять:

- состав минералов и горных пород;
- степень и характер метаморфического преобразования пород;

- зоны развития наложенной гидротермально-метасоматической минерализации;
- ассоциации метаморфических и рудных минералов;
- характер распределение рудной минерализации в породах и ее генетическую связь с тем или иным типом зафиксированных в породах изменений;
- процессы, отвечающие за формирование и распространение рудной минерализации.

Результат гиперспектральной съемки бурового керна может быть использован и для корреляции геологических разрезов. Так, сравнение гиперспектральных минералогических колонок керна нескольких соседних скважин позволяет выявить направленность и протяженность зон однотипных вторичных изменений и ассоциирующей минерализации, корректировать или точнее интерпретировать стратиграфическое строение района исследований

6.3 Выводы по проведенному исследованию

В качестве заключения к данному специальному исследованию были сформулированы определённые выводы.

Результаты выполненного анализа позволили обосновать состав и требования к аппаратурно-методическому комплексу гиперспектральной фотодокументации необработанного, распиленного и шлифованного керна ГС.

Также было обосновано преимущество методики гиперспектральной съемки перед традиционными методами изучения вещественного состава горных пород связанное с:

- возможностью одновременного выполнения профильных измерений по всей длине колонки бурового керна с высокой чувствительностью и получения высокоразрешающих фотоизображений слагающих его пород;
- рентабельностью и неразрушающим характером оперативного изучения

большого объема полноразмерного кернового или другого каменного материала (распиленного или раздробленного керна, шлама, измельченных аналитических проб и др.);

- полнотой и детальностью получаемой информации, позволяющей исключать субъективные ошибки макроскопического описания пород, корректировать направление дальнейших исследований, а также в значительной мере сокращать объемы геохимического опробования пород;

- автоматизированным режимом калибровки, съемки, привязки спектров к соответствующим участкам фотоизображений керна, идентификации минералов с использованием архива эталонных спектров (спектральных библиотек) и визуализации полученных результатов.

Подводя итог, необходимо отметить следующее. В виду отсутствия отечественных наработок в области ИК-гиперспектрометрии кернового материала, наиболее приоритетными направлениями в данной отрасли по мнению автора являются:

- Создание национальной цифровой спектральной библиотеки аналогично западным проектам в USGS и NASA (США), а также в CSIRO (Австралия), для минералов на территории РФ;

- Разработка отечественного программного обеспечения для распознавания гиперспектральных геологических данных, которое позволит использовать собственную библиотеку эталонных спектров и решать более широкий круг задач анализа керна в области сверхглубокого и параметрического бурения;

- Дополнение существующего ПО для совместной визуализации изображений керна и результатов ГИС для одной или нескольких скважин новыми функциями отображения гиперспектральных данных и результатов распознавания по ним минерального состава керна.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Виды и объемы проектируемых работ

Целью данного раздела является расчет сметной стоимости комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) поисково-разведочной скважины на Ушаковском месторождении. Комплексные работы формируются, базируясь на поставленных целях (оценка коллекторских свойств Нижнемеловых отложений) и выполняются геофизической партией. Основной задачей планирования деятельности геофизических партий является своевременное и качественное выполнение обязательств по проведению геофизических работ. Геофизическая партия является основной производственной единицей, непосредственно выполняющей исследования в скважинах. Объемы запланированных работ определяются в соответствии с действующим обязательным комплексом ГИС в скважинах и технологией их производства.

Геофизические исследования на Ушаковском месторождении были проведены согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах» (1985 года). Во всех скважинах отчетных площадей выполнен обязательный комплекс ГИС, утвержденный для терригенного разреза. Для целей стратиграфического расчленения разреза в обязательный комплекс входят исследования в масштабе 1:500, включающие следующие методы:

- стандартный каротаж двумя зондами (градиент и потенциал) с записью кривой потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС);
- радиоактивный каротаж (гамма-каротаж и нейтронный);
- акустический каротаж;
- кавернометрию;
- термометрию;
- инклинометрию;

- газовый каротаж.

Ушаковское газовое месторождение расположено в Усть-Енисейском районе Таймырского автономного округа Красноярского края. Геофизические исследования на данной площади согласно проекту рассчитаны на проведение геофизической партией входящей в состав геофизической экспедиции ОАО «Таймырнефтегазгеология». Проведение полевых работ планируется осуществлять в летний полевой сезон с выездом отряда на место работ и пребывании в полевом лагере до их окончания.

Основная часть камеральных и планово-экономических работ будут осуществляться в головном офисе предприятия, расположенном в г. Норильске. Предприятие располагает своей интерпретационной службой и обладает доступом к информационной базе, а также программному обеспечению. Для определения денежных затрат, по проекту, напрямую зависящих от геологического задания, необходимо прежде всего рассчитать время на выполнение каждого этапа проектных работ, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ также будут зависеть от видов и объемов работ; геолого-географических условий; материально-технической базы предприятия, квалификации работников и уровня организации работ.

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от места базирования партии до места исследований. Данный проект предусматривает бурение скважины с проектным забоем скважины – 2800 м.

В качестве нормативного документа был использован справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49).

Расчёт затрат по видам работ производится на основании расценок по видам работ, принятых в ОАО «Таймырнефтегазгеология»

Таблица 7.1 – Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

№	Наименование исследований	Масштаб записи	В интервале, м		Итого, м
			Кровля	Подошва	
Каротаж в открытом стволе					
1	Стандартный каротаж (КС/ПС)	1:500	600	2727	2 127
2	Боковой каротаж (БК)	1:500	600	2714	2 127
3	Радиоактивный каротаж (ГК, НГК)	1:500	0	2727	2727
4	Кавернометрия	1:500	600	2727	2 127
5	Инклинометрия	1:500	0	2727	2727
6	Термометрия	1:500	0	2714	2714
7	Газовый каротаж	1:500	1500	2727	1 227

7.2 Расчет затрат времени, труда и оборудования по видам работ

Нормативная продолжительность цикла работ определяется по отдельным составляющим его производственных процессов. В качестве нормативного документа был использован справочник: “Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ” (ПОСН 81-2-49). В таблице ниже представлены результаты расчетов времени на выполнение работ на скважине.

Таблица 7.2 Нормы времени выполнения технологических операций

№	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, ч	Состав бригады, чел
		Ед. изм.	Кол-во		
2	Стандартный каротаж КС/ПС	м	2727	27,3	3
3	Боковой каротаж (БК)	м	2727		3
4	Радиоактивный каротаж (ГК, НГК)	м	2727		3
5	Кавернометрия	м	2727		3
6	Инклинометрия	м	2727		3
	Термометрия	м	2714		27,14
	Газовый каротаж	м	1 227	21,27	3
10	Вспомогательные работы	опер.	1	1	3

11	Проезд до скважины и обратно	км	15	0,5	3
Итого, времени на 1 скважину		28,8			

Подъезд до места исследований моторизованным транспортом – 15 км. Тех дежурство – 8,5 ч. Интерпретация – 50% от стоимости полевых работ.

Принимая во внимание то, что геофизические методы выполняются одновременно и скважинные приборы находятся в связке (каротажной сборке), а средняя скорость записи каротажа в разведочных скважинах равняется 100 м/ч, получаем, что для выполнения комплекса ГИС на одной скважине необходимо порядка 4 дней или 30 часов.

7.3 Нормативная база для расчета сметы на выполнение работ

Планирование и финансирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат. В качестве нормативного документа были использованы производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ.

Таблица 7.3 Стоимость необходимого оборудования по элементам затрат на 1 скважину

№	Наименование	Кол-во, ед.	Балансовая стоимость, руб.
1	Подъемник каротажный ПКС-5М на базе КамАЗ-4118	1	23200000
2	Лаборатория АКС – 7 – 02	1	2410000
3	Скважинный прибор КСП – 2	1	670580
4	Скважинный прибор ДРСТ – 3	1	780500
5	Градиент зонд А4М05N	1	567012
6	Программное обеспечение	1	114538
Итого:			27742630

7.4 Расчет сметной стоимости работ

Денежные средства, необходимые для выполнения проектных работ, обеспечивает заказчик, поэтому необходимо заблаговременно рассчитать смету. Сметные затраты определяются узаконенными справочниками, сборниками норм, инструкциями и другими, имеющими законную силу, материалами для

выполнения работ.

Для расчета сметной стоимости работ используется ресурсный метод, то есть калькулирование в текущих ценах и тарифах элементов затрат, необходимых для реализации проектного решения.

Расчет заработной платы исполнителей, комплекса методов ГИС, расхода горюче-смазочных материалов и сумма расходов материалов при проведении геофизических исследований в скважине указаны в таблицах ниже (таб. 7.5 – 7.8).

Таблица 7.4 Результаты расчетов заработной платы за проведение ГИС 1 скважины

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение работ, ч	Заработная плата с учетом надбавок*, руб.
Начальник партии	1		1113,09	8,5	9461,3
Инженер - оператор	1	6	809,5	8,5	6880,8
Техник - оператор	1	4	650,5	8,5	5850,1
Итого за 1 скважину					22192,2

* - в данном случае надбавку представляет районный коэффициент равный 1,7.

Таблица 7.5 Результаты расчетов стоимости материалов на проведение ГИС 1 скважины

№	Наименование	Кол-во	Ед. изм.	Цена, руб.	Стоимость, руб.
1	Инструментальный набор	1	шт.	2000	2000
2	Тонер	0,2	кг	1000	200
3	Изолента	0,5	кг	40	20
4	Припой	0,2	кг	35	7
5	Провод ПВР	500	м	7	3500
6	Спирт	0,5	л	50	25
Итого на 1 скважину, руб.					5752

Таблица 7.6 Результаты расчетов расхода ГСМ на проезд до места проведения работ и обратно

Наименование	Норма расхода, л/ч	Время работы автомобиля, ч	Расход ГСМ, л	Цена, руб/л	Стоимость, руб
Расход ГСМ автомобиля	22,4	9,5	212,8	44	9 363,2

Далее необходимо рассчитать амортизацию используемого оборудования при проведении комплекса ГИС на одной скважине (за 1 день

работы):

Таблица 7.7 Результаты расчетов амортизации при проведении ГИС 1 скважины

Наименование	Кол-во, ед.	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации в год, %	Сумма амортизации за 1 день, руб.
Подъемник каротажный ПКС-5М на базе КамАЗ-4118	1	23200000	20	12712,3
Лаборатория АКС – 7 – 02	1	2410000	10	660,3
Скважинный прибор КСП – 2	1	670580	22,2	407,85
Скважинный прибор ДРСТ – 3	1	780500	22,2	474,7
Градиент зонд А ₄ М ₀₅ N	1	567012	22,2	338,1
Итого:				14593,25

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение геофизических исследований в одной скважине, учитывая, кроме полевых работ (проведения комплекса ГИС в скважине), стоимость контрольно-интерпретационных работ, составляющую 50% от стоимости комплекса ГИС.

Таблица 7.8 Результаты расчетов стоимости комплекса геофизических работ

№	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, ч	Стоимость работ, руб
		Ед. изм.	Кол-во		
1	Контрольные спускоподъемные операции с прибором без записи	м	2727	13,65	144400
2	Спускоподъемные операции с прибором с производением записи	м	2727	27,3	288592
6	Стандартный каротаж КС/ПС	м	2727	27,3	1409,7
7	Боковой каротаж (БК)	м			1340,68
8	Радиоактивный каротаж (ГК, НГК)	м			1225,2
9	Кавернометрия	м			1169,38
	Инклинометрия	м			1842,56
	Термометрия	м	2714	27,1	1356,22
	Газовый каротаж	м	1 227	21,27	1684,57
	Вспомогательные работы	опер.	1		5739,13
10	Контрольно-интерпретационные работы	опер.	1	1	7 883,72
11	Итого				456 643,16

Таблица 7.9 Результаты расчетов затрат на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1	Материальные затраты	15 115,2
2	Проведение геофизических работ	456 643,16
3	Затраты на оплату труда	22192,2
4	Страховые взносы	10606,8
5	Амортизационные отчисления	14593,25
Итого: Основные расходы		519 150,61

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В административном отношении Ушаковское газовое месторождение находится на территории Усть-Енисейского района Таймырского автономного округа Красноярского края.

В географическом отношении территория расположена в пределах северо-восточной части Западно-Сибирской низменности на левом берегу Енисея в его нижнем течении. Климат района субарктический. Зима продолжительностью 8-9 месяцев, суровая с пургами и морозами, достигающими нередко 48-50°C. Средняя температура января - 28°C, июля - +10°C, среднегодовая температура отрицательная и составляет -8°C. Летом, которое длится 2-2,5 месяца, дуют холодные северные ветры, зимой - южные. Среднегодовое количество осадков 300-400 мм.

Характерной особенностью региона, как и всего Енисейского севера, является низкая заселенность и практически полное отсутствие инфраструктуры. Непосредственно на отчетной территории населенные пункты отсутствуют. По СУСН район относится к IV категории трудности.

Выполнение работ по ГИС на Ушаковском месторождении осуществлялось в полевых и камеральных условиях, которые имеют ряд специфических особенностей, связанные с особенностями методики измерений (ненормированный рабочий день, тяжелые погодные условия проведения работ, переезды и т.д.), конструктивными особенностями исследовательской аппаратуры (работа с электрическим током, радиоактивными веществами, негабаритными и тяжёлыми механическими приборами, спускоподъемными и погрузочно-разгрузочными работами). Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите.

Ответственность за соблюдение требований по ОТ и ТБ возлагается на начальника комплексной каротажной партии.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В ОАО «Таймырнефтегазгеология», являющимся исполнителем в осуществлении работ по проведению ГИС на Ушаковском месторождении, к полевым работам допускаются мужчины с 18 лет, которые не имеют противопоказаний по здоровью и которые прошли обучение. К камеральным работам допускаются как мужчины, так и женщины с 18 лет. Предприятие полностью соблюдает требования законодательства в части гарантий и компенсаций, полагающихся работникам. Оформление и отвод земельных участков для производства нефтегазописковых работ осуществлялись в соответствии с основами земельного законодательства согласно нормам и требованиям ОСТ-41-9804-74 и санитарных норм проектирования промышленных предприятий (СП 2.1.3678-20).

Геофизические работы в скважинах (кроме ГТИ в процессе бурения) производятся в присутствии представителя "Заказчика" под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия (исполнителя).

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск - подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при: а) сильном поглощении бурового раствора; б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах); в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении.

При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно

эвакуироваться в безопасное место. При ликвидации аварий с помощью взрывных методов, выполнении любых геофизических работ в скважинах поглощающих (при полном и катастрофическом поглощениях), ликвидации аварий, связанных с оставлением в скважинах взрывчатых материалов и источников ионизирующих излучений, работы должны вестись по разовому плану работ, утвержденному главными инженерами этих организаций.

8.2 Производственная безопасность

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности. Элементы, формирующие опасные и вредные факторы, представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении геофизических работ

Этапы работ	Наименование проектных работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
1	2	3	4	5
Полевой	Проведение запроецированного комплекса геофизических исследований в скважине на кабеле: Стандартный каротаж (КС / ПС)	Опасные производственные факторы, связанные с электрическим током Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;	Вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.2.003-91
	Боковой каротаж (БК);	Пожаровзрывоопасность.	Вредные производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений, вызванным коротковолновым электромагнитным излучением.	
	Радиоактивный каротаж (ГК, НГК)			
	Кавернометрия			
	Инклинометрия			
	Термометрия			
	Газовый каротаж			
	Кавернометрия			
	Инклинометрия			

Камеральный	Анализ геофизических каротажных диаграмм, полученных на скважине, с помощью компьютера	Опасные производственные факторы, связанные с электрическим током.	Вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ
		Пожаровзрывоопасность	Вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде и характеризующиеся повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума;	ГОСТ 12.1.011
			Недостаток необходимого естественного и искусственного освещения;	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ

8.2.1 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению (техника безопасности)

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти. ГОСТ 12.0.003-74 [18].

Полевой этап

1. Опасные производственные факторы, связанные с электрическим током

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токоведущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов) из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, по техническим

причинам таким, как ухудшение электроизоляции, дефектов монтажа; поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

При работе с электрическим оборудованием нужно соблюдать требования электробезопасности, согласно ГОСТ 12.1.019-79 [16]; ГОСТ 12.1.030-81 [17]; ГОСТ 12.1.038-82 [18].

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

1. обеспечением недоступности прикосновения человека токоведущим частям, находящимся под напряжением;
2. устройством защитного заземления;
3. защитой перехода от высокого напряжения в сеть низковольтного напряжения;
4. применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
5. проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний
6. применением устройства зануления;
7. применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
8. организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
9. специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям

является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные

средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возможность получить различного вида травму, возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а вследствие, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных, монтажно-демонтажных работах на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81, ГОСТ 12.4.125-83, ГОСТ 12.2.003-91) [16-18].

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с правилами. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех

проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

3. Пожаровзрывоопасность в полевых условиях

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91 [20].

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации. Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

1. Огнетушитель – 1 шт. (на каждую машину) марки ОП-5.
2. Ведро пожарное – 1 шт.
3. Топоры – 1 шт.
4. Ломы – 2 шт.
5. Кошма – 2мх2м (на каждую машину).

Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать

в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

Мероприятия по предотвращению пожароопасных ситуаций: предотвращение короткого замыкания на рабочем месте:

- измерение сопротивления изоляции $R > 0,5$ МОм;
- защита изоляции от механических повреждений;
- отключающая аппаратура (коммутирующая),
- предохранители, автоматы

Для предотвращения нагрева количество подключаемых к источнику потребителей должно соответствовать мощности источника.

Работы по предотвращению открытого огня:

1. все сварочные работы должны производиться на определённом участке (сварочном посту), работа производится по разрешению;
2. организация специальных мест для курения;

Работа по предотвращению накопления статического электричества:

1. все объекты заземляются, где ожидаются заряды статического электричества;
2. увлажнение помещений, при влажности $> 60\%$ заряды не накапливаются.

Организация и технические мероприятия в зданиях предполагают инструктирование персонала, обслуживающего электрические и другие устройства, использование СИЗ (средств индивидуальной защиты) такие как: диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными ручками, указателей напряжения, резиновые коврики, диэлектрические ботинки, изолирующие подставки. В камеральном помещении, где установлены компьютеры, должен находиться углекислотный огнетушитель (ОУ-3).

Камеральный этап

Опасные производственные факторы, связанные с электрическим током

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть.

Инженер-интерпретатор, работая с ПК и каротажной станцией может подвергнуться поражению электрическим током при непосредственном прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82.

Причины электротравматизма: нарушение правил и инструкций; ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа; переутомление.

Условия безопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых улучшается контакт человека с токопроводящими частями.

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.038-82, ГОСТ Р 50923-96, СанПиН 2.2.2/2.4.2198-07) [18].

Согласно ПУЭ помещение с ПЭВМ относится к категории без повышенной опасности. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (высокая влажность и температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования).

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токоведущих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов.

Пожаровзрывоопасность в камеральных условиях

Учитывая специфику работы, при проведении исследований в закрытых кабинетах и лабораториях необходимо учитывать возможность возникновения пожара в помещении. Под пожаром подразумевается вышедший из-под контроля процесс горения, обусловленный возгоранием вычислительной техники и угрожающий жизни и здоровью работников. Пожарная безопасность должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Причинами возгорания при работе с компьютером могут быть:

- токи короткого замыкания;
- неисправность устройства компьютера или электросетей;
- небрежность оператора при работе с компьютером;
- воспламенение ЭВМ из-за перегрузки.

В закрытых помещениях, используемых для обработки геофизических данных проводится пожарная профилактика для устранения причин возникновения пожара согласно ГОСТ 12.1.004-91 [20] «Пожарная безопасность. Общие требования».

Под пожарной профилактикой понимается обучение пожарной технике безопасности и комплекс мероприятий, направленный на предупреждение пожара, включающий: использование только исправного электрического оборудования; проведение периодических инструктажей по пожарной безопасности; назначение ответственного за пожарную безопасность помещений; наличие средств тушения пожара; отключение электрооборудования, освещения и электропитания по окончании работ; курение в строго отведенном месте, находящимся на улице; содержание путей и проходов для эвакуации людей в свободном состоянии.

В случае, если возгорание все-таки произошло следует постараться локализовать или ликвидировать его на начальной стадии до прибытия

пожарной команды, для этого используются первичные средства пожаротушения. Здание должно соответствовать требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу. В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

8.2.2 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению (производственная санитария)

Вредные производственные факторы – факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомстве.

Полевой этап

1. Вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;

Метеоусловия – это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения.

Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем

случае в Усть-Енисейском районе Таймырского автономного округа Красноярского края. где климат района резкоконтинентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура самого холодного месяца (января) -28°C .

Так как полевые работы проводятся круглый год, указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка - ушанка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые утепленные перчатки.

2. Превышение уровня ионизирующих излучений Вредные производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений, вызванным коротковолновым электромагнитным излучением.

При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ). Источниками ионизирующего излучения служат плутоний-бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивные изотопы цезия.

Во время проведения ГИС возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от ионизирующих излучений согласно ОСПОРБ – 99.

Для снижения внешнего облучения требуются меры: соблюдение расстояния до источника, сокращение длительности работы, защита из поглощающих материалов. Важным защитным мероприятием являются дозиметрический контроль. Работники, работающие с И.И., подлежат периодическому медицинскому контролю. К работам допускаются лица не моложе 18 лет.

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного

действия РВ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест (табл. 8.4).

Таблица 8.2 Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ-99)

Категория облучаемых лиц		Назначение помещений и территорий	Продолжительность облучения, ч/год	Проектная мощность эквивалентной дозы, мкЗв/ч
Персонал	Группа А	Помещения постоянного пребывания персонала	1700	6
		Помещения временного пребывания персонала	850	12
	Группа Б	Помещения организации и территория санитарно-защитной зоны, где находится персонал группы Б	2000	1,2
Население		Любые другие помещения и территории	8800	0,06

Группа А – непосредственно работающие с источником ионизирующего излучения.

Группа Б – обслуживающий персонал, находящийся на территории ионизирующего излучения.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила: применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды; осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

При радиометрических исследованиях скважин используют закрытые источники излучений. На предприятиях радиоактивные вещества хранятся в специальных помещениях (хранилищах), оборудованных в соответствии со всеми современными требованиями. Хранилище имеет отделения для источников нейтронов, источников гамма-излучений, а также для радиоактивных источников, непригодных для дальнейшего использования.

Камеральный этап

1. Отклонение показателей микроклимата в помещении. Вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде и характеризующиеся повышенным уровнем и

другими неблагоприятными характеристиками шума;

Показатели микроклимата: температура, влажность, скорость воздуха, тепловое излучение. Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 2.2.4.548-96.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и надежность работы ПЭВМ (персональная электронно-вычислительная машина) и ВДТ (видеодисплейный терминал). В помещениях с такой техникой на микроклимат больше всего влияют источники теплоты, к ним относятся вычислительное оборудование, приборы освещения. Из них 80% суммарных выделений дают ЭВМ, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата, согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Таблица 8.3 – Оптимальные параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03)

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный и переходный	Температура воздуха в помещении	22-24°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	До 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ВДТ и ПЭВМ необходимо применять системы отопления или кондиционирования. Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м³, составляет не менее 30 м³/чел.*час. В помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

2. *Вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде и характеризующиеся повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума и*

вибраций;

Основными источниками шума при работе являются: дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки и двигатель каротажной станции, обеспечивающий работу лебедки.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.0.003-2015 ССБТ и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [3]. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю – эквивалентному уровню шума в дБА.

Выбор метода нормирования в первую очередь зависит от временных характеристик шума. По этим характеристикам все шумы подразделяются на постоянные, уровень звука которых за 8-часовой рабочий день изменяется не более, чем на 5 дБА, и непостоянные, аналогичная характеристика которых изменяется за рабочий день более, чем на 5 дБА. Нормирование по предельному спектру шума является основным для постоянных шумов.

Предельный спектр шума – это совокупность нормативных значений звукового давления на следующих стандартных среднегеометрических частотах: 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц. В табл. 8.2. представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

Таблица 8.4 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-2014)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	

Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях на территории предприятий	95	87	82	78	75	73	71	69	80
---	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Второй метод нормирования - по эквивалентному уровню шума - основан на измерении шума по шкале А шумомера. Эта шкала имитирует чувствительность человеческого уха. Уровень шума, измеренный по шкале А шумомера, обозначается в дБА.

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- Виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- Использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлемы и каски, специальные костюмы и обувь).

3. Недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СП.52.13330.2011. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна.

Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы (ЛБ-40), которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается

электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении.

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранизирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

Освещение помещений вычислительных центров должно быть смешанным. При выполнении работ категории высокой зрительной точности величина коэффициента естественного освещения (КЕО) должна быть не ниже 1,5 %, а при зрительной работе средней точности КЕО должен быть не менее 1%. Требования к освещенности в помещениях, где установлены компьютеры, следующие: при выполнении зрительных работ высокой точности, общая освещенность должна составлять 300 лк, комбинированная - 750 лк; при выполнении работ средней точности - 200 и 300 лк соответственно.

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться.

Освещенность при этом должна быть следующей:

- устья скважины не менее – 50лк;
- мостков, кабеля и путей переноса скважиной аппаратуры не менее – 25лк;

При освещенности буровой ниже указанных норм производство геофизических работ в темное время суток запрещается.

Экологическая безопасность

Геофизические организации в своей практической деятельности обязаны соблюдать законы об охране окружающей природной среды и проводить мероприятия, направленные на ее сохранение.

При проектировании и производстве геофизических работ в скважинах работники геофизической службы принимаются меры по предотвращению загрязнения окружающей среды при геологоразведочных работах: по охране недр, вод, почв, лесов, воздушной среды, рыбных богатств внутренних водоемов, животного мира. В связи с этим при геофизических исследованиях бурящихся и эксплуатационных скважин работники отрядов не должны допускать разлива нефти и нефтепродуктов, утечки газа, загрязнения водоемов нефтепродуктами, химикатами и мусором.

Для прибытия на скважину используется грузовой автомобиль КАМАЗ, который выбрасывает в атмосферу отработавшие двигателем газы, картерные газы, топливное испарение. Контроль за загрязнением атмосферы автотранспортом рассматривается в ГОСТ Р 56162-2014. Для решения данной проблемы используют:

- Снабжение выхлопных труб автомобилей нейтрализаторами, которые очищают выхлопные газы от вредных примесей;
- Создание зоны зелёных насаждений вдоль дорог. Данная мера позволяет вполнину уменьшить вредное воздействие автомобильных выбросов на окружающую среду.

На атмосферу так же оказывает влияние работа с источниками ионизирующего излучения ОСПО РБ-99. Для уменьшения влияния на атмосферу геофизические партии используют источники цезий-133, которые обладают меньшей мощностью излучения.

При бурении загрязнение гидросферы происходит в основном из-за смешивания различных водо-нефтеносных горизонтов ГОСТ 17.1.3.12-86. Для предотвращения смешивания, пространство вокруг скважины цементируют. Для контроля качества цементирования используют геофизические приборы.

При работе с нефтью стоит вопрос о загрязнение почвы. После проведения в скважине геофизических исследований на приборе остаются нефтепродукты, химические реагенты и другие вещества. Для того что бы на

землю не попадала нефть с прибора, его над скважиной моют или, если нет воды, протирают ветошью. Также сооружают специальные поддоны, по которым прибор доставляется в геофизический автомобиль. Все буровые и прилегающие к ним территории отсыпаются песком. Происходит вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и мусора.

Мероприятия по охране окружающей природной среды рассматриваются в проектах и сметах на производство геофизических исследований скважин.

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью, материальные потери или нарушение условий жизнедеятельности людей.

Классификация ЧС по основным признакам:

- По сфере возникновения: техногенные; природные; экологические; социально-политические и др.
- По ведомственной принадлежности: в промышленности; в сельском хозяйстве и лесном хозяйстве; в строительстве и др.
- По масштабу возможных последствий: глобальные; региональные; местные.
- По масштабу и уровню привлекаемых для ликвидации последствий сил, средств и органов управления.
- По сложности обстановки и тяжести последствий.

1. Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера

На нефтяных и газовых месторождениях при нарушении технологии бурения и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные

ситуации. К таким относятся незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

Все случаи выбросов документируются, размножаются и распространяются по службам участвующих в разработке месторождения. В перечне документов фиксируются причины аварий, работы, проведенные при ликвидации выброса, а также способы избегания выбросов в будущем.

До проведения исследований "заказчик" подготавливает скважину. Буровое оборудование должно быть исправным. На скважине должен быть установлен превентор. Скважина должна быть залита буровым раствором до устья. Электроустановки должны быть исправны. Начальник геофизической партии проверяет проведенные подготовительные работы.

Составляется акт на проведение геофизических исследований, за подписями бурового мастера, представителя заказчика, электрика. При работах в действующих скважинах также подписывается работник противofонтанной службы.

При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противofонтанной и пожарной службы.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается, а скважина должна быть впоследствии обесточена.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом проведенных в рамках данного проекта геофизических исследований скважин является обобщение геологической информации, позволяющей сделать следующие выводы:

По результатам пяти пробуренных поисковых скважин, оконтуривших Ушаковское региональное поднятие, к которому и было приурочено месторождение было установлено отсутствие нефтегазонасыщения в коллекторах вымской и малышевской свит, отсутствие проницаемых пластов в разрезе нижнехетской свиты и выявлена продуктивность суходудинских коллекторов. Последующими поисковыми скважинами подтверждена газоносность пластов Сд-II, Сд-III, Сд-VIII и Сд-IX, произведено оконтуривание ранее выявленных залежей и установлен их тип, а впоследствии была открыта новая газовая залежь, залегающая в интервале пласта СД-III. Так же были получены исходные данные для оценки содержащихся в них запасов.

На основе изученной информации, Ушаковское месторождение может быть характеризуется как перспективное и рекомендуется для дальнейшего изучения разведочным бурением.

В рамках данного проекта было обоснованно заложение новой разведочной скважины в купольной части поднятия, бурение и последующее изучение которой позволит уточнить нефтегазовую перспективность неокомских отложений.

В специальном исследовании была рассмотрена и проанализирована методика потенциально нового метода исследований каменного материала, полученного со скважин – гиперспектральное сканирование керна. Данная методика, при распространении в нефтегазовой отрасли РФ позволит существенно повысить эффективность интерпретации геологической информации.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» рассчитана сметная стоимость проектируемых работ.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрена техника

безопасности при проведении ГИС, а также при камеральных исследованиях.

Проведен анализ вредных и опасных производственных факторов и даны рекомендации по снижению влияния вредных и опасных факторов на человека, предложены мероприятия по охране окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Опубликованная литература

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы /Под редакцией А.Э. Конторовича. М., Недра, 1981, 550 с.
2. Гришин Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. М.,Недра, 1975, 304 с.
3. Исаев А.В., Ефимов А.С., Беляев С.Ю., и др. Систематизация, дообработка и интерпретация данных геофизических исследований прошлых лет (сейсморазведка, электроразведка, исследования скважин и петрофизика) по теории Енисей-Хатангского прогиба с целью картирования и обоснования зон нефтегазонакопления. Гос. контракт № 106. / ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск, 2009, 1 кн., с. 261
4. Балдин В.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности верхнеюрско-неокомских отложений западной части Енисей-Хатангского прогиба. Диссертация на соискание ученой степени к.г.м.н., М., ВНИГНИ, 2001г., с.225.
5. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1 000 000. Третье поколение. Серия Западно-Сибирская. Лист R-44 – Гыданский п-ов. Объяснительная записка / Минприроды России, Роснедра, ФГБУ «ВСЕГЕИ». – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2019. – 180 с.: 1 вкл.
6. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200 000. Первое поколение. Серия Норильская. Лист R-44 - XXIII – Гыданский п-ов. Объяснительная записка / Минприроды России, Роснедра, ФГБУ «ВСЕГЕИ». – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2014. – 107 с.
7. Абросимов А.В. Обработка гиперспектральных изображений в ПК ENVI /Абросимов А.В. Черепанов А.С. //Геопрофи. 2007.- № 2.- С. 55-57.
8. Расстояние Махаланобиса. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: [http://ru.wikipedia.org/wiki/Расстояние Махаланобиса](http://ru.wikipedia.org/wiki/Расстояние_Махаланобиса).
9. HyLogging Systems. Hyperspectral mineralogical logging and imaging of drill

- core and chips [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.csiro.au/resources/hylogging>.
10. ASTER spectral library. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://speclib.jpl.nasa.gov/downloads/2009-Baldrige.pdf>.
 11. USGS Digital Spectral Library [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://speclab.cr.usgs.gov/spectral-lib.html>.
 12. CSIRO Spectral Library. [Электронный ресурс].- Режим доступа: <http://www.asdi.com/getmedia/c3d6e806-e693-4a07-a20e-48eabf3ba807/On-the-development-of-a-hyperspectral-library-for-autonomous-mining-systems.pdf>.
 13. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 91, Ст. 108, Ст. 111.
 14. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) О специальной оценке условий труда – Введен: 01.01.2014
 15. СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда – Введен: 02.12.2020 – ИПК Издательство стандартов. 2020 – 64 с.
 16. 33. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – Введен: 26.04.1978 – ИПК Издательство стандартов. 1979. – 9 с.
 17. 34. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация Текст. – Введен. 01.01.1976. – М.: Изд-во стандартов. 1975. – 8 с.
 18. 35. СанПиН 2.2.4.548-96 Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений – Введен: 01.10.1996.
 19. ГОСТ Р 22.0.01-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения. – Введен: 01.06.2017 – М.: Стандартинформ: 2019. – 7 с.
 20. 47. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – Введен: 01.07.1992 – М.: Стандартинформ: 2006. – 68 с.

Фондовая литература

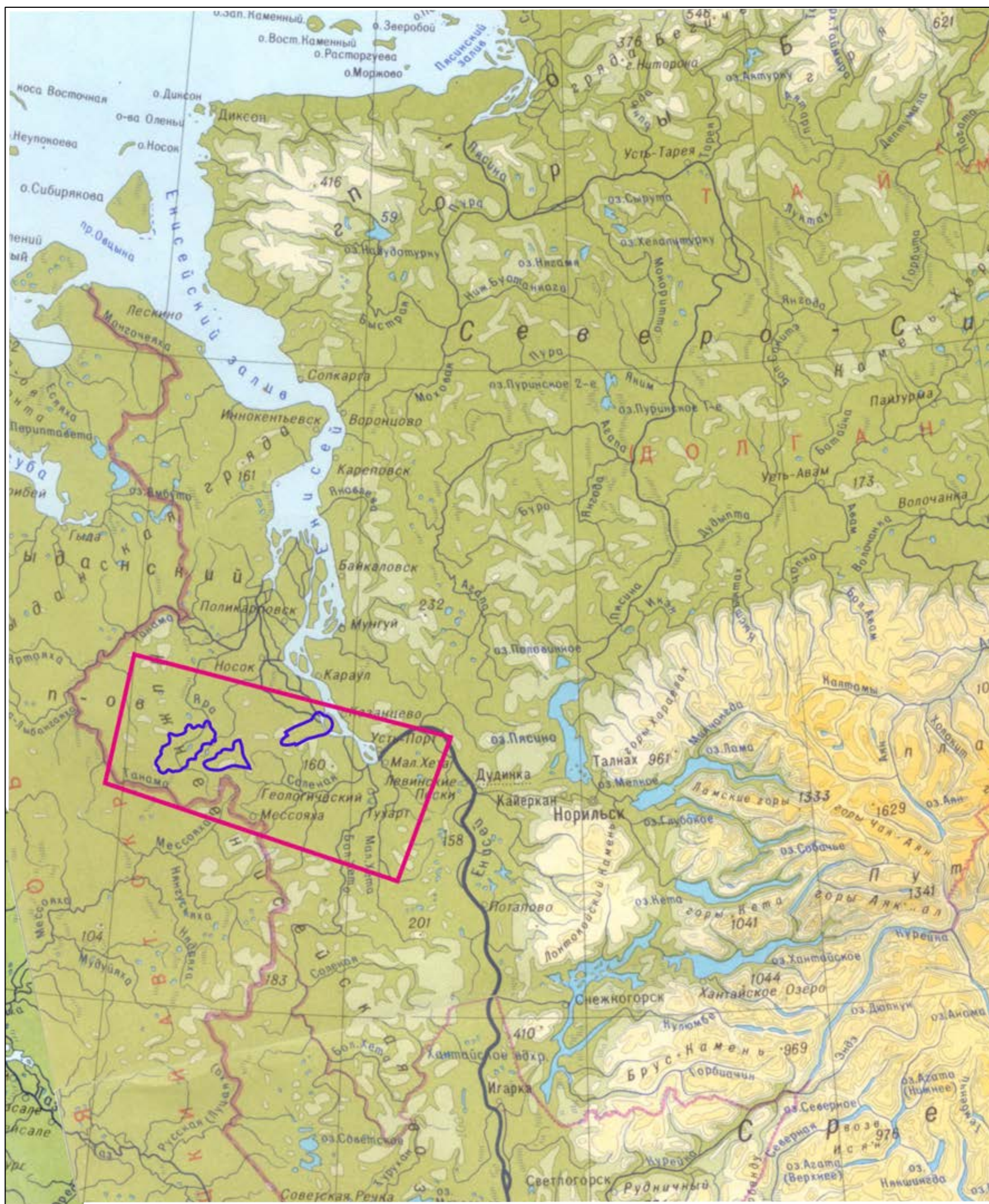
21. Кяргина Л.И. Отчет «Обобщение результатов нефтегазопроискового бурения на Паютской, Яровской, Турковской и Ушаковской площадях по состоянию на 1 марта 1995г.». Кн-1.
22. Трубина Т.Б., Балдин В.А., Айрапетян С.В., и др. Геофизические работы с целью подготовки нефтегазоперспективных участков под лицензирование на Танамской площади. Отчет по договору № 01/31. Гос.контракт № 59. / ОАО Таймыргеофизика, Красноярск, 2012, 12 кн., с. 2737.
23. Конторович, И.И. Нестеров и др. Текст отчета, Дудинка, 1998г. Геология нефти и газа Западной Сибири. А.Э. М., Недра, 1975, 678 с.
24. Тарханов Г.В. и др. Отчет по теме: «Разработать методику гиперспектральной фотодокументации керна глубоких и сверхглубоких скважин». Отчет в соответствии с Гос. Контрактом № АМ-02-34/50 от 4 мая 2012 г., заключенным с Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра). Текст 285 стр. (1 книга).

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение А

(обязательное)

Обзорная карта района работ масштаба 1:1000000



– Обобщенный контур месторождения

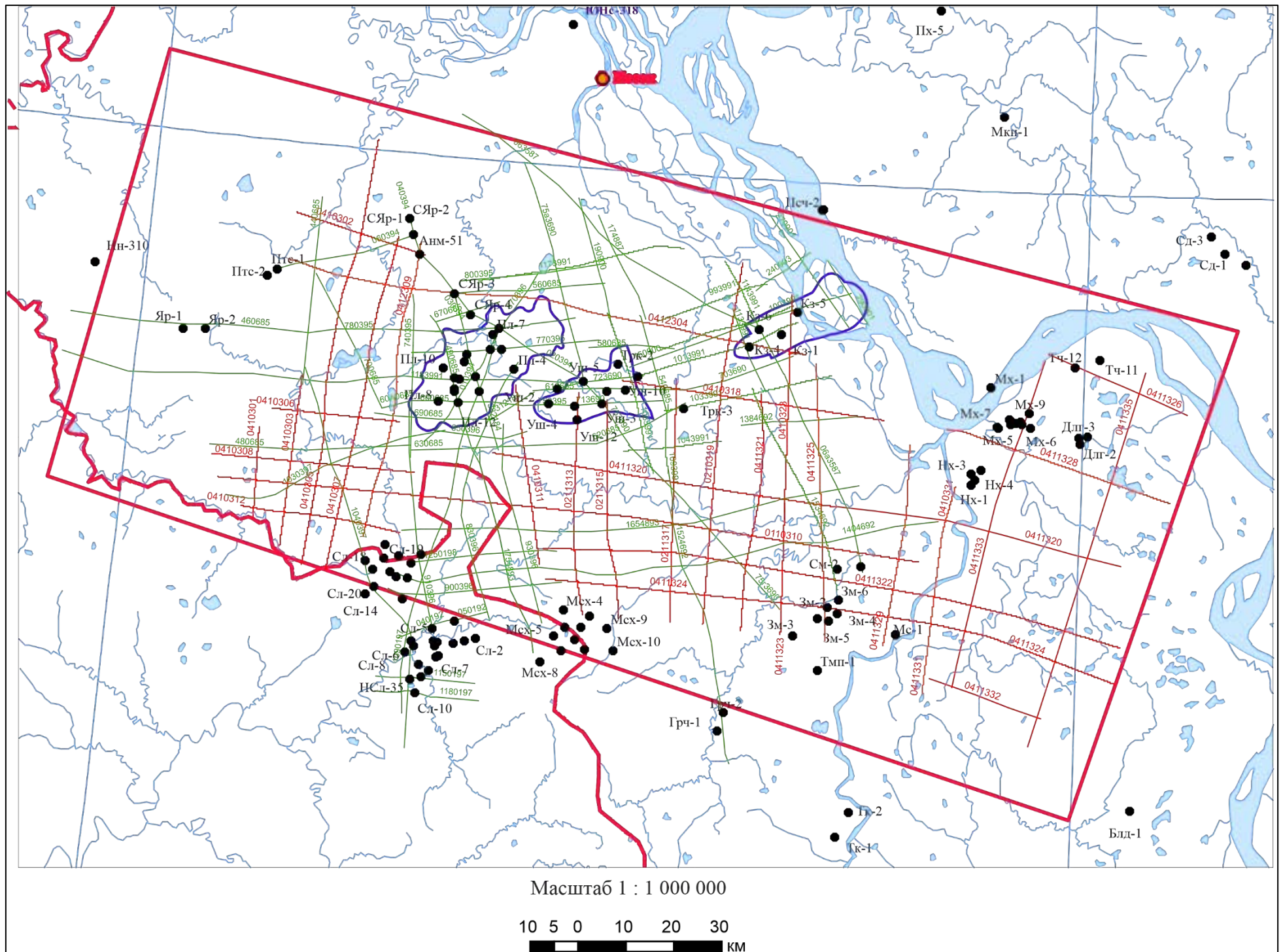









– положение участка работ

Приложение Б

(обязательное)

Геофизическая изученность района работ глубоким бурением и сейсморазведочными работами МОГТ

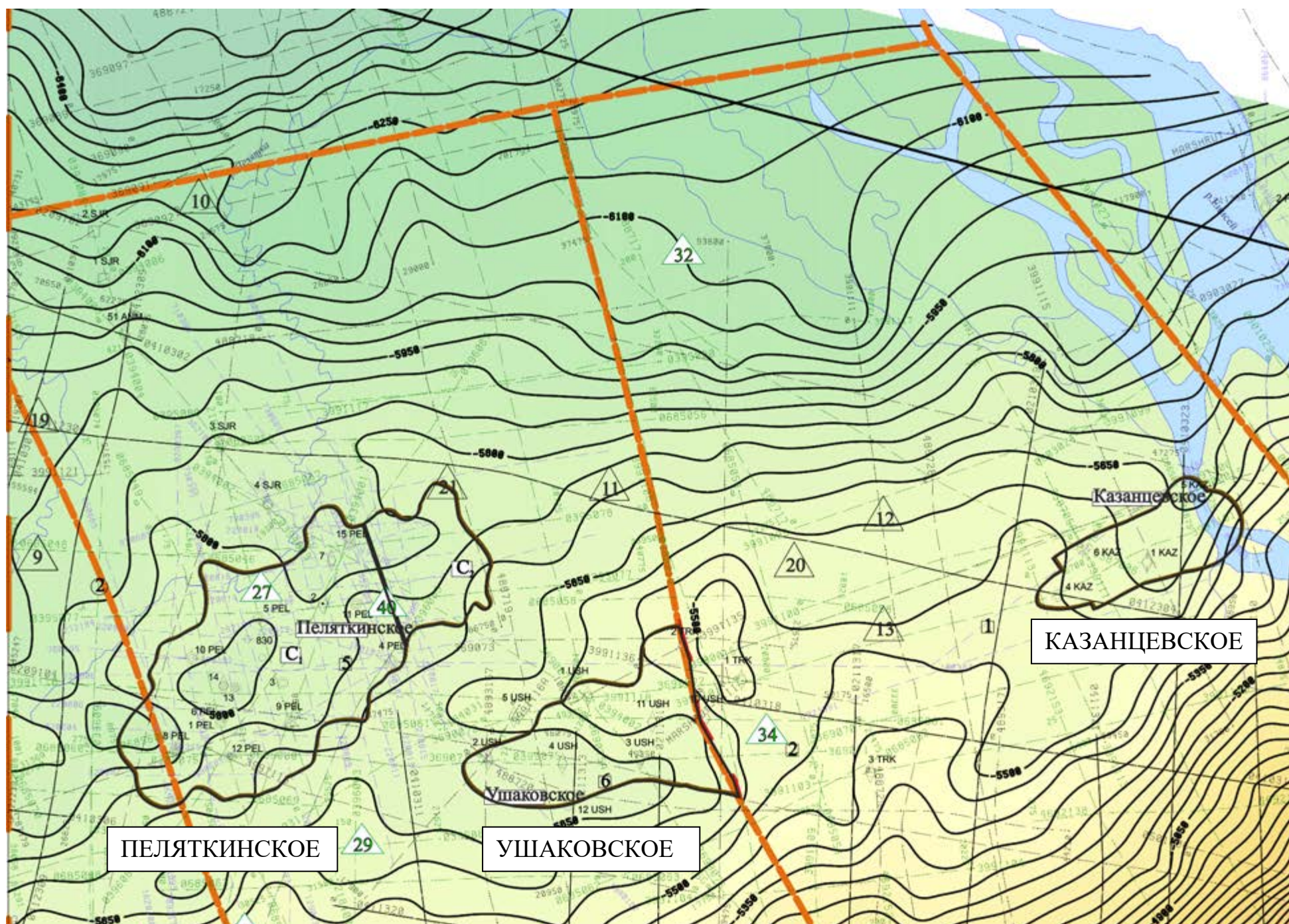


-  - профили МОГТ, отработанные в рамках отчетных работ
-  - профили МОГТ прошлых лет, переобработанные по Танамскому объекту
-  - скважины глубокого бурения
-  - административная граница
-  - граница участка работ
-  - поисковые сейсмические профили прошлых лет
-  - Контур месторождения

Приложение В

(Справочное)

Структурная карта по отражающему горизонту “III” (Поверхность разновозрастного доюрского основания – осадочного чехла)



Условные обозначения:

	СКВАЖИНЫ ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ		Изогипсы отражающего горизонта “III” в м
⊙	Разведочные	○	-3000
◇	Поисковые	▭	Граница участка работ
⊙	Без притока	—	Граница Красноярского края
⊙	Приток пластовой воды	—	Зона плохой прослеживаемости отражающего горизонта “III”
⊙	Приток газа с водой	—	Зона выклинивания терригенного триаса
⊙	Скважины, в которых проведен сейсмокаротаж	—	Глубинные разломы:
3 MLH	Номер и площадь скважины	① — ①	Малохетский
⊙	Абсолютная отметка триаса в м	—	Тектонические нарушения
42075	Координаты точек ОГТ в м	—	Предполагаемые по результатам отчетных работ
0410308	Сейсмические профили отчетного года (полевое сезона 2009-2012 гг.)	—	Предполагаемые по результатам предыдущих работ
3690070	Сейсмические профили прошлых лет, используемые в интерпретации (переобработанные ООО НПЦ “Геостра” для отчета по Танамской площади)		
0501015	Сейсмические профили прошлых лет, используемые в интерпретации		
150900	Сейсмические профили прошлых лет, используемые при совмещении структурных построений		

Приложение Г

(Справочное)

Структурная карта по отражающему горизонту Г¹ (подошвенная часть суходудинской свиты) – Рисунок Г-1;

Структурная карта по отражающему горизонту Г² (кровля суходудинской свиты нижнего мела) – Рисунок Г-2.

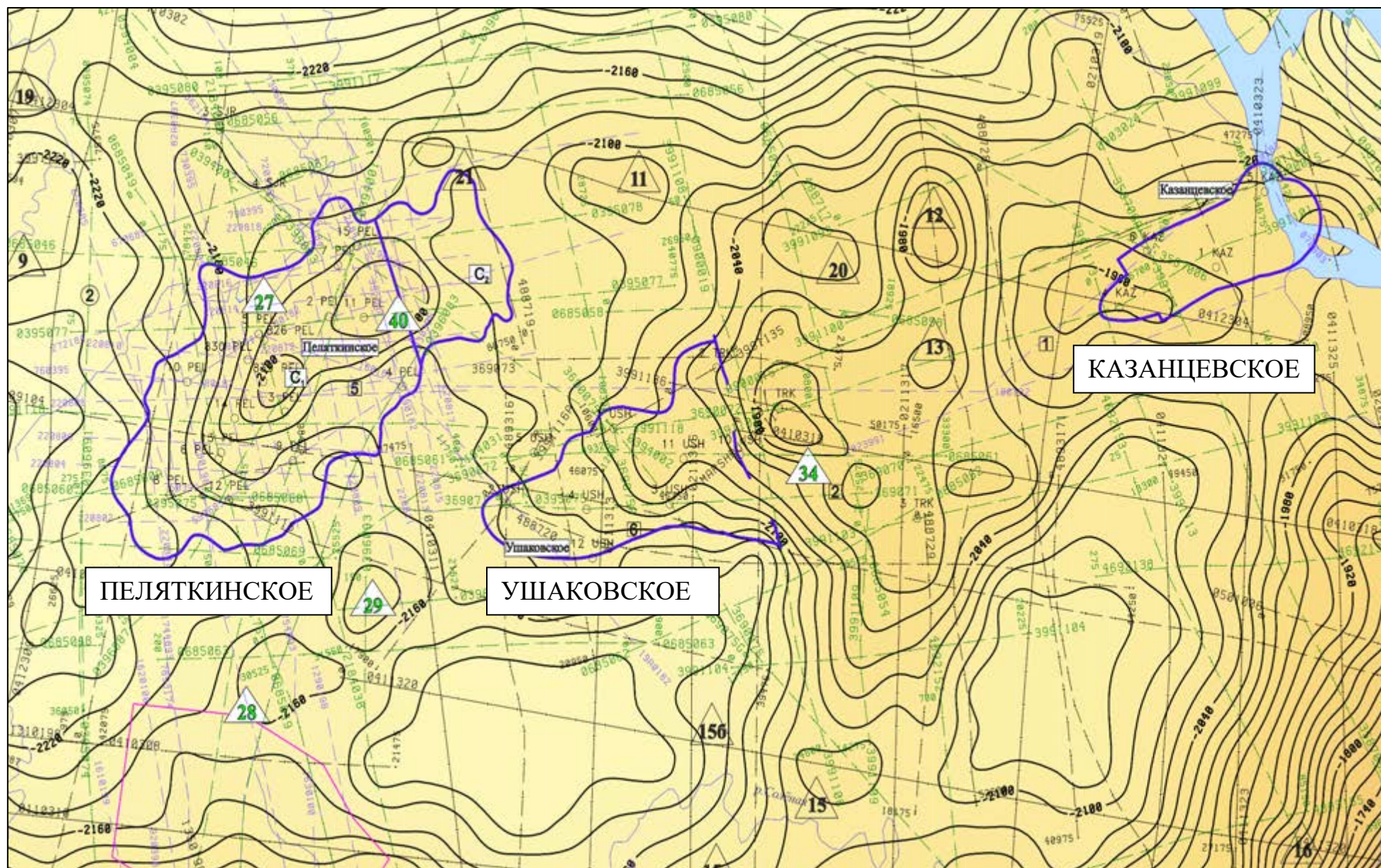


Рисунок Г-1

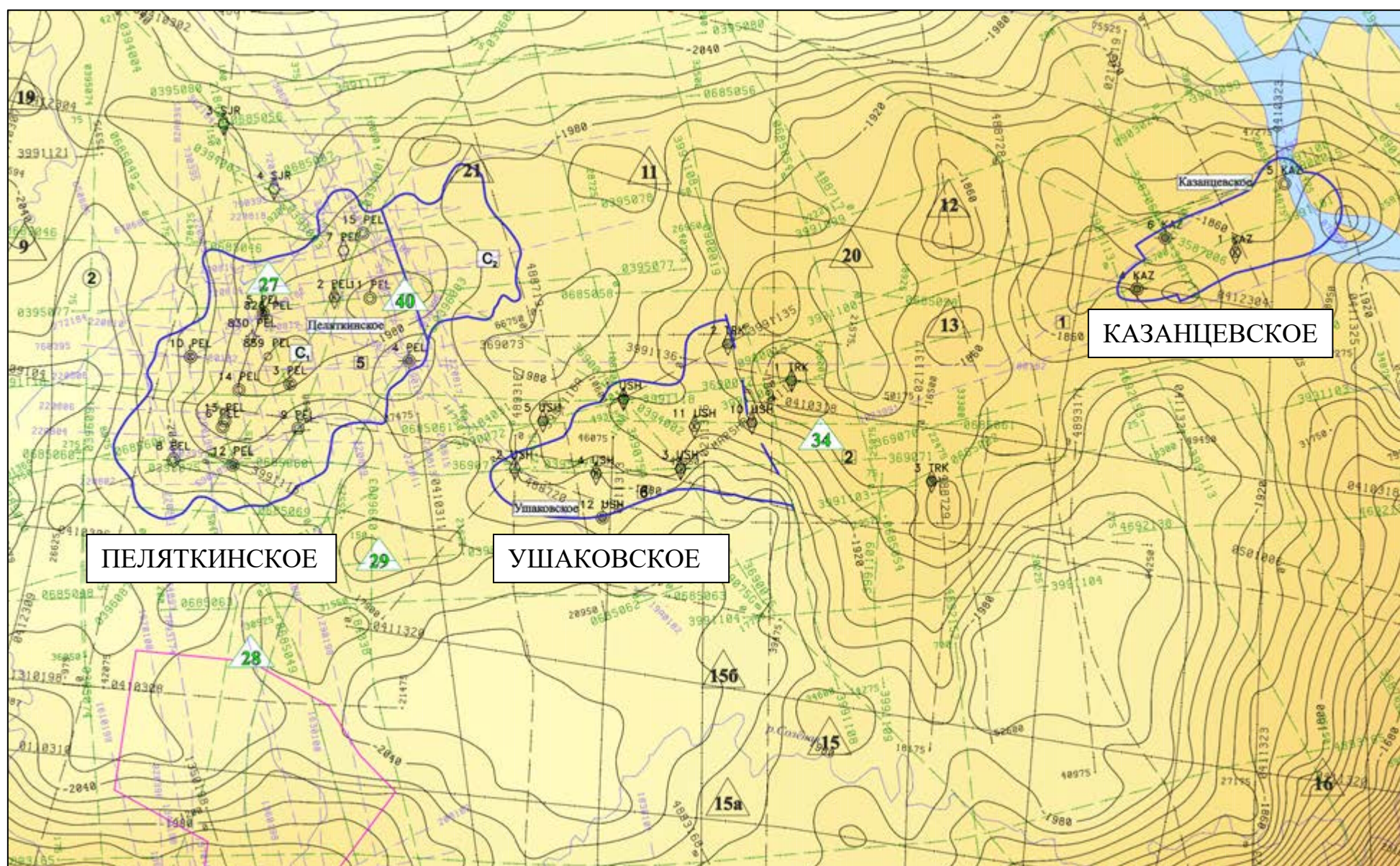


Рисунок Г-2

Продолжение приложения Г

Условные обозначения

	<p>Приток воды с плёнкой нефти</p> <p>Приток пластовой воды</p> <p>Приток газа с водой</p> <p>Скважины, давшие притоки газа</p> <p>Приток газа с конденсатом</p> <p>Скважины, в которых проведён сейсмокаротаж</p>		<p>Изогипсы отражающего горизонта "Iв" в м</p> <p>Глубинные разломы: Малохетский</p> <p>Тектонические нарушения</p> <p>Предполагаемые по результатам сейсморазведочных работ</p> <p>Граница участка работ</p> <p>Граница Красноярского края</p> <p>Обобщенный контур месторождения, залежи, с учетом всех продуктивных интервалов разреза (по данным подсчетных планов и других источников; вынесен контур тех месторождений, где отложения суходудинской свиты продуктивны)</p> <p>Проекция обобщенного контура месторождения, залежи, с учетом всех выше- и/или нижележащих продуктивных интервалов разреза (по данным подсчетных планов и других источников)</p> <p>Предполагаемый внешний контур газоносности, учитывающий результаты работ 1973г. (пробурена скв. 18 SSL, с продуктом в отложениях K_{jak} и K_{sd})</p>
<p>3 MLH</p> <p>42075</p>	<p>Номер и площадь скважины</p> <p>Координаты точек ОГТ в м</p> <p>Сейсмические профили отчетного года (полевое сезона 2009-2012гг.)</p> <p>Сейсмические профили прошлых лет, используемые в интерпретации (переобработанные ООО НПЦ "Геостра" для отчета по Танамской площади)</p> <p>Сейсмические профили прошлых лет, используемые в интерпретации</p> <p>Сейсмические профили прошлых лет, используемые при совмещении структурных построений</p> <p>Композиционные профили</p>		

Приложение Д

(Обязательное)

Стратиграфическая разбивка Ушаковского месторождения

Возраст	Площадь		УШАКОВСКАЯ							
	№ скв., (альтитуда)		1 (54,50 м)		2 (58,72 м)		3 (59,20 м)		4 (77,39 м)	
	Свита		интервал	м	интервал	м	интервал	м	интервал	м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Q	Четвертичная сист.	0-104	104							
K ₂ m	Танамская	104-191	87							
K ₂ km	Салпадаяхинская	191-303	112							
K ₂ t ₂ -st	Насоновская	303-715	412							
K ₂ t ₁	Дрожковская	715-820	105	718-822	104	732-838	106	737-837	100	
K ₁ a K ₂ s	Долганская	820-1196	376	822-1169	347	838-1228	390	837-1212	375	
K ₁ a ₁ -a ₃	Яковлевская	1196-1S88	392	1169-1S87	418	1228-1S97	369	1212-1600	388	
K ₁ q ₁ -a ₁	Малохетская	1S88-2079	491	1587-2047	460	1597-2085	488	1600-2100	500	
K ₁ v ₁ -q ₁	Суходудинская	2079-2811	732	2047-2810	763	2085-2744 в.м.	6S9	2100-2727 в.м.	620	
K ₁ b-v ₁	Нижнехетская	2811-3077	266	2810-2910 в.м.	100					
J ₃ K ₁ -v	Верхняя юра (гольчихинская)	3077-3274	197							
J ₂ b _t ₁	Мальшевская	3274-3S73	299							
J ₂ b ₁₋₂	Леонтьевская	3S73-3711	138							
J ₂ a ₂ -b ₁	Вымская	3711-3820 в.м.	109							

Продолжение приложения Д

Возраст	Площадь	УШАКОВСКАЯ							
	№ скв., альтитуда	5 (70,58 м)		10 (70,79 м)		11 (62,08 м)		12 (89,7 м)	
	свита	интервал	м	интервал	м	интервал	м	интервал	м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q	Четвертичная сист.	0-85	85						
K ₂ m	Танамская	85-186	101						
K ₂ km	Салпадаяхинская	186-326	140						
K ₂ t ₂ -st	Насоновская	326-734	408						
K ₂ t ₁	Дрожковская	734-838	104	727-835	108	718-825	107	775-879	104
K ₁ a ₁ - K ₂ s	Долганская	838-1269	431	835-1222	387	825-1225	400	879-1257	378
K ₂ a ₁ -a ₃	Яковлевская	1269-1606	337	1222-1606	384	1225-1600	375	1257-1644	387
K ₁ Q ₁ -a ₁	Малохетская	1606-2128	522	1606-2088	482	1600-2080	480	1644-2120	476
K ₁ V ₁ -Q ₁	Суходудинская	2128-2790 в.м.	662	2088-2700 в.м.	612	2080-2703 в.м.	623	2120-2450	330
K ₁ b-v ₁	Нижнехетская								

Приложение Е

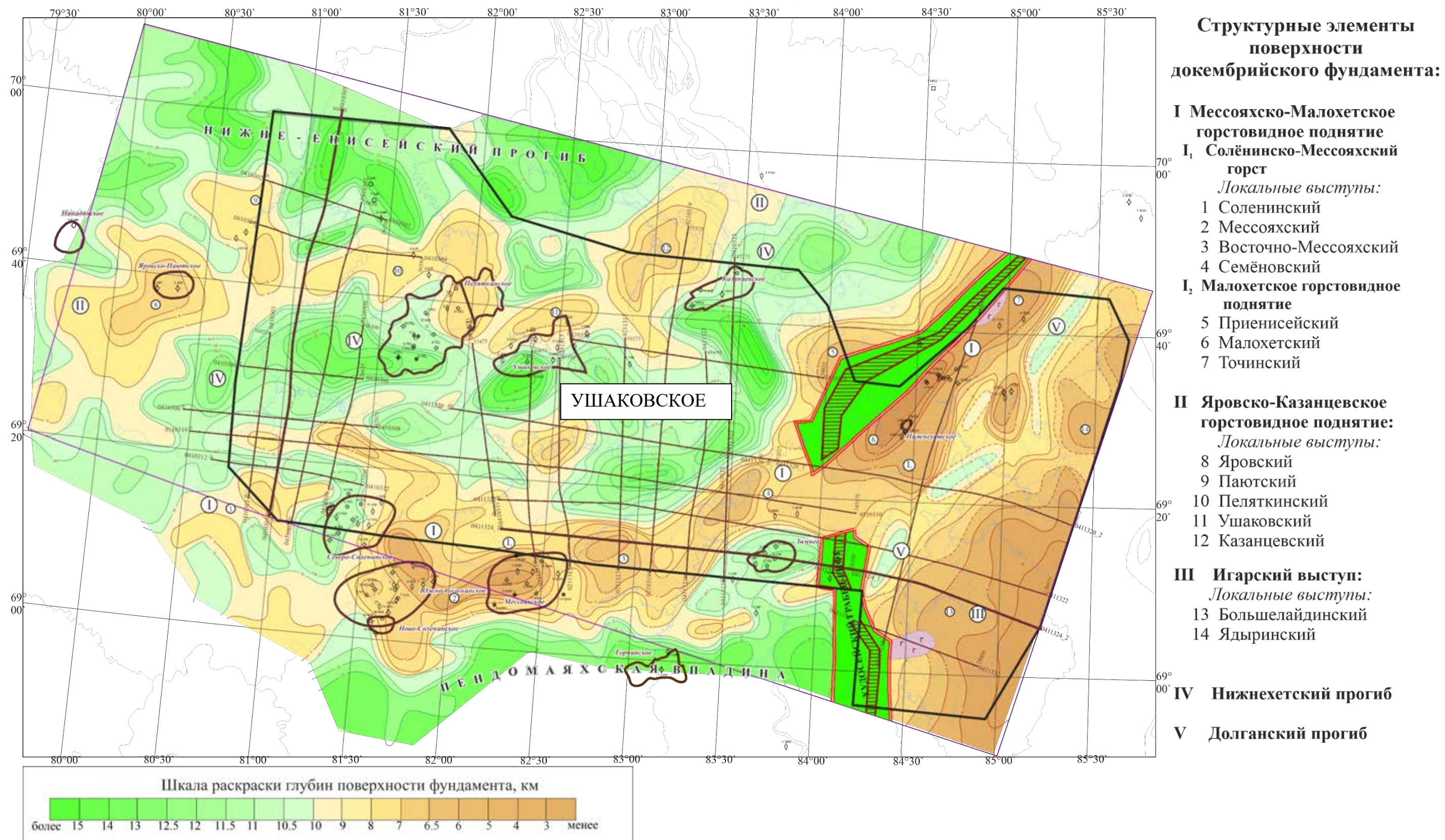
(Обязательное)

Стратиграфическая разбивка Ушаковского месторождения

Структурный этаж	Группа	Подгруппа	Отдел	Надъярус	Ярус	Отражающие горизонты и их стратиграфическая привязка	Серия	Стратиграфические подразделения					
								Гыданский фац. р-он	Усть-Енисейский фац. р-он				
III ЭТАЖ МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКИЙ (СТЕРРИГЕННЫЙ)	Кайнозой	ЧЕТВЕРТ НЕОГЕН ПАЛЕОГЕН	ПЛИОЦЕН МИОЦЕН ОЛИГОЦЕН ЭОЦЕН ПАЛЕОЦЕН					Антропогенные отложения					
								Датский	W C ₁ (ааа)	Дербышинская	Лиувинворская		
								маастрихский	W C ₂ (кампан)	Дербышинская	Гибейсалинская		
II ЭТАЖ МЕЗОЗОЙ	Мезозой	МЕЛ	ВЕРХНИЙ	СЕНОН	Кампанский	W C ₃ (сантон)	Дербышинская	Ганькинская	Танамская				
					Сантонский	W C ₃ (сантон)			Солпадаяхинская				
					Коньякский	W C ₃ (сантон)			Насоновская				
					Туронский	W C ₄ (турон)			Дорожковская				
					Сеноманский	Г ₁ Г ₂ Г ₃ (альб)			Долганская				
					Аптский	W M ₁ (апт)			Яковлевская				
			НИЖНИЙ	НЕОКОМ	Барремский	W M ₁ (баррем)	Покурская	Малохетская					
					Готеривский	B ₁ - B ₂ (неоком)		Байкаловская					
					валанжинский	B ₂ - B ₃ (неоком)		Шуратовская					
					Берриасский	B ₃ - B ₄ (неоком)		Суходудинская					
					Титонский	W B ₁ (верхняя юра)		нижнехетская					
					Кимериджский	W B ₁ (верхняя юра)		Яновстановская					
I ЭТАЖ ПАЛЕОЗОЙ	Палеозой	ЮРА	ВЕРХНИЙ	МАЛЫМ	Оксфордский	Юра	Полудинская	Гольчихинская	Сиговская				
					Келловейский				Точинская				
					Батский				W T ₁ (бат)	Мальшевская			
			СРЕДНИЙ	ДОГТЕР	Байосский				W T ₁ (байос)	Леонтьевская			
					Ааленский				W T ₂ (аален)	Вымская			
					Тоарский				W T ₄ (тоар)	Лайдинская			
		НИЖНИЙ	ЛЕЙАС	плинебахский	W T ₄ (плинебах)	Надояхская							
				Синемюрский	W T ₄ (плинебах)	Китерботская							
				Геттанский	W T ₄ (плинебах)	Цараповская							
		ТРИАС	Триас	ВЕРХНИЙ		Рэтский	Триас	Тампейская	Терригенная толща	Зимняя			
						Норийский				W T ₆ (средний триас)			
						Карнийский				W T ₆ (средний триас)			
СРЕДНИЙ	Ладинский			W T ₆ (средний триас)		Терригенно-вулканогенная толща							
	Анизийский			W T ₆ (средний триас)									
	Оленекский			W T ₆ (средний триас)									
НИЖНИЙ	ПЕРМЬ		Индский	W T ₆ (средний триас)	Пермь	Тампейская	Терригенно-вулканогенная толща	Индский					
			Оленекский	W T ₆ (средний триас)									
			Анизийский	W T ₆ (средний триас)									
			Ладинский	W T ₆ (средний триас)									
			Карнийский	W T ₆ (средний триас)									
			Норийский	W T ₆ (средний триас)									
I ЭТАЖ ПРОТЕРОЗОЙ	Протерозой	НИЖНИЙ	НИЖНИЙ		НИЖНИЙ	НИЖНИЙ	НИЖНИЙ	НИЖНИЙ	НИЖНИЙ				
										Кембрий	W P ₁ (кембрий)		
										Ордовик	W P ₂ (ордовик)		
										Силур	W P ₃ (силур)		
										Девон	W P ₄ (девон)		
										Карбон	W P ₅ (карбон)		
		СРЕДНИЙ	СРЕДНИЙ		СРЕДНИЙ	СРЕДНИЙ	СРЕДНИЙ	СРЕДНИЙ	СРЕДНИЙ	СРЕДНИЙ	СРЕДНИЙ		
												Визейский	W P ₆ (визейский)
												Турнейский	W P ₇ (турнейский)
												Франский	W P ₈ (франский)
												Живетский	W P ₉ (живетский)
												Эйфельский	W P ₁₀ (эйфельский)
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Эмский	W P ₁₁ (эмский)		
										Пражский	W P ₁₂ (пражский)		
										Лоховский	W P ₁₃ (лоховский)		
										Прайдольский	W P ₁₄ (прайдольский)		
										Лудловский	W P ₁₅ (лудловский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Венд	W P ₁₆ (венд)		
										Ландоверийский	W P ₁₇ (ландоверийский)		
										Ашгильский	W P ₁₈ (ашгильский)		
										Карадокский	W P ₁₉ (карадокский)		
										Лландейльский	W P ₂₀ (лландейльский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Лланвирнский	W P ₂₁ (лланвирнский)		
										Аренинский	W P ₂₂ (аренинский)		
										Тремадокский	W P ₂₃ (тремадокский)		
										Майский	W P ₂₄ (майский)		
										Амтский	W P ₂₅ (амтский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Ленский	W P ₂₆ (ленский)		
										Алданский	W P ₂₇ (алданский)		
										Татарский	W P ₂₈ (татарский)		
										Казанский	W P ₂₉ (казанский)		
										Уфимский	W P ₃₀ (уфимский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Кулгурский	W P ₃₁ (кулгурский)		
										Артинский	W P ₃₂ (артинский)		
										Сакмарский	W P ₃₃ (сакмарский)		
										Ассельский	W P ₃₄ (ассельский)		
										Жельский	W P ₃₅ (жельский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Касимовский	W P ₃₆ (касимовский)		
										Московский	W P ₃₇ (московский)		
										Башкирский	W P ₃₈ (башкирский)		
										Серпуховский	W P ₃₉ (серпуховский)		
										Визейский	W P ₄₀ (визейский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Турнейский	W P ₄₁ (турнейский)		
										Фаменский	W P ₄₂ (фаменский)		
										Франский	W P ₄₃ (франский)		
										Живетский	W P ₄₄ (живетский)		
										Эйфельский	W P ₄₅ (эйфельский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Эмский	W P ₄₆ (эмский)		
										Пражский	W P ₄₇ (пражский)		
										Лоховский	W P ₄₈ (лоховский)		
										Прайдольский	W P ₄₉ (прайдольский)		
										Лудловский	W P ₅₀ (лудловский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Венд	W P ₅₁ (венд)		
										Ландоверийский	W P ₅₂ (ландоверийский)		
										Ашгильский	W P ₅₃ (ашгильский)		
										Карадокский	W P ₅₄ (карадокский)		
										Лландейльский	W P ₅₅ (лландейльский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Лланвирнский	W P ₅₆ (лланвирнский)		
										Аренинский	W P ₅₇ (аренинский)		
										Тремадокский	W P ₅₈ (тремадокский)		
										Майский	W P ₅₉ (майский)		
										Амтский	W P ₆₀ (амтский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Ленский	W P ₆₁ (ленский)		
										Алданский	W P ₆₂ (алданский)		
										Татарский	W P ₆₃ (татарский)		
										Казанский	W P ₆₄ (казанский)		
										Уфимский	W P ₆₅ (уфимский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Кулгурский	W P ₆₆ (кулгурский)		
										Артинский	W P ₆₇ (артинский)		
										Сакмарский	W P ₆₈ (сакмарский)		
										Ассельский	W P ₆₉ (ассельский)		
										Жельский	W P ₇₀ (жельский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Касимовский	W P ₇₁ (касимовский)		
										Московский	W P ₇₂ (московский)		
										Башкирский	W P ₇₃ (башкирский)		
										Серпуховский	W P ₇₄ (серпуховский)		
										Визейский	W P ₇₅ (визейский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Турнейский	W P ₇₆ (турнейский)		
										Фаменский	W P ₇₇ (фаменский)		
										Франский	W P ₇₈ (франский)		
										Живетский	W P ₇₉ (живетский)		
										Эйфельский	W P ₈₀ (эйфельский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Эмский	W P ₈₁ (эмский)		
										Пражский	W P ₈₂ (пражский)		
										Лоховский	W P ₈₃ (лоховский)		
										Прайдольский	W P ₈₄ (прайдольский)		
										Лудловский	W P ₈₅ (лудловский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Венд	W P ₈₆ (венд)		
										Ландоверийский	W P ₈₇ (ландоверийский)		
										Ашгильский	W P ₈₈ (ашгильский)		
										Карадокский	W P ₈₉ (карадокский)		
										Лландейльский	W P ₉₀ (лландейльский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Лланвирнский	W P ₉₁ (лланвирнский)		
										Аренинский	W P ₉₂ (аренинский)		
										Тремадокский	W P ₉₃ (тремадокский)		
										Майский	W P ₉₄ (майский)		
										Амтский	W P ₉₅ (амтский)		
ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ		ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЕРХНИЙ				
										Ленский	W P ₉₆ (ленский)		
										Алданский	W P ₉₇ (алданский)		
										Татарский	W P ₉₈ (татарский)		
										Казанский	W P ₉₉ (казанский)		
										Уфимский	W P ₁₀₀ (уфимский)		

Схема корреляции отражающих границ и стратиграфических подразделений платформенного чехла северной части Западно-Сибирской плиты (Зона сочленения Надым-Тазовской синеклизы с Енисей-Хатангским желобом) согласно решению 6-го Межведомственного стратиграфического совещания 2003г.

Приложение Ж
(Обязательное)

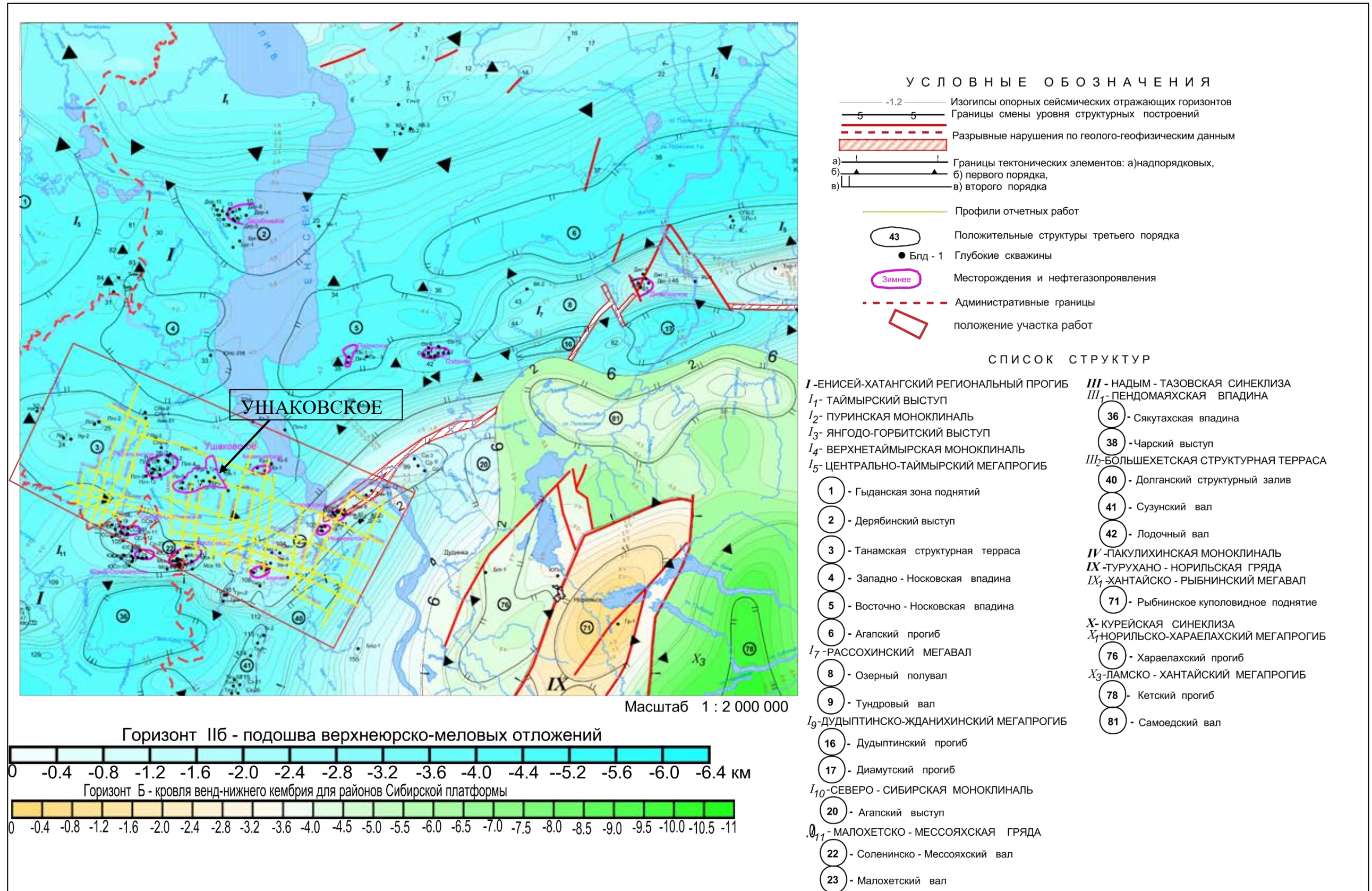


Модель структурного плана докембрийского фундамента

Приложение И

(Обязательное)

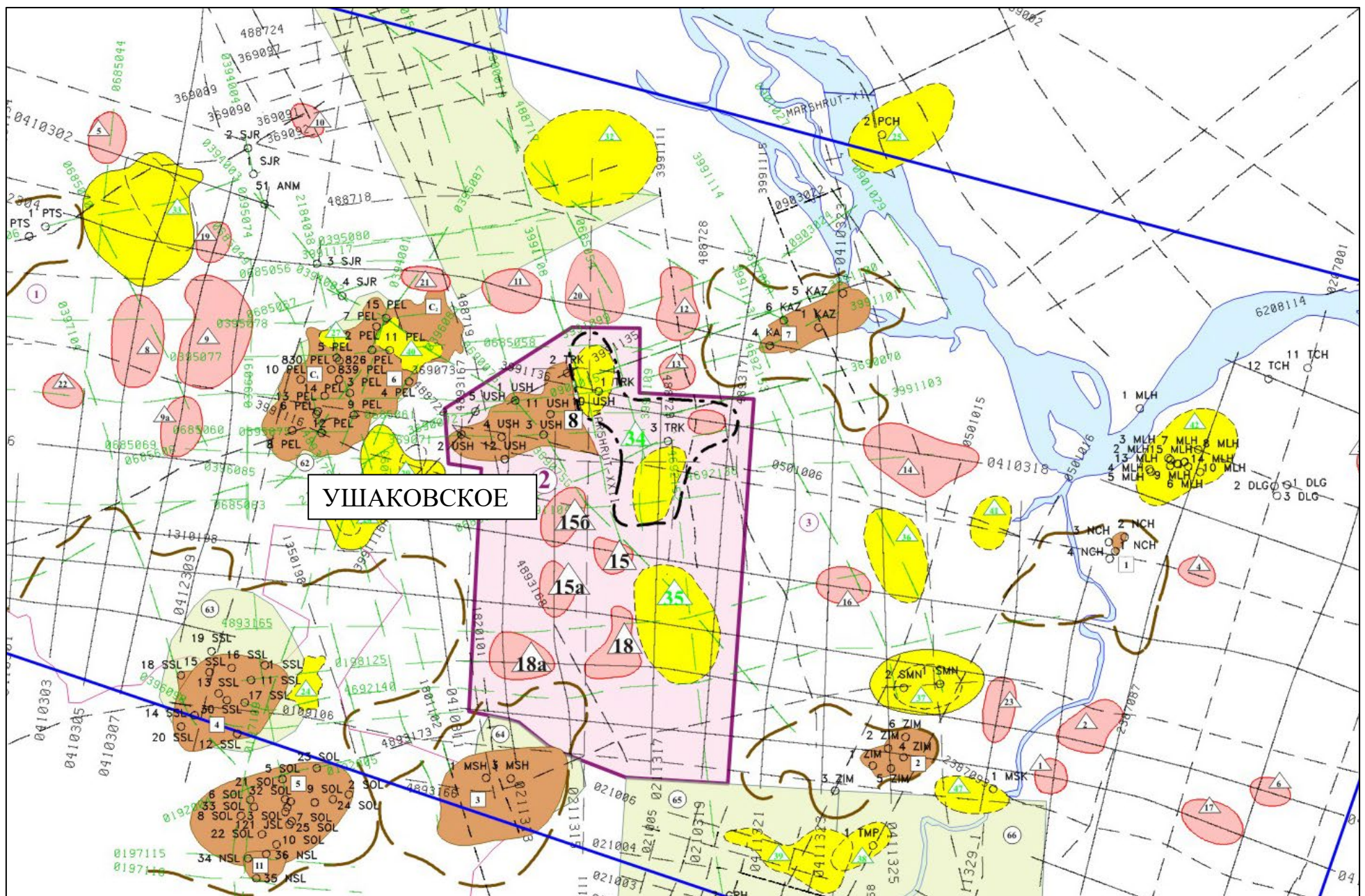
Характеристика тектонического строения. Фрагмент структурно-тектонической карты под редакцией В.А. Кренина (2001г.)



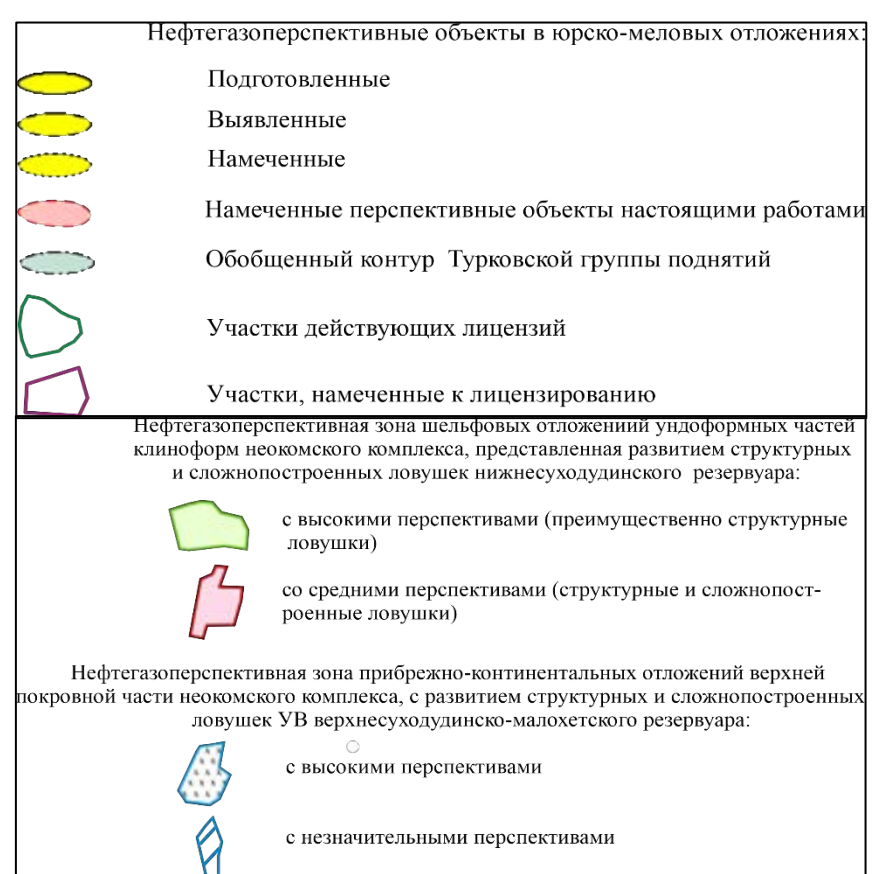
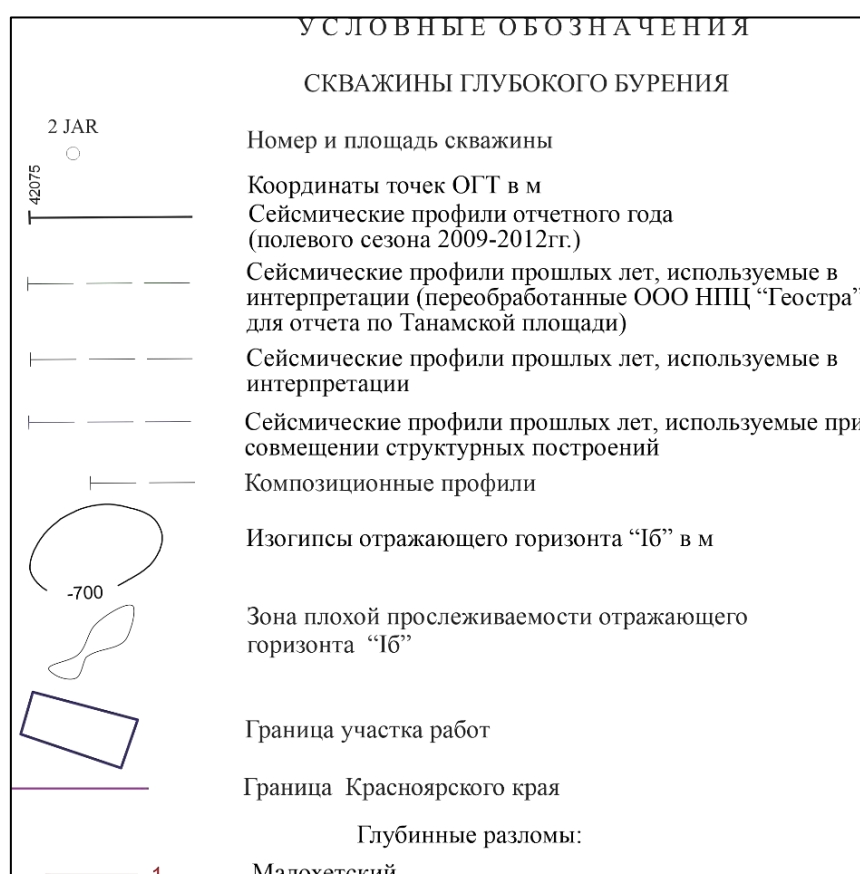
Приложение К

(Обязательное)

Схема перспектив нефтегазоносности юрско-мелового интервала (нижнесуходудинского и верхнесуходудинско-малохетского резервуаров неокомского нефтегазоносного мегакомплекса)



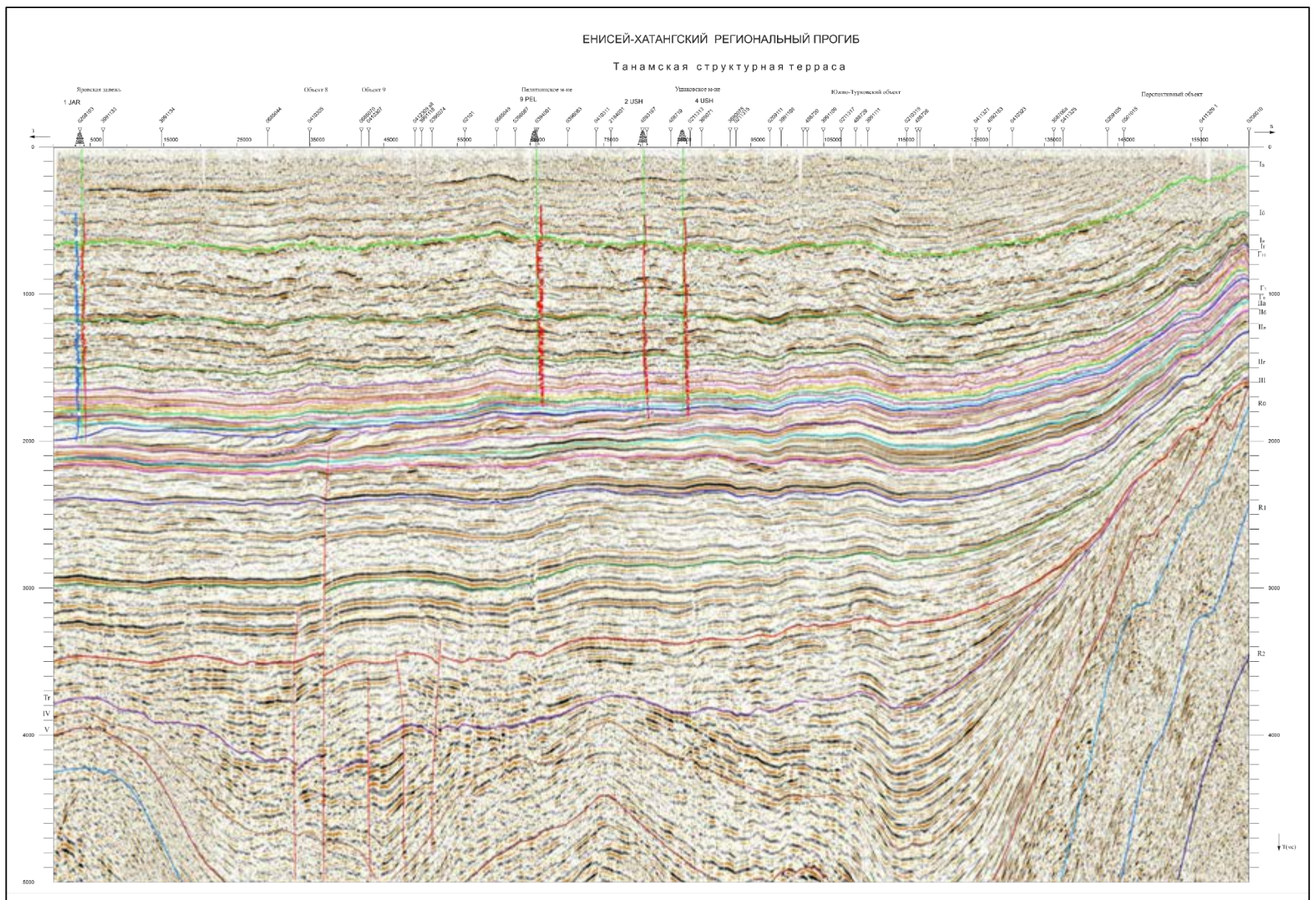
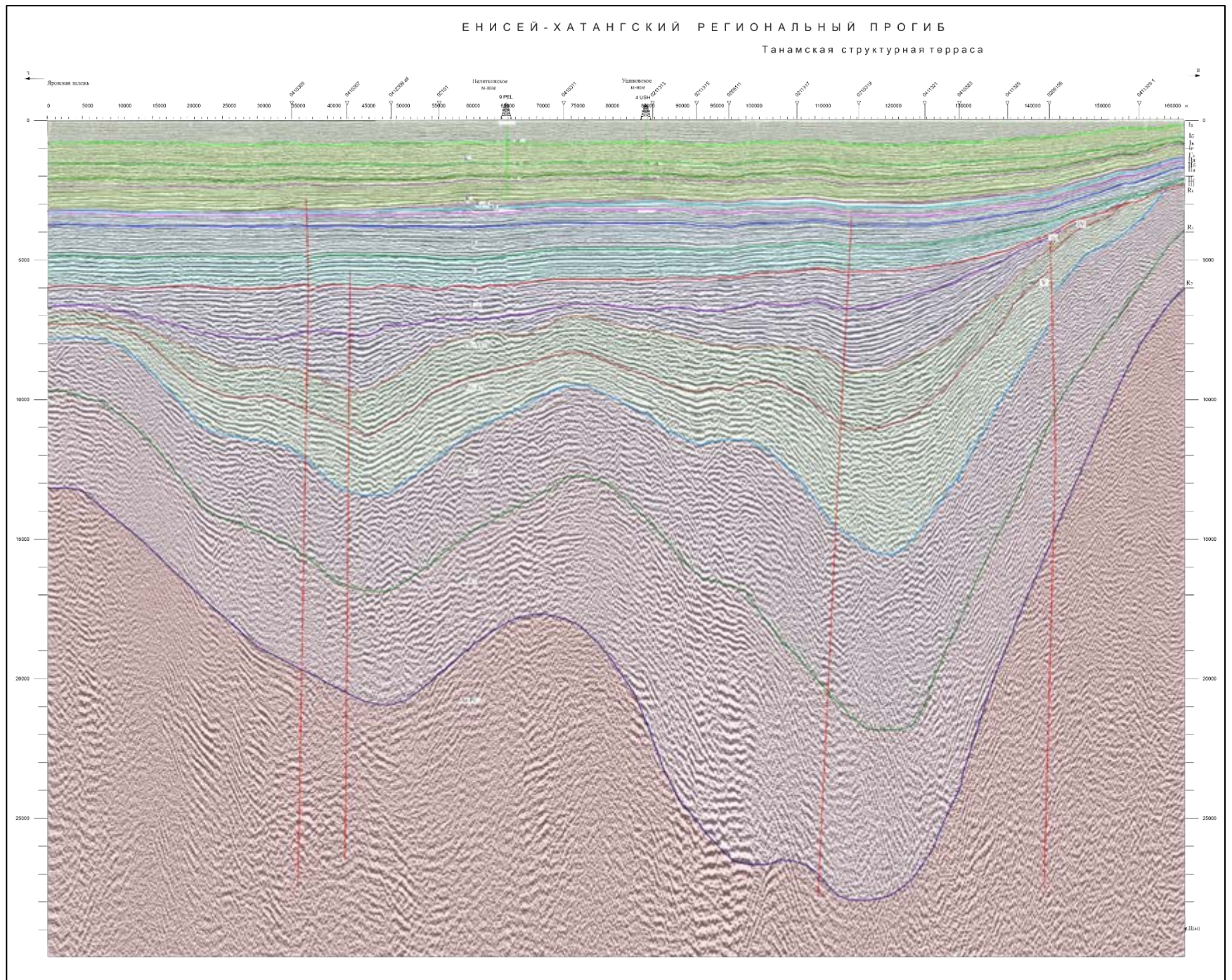
Объекты	S, км ²	Размеры, км	Вероятностная оценка прогнозных ресурсов категории Д1л
Мессояхское месторождение	73	15.05x31.8	а) 48 б) 20
Ушаковское месторождение	130	7.35x17.1	а) 9 б) 135
Итого:	608.5		а) по газу: 327 млрд. м³; б) по нефти: 510 млн.т



Приложение Л

(Обязательное)

Сейсмогеологический и временной разрез по профилю 0209104 Ушаковского месторождения.



Приложение М

(Справочное)

Комплекс ГИС масштаб глубин 1:500

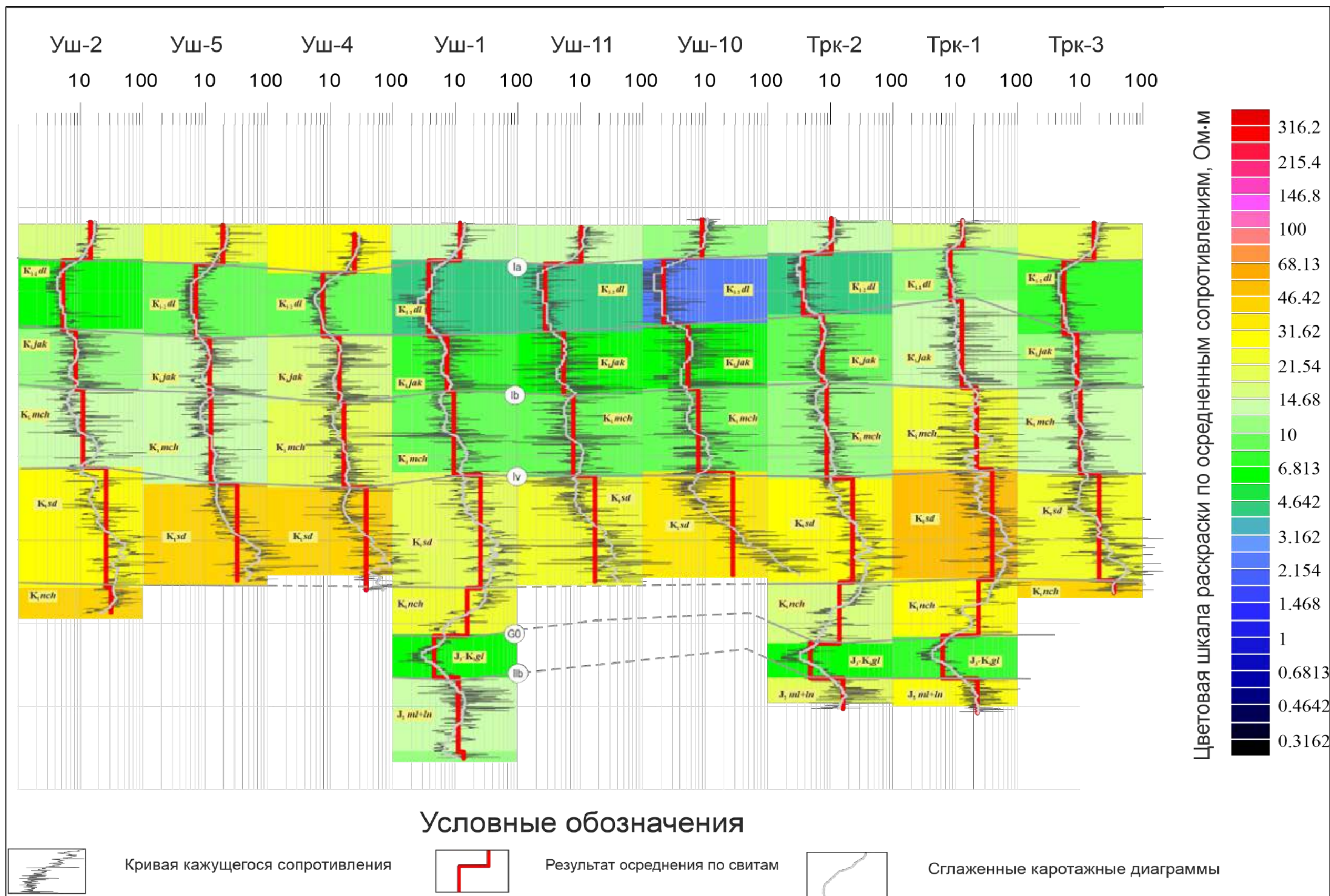
Номер скважины	Методы исследования						
	ПС, КС	БКЗ	БК	ГК	НГК	АК	Кавернометрия
1	2	3	4	5	6	7	8
Уш-1	16-3796	н	597-3815	0-3819	0-3819	597-3817	597-3765
Уш-2	582-2901	н	582-2906	5-2907	132-2907	582-2899	582-2896
Уш-3	600-2740	н	600-2740	0-2740	0-2740	600-2740	600-2740
Уш-4	600-2727	н	600-2714	0-2727	0-2727	н	600-2727
Уш-5	0-2700	н	2392-2700	0-2700	0-2700	600-2700	0-2700
Уш-10	590-2700	н	590-2700	0-2700	0-2700	590-2700	590-2700
Уш-11	600-2700	н	600-2630	600-2705	600-2705	600-2705	600-2705
Уш-12	0-2450	н	605-2450	0-2450	0-2450	605-2450	0-2450

Номер скважины	Методы исследования					
	Газовый каротаж	Инклинометрия	Термометрия	ВСП (сейсмокаротаж)	Другие методы	Примечание, оценка качества
1	9	10	11	12	13	14
Уш-1	700-2950 3551-38202	0-3800	0-3816	0-3800	АИПД 2348-2372	Хор
Уш-2	-	0-2900	0-2910	-	ОПН 2577-2608	Хор
Уш-3	1500-2744	0-2740	100-2740	0-2655	ОПН 215	Хор
Уш-4	н	0-2727	0-2714	-	-	Хор
Уш-5	н	0-2675	30-2494	-	-	Хор
Уш-10	н	600-2700	0-2700	-	-	Хор
Уш-11	н	600-2700	0-2700	-	-	Хор
Уш-12	н	0-2450	0-2450	-	-	Хор

Приложение Н

(Справочное)

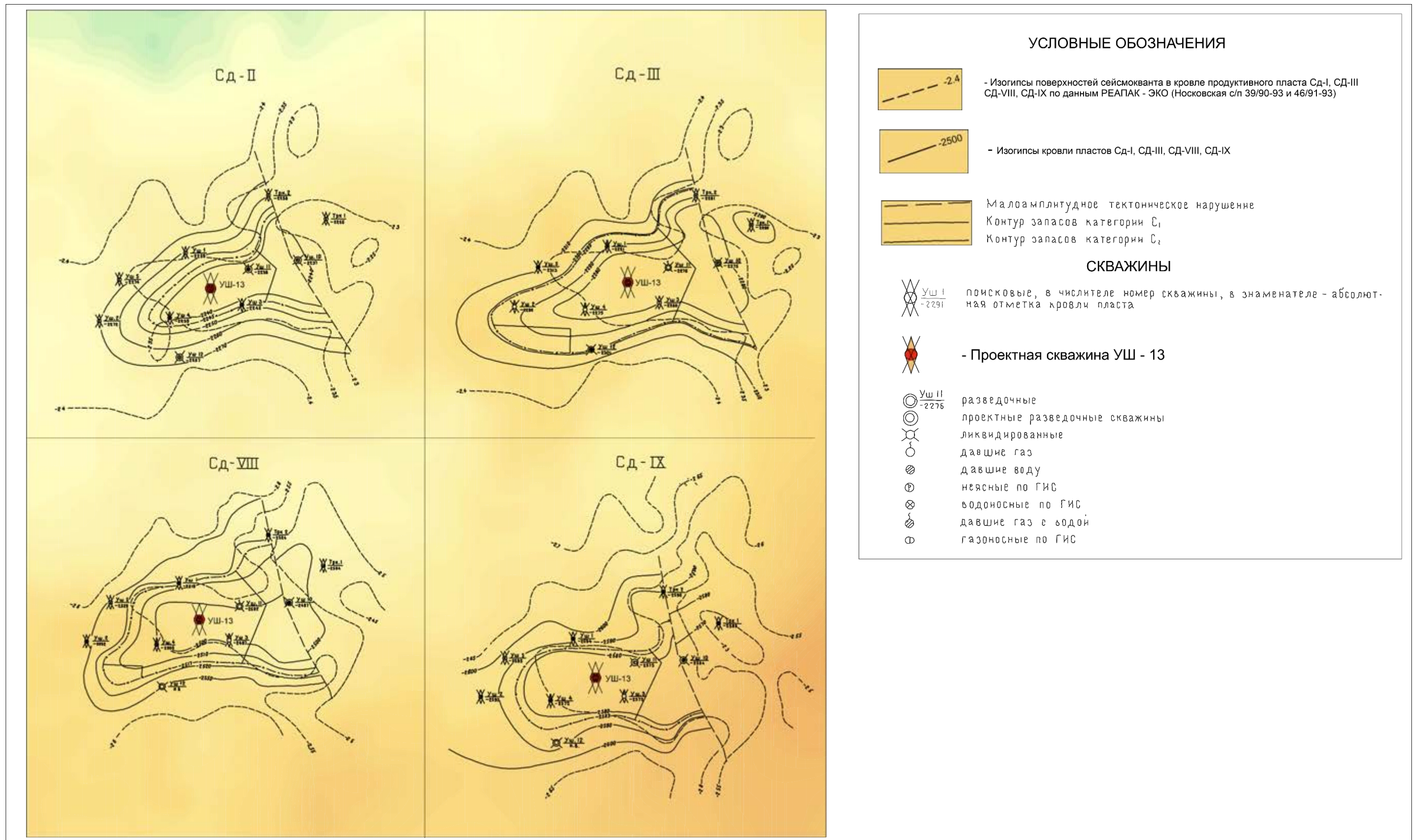
Комплекс ГИС масштаб глубин 1:500



Приложение II

(Обязательное)

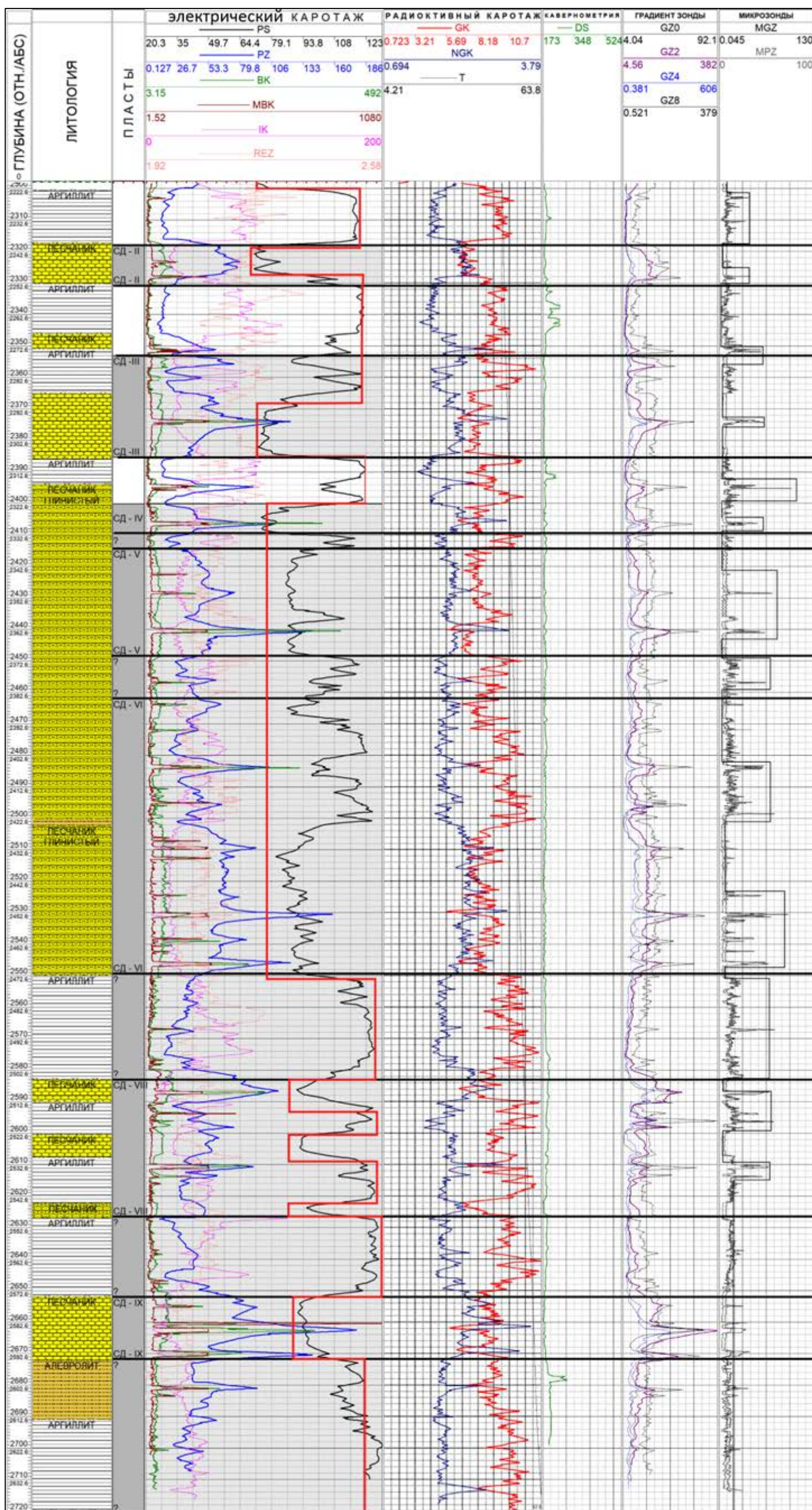
Расположение проектной скважины УШ-13



Приложение Р

(Обязательное)

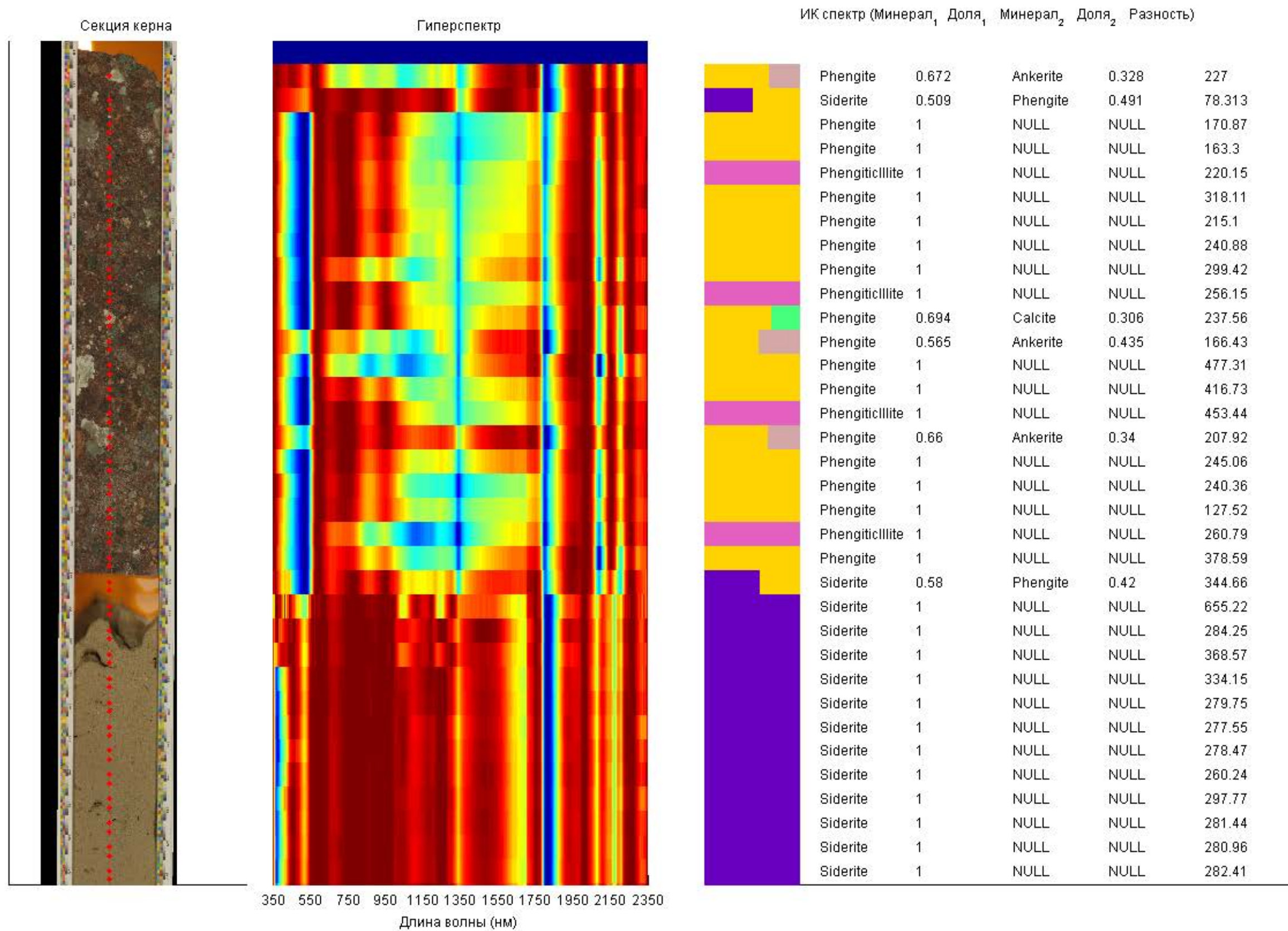
Физико-геологическая модель Ушаковского газового месторождения



Приложение С

(Справочное)

Главное окно графического интерфейса программы «HyperView» (TSG)



Приложение Т

(Справочное)

Диагностические возможности прибора «HyLogger™3»

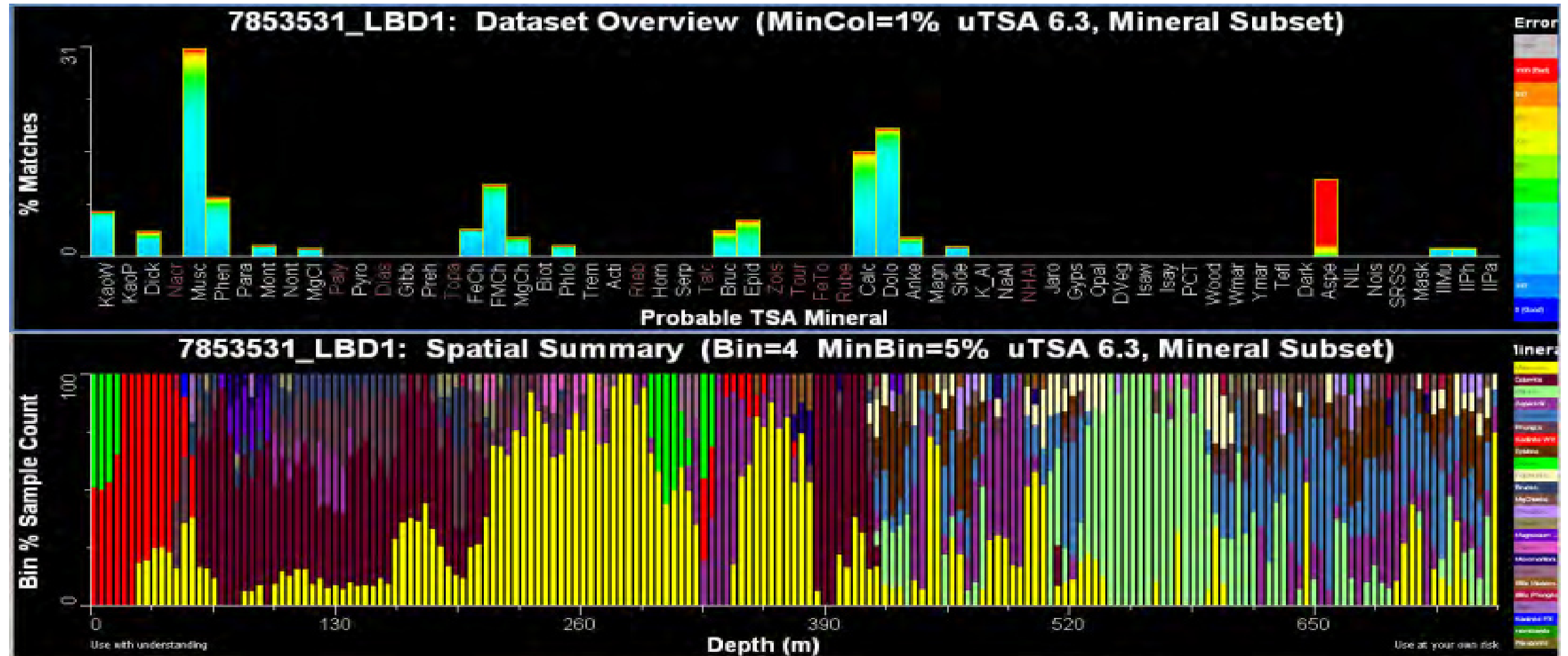
Класс минералов	Подкласс минералов	Минеральная группа	Минерал	VNIR	SWIR	TIR / LWIR реакция	
1	2	3	4	5	6	7	
Силикаты	Цепочечные и ленточные силикаты	Амфиболы	Актинолит	Не определяется	Хорошо определяется	Определяется средне	
		Пироксены	Диопсид	Хорошо определяется	Определяется средне	Хорошо определяется	
	Циклические (кольцевые) силикаты	Турмалины	Эльбаит (Li разность)	Не определяется	Хорошо определяется	Определяется средне	
	Островные силикаты	Гранаты	Гроссуляр	Определяется средне	Не определяется	Хорошо определяется	
		Оливины	Форстерит	Хорошо определяется	Не определяется	Хорошо определяется	
		Эпидоты	Эпидот	Не определяется	Хорошо определяется	Определяется средне	
	Листовые силикаты	Слюды	Мусковит	Не определяется	Хорошо определяется	Определяется средне	
		Глинистые минералы	Хлориты	Клинохлор	Не определяется	Хорошо определяется	Определяется средне
			Иллит	Иллит	Не определяется	Хорошо определяется	Определяется средне
			Каолинит	Каолинит	Не определяется	Хорошо определяется	Определяется средне
	Каркасные силикаты	Полевые шпаты	Ортоклаз	Не определяется	Не определяется	Хорошо определяется	
			Альбит	Не определяется	Не определяется	Хорошо определяется	
		Минералы кремнезема	Кварц	Не определяется	Диагностика возможна	Хорошо определяется	

1	2	3	4	5	6	7
Не силикаты	Гидроалюмосиликаты	Алунит	Алунит	Определяется средне	Хорошо определяется	Определяется средне
	Карбонаты	Кальцит	Кальцит	Не определяется	Определяется средне	Хорошо определяется
		Доломит	Доломит	Не определяется	Определяется средне	Хорошо определяется
	Гидрооксиды		Гиббсит (Гидраргиллит)	Не определяется	Хорошо определяется	Определяется средне
	Сульфаты		Гипс	Не определяется	Хорошо определяется	Хорошо определяется
	Бораты		Борат натрия	Не определяется	Определяется средне	Может быть обнаружен
	Галиды	Хлориды	Галит	Не определяется	Может быть обнаружен	Может быть обнаружен
	Фосфаты	Апатит	Апатит	Определяется средне	Не определяется	Хорошо определяется
	Углеводороды		Битумы	Может быть обнаружен	Определяется средне	Может быть обнаружен
	Оксиды	Гематит	Гематит	Хорошо определяется	Не определяется	Не определяется
		Шпинель	Хромит	Не определяется	Не определяется	Не определяется
Сульфиды		Пирит	Диагностика возможна	Не определяется	Не определяется	

Приложение У

(Справочное)

Пример представления первичных данных и результатов их обработки с помощью программ TSG



В верхней части изображения данного приложения показаны идентифицированные минералы, а в нижней – процентное содержание минералов в породе и их распределение по глубине. Подобные колонки могут отражать как литологический состав пород и его вариации по глубине, так и зоны вторичных изменений пород.

Продолжение приложения У

Рисунок У-1 Пример графического представления вариаций минеральной ассоциации пород в разрезе скважины

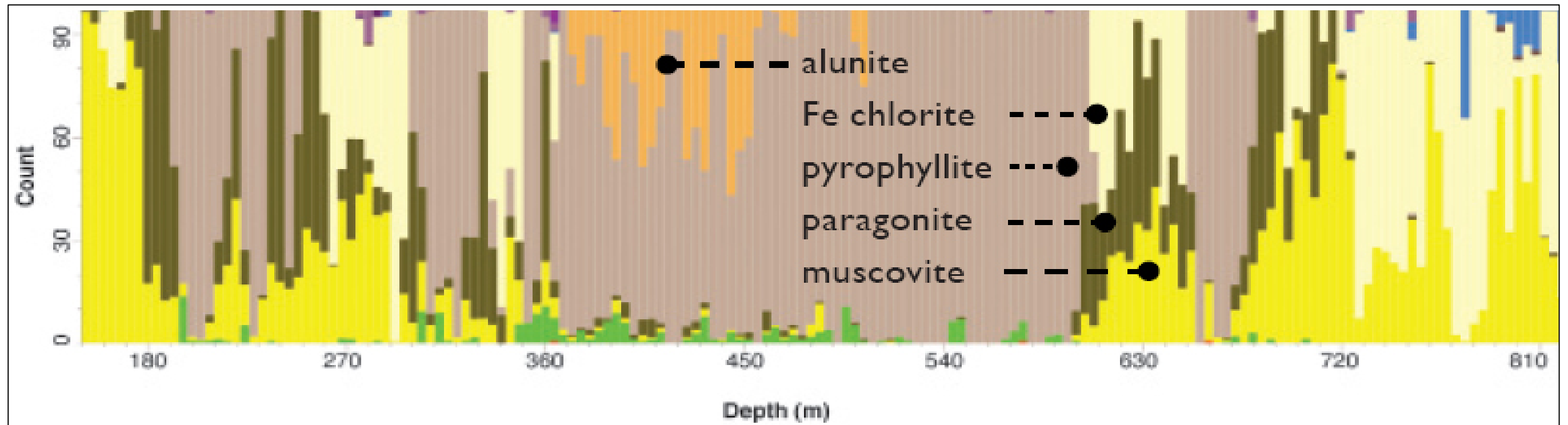


Рисунок У-2 Пример литологического расчленения пород по гиперспектральному фотоизображению керн в ящике на основе идентификации минералов различного состава

