

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

---

Институт природных ресурсов  
Кафедра геофизики  
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»  
Специализация «Геофизические методы исследования скважин»

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

<b>КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ ПОРОД ФУНДАМЕНТА НА ГЕРАСИМОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>
---

УДК 553.98:550.83(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2211	Лунёва Татьяна Евгеньевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лобова Г. А.	Д. Г.-М. Н		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бернатонис П.В.	К. Г.-М- Н.		

По экономической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	К. Э. Н.		

По разделу «Безопасность жизнедеятельности»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	К.Х.Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О. зав. кафедрой	Гусев Е.В.	К. Г.-М. Н		

Томск – 2016 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 100 с., 25 рис., 22 табл., 45 источников, 17 прил.

Ключевые слова: комплекс геофизических исследований, априорная физико-геологическая модель, резервуар коры выветривания, газонефтяной контакт, фильтрационно-емкостные свойства, коллектор трещинно-кавернозного типа, Томская область.

Объектом исследования является резервуар коры выветривания в проектной разведочной скважине 100Р Герасимовского месторождения.

Цель работы состоит в проектировании комплекса геофизических исследований в скважине 100Р Герасимовского месторождения Томской области.

Задачи данного проекта заключаются в обосновании комплекса геофизических исследований для решения следующих геологических задач: определении положения пласта М (резервуар коры выветривания) в разрезе и уточнении положения газонефтяного контакта залежи в проектируемой разведочной скважине № 100Р Герасимовского месторождения.

Для обоснования положения проектной скважины изучена геолого-геофизическая информация о геологическом строении, нефтегазоносности и физических свойствах пород коры выветривания.

Анализ ранее выполненных геофизических исследований в глубоких скважинах, пробуренных на месторождении, позволил определить положение скважины на площади, выбрать методы и обосновать геофизический комплекс для решения поставленных задач в проектной скважине №100Р. Комплекс включает электрические, радиоактивные, акустические методы, а также кавернометрию, резистивиметрию, инклинометрию и газовый каротаж. Выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, рассмотрены методики измерений, интерпретации полученных результатов и метрологическое обеспечение измерений.

Рассчитанная стоимость полевых работ, выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ), составляет 760792 рубля. На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для проектируемых работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты. Рассмотрены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.

В качестве самостоятельно выполненных исследований представлен анализ имеющихся на настоящее время методик интерпретации, применяемых для сложных коллекторов трещинно-кавернозного типа, типичных для Западной Сибири геофизических методов.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	13
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ .....	14
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	14
1.2 Геолого-геофизическая изученность района .....	16
1.3 Геологическое строение района .....	19
1.3.1 Стратиграфия .....	19
1.3.2 Тектоника .....	24
1.3.3 Нефтегазоносность .....	26
1.4 Физические и фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора М (кора выветривания) .....	29
1.5 Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет.....	31
2 ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ .....	37
2.1 Выбор участка работ .....	37
2.2 Априорная ФГМ объекта и задачи работ .....	38
2.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса .....	40
2.4 Методика и техника полевых работ.....	46
2.5 Метрологическое обеспечение проектируемых работ.....	49
2.6 Камеральные работы .....	50
2.7 Обработка и интерпретация геофизических данных .....	51
2.7.1 Выделение коллекторов.....	51
2.7.2 Определение геофизических параметров .....	51
2.7.3 Определение петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств.....	53
2.7.4 Обоснование предельных и критических значений коллектора .....	57
3 АНАЛИЗ МЕТОДИК ИНТЕРПРЕТАЦИИ ТИПИЧНОГО КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ДЛЯ СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТРЕЩИННО-КАВЕРНОЗНОГО ТИПА .....	59
3.1 Акустический и нейтронный каротаж .....	60
3.1.1 Выделение трещиноватых зон по данным акустического каротажа .....	60
3.1.2 Разделение сложнопостроенных коллекторов на типы по структуре порового пространства (по В.М. Добрынину, 1991г.).....	62
3.2 Выделение интервалов трещиноватости, кавернозности и определение пористости по данным электрического каротажа.....	66
3.2.1 Методика интерпретации по данным индукционного и бокового каротажа.....	66
3.2.2 Методика интерпретации бокового и микробокового каротажа.....	67
3.2.3 Определение трещиноватости коллекторов по методике А.Р. Князева .....	68
3.2.4 Методика компании Schlumberger.....	70
3.3 Применение имиджеров для изучения вторичной пористости коллекторов.....	71
3.4 Выводы.....	74

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	75
4.1 Организационно - экономический раздел .....	75
4.2 Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту.....	76
4.3 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования .....	77
4.4 Смета расходов на проектируемые работы .....	82
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	85
5.1 Производственная безопасность .....	85
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов .....	86
5.1.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению.....	90
5.2 Экологическая безопасность .....	94
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	97
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	98
ПРИЛОЖЕНИЕ А.1 (Сведения о выполненных видах геофизических исследований и их результаты).....	100
ПРИЛОЖЕНИЕ А.2 (Схема геолого-геофизической изученности Герасимовского месторождения, масштаб 1:500000).....	102
ПРИЛОЖЕНИЕ А.3-А.4 (Сводный геолого-геофизический разрез Герасимовского месторождения).....	103
ПРИЛОЖЕНИЕ А.5 (Положение участка исследований на фрагменте тектонической карты доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты 1:5500000).....	105
ПРИЛОЖЕНИЕ А.6 (Структурная карта по отражающему горизонту $\Phi_2$ (кровля доюрского фундамента)).....	106
ПРИЛОЖЕНИЕ А.7 (Схеме районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции) .....	107
ПРИЛОЖЕНИЕ А.8 (Блоковая модель пласта М).....	108
ПРИЛОЖЕНИЕ А.9 (Изменения ФЕС пласта М по Герасимовскому месторождению).....	109
ПРИЛОЖЕНИЕ А.10 (Результаты обработки материалов ГИС Герасимовского месторождения).....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.1 (Геологический разрез по линии II-II Герасимовского месторождения).....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.2 (Корреляционная схема по линии скважин 8Р-4Р-7Р.....	112
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.3 (Априорная физико-геологическая модель).....	113
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.4 (Сопоставления результатов ПГИ с РИГИС).....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ В.1 (Выделение трещинных коллекторов по параметру $\chi$ и сопоставление с данными FMI).....	115
ПРИЛОЖЕНИЕ В.2 (Пример выделения потенциально продуктивных трещинных коллекторов в разрезах сложного типа).....	116
ПРИЛОЖЕНИЕ В.3 (Сопоставление пористости по ГГКП, НГК, АКШ (Р-волны) и вторичная пористость на имиджах).....	117

## **ВВЕДЕНИЕ**

Россия обладает одним из крупнейших в мире минерально-сырьевым потенциалом, являющимся основой гарантированного обеспечения экономической и энергетической безопасности страны. Рациональное использование сырьевой базы топливно-энергетического комплекса определяется стратегическими ориентирами развития, которые основываются на долгосрочной государственной программе изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья.

Согласно энергетической программе России на период до 2030 года одним из главных районов прироста запасов нефти и газа остается Западно-Сибирская нефтегазовая провинция. В пределах бассейна к настоящему времени практически не осталось месторождений с традиционными терригенными коллекторами, которые были бы не введены в разработку, поэтому прирост запасов возможно осуществить за счет глубокозалегающих горизонтов доюрского нефтегазоносного комплекса.

Объектом исследования является пласт М коры выветривания на Герасимовском нефтегазоконденсатном месторождении Томской области, поэтому исследование площадного распространения залежи с целью уточнения ее контура, является *актуальной* задачей.

Целью проекта является выбор оптимального комплекса ГИС для уточнения запасов углеводородов различного фазового состояния Герасимовского месторождения, расположенного в Парабельском районе Томской области.

Задачей данного проекта является обоснование комплекса ГИС в проектной скважине, вскрывающей горизонт М, и экономический подсчет затрат на проведение работ.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для проектируемых работ, предложены мероприятия по уменьшению их воздействия, также разработаны мероприятия производственной и экологической безопасности.

В специальной части представлен анализ имеющихся методик интерпретации типичного комплекса геофизических методов для Западной Сибири для сложных коллекторов трещинно-кавернозного типа.

## 2 ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Выбор участка работ

Основным объектом исследования является пласт М, имеющий блоковое строение. В районе локального поднятия в непосредственной близости от скважины № 4Р (основной блок) скважины № 7Р, 8Р имеют различный характер насыщения, также неясно положение локального поднятия в западной части возле дизъюнктивного нарушения. На основании анализа ранее проведенных работ были поставлены следующие задачи: уточнение положения локальной структуры района скважины № 4 и положения ГНК, характера насыщения пласта М.

Для решения данной задачи проектируется бурение скважины №100Р в центральной части Герасимовского поднятия (рисунок 2.1, приложение Г), расположенной в 850 метрах в западном направлении от скважины № 200Р. Скважина заложена по методу «критического» направления, для уточнения локальной структуры и положения ГНК [45], предложенном В. Д. Ильиным, К. А. Клещевым в 1967 г. Метод основан на изучении морфологии складок.

Одна из скважин (скважина №4Р) была заложена и пробурена в своде для выяснения нефтегазоносности складки, вторую скважину № 7Р бурят так, чтобы кровля была вскрыта на отметке подошвы скважины № 4Р. Но в данном случае скважина № 7Р пробурена ниже и не вскрыла ГНК. Поэтому необходимо заложить скважину № 100Р так, чтобы она вскрыла кровлю на той же отметке, на какой в скважине № 4Р была вскрыта подошва (2720 м). По предложенному методу необходимо заложить скважину на противоположном крыле, то есть на участке ее менее ясного элемента («критическое» направление). Следовательно, скважина № 100Р должна подсесть ГНК. Соответственно, для получения дополнительной информации по наиболее продуктивной части пласта М наиболее оптимальным местом для заложения разведочной скважины посчитали район между скважинами № 7Р,8Р и 4Р.

Глубина проектной скважины составляет 2790 метров. Вскрытие палеозойских отложений предусматривается на глубину – 70 м от кровли. В приложении Б.1 представлен геологический разрез по линии II -II (приложение А.6), включающий проектную скважину. Проектируемая скважина находится гипсометрически выше скважины № 4Р на 15 метров по отражающему горизонту  $\Phi_2$  и на 8 метров для горизонта  $\text{Ю}_1$ . Предполагается вскрыть следующий посылный стратиграфический разрез, представленный в таблице 2.1.

Целью данной скважины является изучение коллекторских свойств пород доюрского фундамента, выяснение положения ГНК и характера насыщения пласта М в районе скважины №4. В связи, с чем на запроектированном участке работ перед ГИС стоят следующие геологические задачи:

- а) литологическое расчленение разреза;
- б) выделение интервалов коллекторов;
- в) оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- г) оценка характера насыщения коллекторов;
- д) уточнение положения газонефтяного контакта.

Следует подчеркнуть, бурение новых скважин связано с доразведкой месторождения. Несмотря на то, что месторождение является разрабатываемым, исследования в проектной скважине будут определять их как разведочные на этом этапе изучения [45].

Таблица 2.1 – Стратиграфические разбивки для проектируемой скважины №100

№ скважины					100Р	
Альтитуда с учетом кривизны					114,7	
Группа	Система	Отдел	Ярус	Свита		
KZ	Палеогеновая	Эоцен+Олигоцен				
		Верхний	турон	Кузнецовская	647	
		Нижний+Верхний	В.Апт+Альб+Сеноман	Покурская	659	
MZ	Меловая	Нижний	Н.апт	Алымская	1549	
			Готерив+Баррема	Киялинска	1597	
			В.валанжин	Тарская	2137	
			Берриас+Валанжин	Куломзинская	2228	
			Волжский	Баженовская	2470	
			Средне-Верхний	Киммеридж	Георгиевская	2489
				Келловей+Оксфорд	Васюганская	2500
Средний	Байос+Бат	Тюменская		2575		
Юрская	Нижний	Тоар+Аален	Салатская	-		
			Тоурская	-		
Кора выветривания					2720	
Палеозойская					2730	
Забой					2790	

## 2.2 Априорная ФГМ объекта и задачи работ

Физико-геологическая модель (ФГМ) – это система абстрактных возмущающих тел и вызываемых ими аномальных эффектов, аппроксимирующих геологический объект и с необходимой для моделирования детальностью отражающих его структуру, размеры, форму, петрофизические свойства и соответствующее им объемное распределение физических полей [7]. Данное определение предложено Г. С. Вахромеевым и А.Ю. Давыденко. В данной работе построена априорная ФГМ на основании статистических методов обработки. Априорная ФГМ объекта исследования позволяет получить первоначальную информацию об объекте исследования, предусмотреть возможные осложнения в процессе работ и

оптимальным образом выбрать методы геофизического исследования скважин для наиболее полного решения поставленных задач [8].

На основании составленной ФГМ можно определить значения параметров ГИС в проектируемой скважине, характер насыщения, уровень ГНК, петрофизические параметры.

Скважины № 8Р, 4Р, 7Р, лежащие в одном блоке с проектируемой скважиной №100Р (пласт М на данной территории не нарушен дизъюнктивными нарушениями), представлены на рисунке 2.2. Как видно из корреляционной схемы значительно, меняется мощность коры выветривания (или пласта М) по скважинам. Также характер насыщения в данном блоке изменчив. В скважинах № 8Р и 7Р вскрыта нефтяная залежь, но стоит отметить, что характер распределения нефтенасыщенных пропластков по скважинам различен. В скважине №7 пропластки, насыщенные нефтью, приурочены к кровле и подошве пласта, в то время как в скважине №8 они распределены по всему пласту. Газовая залежь вскрыта скважиной №4. Проектируемая скважина заложена в контуре условного ГНК.

Исходя из корреляционной схемы (приложение Б.2), пласт, вскрываемый скважиной, должен в кровле иметь насыщение газом, толщина данного слоя должна составлять около 3 метров от кровли до уровня ГНК. Скважина № 7Р располагается на крыльях складки, как и проектируемая, поэтому характер распределения нефтенасыщенных пропластков (приурочены к кровле и подошве пласта) должен быть подобен. Эффективная толщина пласта М значительно увеличена на склонах эрозионно-тектонического выступа и минимальна на его вершине. Это связано, очевидно, с интенсивным размывом вершины выступа и сносом материала. Следовательно, мощность пласта во вскрываемой скважиной меньше, так как она находится гипсометрически выше, чем скважина №7Р. Перепад отметок кровли скважины № 7Р и подошвы проектируемой скважины составляет более 20 м, считаем, что в проектируемой скважине нет нефтенасыщенного пропластка, приуроченного к подошве.

Кора выветривания в скважинах № 8Р, 4Р, 7Р представлена как глинисто-кремнистыми отложениями с трещинно-кавернозной пористостью, так и сланцеватыми или крепкосцементированными глинисто-кремнистыми породами.

Глинисто-кремнистые отложения, обладающие вторичной пористостью, и отложения сланцеватые, с высоким содержанием глинистой компоненты, отмечаются на диаграммах ГИС следующим образом:

– сланцеватые или отложения с высокой глинистой составляющей отмечаются на диаграммах БК значениями 2-10 Ом\*м, а отложения с трещинно-кавернозной пористостью (коллекторы) 10-15 Ом\*м. В газовых залежах значения БК могут достигать 30 Ом\*м;



- на диаграммах НКТ породы неколлекторы отмечаются пониженными значениями НКТ 1,5-1,85 у.е., в коллекторах 1,85-2,1 у.е.;
- в целом по разрезу глинисто-кремнистые отложения выделяются отрицательной аномалией ГК. Значения ГК в данных отложениях отмечаются значениями 4-10 мкР/час. Стоит отметить, что значения ГК в более глинистых или сланцеватых отложениях составляют 7-10 мкР/час, значения же в коллекторах 4-7 мкР/час;
- трещинно-кавернозные породы отмечаются высокими значениями интервального времени пробега волны 200-270 мкс/м, в газовых залежах это значение может достигать 360 мкс/м, высокоглинистые разности отмечаются значениями 160-200 мкс/м.

На основании изучения каротажных диаграмм можно сказать следующее, что значения ГК, ПС указывают на более низкое содержание глинистого материала в доюрских относительно юрских отложений. Повышенные значения интервального времени свидетельствуют о повышенной пористости в сравнении с вмещающими породами. Отложения коры выветривания на диаграммах БК и НГК отмечаются в целом низкими значениями, следовательно, отложения выделяются как менее плотные в сравнении с вмещающими. Значение пористости имеет неоднородный характер распределения по пласту.

На основе анализа геофизических характеристик объекта, изучения физических свойств пород составлена ФГМ разреза (приложение Б.3), с помощью которой можно возможно проследить, как выделяются интересующие нас объекты по данным геофизического каротажа, а также продумать комплекс ГИС, который целесообразно применять для решения поставленных задач.

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

Рассматриваемый палеозойский комплекс является довольно сложным и представлен в изучаемом блоке глинисто-кремнистыми породами с вторичной пористостью. Выбор методов ГИС основывается на поставленных геологических задачах, представленных в главе 2.1, а также на основе анализа ранее проведенного комплекса ГИС. [9].

Литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов. Геологический разрез представлен песчано-глинистыми отложениями кайнозойско-мезозойской систем и карбонатными, глинисто-кремнистыми породами коры выветривания доюрского комплекса. Данную задачу можно решить, опираясь на следующие методы: ПС, ГК, кавернометрия, БКЗ, МКЗ. Дополнительными методами для определения литологического состава и выделения коллекторов являются методы: БК, ИК, МБК, НГК, ННК-т, АК и резистивиметрия [10,11].

*Метод потенциалов собственной поляризации горных пород (ПС)* основан на изучении естественного стационарного электрического поля, образование которого связано с физико-химическими процессами, протекающими на поверхности раздела скважина-порода, а также между пластами различного литологического состава. Песчано-алевритовые пласты на диаграммах ПС отмечаются отрицательной аномалией. С увеличением в песчаном пласте количества глинистого материала уменьшается отклонение кривой ПС против него. В карбонатном разрезе отрицательными аномалиями отмечаются неглинистые карбонатные пласты, как крупно- и среднезернистые, так и мелкозернистые, в том числе малопористые и плотные.

*Гамма каротаж* основан на измерении естественной радиоактивности горных пород, которая определяется присутствием в них радиоактивных изотопов урана, калия и тория. Наиболее радиоактивными являются глины, в результате чего против них будут наблюдаться высокие значения радиоактивности, а против песчаников – низкие. Более четко данный метод выделяет угли, т.к. в них практически не присутствуют радиоактивные элементы.

*Кавернометрия* заключается в измерении диаметра скважины. Песчаники на диаграммах кавернометрии выделяются по уменьшению диаметра скважины, за счет образования глинистой корки, и увеличение диаметра против глин и углей. Напротив плотных пород нет изменения диаметра скважины.

*Боковое каротажное зондирование (БКЗ)* является основным методом электрического каротажа скважин. По методу БКЗ расчленение разреза характеризуется радиальным изменением сопротивления пластов, устанавливаемых по данным зондов одного типа, но различной глубиной исследования, наличие зоны проникновения.

*Микрокаротажное зондирование (МКЗ)* позволяет детально изучить разрез, сложенный пластами большой и малой мощности, выделить коллекторы и детально изучить их строение, за счет малой длины зондов МГЗ и МПЗ, и как следствие малой глубины исследования, вблизи стенки скважины. Наличие двух кривых, полученных по МГЗ и МПЗ, позволяет учесть влияние глинистой корки на величину кажущегося сопротивления и выделять проницаемые интервалы и плотные пропластки, для определения и уточнения границ пластов-коллекторов по их положительному расхождению  $МПЗ > МГЗ$ .

*Боковой каротаж (БК)* проводится с целью выделения маломощных пластов коллекторов, для уточнения эффективных мощностей, определения удельного сопротивления. Высокая расчленяющая способность БК обеспечивается формой кривой КС и наличием экранированных электродов, которые препятствуют растеканию тока от основного электрода по скважине и обеспечивают направление его непосредственно в пласт,

вследствие чего влияние скважины и вмещающих пород на результаты измерений сводятся к минимуму.

*Индукционный каротаж (ИК)* является электромагнитным методом, основанным на измерении кажущейся удельной электрической проводимости горных пород. Удельная электрическая проводимость горных пород является величиной, обратной их удельному электрическому сопротивлению. Данный метод является достаточно эффективным при изучении пластов низкого сопротивления (от 0 до 50 Ом/м).

Интерпретация диаграмм *микробового каротажа* (разновидность БК) заключается в оценке УЭС промытой части пласта. По характеру дифференцированности кривой УЭС в карбонатном разрезе различают плотные и трещиновато-кавернозные породы.

В *нейтронном гамма-каротаже* измеряется искусственно вызванное гамма-излучение горных пород. Для возбуждения этого излучения стенки скважины бомбардируют нейтронами. По НКТ при определении литологии основное значение имеют процессы замедления, диффузии и поглощения тепловых нейтронов, т.е. от водородосодержания. При работе заинверсионными зондами, чем больше водорода содержится в пласте, тем ниже будут показания нейтронного каротажа. Высокие значения НГК соответствуют плотным породам, наименьшие углям.

*Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-т)* заключается в исследовании интенсивности тепловых нейтронов по разрезу скважины на заданном расстоянии (длине зонда) от источника быстрых нейтронов, которые в результате замедления породообразующими элементами превратились в тепловые. Породы по ННК-т выделяются аналогичным образом, что и по НГК. На показания ННК-т значительно влияют некоторые критические элементы, которые обладают большим сечением захвата тепловых нейтронов, например, хлор, следовательно, полученные результаты сильно зависят от минерализации промывочной жидкости и пластовой воды.

По данным *акустического каротажа* в основном определяется скорость распространения (интервальное время пробега) упругих колебаний в пересеченных скважиной породах; могут также определяться поглощающие свойства горных пород (АК по затуханию). Скорость распространения упругих волн в горных породах зависит от их минералогического состава, пористости и формы порового пространства, следовательно, она тесно связана с их литологическими и петрографическими свойствами. На диаграммах АК угли характеризуются высокими значениями интервального времени, а песчаники более низкими значениями, самыми низкими характеризуются плотные породы.

*Резистивиметрия* измеряет удельное электрическое сопротивление бурового раствора и других жидкостей, заполняющих скважину. Применяется для определения мест

притока пластовой жидкости в скважину, уровня бурового раствора и флюидов, минерализации жидкости, состава флюидов при контроле технического состояния скважин, а также для количественной интерпретации данных БК, БКЗ, ИК, ВИКИЗ; определения минерализации пластовых вод по результатам метода потенциалов ПС.

#### Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов.

*Определение глинистости* коллектора осуществляется на основе методов ПС, ГК. Для определения глинистости используются эмпирические зависимости относительной амплитуды аномалии  $\alpha_{ПС}$  по ПС, двойного разностного параметра по ГК от глинистости.[12].

*Определение пористости по комплексу методов ГИС.* Метод НГК дает результаты, которые определяются полным содержанием водорода – и в составе свободной воды, и в составе связанной. Таким образом, возможно, получить общую пористость с помощью данного метода. Для определения открытой пористости кавернозно-трещинных коллекторов используется акустический широкополосный каротаж, который измеряет не только интервальное время пробега, но и коэффициенты затухания волн.

*Определение проницаемости коллекторов* осуществляется методами сопротивлений и по петрофизической зависимости от коэффициента пористости, установленной на модели пород для данного месторождения..

В методе сопротивлений определение коэффициента проницаемости производят по известной величине параметра нефтенасыщенности ( $P_n$ ) и коэффициента пористости ( $K_n$ ). Эти определения основываются на наличии корреляционной зависимости между содержанием в пласте связанной воды и величиной коэффициента проницаемости. Также по методу БКЗ, которым можно определить диаметр зоны проникновения, проницаемость тем выше, чем больше диаметр зоны проникновения.

Оценка характера насыщения коллекторов. Характер насыщения коллекторов определяется методами сопротивлений (БК, ИК, ВИКИЗ), акустическим каротажем (АК) и коэффициентом нефтегазонасыщенности, равным отношению объема, занимаемого УВ, к объему всех пор коллектора, а оставшаяся часть пор, не занятая УВ, заполняется водой.

В методе сопротивлений насыщенные коллекторы обладают высокими значениями УЭС, т.к. УВ в равной степени неэлектропроводные и являются диэлектриками. Низкими значениями УЭС характеризуются водонасыщенные коллекторы, т.к. они обладают высокой проводимостью. Характер насыщения определяется по уравнению Арчи-Дахнова, сопоставлением расчетного значения  $K_v$  с критическими. Характер насыщения по АК зависит от изменения скорости и затухания волн. В газовых пластах затухание больше, чем в пластах насыщенных нефтью или водой. Скорость в нефти меньше, чем в воде.

Определение газонефтяного контактов осуществляется методами сопротивлений

(БКЗ, БК, ИК) и методами НГК, АКШ. В методе сопротивлений контакт на диаграммах выделяется как граница между пластами высокого и низкого сопротивлений, но только в случае если в пласте переход от одной фазы к другой достаточно резкий. Применение НКТ для определения контакта основано на различном содержании водорода в газоносных и нефтеносных пластах. Переход от газонасыщенной части пласта к нефтенасыщенной отмечается понижением показаний на диаграммах НКТ. По АКШ контакт выделяется по различию акустических свойств флюидов, резкий скачек интервального времени пробега волны в газонасыщенной части пласта по сравнению с нефтяной..

Контроль технического состояния скважины будет осуществляться методами АКЦ, ГГК-ц, термометрии [10].

При *акустическом контроле цементирования (АКЦ)* регистрируются следующие параметры: амплитуда продольной волны по колонне, измеряемая во временном интервале; время пробега от излучателя до приемника продольной волны. По полученным данным определяется высота подъема цемента за колонной и оценивается качество ее цементирования. Щелевые дефекты цементного кольца оказывают существенное влияние на параметры, измеряемые аппаратурой АКЦ.

При *гамма-гамма-контроле цементирования (ГГК-ц)* регистрируют вдоль ствола скважины интенсивность рассеянного гамма-излучения по периметру колонны зондом, состоящим из источника гамма-излучения и трех детекторов, расположенных на одинаковом расстоянии от источника, в плоскости, перпендикулярной к продольной оси прибора. В зацементированной части колонны наибольшими показаниями отмечаются каверны, так как плотность цементного камня ( $1,8-1,9 \text{ г/см}^3$ ) имеет меньшие значения, чем плотность горных пород ( $2,3-2,9 \text{ г/см}^3$ ). Рассматриваемый метод позволяет определить высоту подъема цемента за обсадной колонной, выявить участки с односторонним заполнением затрубного пространства и оценить степень центрирования колонны в скважине.

*Термометрия* заключается в измерении температуры по стволу скважины, которое производится для изучения местных (локальных) тепловых полей; естественного теплового поля Земли; искусственных тепловых полей, вызванных наличием в скважине промывочной жидкости и цементного раствора в затрубном пространстве. Методом термометрии решаются следующие задачи изучения технического состояния скважин: определение высоты подъема цемента за колонной, выявление перетоков флюида в затрубном пространстве и мест его поступления в скважину, установление интервалов поглощения жидкости или ее поступления из пласта в скважину в процессе бурения.

*Газовый картаж во время бурения.* Данный метод основан на определении общего и парциального состава углеводородных газов, извлекаемых из промывочной жидкости.

Измеряемые параметры при данном виде каротажа непосредственно характеризуют насыщенные пласты, то данный метод является прямым методом нефтегазоносных коллекторов.

Для решения поставленных задач, а также для контроля технического состояния скважины, исходя из выше рассмотренных методов, планируется провести комплекс ГИС, представленный в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Комплекс проектных геофизических исследований для решения поставленных задач

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			глубина, м	В интервале, м	
				кровля	подошва
<b>Каротаж кондуктора в открытом стволе</b>					
1	Стандартный каротаж зондом А2,0М0,5N	1:500	800	0	800
2	Кавернометрия	1:500	800	0	800
3	Инклинометрия	через 20м	800	0	800
<b>Каротаж кондуктора в закрытом стволе</b>					
1	АКЦ с записью ФКД	1:500	800	0	800
2	Плотностная цементометрия	1:500	800	0	800
<b>Каротаж в открытом стволе</b>					
1	Стандартный каротаж зондом А2,0М0,5N; ПС	1:500	2790	800	2790
2	Кавернометрия	1:500	2790	800	2790
3	Гамма каротаж (ГК)+НГК	1:500	2790	800	2790
4	Профилеметрия	1:500	2790	800	2790
5	Микрокаротаж (МКЗ)	1:200	2790	800	2790
6	Микробочковой каротаж (МБК)	1:200	2790	800	2790
7	Боковой каротаж (БК)	1:200	2790	800	2790
8	Стандартный каротаж зондами А2,0М0,5N; N11M0,5N; ПС	1:200	2790	800	2790
9	БКЗ-зондами: А8,0М1,0N; А4,0М0,5N; N0.5M2,0A; А1,0М0,1N; А0,4М0,1N	1:200	2790	800	2790
10	Индукционный каротаж (ИК)	1:200	2790	800	2790
11	Акустический каротаж широкополосный	1:200	2790	800	2790
12	Гамма каротаж (ГК)	1:200	2790	800	2790
13	НГК+ННКт	1:200	2790	800	2790
14	Резистивиметрия	1:200	2790	800	2790
15	Инклинометрия	Через 20м	2790	800	2790
<b>Каротаж в закрытом стволе</b>					
1	Гамма каротаж	1:500	2790	800	2790
2	АКЦ	1:500	2790	0	2790
3	АКЦ	1:200	2790	800	2790
4	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц)	1:500	2790	0	2790
5	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц)	1:200	2790	800	2790
6	Термометрия	1:200	2790	0	2790
<b>Контроль параметров бурения и газовый каротаж</b>					
1	Контроль параметров бурения и газовый каротаж	Проводится на всей продолжительности бурения скважины			
			2790	0	2790

## 2.4 Методика и техника полевых работ

Весь комплекс ГИС проводится в соответствии с «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0-072-01», утвержденной Министерством природных ресурсов России 4 мая 2001 года [13].

Общие исследования будут проводиться в скважине по всему стволу в масштабе 1:500 и охватывать следующие методы: стандартный каротаж, гамма и нейтронный гамма-каротаж, кавернометрию и инклинометрию (ч/з 20м). Детальные геофизические исследования проводятся в масштабе 1:200.

Методы бокового каротажного зондирования (БКЗ), трехэлектродного бокового каротажа (БК), измерения потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), резистивиметрии скважин, а также измерения диаметра скважин будут записываться комплексной *аппаратурой электрического каротажа ЭК-1* (рисунок 2.1, таблица 2.3) [14].

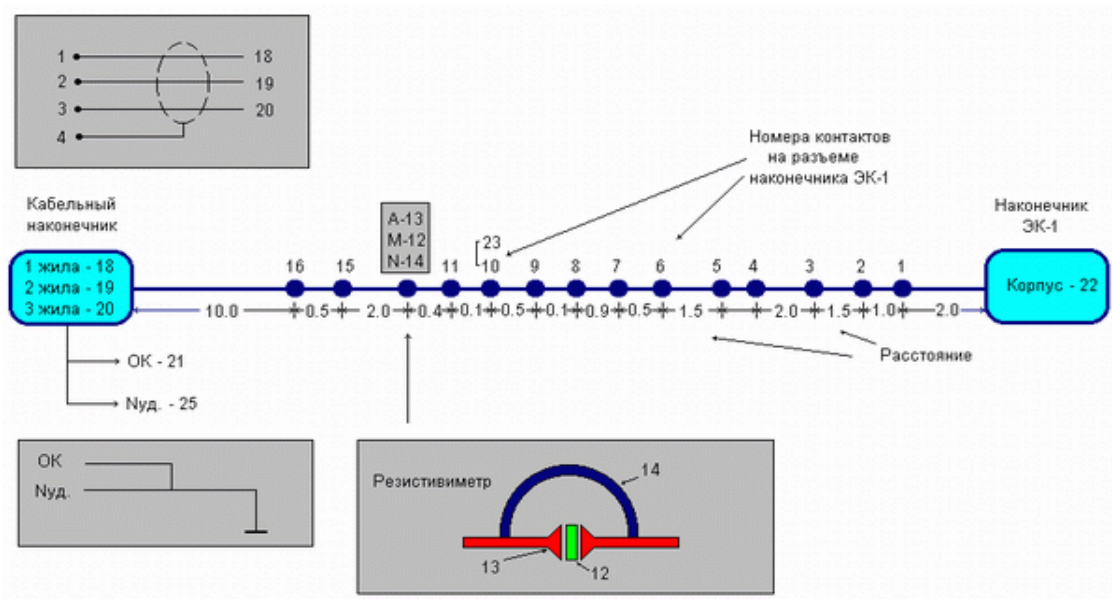


Рисунок 2.1 – Схема зонда ЭК-1

Прибор работает в комплексе с трехжильным грузонесущим геофизическим кабелем типа КГ 3-60-180-1 длиной 6000м. Аппаратура обеспечивает измерение кажущихся УЭС горных пород зондовыми установками в общем диапазоне от 0,2 до 5000 Омм: А8,0М1,0N; А4,0М0,5N; А2,0М0,5N; N0,5М2,0A; А1,0М0,1N. А также зондовыми установками в общем диапазоне от 0,2 до 1000 Омм и измерение удельного сопротивления водной промывочной

жидкости резистивиметром в диапазоне от 0,2 до 20 Омм А0,5М6,0N; А0,4М0,1N. Значения потенциала измеряются в диапазоне от 0,1 до 20В.

Таблица 2.3 – Технические характеристики прибора

Характеристики	Ед. измерения	ЭК-1	АИК-5	МК-УЦ	СРК-01	СПАК-6
Общая масса	кг	210	60	145	80	75
Длина прибора	мм	2800	3500	466	291	3527
Рабочая Температура	°С	до120	До150	До 120	до 120	до115
Давление	МПа	до100	до150	до100	до120	до100
Диаметр	мм	90мм	90	130мм	90мм	90,3 мм
Скорость регистрации	м/час	2000	1800-2000	1000	180-200	1000-1200

Индукционный каротаж (ИК) будет проводиться в интервале БКЗ. Для этого применяется *аппаратура индукционного каротажа АИК-5* (таблица 2.3), которая предназначена для геофизических исследований в нефтяных и газовых скважинах. Аппаратура работает в комплексе с трехжильным грузонесущим геофизическим кабелем типа КГ 3-60-180-1 длиной до 7000м. Формула зонда индукционного каротажа – 7И1,6 [14].

Диапазон измерений активной составляющей кажущейся удельной электрической проводимости от 5 до 300 мСм/м. Диапазон измерений реактивной составляющей от 10 до 600 мСм/м. С учетом затухания сигнала на высоких частотах (скин-эффекта) это соответствует диапазону удельной электрической проводимости горных пород по активной составляющей от 5 до 1000 мСм/м, по реактивной составляющей от 60 до 2000 мСм/м.

Методы микронзондирования (МКЗ), бокового микрокаротажа (МБК) и измерения диаметра скважины будут проводиться *аппаратурой МК-УЦ* (таблица 2.3). Аппаратура рассчитана на работу в скважине, заполненной водной промывочной жидкостью, диаметром от 190 до 400 мм. Прибор работает в комплексе с трехжильным кабелем типа КГ 3-60-180-1 длиной 6000м.

Регистрация данных микропотенциалзондом А0,05М, микроградиентзондом А0,025М0,025N, трехэлектродным зондом микробокового каротажа и микрокаверномером производится в одном цикле измерений. Диапазоны измерений кажущегося УЭС пород МКЗ от 0,1 до 50 Омм, для МБК от 0,5 до 800 Омм. Для измерения диаметра раскрытия рычагов (диаметра скважины) диапазон значений составляет от 180 до 400 мм.

Методы двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым и надтепловым нейтронам (2ННК<sub>Т</sub> и 2ННК<sub>НТ</sub>), нейтронного гамма-каротажа (НГК) и гамма-каротажа (ГК), по данным которых определяется водонасыщенная пористость (водородосодержание) и мощность экспозиционной дозы естественного гамма-излучения пород будут измеряться



**прибором СРК** (рисунок 2.2, таблица 2.3). Аппаратура обеспечивает проведение измерений в скважинах, заполненных водной промывочной жидкостью. Скважинный прибор эксплуатируется с использованием: источника быстрых нейтронов полоний-бериллиевым типа ВНИ-2 и кабеля типа КГЗ-60-180 длиной до 7000м.

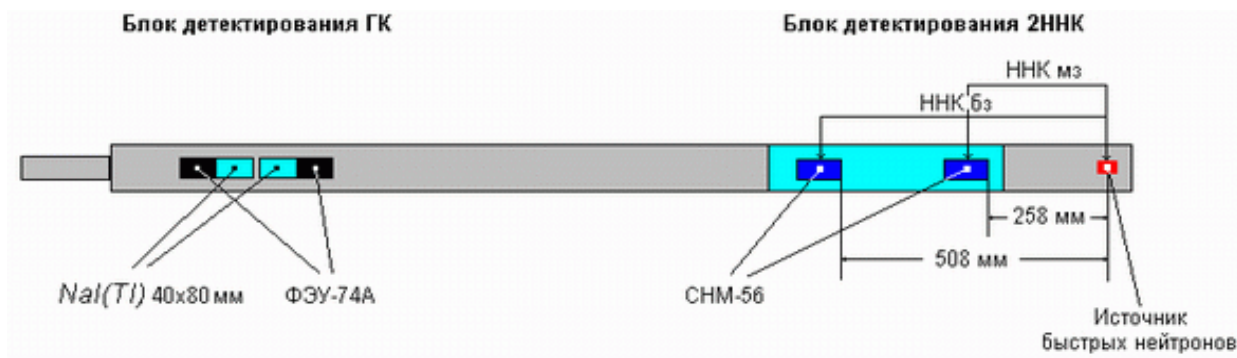


Рисунок 2.2 – Схема зондовых установок прибора СРК-01

Мощность экспозиционной дозы гамма-излучения лежит в диапазоне измерений от 1.4 до 251.4 мкР/час, обеспечиваемого скважинным прибором. Диапазон измерений водонасыщенной пористости (водородосодержания) составляет от 1 до 40%.

Акустический каротаж (АК) будет проводиться **аппаратурой акустического каротажа СПАК-6** (рисунок 2.3, таблица 2.3), предназначенной для измерения и регистрации кинематических и динамических характеристик упругих волн в скважинах. Аппаратура обеспечивает исследование скважин в водной промывочной жидкости, эксплуатируется с трехжильным геофизическим кабелем типа КГЗ-67-180 длиной до 5500м.

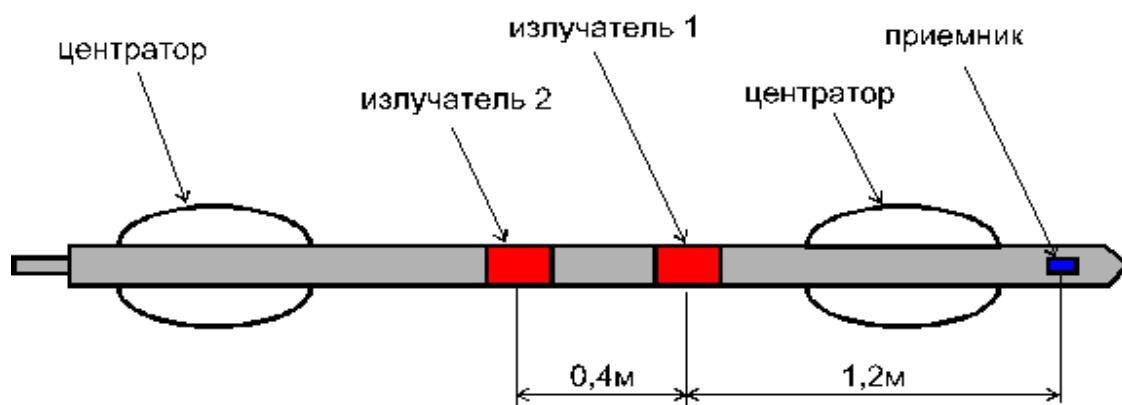


Рисунок 2.3 – Схема прибора СПАК-6

Диапазон измерений интервального времени от 140 до 600 мкс/м. Диапазон измерений декремента затухания не менее 30 дБ/м. Технические характеристики прибора

СПАК-6 представлены в таблице 2.3. Формула зонда –  $I_2$  0,4  $I_1$  1,2 П. Частота излучаемых колебаний – 25 кГц.

Технологические измерения азимута и зенитного угла скважин будут проводиться инклинометром магнитометрическим многоточечным *ИМММ 73–120/60*. Шаг измерения по глубине составляет 20 метров. Аппаратура эксплуатируется с трехжильным геофизическим кабелем типа КГЗ-67-180 длиной до 5000 м. Диапазон измерения азимута 0-360<sup>0</sup>, зенитного угла 0-100<sup>0</sup>.

Для спуска и подъема скважинных приборов будет использоваться подъемник каротажный самоходный ПКС-3,5М, а для регистрации и обработки информационных сигналов – каротажная станция МЕГА-МАКС.

Подъемник предназначен для проведения спуско-подъемных операций скважинной аппаратуры в процессе геофизических исследований нефтяных и газовых скважин глубиной до 3500 м. Подъемник представляет собой единый кузов, установленный на шасси автомобиля УРАЛ 4320-1912-30, разделенный теплоизолирующей перегородкой на два отсека: лабораторный и лебедочный.

Каротажная станция МЕГА-МАКС (ООО «Тюменьпромгеофизика») представляет собой компьютеризированный аппаратно-программный комплекс для проведения ГИС в нефтяных и газовых скважинах [15]. Станция обеспечивает прием и обработку информационных сигналов поступающих по одножильному или трехжильному геофизическому кабелю от скважинной аппаратуры, а также от датчика глубины, магнитных меток и натяжения. Поступающие с МЕГА-МАКС предварительно обработанные данные проходят окончательную обработку и интерпретацию с выводом на экран необходимых геофизических параметров.

## **2.5 Метрологическое обеспечение проектируемых работ**

Система метрологического обеспечения ГИС представляет собой комплекс технических и методических средств, обеспечивающих единство, требуемую точность результатов измерений и достоверность. Повышение эффективности геолого-геофизических работ путем увеличения точности и достоверности геофизической информации, получаемой в результате геофизических исследований в скважинах, является основной целью метрологического обеспечения ГИС.

Повышение качества геофизических исследований невозможно без широкого применения метрологического обеспечения и стандартизации геофизической аппаратуры и оборудования.

Для проведения скважинных исследований необходимо использовать каротажные станции и скважинные приборы, прошедшие калибровку в метрологической службе геофизического предприятия, аккредитованной на право проведения калибровочных работ. Если на предприятии отсутствует аккредитованная метрологическая служба, то калибровка технических средств должна выполняться метрологической службой другого юридического лица, аккредитованного на право проведения калибровочных работ с техническими средствами ГИС, например, метрологический центр. Калибровку необходимо выполнять с использованием образцовых технических средств, которые указаны в эксплуатационной документации на приборы и оборудование (раздел «Методика калибровки»), в соответствии с требованиями действующих стандартов на данный тип приборов или оборудования [16].

Первичную калибровку выполняет изготовитель (поставщик) скважинных приборов и/или наземного оборудования. Результаты первичной калибровки являются составной частью эксплуатационной документации поставляемых технических средств.

Периодическая калибровка приборов в стационарных условиях (на базах геофизических предприятий) должна проводиться с периодичностью, указанной в эксплуатационной документации, но не реже одного раза в квартал.

Периодические калибровки выполняют с использованием калибровочных установок, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудование. Измерения при калибровках необходимо проводить с использованием наземного оборудования, соответствующего по своим характеристикам тому, которое будет применяться при проведении скважинных исследований. Перед каждым спуском и после каждого подъема приборов из скважины должны выполняться калибровки скважинных приборов в полевых условиях, если это предусмотрено эксплуатационной документацией на отдельные приборы.

## **2.6 Камеральные работы**

Первичное редактирование данных выполняют непосредственно на скважине. Оно включает: регистрацию каротажа с использованием станции МЕГА-МАКС и программного комплекса регистрации геофизических данных. ПО позволяет проводить регистрацию измеряемых параметров с оперативным визуальным контролем замера. Программное обеспечение функционирует под операционными системами Windows 2000/XP, UNIX.

*Оценка качества зарегистрированных каротажных диаграмм.* Главной задачей данного этапа является увязка по магнитным меткам квантов глубины записи сигналов каротажного прибора, с последующим расчленением зарегистрированных сигналов раздельно по каждому методу. Возможность изменения в данной системе характеристик

тарировки зондов позволяет автоматически пересчитать сигнал в новое значение параметра и получить несколько значений параметра в зависимости от характеристик тарировки, вплоть до возможности использования приборов без тарировок.

Первичные данные формируются в формате LAS. Основными целями вторичного контроля результатов геофизических исследований являются оценка полноты выполнения заявленного комплекса исследований и возможность использования результатов измерений для качественной и количественной интерпретации. Вторичный контроль качества осуществляют при приемке интерпретационной службой геофизического предприятия первичных материалов от каротажных партий (отрядов).

## **2.7 Обработка и интерпретация геофизических данных**

### **2.7.1 Выделение коллекторов**

Выделение коллекторов проводилось по комплексу качественных и количественных признаков.

К прямым качественным признакам при выделении коллекторов относятся: сужение диаметра скважины; положительное приращение на диаграммах микрозондирования; появление радиального градиента кажущихся сопротивлений (БКЗ, ИК), измеряемых зондами с разной глубиной исследования. В пласте М возможность выделения пластов по данной методике дополнительно подтверждается сопоставлением выделенных коллекторов с результатами ПГИ (приложение Б.4) [10, 17].

К косвенным качественным признакам коллекторов пласта М, которые вскрыли анализируемые скважины, относятся АК, отрицательные аномалии ГК и ПС. Количественные признаки выделения коллекторов представлены в конце главы.

### **2.7.2 Определение геофизических параметров**

**Относительная амплитуда ПС** определяется по формуле:

$$a_{ПС} = \Delta U_{nc} / \Delta E_{cm},$$

где  $\Delta U_{nc}$  – амплитуда ПС,

$\Delta E_{cm}$  – максимальная амплитуда ПС, рассчитывалась по формуле:

$$\Delta E_{cm} = 70 * \left( \frac{T^{\circ} + 273}{291} * \lg \frac{\rho\phi}{\rho\psi} \right),$$

где:  $T^{\circ}$  – температура на уровне пласта;

$\rho\phi$  – сопротивление фильтра бурового раствора по палеткам БКЗ;

$\rho_v$  – сопротивление пластовой воды, принятое для пласта.

**Относительная амплитуда ГК** или **двойной разностный параметр  $\Delta J\gamma$**  рассчитывается по формуле:

$$\Delta J\gamma = \frac{J\gamma - J\gamma, \min}{J\gamma, \max - J\gamma, \min},$$

где  $J\gamma$ ,  $J\gamma, \min$ ,  $J\gamma, \max$  – показания ГК в изучаемом прослое, в опорном пласте с минимальными значениями, в опорном пласте с максимальными показаниями соответственно.

**Оценка удельного электрического сопротивления УЭС пласта** проводится по данным БКЗ (рисунок 2.4). В разрезе Герасимовского месторождения, где толщина коллекторов меньше 4 м, БКЗ не позволяет определить  $\rho_n$ ; в данных пластах  $\rho_n$  определяется с помощью индукционного метода. Поэтому ИК широко применяется для оценки  $\rho_n$ . График сопоставления  $\rho_n$ , определенных по данным БКЗ и ИК, показывает высокую сходимость показаний, что позволяет использовать индукционный каротаж в качестве метода определения  $\rho_n$  (рисунок 2.5а).

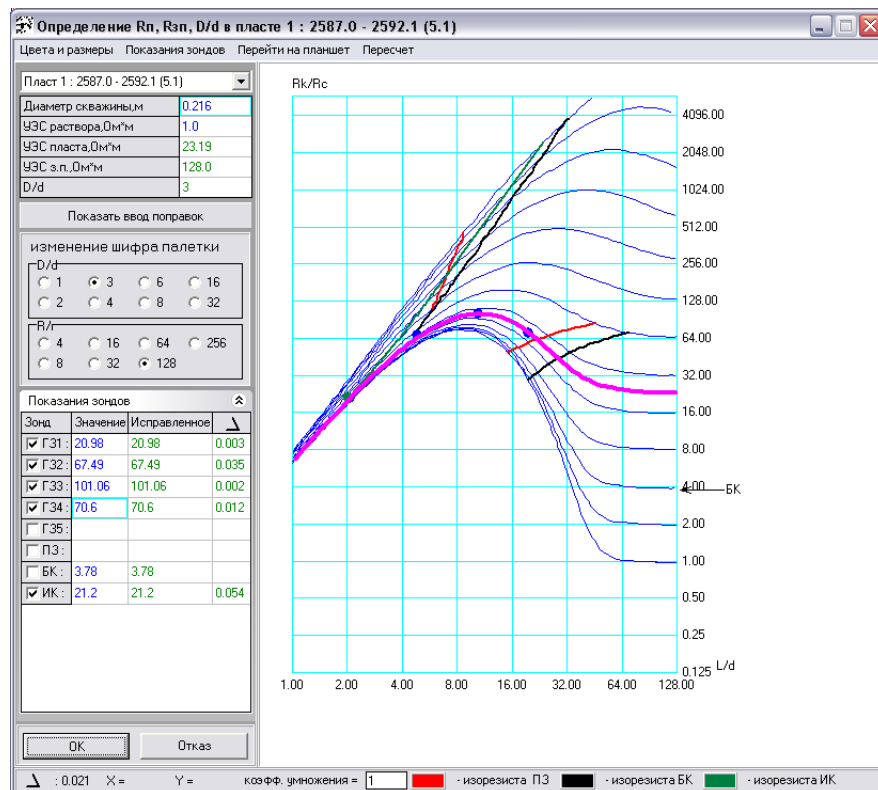


Рисунок 2.4 – Пример определения УЭС пласта по палеткам БКЗ

**Определение коэффициента глинистости** происходит на основе сопоставления весовой глинистости  $S_{gl}$  с параметром  $\Delta J\gamma$  (рисунок 2.5б).

Наличие корреляционной связи между параметрами позволяет рассматривать вариант пересчета весовой глинистости  $K_{гл}$  в объемную по формуле (2.1) и сопоставить с параметром  $\Delta J\gamma$ :

$$K_{гл} = C_{гл} * (1 - K_n) \quad (2.1):$$

При сопоставлении полученного коэффициента объемной глинистости (2.1) с параметром  $\Delta J\gamma$  (2.5) была построена зависимость:

$$K_{гл} = 0.607 * \Delta J\gamma^{1,3153}$$

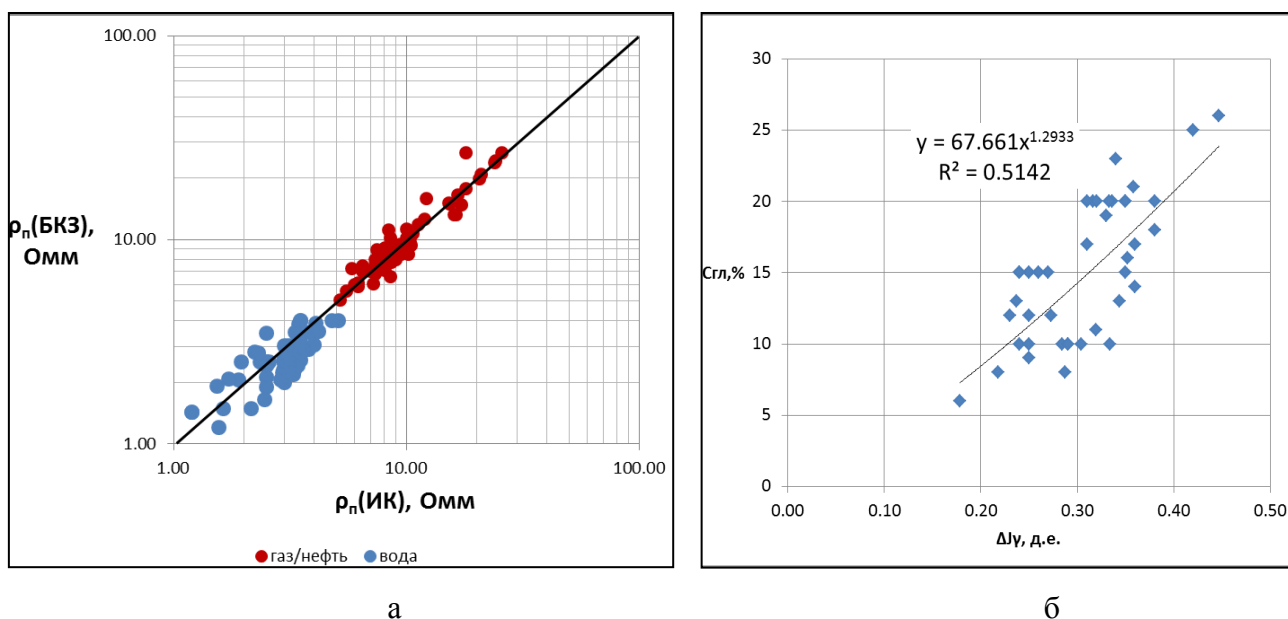


Рисунок 2.5 – График сопоставления УЭС пластов, определенных по палеткам БКЗ, ИК (а) и  $C_{гн}-\Delta J\gamma$  (б) Герасимовского месторождения

### 2.7.3 Определение петрофизических фильтрационно-емкостных свойств

**Определение коэффициента пористости** проводилось по данным АК, НГК (НКТ).

*Определение коэффициента пористости по акустическому каротажу*

Для исследуемого пласта построен график для открытой пористости  $K_{по}-\Delta T$  (рисунок 2.6). и получена следующая зависимость, определяющая коэффициент пористости:

$$K_{по} = 0.0041 * \exp(0.0166 * \Delta T)$$

*Определение коэффициента пористости по нейтронному каротажу*

Кроме прогноза пористости по АК в рамках имеющегося комплекса ГИС альтернативно коэффициент пористости рассчитывается по нейтронному каротажу.

Перед расчетом  $K_{по}$  необходимо провести нормирование кривой нейтронного каротажа на опорные пласты карбонатизированного песчаника и угля.

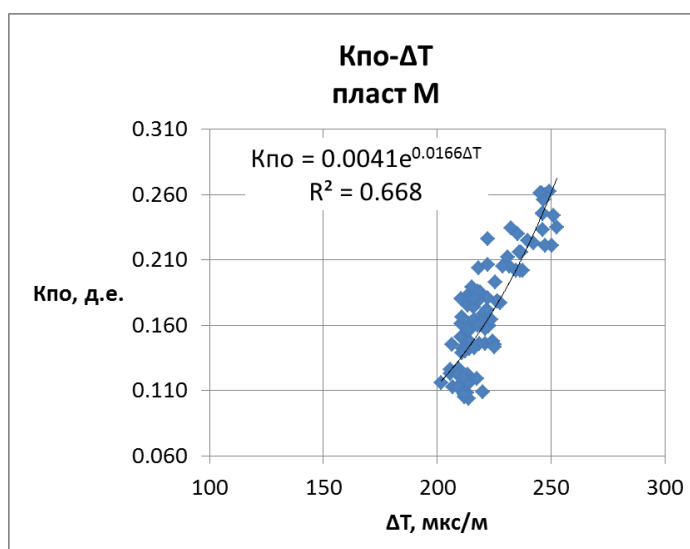


Рисунок 2.6 – График Кпо-ΔТ для пласта М

Исходя из факта, что в интервале значений логарифм водородосодержания связан с НКТ линейным уравнением (2.2) [12]:

$$Jn = -a * \lg(W) + b,$$

где: а и b – коэффициенты, которые могут быть определены по показаниям в неразмытых глинах и опорном пласте песчаника (2.3, 2.4):

$$a = \frac{Jn_{к.п} - Jn_{гл}}{\lg\left(\frac{W_{гл}}{W_{к.п}}\right)}, \quad (2.3)$$

$$b = Jn_{н+к} * W_{к.п}, \quad (2.4)$$

где  $Jn_{к.п.} = 2,8$  у.е. – показания НК в опорном пласте карбонатного песчаника;

$Jn_{гл} = 1,5$  у.е. – показания НК в опорном пласте неразмытых глин;

$W_{к.п.} = 0,025$  д.е. - водородосодержание карбонатного песчаника, выбранное на основе графика  $Скарб = f(Kпо)$  (рисунок 2.7а), по которому видно, что коэффициент пористости плотных карбонатных пород находится в интервале 1,5-3,5%. Среднее значение  $Kп = 2,5\%$ ;

$W_{гл} = 0,4$  д.е. – водородосодержание неразмытых глин куломзинской свиты.

Подставляя полученные коэффициенты (2.3, 2.4) в уравнение (2.2), водородосодержание определяется как:

$$W = 10^{(Jn+b)/-a},$$

$$Kn_{нк} = W - W_{гл} * K_{гл}.$$

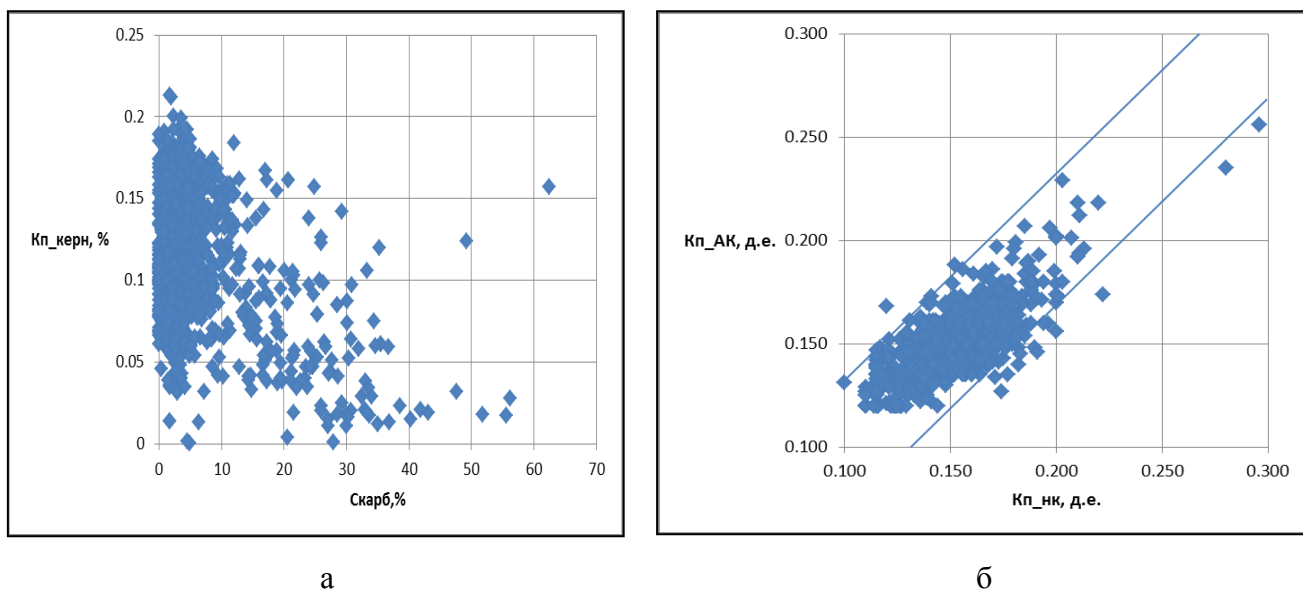


Рисунок 2.7 – Графики сопоставления  $Kp\_кern$ - $Скарб$  (а),  $Kp\_нк$  и  $Kp\_ак$  (б)

В газонасыщенных пластах показания НК завышаются, что приводит к систематическому занижению показаний коэффициента пористости. В данных пластах в  $Kp\_нк$  вводится поправка ( $\Delta_{газ}$ ) за газонасыщенность. Отсутствие методов, позволяющих учитывать, влияние газонасыщенности на емкостные характеристики коллекторов определенные по НК приводит к необходимости поиска корреляционных связей между величиной  $\Delta_{газ}$ , определенной как разность между  $Kp\_кern$  и  $Kp\_н$  в газонасыщенных пластах, и имеющихся параметров ГИС. Наилучшая корреляционная связь получена между величиной  $\Delta_{газ}$  с совокупностью параметров  $\Delta J\gamma$ ,  $\alpha ПС$  и  $Kp\_н$  :

$$\Delta_{газ} = 0,113 + 0,0113 \cdot K_{2л} - 0,839 \cdot (W - 0,3K_{2л}) + 0,5 \cdot (0,9927 + e^{-2,739Ann}) .$$

Коэффициент пористости в газонасыщенных пластах определялся по формуле

$$Kp\_нк = Kp\_н + \Delta_{газ} ,$$

где  $Kp\_нк$  – коэффициент открытой пористости с учетом поправки за газонасыщенность;

$Kp\_н$  – коэффициент пористости, определенный по данным нейтронного каротажа до ввода поправки.

После ввода поправки за газ  $Kp\_нк$  становится близким к  $Kp\_кern$ . Сопоставление коэффициентов пористости, определенных по данным АК и НК, показывают расхождение данных в основном не более  $\pm 3\%$  от линии единичного наклона (рисунок 2.7б).



Основным методом определения коэффициента открытой пористости принят акустический каротаж. Альтернативным методом определения коэффициента пористости принят нейтронный каротаж.

**Определение коэффициентов нефтенасыщенности** проводилось по зависимостям  $P_n=f(K_v)$  (рисунки 2.8а,б) по формуле (2.5).

$$K_n=1-K_v, \quad (2.5)$$

При определении коэффициентов нефтенасыщенности используется формула:

$$P_n=1.0703 * K_v^{-2.006} .$$

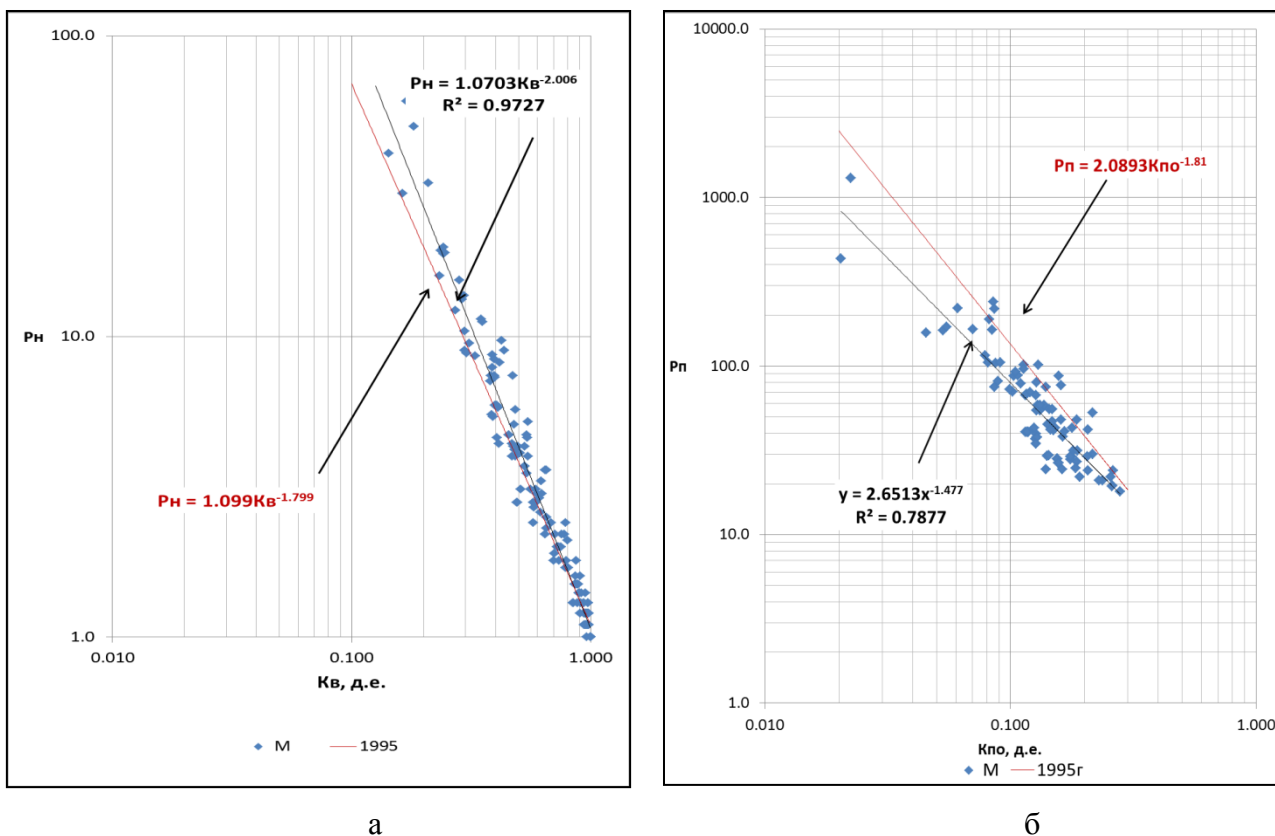


Рисунок 2.8 – Зависимость  $P_n$ - $K_{vo}$  (а),  $P_n$ - $K_{no}$  (б) для пласта М Герасимовского месторождения

Параметр насыщения  $P_n$  рассчитывается по следующей формуле:

$$P_n = \rho_{nn} / \rho_{vn} ,$$

где  $\rho_{nn}$  – сопротивление насыщенного флюидом пласта, Ом\*м;

$\rho_{vn}$  - сопротивление насыщенного водой пласта, Ом\*м.

Для определения  $\rho_{vn}$  используется параметр пористости  $P_n$ :

$$P_n = \rho_{vn} / \rho_v ,$$

где  $\rho_v$  – сопротивление пластовой воды, Ом\*м.

Параметр пористости ( $P_n$ ) определяется по зависимостям  $P_n=f(K_{no})$  (рисунок 2.12б).

$$Pn = 2.6513 * K_{no}^{-1.477}$$

В газовых шапаках при расчете  $K_2$  в учет брался  $K_{no}=3\%$  (среднестатистическая величина).

**Определение коэффициента проницаемости  $K_{пр}$**  (носит оценочный характер) через зависимость от  $K_{no}$  (рисунок 2.10а):

$$K_{пр} = 0.0017 e^{38.32 K_{no}}$$

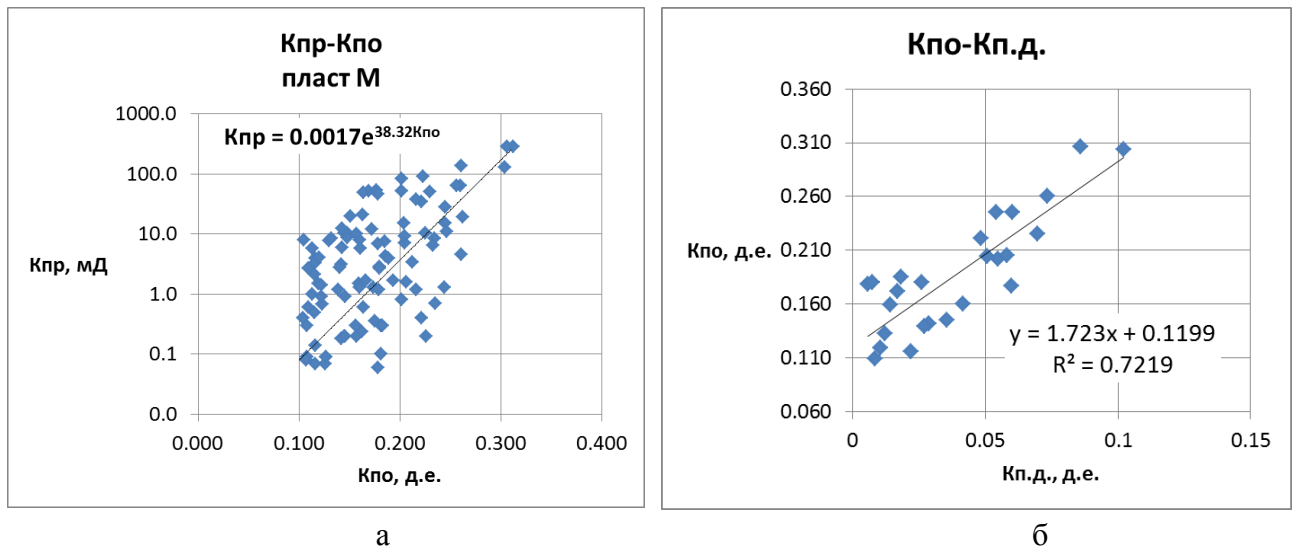


Рисунок 2.9 – Зависимости  $K_{пр}-K_{по}$  (а) и  $K_{по}=f(K_{п.д.})$  (б) для пласта М Герасимовского месторождения

#### 2.7.4 Обоснование предельных и критических значений коллектора

Граничные значения  $K_{no}$  (коэффициент открытой пористости),  $K_{вс}$  (коэффициент водоудерживающей способности),  $K_{пр}$  (коэффициент проницаемости) определены на основе связей данных параметров с  $K_{пд}$  (для водонасыщенных и нефтенасыщенных пластов) ( $K_{пд}$  – коэффициент динамической пористости),  $K_{п\_эф}$  для газонасыщенных пластов ( $K_{п\_эф}$  – коэффициент эффективной пористости) для пласта М (рис. 2.9б, 2.10).

Коэффициент динамической пористости был получен с учетом среднего значения  $K_{no}$ , равного 0.419 д.е.

Определение граничного значения  $\alpha_{ПС}$ , необходимого для выделения коллекторов, проведено следующим образом. С учетом приращений относительной амплитуды ПС сформировано две выборки, в одну из которых включены все пласты выделенные как коллектор, а в другую – как неколлектор. Для этих выборок были построены кумулятивные функции распределения  $\alpha_{ПС}$  для коллекторов и неколлекторов (рисунок 2.11). Принятые граничные значения коллектора представлены в таблице 2.4.

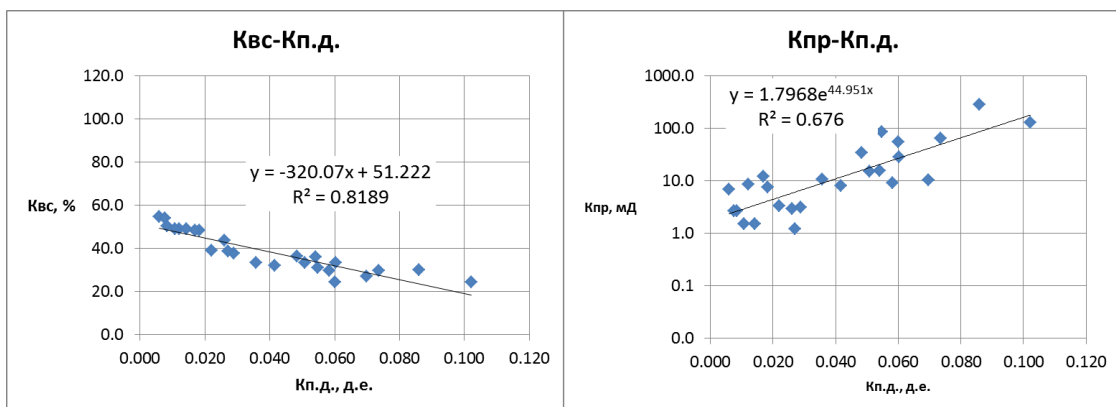


Рисунок 2.10 – Зависимости  $K_{вс}=f(K_{п.д})$ ;  $K_{пр}=f(K_{п.д})$  для пласта М

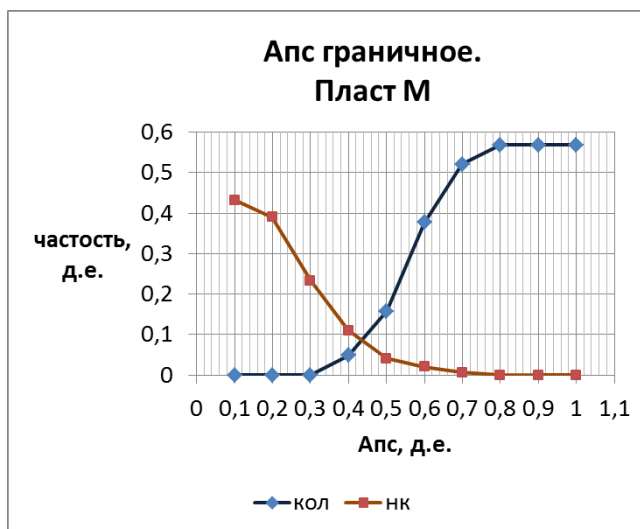


Рисунок 2.11 – Определение граничного значения  $\alpha_{ПС}$  для пласта М

Таблица 2.4 – Пределы коллектора по параметрам  $\alpha_{ПС}$  и  $K_{по}$

пласт	$\alpha_{ПСгр}$ , д.е.	$K_{п\_гр}$ , %	$K_{пр\_гр}$ , мД
М	0,43	12	1,8

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании изучения геологического строения месторождения и анализа ранее выполненных геофизических работ выбран и обоснован комплекс геофизических методов исследования скважин для уточнения запасов Герасимовского месторождения углеводородов, расположенного в Парабельском районе Томской области.

Запроектированный комплекс геофизических исследований в скважине №100Р, расположенной в основном блоке, позволил решить ряд задач, а именно уточнить положение локальной структуры в непосредственной близости от скважины № 4Р и положение ГНК, расчленить разрез скважины, выделить коллекторы, определить фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения. Обоснование комплекса геофизических методов, а также их методика проведения учитываются на основании опыта промыслово-геофизических исследований, проведенных в скважинах месторождения, а также на основании утвержденного для южных районов Западной Сибири комплекса ГИС.

Наличие определённых петрофизических зависимостей и априорной физико-геологической модели, имеющейся по месторождению, упростило интерпретацию геофизических данных.

Выбор необходимой аппаратуры для проведения запроектированных геофизических исследований, применение требований к методике измерений и метрологическому обеспечению измерений позволит избежать ошибок и неточностей при определении запасов.

В специальной главе проведен анализ имеющихся методик интерпретации типичного комплекса геофизических методов для Западной Сибири для сложных коллекторов трещинно-кавернозного типа. В результате анализа выявлено, что использование только одной методики интерпретации неэффективно и может привести к ошибке. Применение хотя бы двух методик, основывающихся на интерпретации различных физических полей, дают более точный результат, что подтверждается керновыми и гидродинамическими исследованиями и позволяет избежать пропуска при опробовании интервалов. Применение микросканеров позволяет непосредственно взглянуть на характеристики трещин и структурные особенности данных пород. Но, на основании проведенного анализа, имиджеры дают хорошую качественную характеристику коллекторов с вторичной пористостью и не позволяют проводить точную количественную оценку ФЕС.

Проведен анализ вредных и опасных факторов, выявленных для проектируемых работ. Рассмотрены меры по охране окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях. Рассчитанная стоимость полевых работ, выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ), составляет 760792 рубля.

## Приложение А.1

Таблица А.1. - Сведения о выполненных видах геофизических исследований и их результаты

Наименование отчёта	Организация, проводившая работу	Год проведения работ	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследований
1	2	3	4	5
Белов Р.В. и др. с/п 1/79-80	ТГТ	1979-1980	Площадные, МОГТ 1 : 100000	По отражающему горизонту $\Phi_2$ выявлено Герасимовское локальное поднятие и построена структурная карта.
Барулин Б.С. И др. п.38/79-80	ЦГЭ	1979-1980	Аэромагнитная съемка, 1 : 500000	Построена схема элементов тектоники и вещественного состава доюрского фундамента Нюрольской впадины.
п. 21/79-80, 21/80-81, 21/81-82, 21/82-83	ТГТ	1979-1983	Гравиметрическая съемка, 1 : 50000	Построена прогнозная структурно-литологическая схема доюрских образований Северо-Останинского, Герасимовского, Северо-Калинового, Калинового, Нижне-Табаганского поднятий.
с/п 12/80-81	ТГТ	1980-1981	Опытно-методические сейсморазведочные работы	Получено представление о внутреннем строении доюрских образований Северо-Калиновой, Герасимовской и сопредельных площадей.
Белов Р.В.и др. 6/82-83	ТГТ	1982-1983	Площадные, МОГТ 1 : 50000 1 : 100000	Детализировано строение Герасимовского поднятия.
Стрелкова В.В. и др. Михайлова Е.И. и др. т/п 11/84-85 о/м 11/85	ТГТ	1984-1985	Площадные, МОГТ	Проведена комплексная интерпретация материалов Герасимовского месторождения. Выделены зоны распространения песчаных тел в отложениях высюганской и тюменской свит.
Стрелкова В.В. и др. с/п 11/86-88	ТГТ	1986-1988	Площадные, МОГТ1 : 50000	Построены структурные и схематические карты прогноза литологического состава поверхности доюрских образований Герасимовского поднятия по разрезам ЭКО.

Продолжение таблицы А.1

Громова Э.И. с/п 21/88-90	ПО «Сибнефтегеофизика»	1988-1990	Площадные пространственные сейсмические работы (3Д) 1 : 25000	Представлены структурные карты по отражающим горизонтам $\Phi_2$ , $\Gamma^a$ , $\Gamma^b$ , $\Pi^a$ , значительно уточняющие строение Герасимовской площади, и карта прогноза коллекторских свойств пласта М
Беспечный В.Н. т/п 4/94	ОАО «Сибнефтегеофизика»	1994	Переинтерпретация площадных пространственных сейсмических работ (3Д) 1 : 25000	Построены структурные карты масштаба 1 : 25000 по отражающим горизонтам $\Pi^a$ , $\Gamma^a$ , $\Gamma^b$ , $\Phi_2$ . Выделены и прослежены тектонические нарушения, сделан прогноз развития приразломных зон в палеозойском комплексе
Кирсанов В.В. т/п 9/95	ЦГЭ	1995	Переинтерпретация площадных пространственных сейсмических работ (3Д) 1 : 25000	Построены структурные карты масштаба 1 : 25000 по отражающим горизонтам $\Pi^a$ , $\Gamma^a$ , $\Gamma^b$ , $\Phi_2$ . Выделены и прослежены тектонические нарушения, сделан прогноз развития приразломных зон в палеозойском комплексе, и развития зон песчанности в отложениях чехла.
Кулагин С.И. с/п 14/2006-07	ОАО «Сибнефтегеофизика»	2006-2007	Проведение площадных сейсморазведочных работ (2Д), обработка и интерпретация сейсмических материалов 1976-1994 г. 1 : 50000	Уточнена морфология границ и разрывных нарушений фундамента и чехла, получены новые структурные карты для основных объектов разработки: отражающий горизонт $\Pi^a$ , $\Gamma^a$ , $\Phi_2$ .

## Приложение А.2

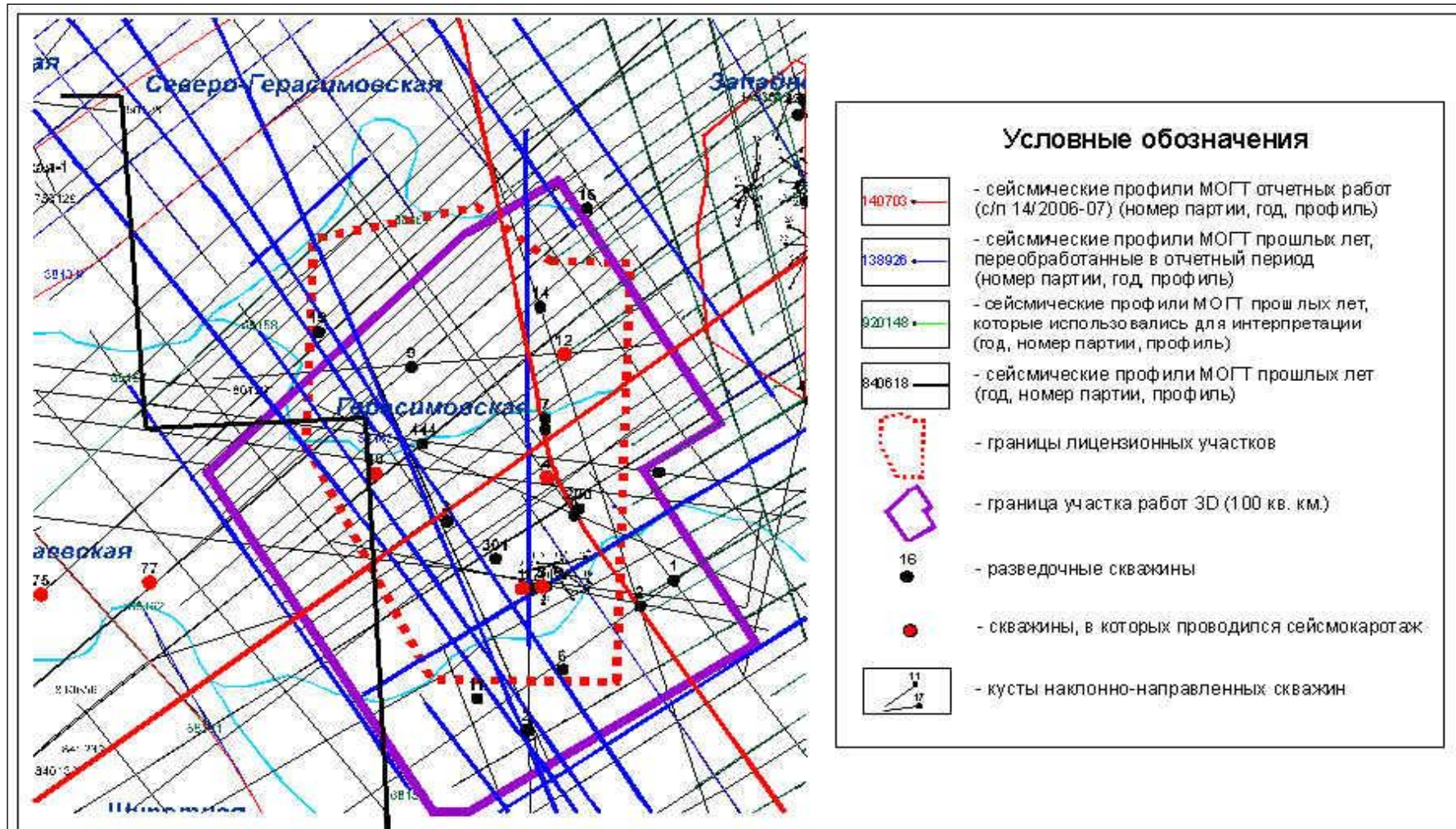


Рисунок А.2. - Схема геолого-геофизической изученности Герасимовского месторождения, масштаб 1:500000 [44]



## Приложение А.3

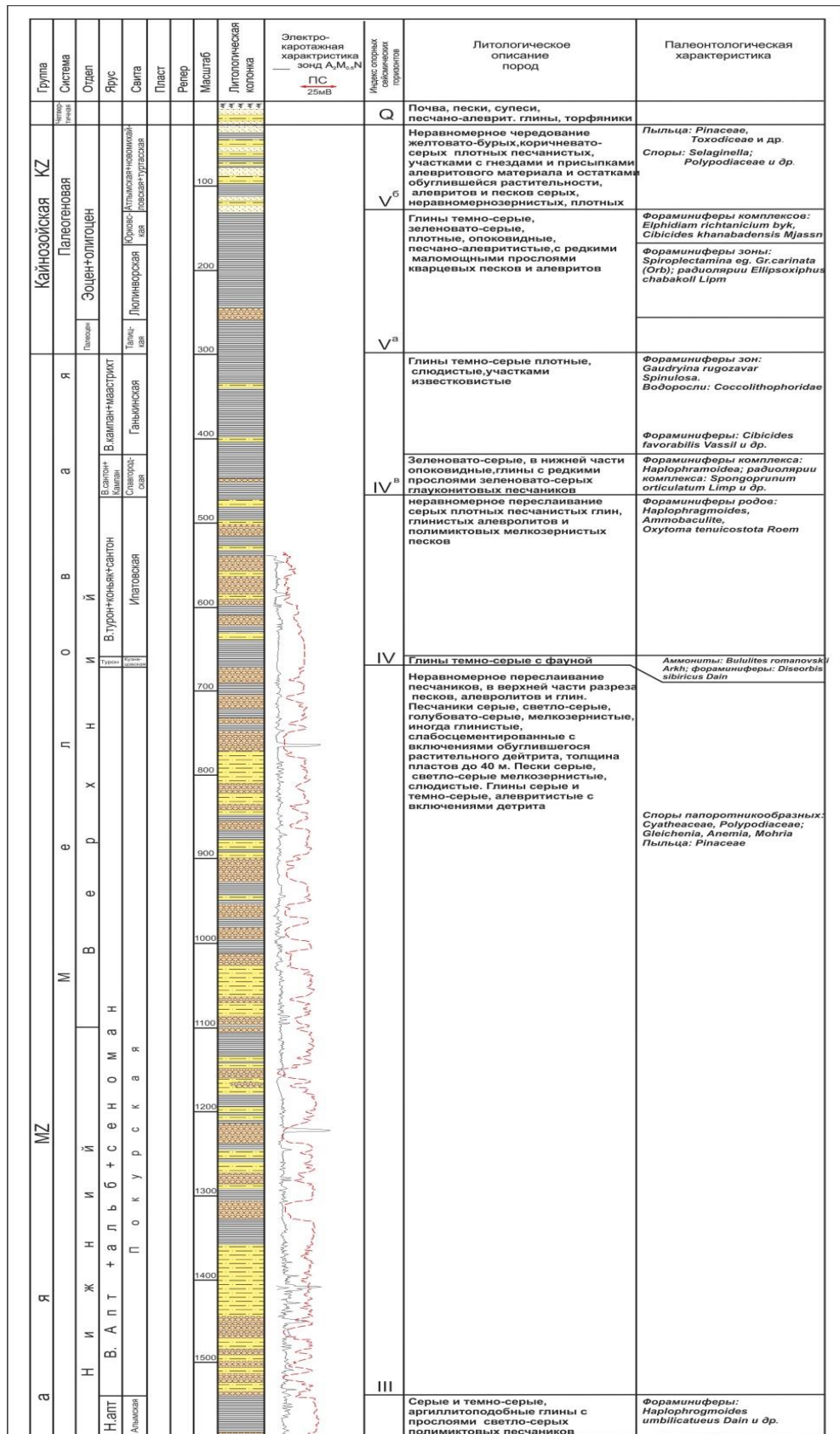
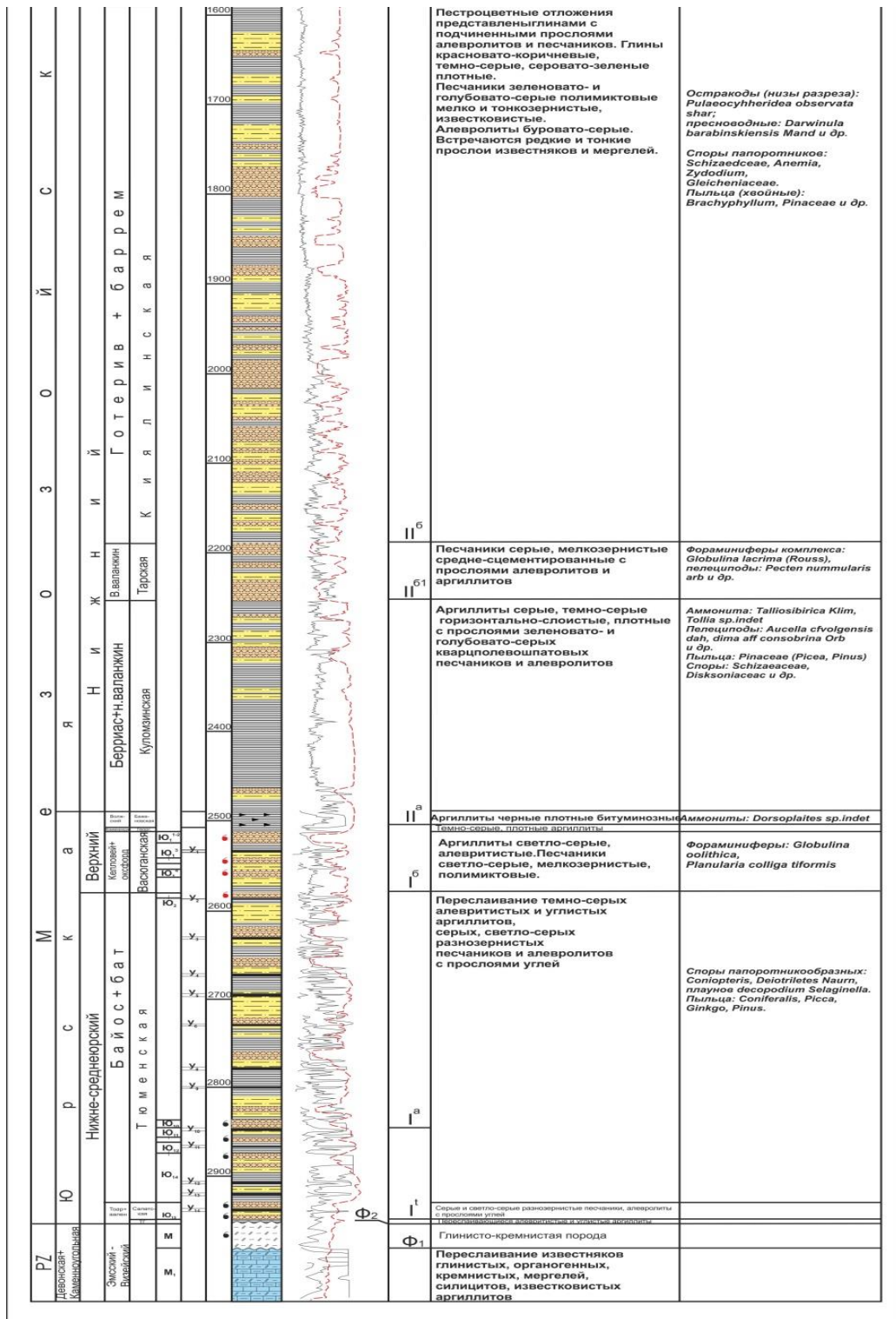


Рисунок А.3 - Сводный геолого-геофизический разрез Г ерасимовского месторождения



Приложение А.4



**Условные обозначения**

	лессы, суглинки		алежиты, алевролиты		опоковидные глины
	глины		угли		фораминиферы
	песчаники		породы фундамента		пески
	аргиллиты				
	триас				

0 — 50 — 100 — 150 — 200  
в 1 см - 50 м

Рисунок А.4 - Сводный геолого-геофизический разрез Герасимовского месторождения



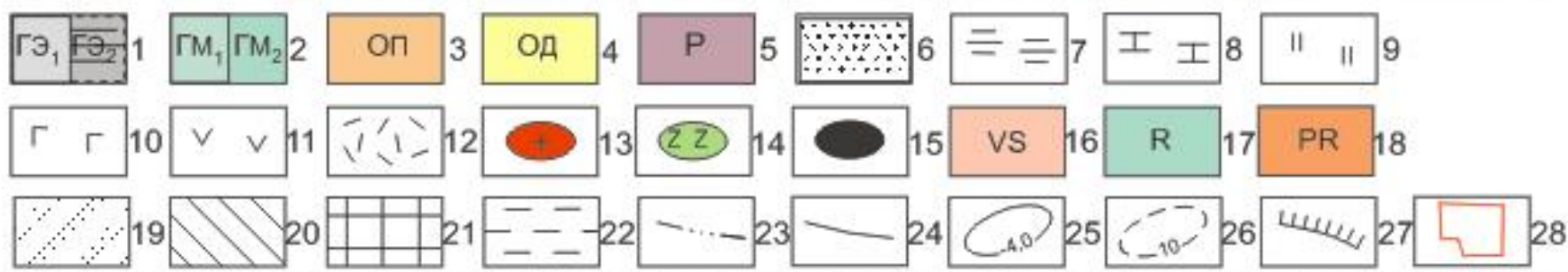
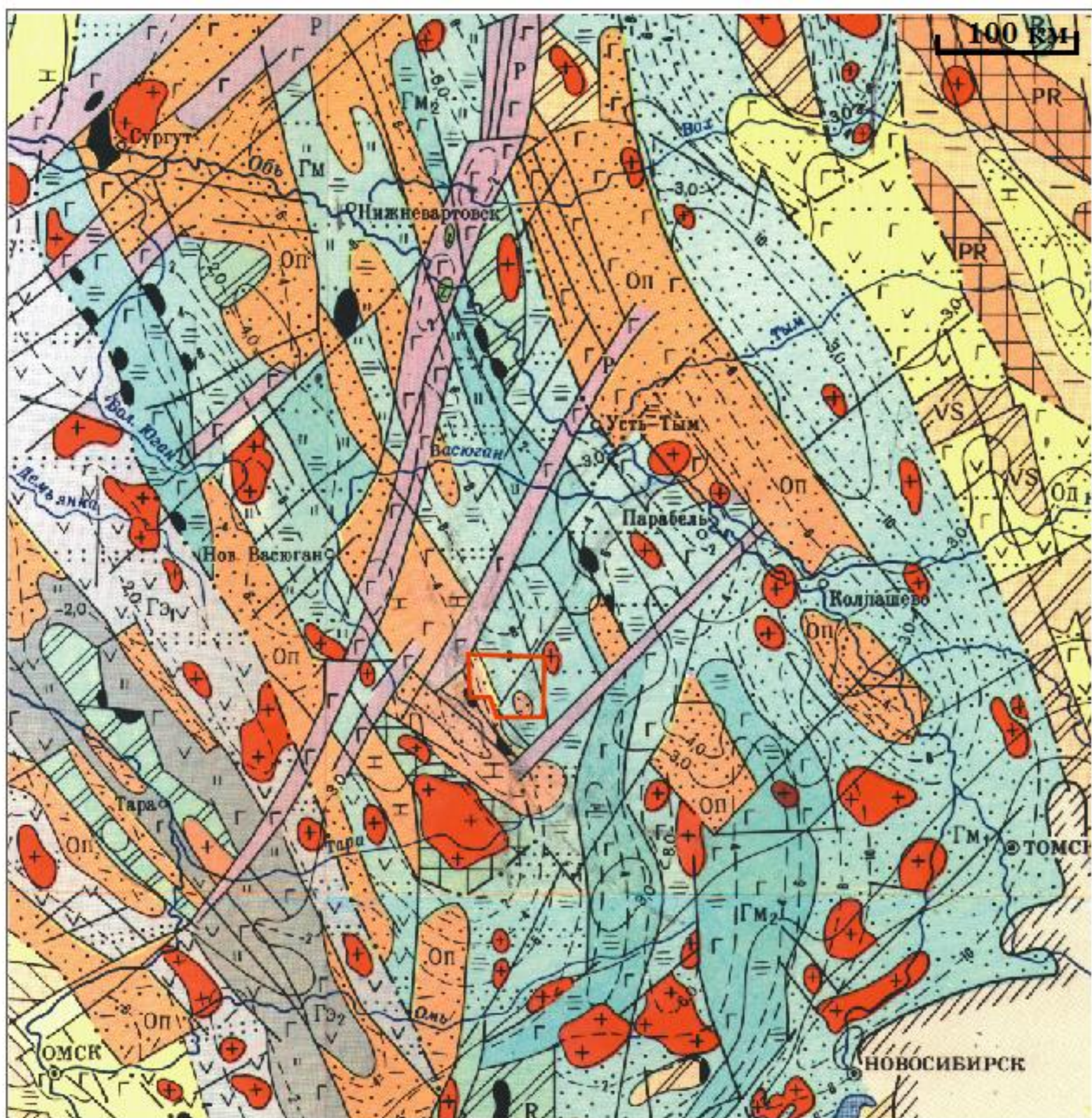
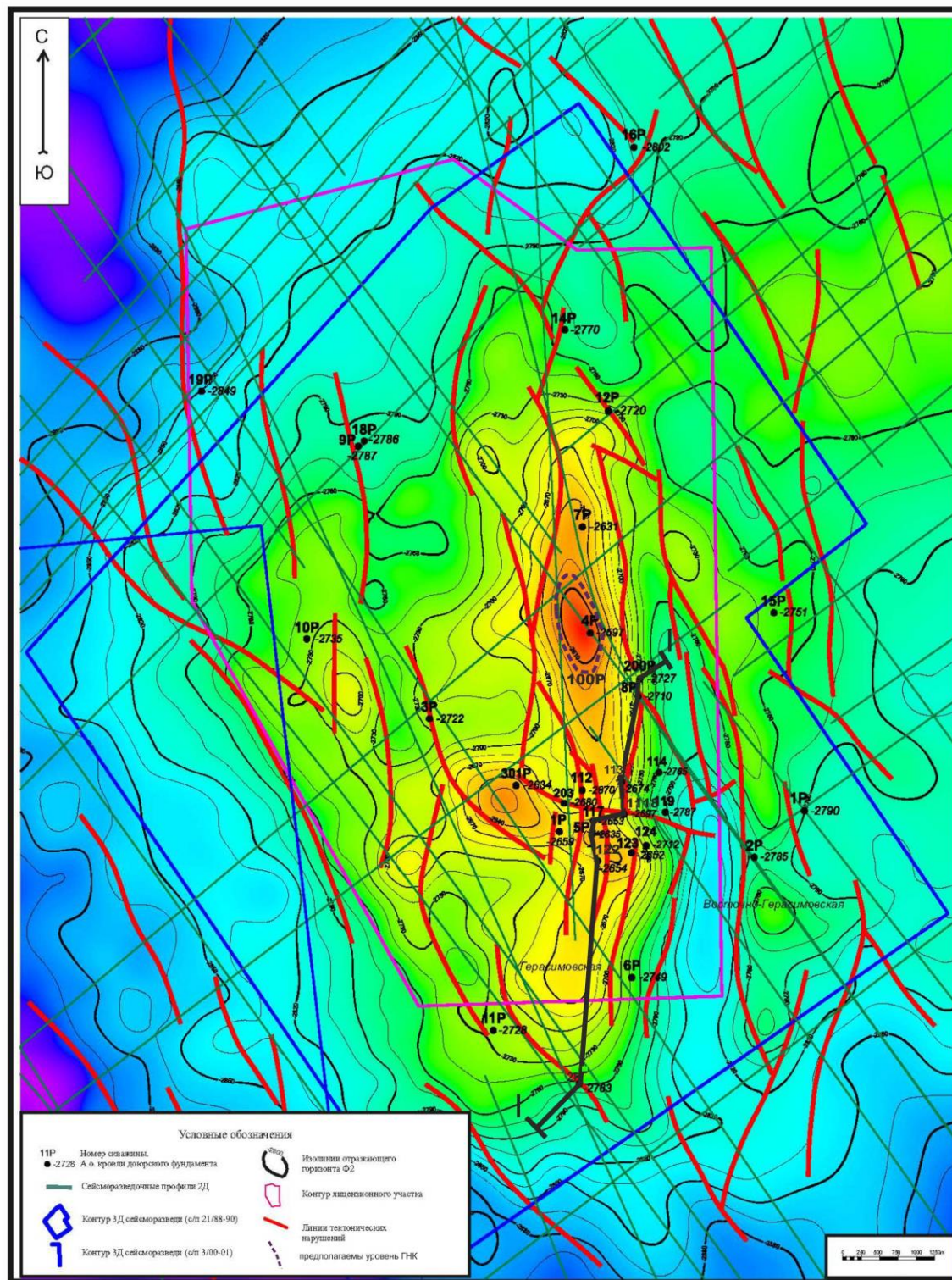


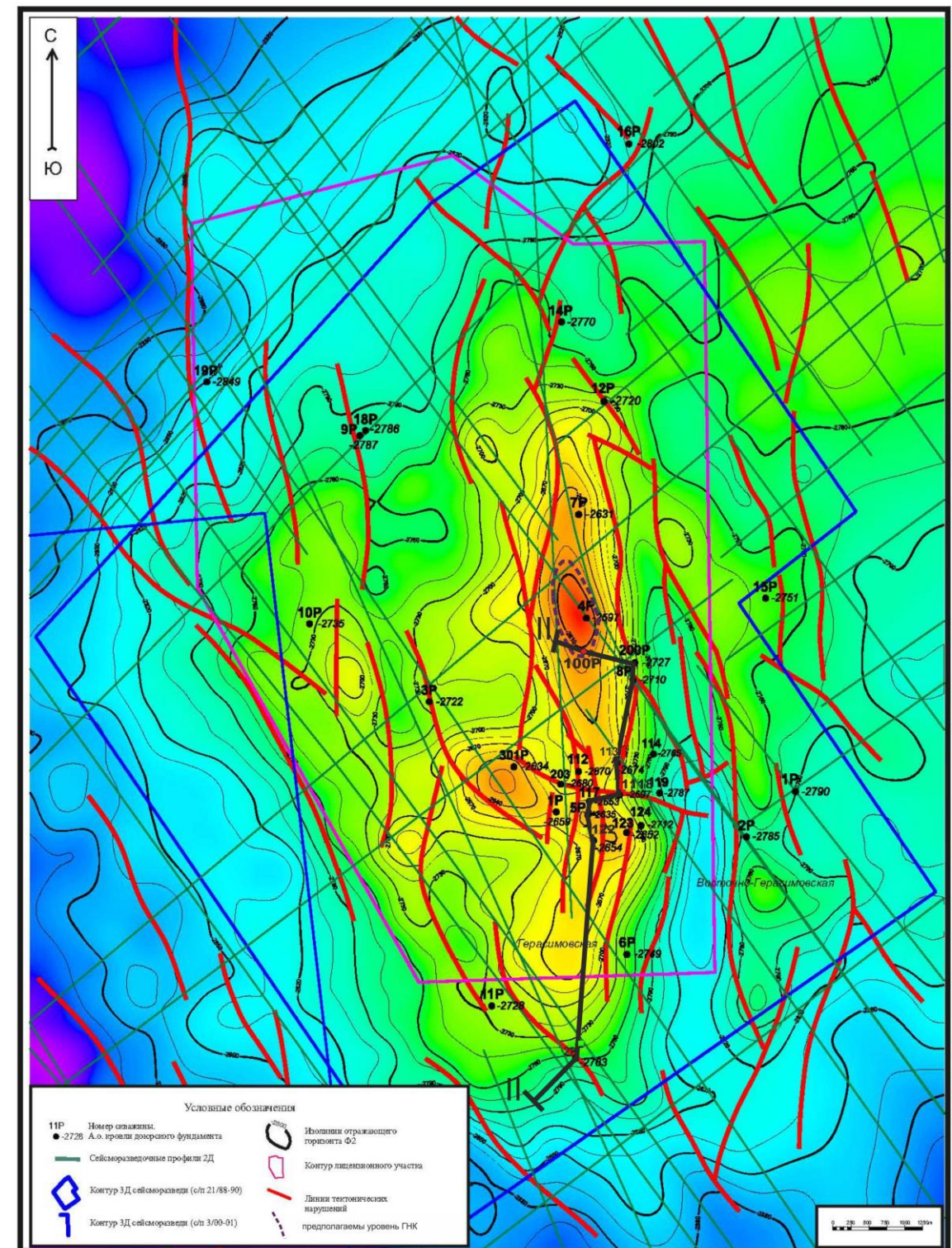
Рисунок А.5 – Положение участка исследований на фрагменте тектонической карты доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты 1:5500000 (под редакцией В.С. Суркова, 1986г). Тектонические комплексы: 1 – эвгеосинклинальный; 2 – многосинклинальный; 3 – протоорогенный; 4 дейтроорогенный; 5 - рифтовый. Ассоциация формаций: 6 – терригенные; 7 – карбонатно-терригенные; 8 – карбонатные; 9 – кремнистые; 10 – базальтовые; 11 – андезитовые; 12 – липаритовые; 13 – гранитоидные; 14 – базитовые; 15 – гипербазитовые. Мегакомплексы основания: 16 – венд-силлурийский; 17 – оифейский; 18 – дорифейский. Структурные элементы основания: 19 – антиклинорий; 20 – синклинорий; 21 – срединные массивы; 22 – прогибы плитного комплекса. Разломы ограничивающие: 23- области разно-возрастной складчатости; 24 – структурно-формационные зоны и крупные блоковые структуры; 25 – изогипсы поверхности девонско-среднетриасового мегакомплекса в км; 26 – изопахиты девонско-среднетриасовых комплексов в км; 27 – граница распространения; мезозойско-кайназойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты; 28 – район исследования.



Приложение А.6



а



б

Рисунок А.6 – Структурная карта по отражающему горизонту Ф2 (кровля доюрского фундамента) с линиями разреза I-I (а), II-II (б) (Составлена ОАО «ТомскНИПИнефть», 2013г.) [11]



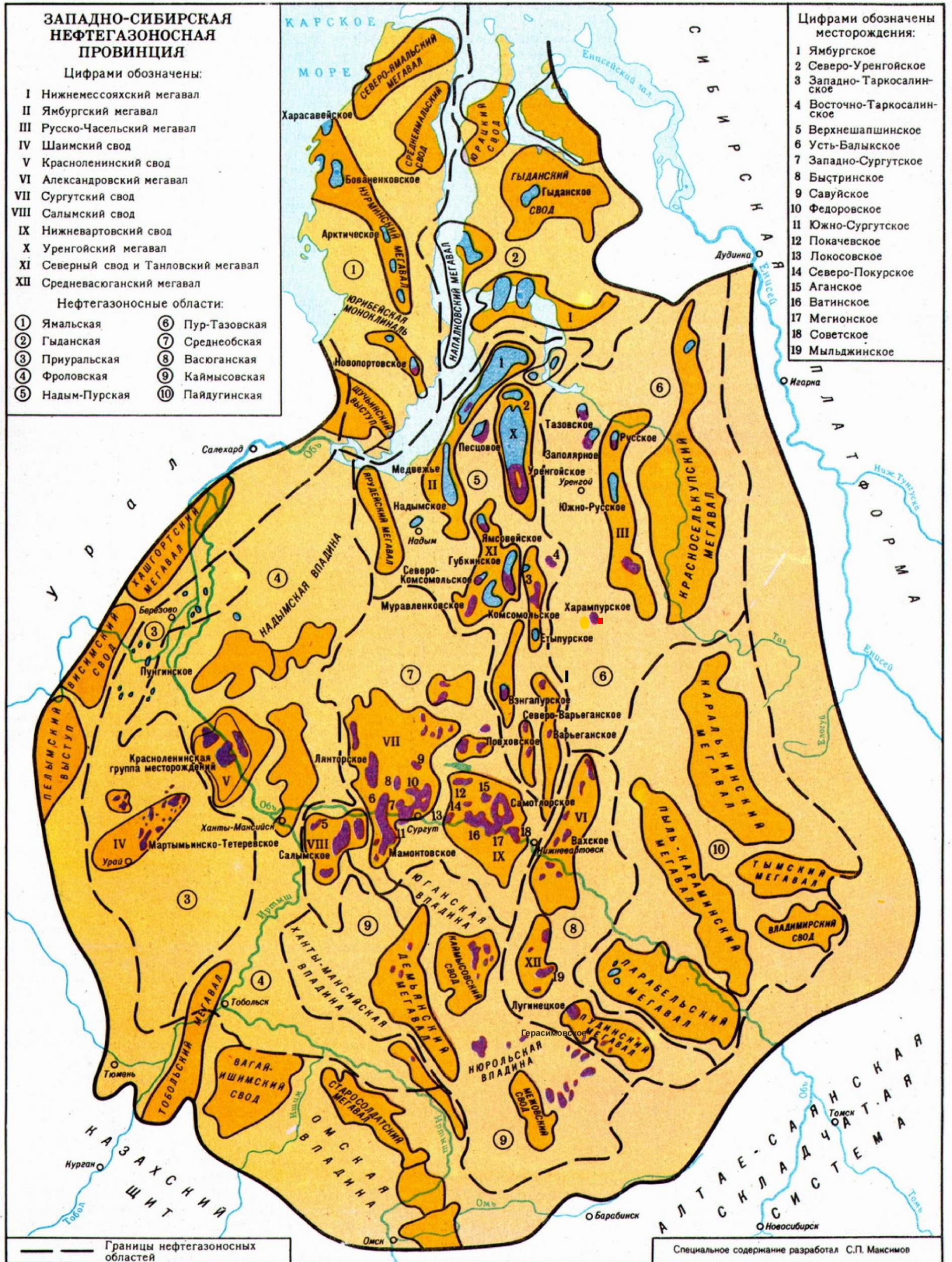


Рисунок А.7 – Схеме районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под редакцией С. П. Максимова, 1987 г..) [5]



## Приложение А.8

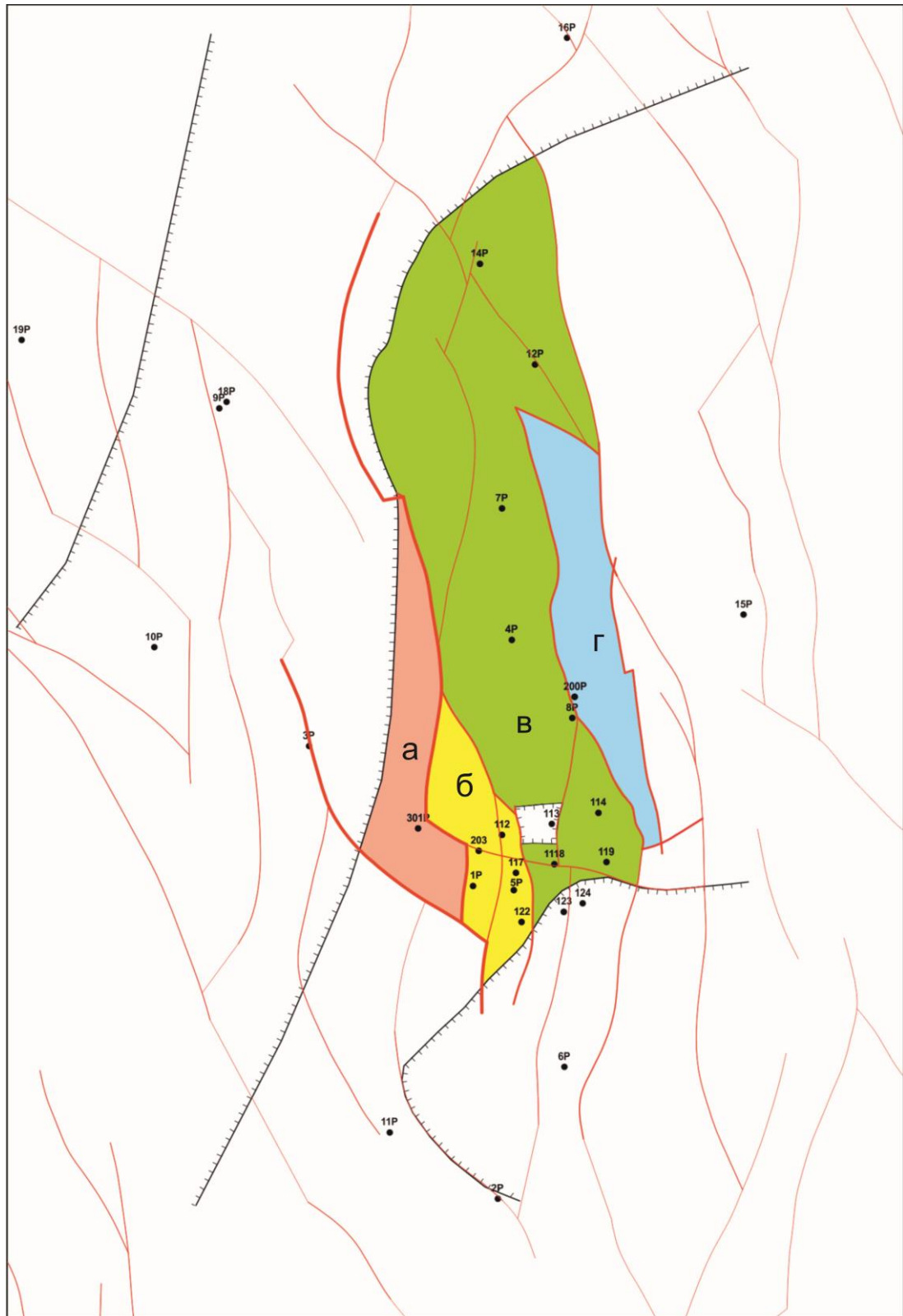


Рисунок А.8 – Блоковая модель пласта М: а – западный, б – южный, в – основной, г – восточный блоки [44]

## Приложение А.9

Таблица А.9 - Изменения ФЕС пласта М по Герасимовскому месторождению

№	Блок	№ скв.	Глинистость (Ск), %	Коллекторские свойства			Плотность, г/см <sup>3</sup>			Упругие свойства, Vp*10 <sup>3</sup> , м/с
				Пористость (Кпо), %	Проницаемость (Кпр), мД	Ост. Водонасыщенн ость (Кво),%	Абсолютно сухой породы (σас)	Влажной породы (σму)	Минералогич (σмин)	
1	Основной блок	4Р, 7Р, 8Р, 12Р, 14Р	<u>0-87.8</u> 8.2	<u>1-31.6</u> 14.3	<u>0.1-135.7</u> 15,0	<u>22.6-84.9</u> 56	<u>1.8-3</u> 2.2	<u>2.2-2.8</u> 2.4	<u>2.4-3.2</u> 2.7	<u>Нет измерений</u>
2	Западный блок	200Р	<u>0.2-23.7</u> 6.3	<u>3.4-33</u> 17.4	<u>0.1-52.2</u> 8.9	<u>29.-50</u> 39.6	<u>1.8-3.0</u> 2.3	<u>Нет измерений</u>	<u>Нет измерений</u>	<u>Нет измерений</u>
3	Восточный блок	301Р	<u>0-3.1</u> 0.6	<u>5.5-13.7</u> 9.7	<u>0-0.4</u> 0.1	<u>88.4</u>	<u>2.3-2.6</u> 2.4	<u>2.4-2.6</u> 2.5	<u>2.6-2.8</u> 2.7	<u>3.9-5.3</u> 4.7
4	Южный блок	203Р, 5Р, 1Р	<u>0-42</u> 6.2	<u>0.8-30.4</u> 13.2	<u>0-129.8</u> 8.8	<u>24.2-95.8</u> 63.2	<u>1.9-3.2</u> 2.4	<u>2.4-2.7</u> 2.5	<u>2.5-3.3</u> 2.8	<u>3.6-60.5</u> 24.2

Приложение А.10

Таблица А.10 – Результаты обработки материалов ГИС Герасимовского месторождения

Пласт	Интервал относ.глубин	Интервал абс.глубин	Н.м	Апс	ΔТ	УЭС_п. Омм	Хар. нас	Кн. д.ед	Кп. д.ед	Кпр. мд	Кгл. д.ед.
<b>Скважина №4</b>											
М	2711.90 - 2717.20	2597.42 - 2602.72	5.3	Пласт в целом по разрезу скважины неоднородный							
	2711.90 - 2712.90	2597.42 - 2598.42	1	0.575	249.05	13	ГЗ	0.74	0.256	33.8	0.1
	2712.90 - 2713.70	2598.42 - 2599.22	0.8	0.575	203.4	11		0.51	0.12	0.5	0.1
	2713.70 - 2714.00	2599.22 - 2599.52	0.3	0.525	240.19	13		0.71	0.221	8.7	0.125
	<b>Нэф общ.=2.10</b>	<b>НэфГЗ=2.10</b>	<b>НэфНЗ=0.00</b>			<b>НэфНВЗ=0.00</b>		<b>НэфВЗ=0.00</b>			
<b>Средн. ГЗ</b>	<b>КнГЗср=0.682</b>	<b>НэфГЗ=2.1</b>			<b>Кпр.=0.199</b>	<b>Кпрср=5.592</b>					
<b>Скважина №7</b>											
М	2746.70 - 2757.20	2630.90 - 2641.39	10.49	Пласт в целом по разрезу скважины неоднородный							
	2746.70 - 2747.80	2630.90 - 2632.00	1.1	0.708	206.82	9	НЗ	0.45	0.127	0.5	
	2747.80 - 2748.60	2632.00 - 2632.80	0.8	0.525	206.82	9		0.45	0.127	0.5	
	2755.00 - 2755.50	2639.20 - 2639.69	0.49	0.43	248.81	6.65		0.64	0.255	32.5	
	2755.50 - 2756.10	2639.69 - 2640.29	0.6	0.487	222.95	8		0.55	0.166	1	
	2756.10 - 2756.80	2640.29 - 2640.99	0.7	0.45	249.98	7		0.65	0.26	39.5	
	<b>Нэф общ.=3.69</b>	<b>НэфГЗ=0.00</b>	<b>НэфНЗ=3.69</b>			<b>НэфНВЗ=0.00</b>		<b>НэфВЗ=0.00</b>			
<b>Средн. ГЗ</b>	<b>КнГЗср=</b>	<b>НэфГЗ=</b>			<b>Кпр.=</b>	<b>Кпрср=</b>					
<b>Средн. НЗ+НВЗ</b>	<b>КнНЗср=0.558</b>	<b>КнНВЗср=</b>			<b>Кпр.=0.176</b>	<b>Кпрср=2.232</b>					
<b>Скважина №8Р</b>											
М	2827.50 - 2869.60	2710.19 - 2752.25	42.06	Пласт в целом по разрезу скважины неоднородный							
	2828.30 - 2828.80	2710.98 - 2711.48	0.5	0.508	212.26	10	НЗ	0.54	0.139	0.5	
	2828.80 - 2829.40	2711.48 - 2712.08	0.6	0.525	213.54	8		0.49	0.142	0.5	
	2830.10 - 2831.00	2712.78 - 2713.68	0.9	0.725	239.37	7.1		0.61	0.218	7.8	
	2831.00 - 2832.20	2713.68 - 2714.88	1.2	0.825	225.79	7.1		0.54	0.174	1.4	
	2832.20 - 2832.90	2714.88 - 2715.58	0.7	0.825	236.25	7.1		0.59	0.207	5.1	
	2832.90 - 2834.10	2715.58 - 2716.78	1.2	0.845	234.48	7.1		0.58	0.201	4	
	2834.10 - 2835.90	2716.78 - 2718.58	1.8	0.824	237.69	7.1		0.6	0.212	6.2	
	2835.90 - 2836.80	2718.58 - 2719.48	0.9	0.789	235.96	7.1		0.59	0.206	4.9	
	2836.80 - 2837.30	2719.48 - 2719.98	0.5	0.707	227.83	7.1		0.55	0.18	1.8	
	2837.90 - 2838.60	2720.58 - 2721.28	0.7	0.65	227.83	7.08		0.55	0.18	1.8	
	2838.60 - 2840.10	2721.28 - 2722.78	1.5	0.674	225.79	7.08		0.54	0.174	1.4	
	2840.10 - 2840.30	2722.78 - 2722.98	0.2	0.571	206.82	8.5		0.47	0.127	0.5	
	2840.80 - 2842.30	2723.47 - 2724.97	1.5	0.734	242.33	6.31		0.6	0.229	11.9	
	2842.30 - 2842.60	2724.97 - 2725.27	0.3	0.603	215.22	6.31		0.44	0.146	0.5	
	2843.20 - 2843.80	2725.87 - 2726.47	0.6	0.43	216.85	8		0.51	0.15	0.6	
	2844.30 - 2844.40	2726.97 - 2727.07	0.1	0.43	206.82	8.5		0.47	0.127	0.5	
	2844.40 - 2846.00	2727.07 - 2728.67	1.6	0.609	238.53	7.08		0.6	0.215	6.9	
	2853.20 - 2854.70	2735.86 - 2737.36	1.5	0.825	243.89	6.31		0.61	0.235	15	
	2854.70 - 2856.40	2737.36 - 2739.06	1.7	0.863	231.72	7.08		0.57	0.192	2.8	
	2856.40 - 2857.70	2739.06 - 2740.36	1.3	0.844	239.37	6.31		0.59	0.218	7.8	
	2857.70 - 2858.30	2740.36 - 2740.96	0.6	0.775	234.48	6.31		0.56	0.201	4	
	2858.30 - 2859.10	2740.96 - 2741.76	0.8	0.65	227.83	6.31		0.52	0.18	1.8	
	2859.60 - 2860.20	2742.26 - 2742.86	0.6	0.472	227.83	6.31		0.52	0.18	1.8	
	2865.10 - 2865.50	2747.75 - 2748.15	0.4	0.43	224.39	7.08		0.53	0.17	1.2	
	2865.50 - 2866.00	2748.15 - 2748.65	0.5	0.475	232.34	7.5		0.59	0.194	3.1	
	2866.00 - 2867.60	2748.65 - 2750.25	1.6	0.529	216.85	7.08		0.48	0.15	0.6	
2867.60 - 2868.70	2750.25 - 2751.35	1.1	0.543	249.05	7.08	0.65	0.256	33.8			
<b>Нэф общ.=24.90</b>	<b>НэфГЗ=0.00</b>	<b>НэфНЗ=24.90</b>			<b>НэфНВЗ=0.00</b>	<b>НэфВЗ=0.00</b>					
<b>Средн. ГЗ</b>	<b>КнГЗср=</b>	<b>НэфГЗ=0</b>			<b>Кпр.=</b>	<b>Кпрср=</b>					
<b>Средн. НЗ+НВЗ</b>	<b>КнНЗср=0.573</b>	<b>КнНВЗср=</b>			<b>Кпр.=0.196</b>	<b>Кпрср=3.354</b>					

Приложение Б.1

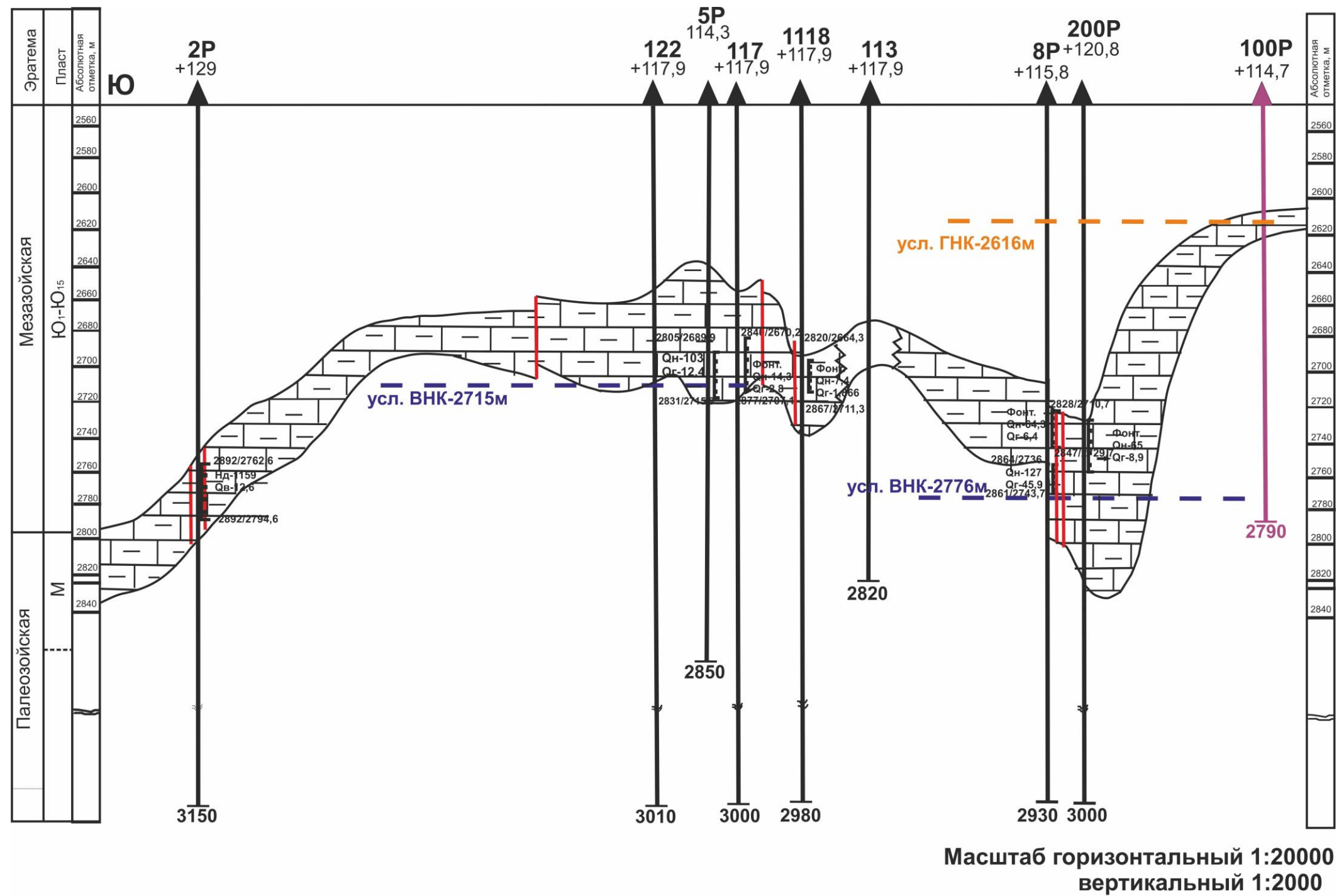


Рисунок Б.1 - Геологический разрез по линии П-П Герасимовского месторождения. Условные обозначения: 1 – скважина, пробуренная в плоскости разреза; 2 – интервалы испытания с полученным результатом; 3 – кремнисто-глинистые отложения; 4 – разрывные нарушения; 5 – условный уровень ВНК; 6 – условный уровень ГНК; 7 – зона выклинивания пласта М; 8 – проектная разведочная скважина.



Приложение Б.2

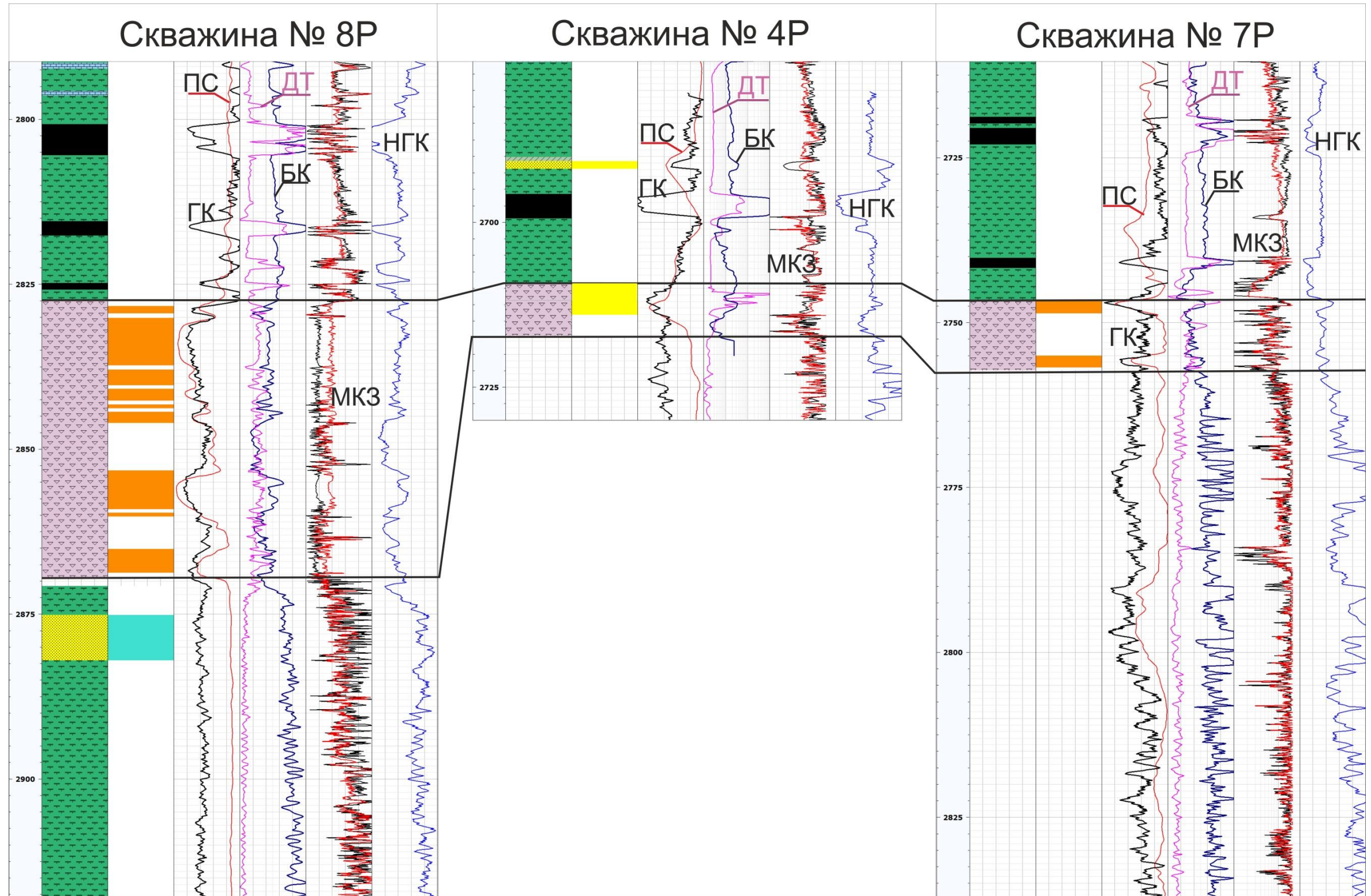
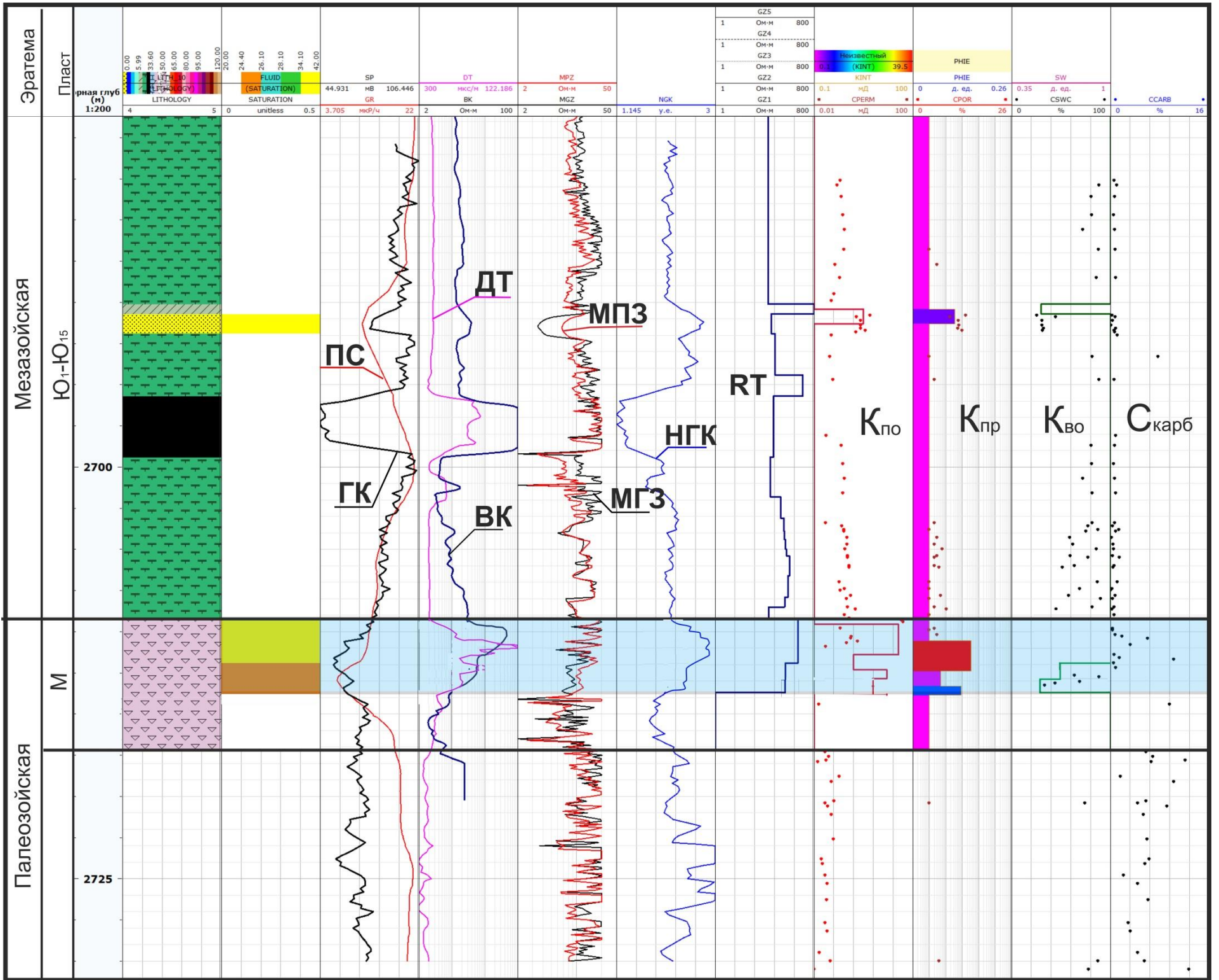


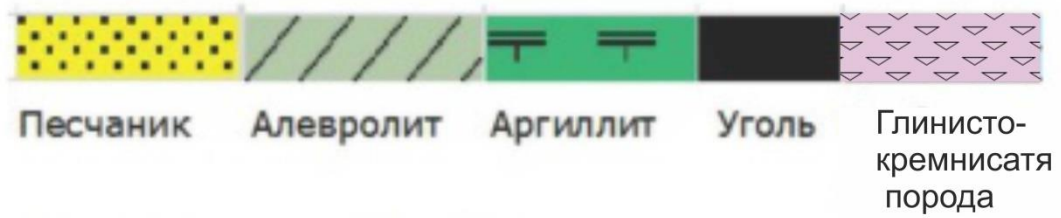
Рисунок Б.2 – Корреляционная схема по линии скважин 8P-4P-7P



Приложение Б.3



Литология



Характер насыщения

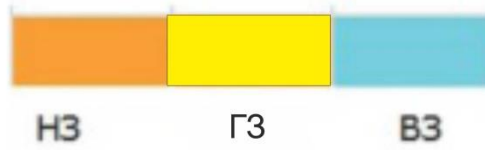


Рисунок Б.3 - Априорная физико-геологическая модель

## Приложение Б.4

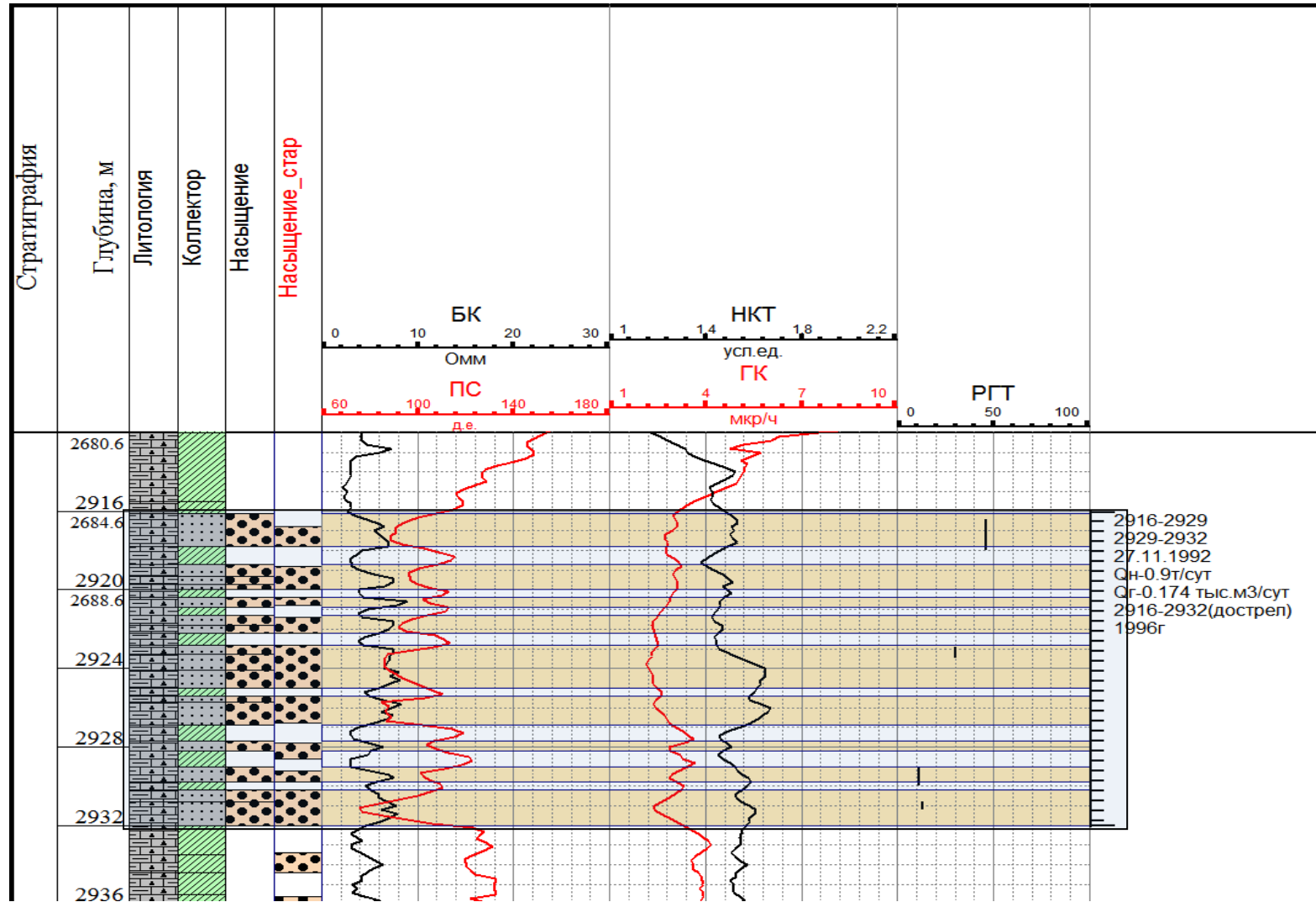


Рисунок Б.4 -. Сопоставления результатов ПГИ с РИГИС

## Приложение В.1

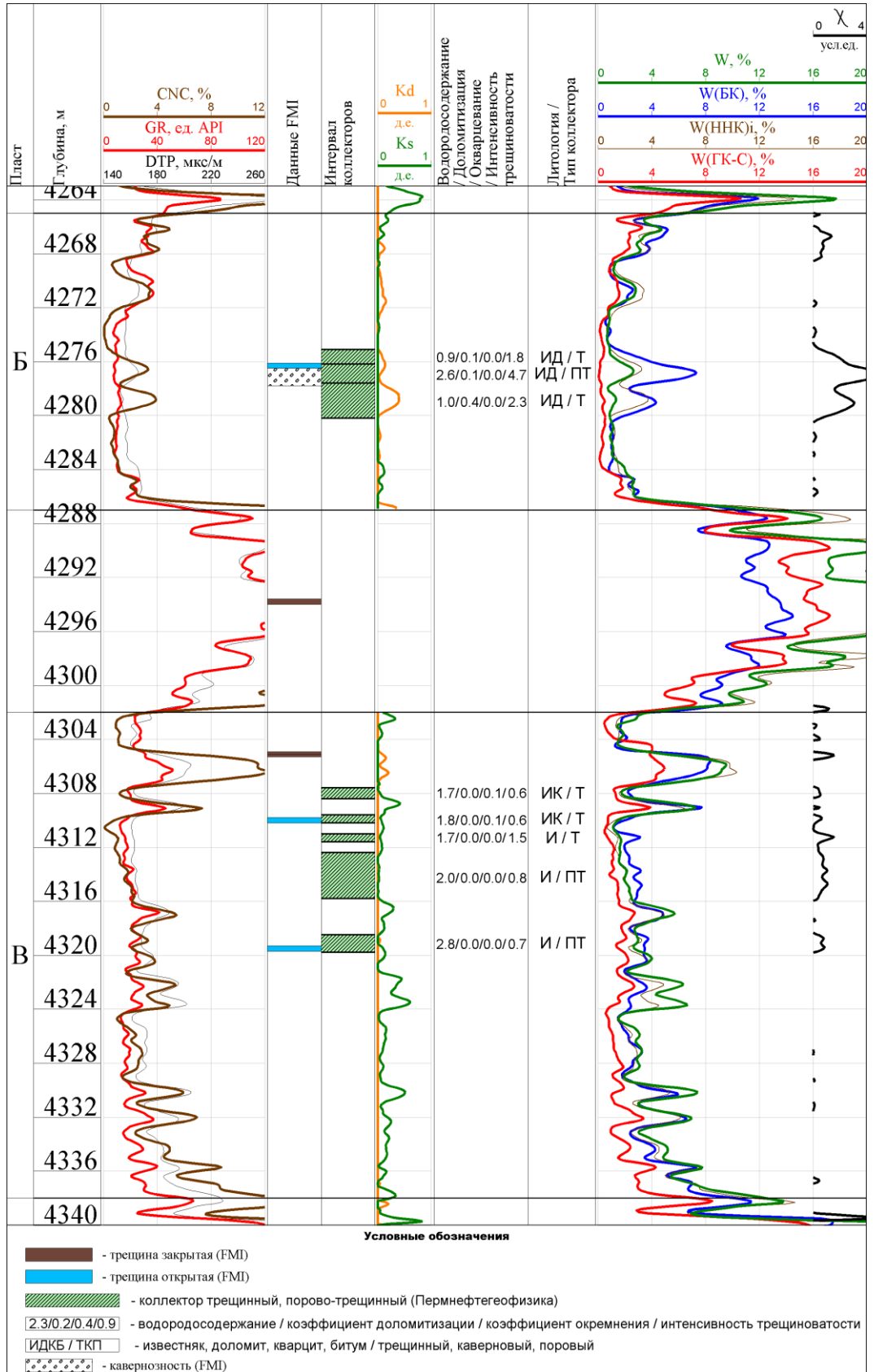


Рисунок В.1 – Выделение трещинных коллекторов по параметру  $\chi$  и сопоставление с данными FMI



Приложение В.2

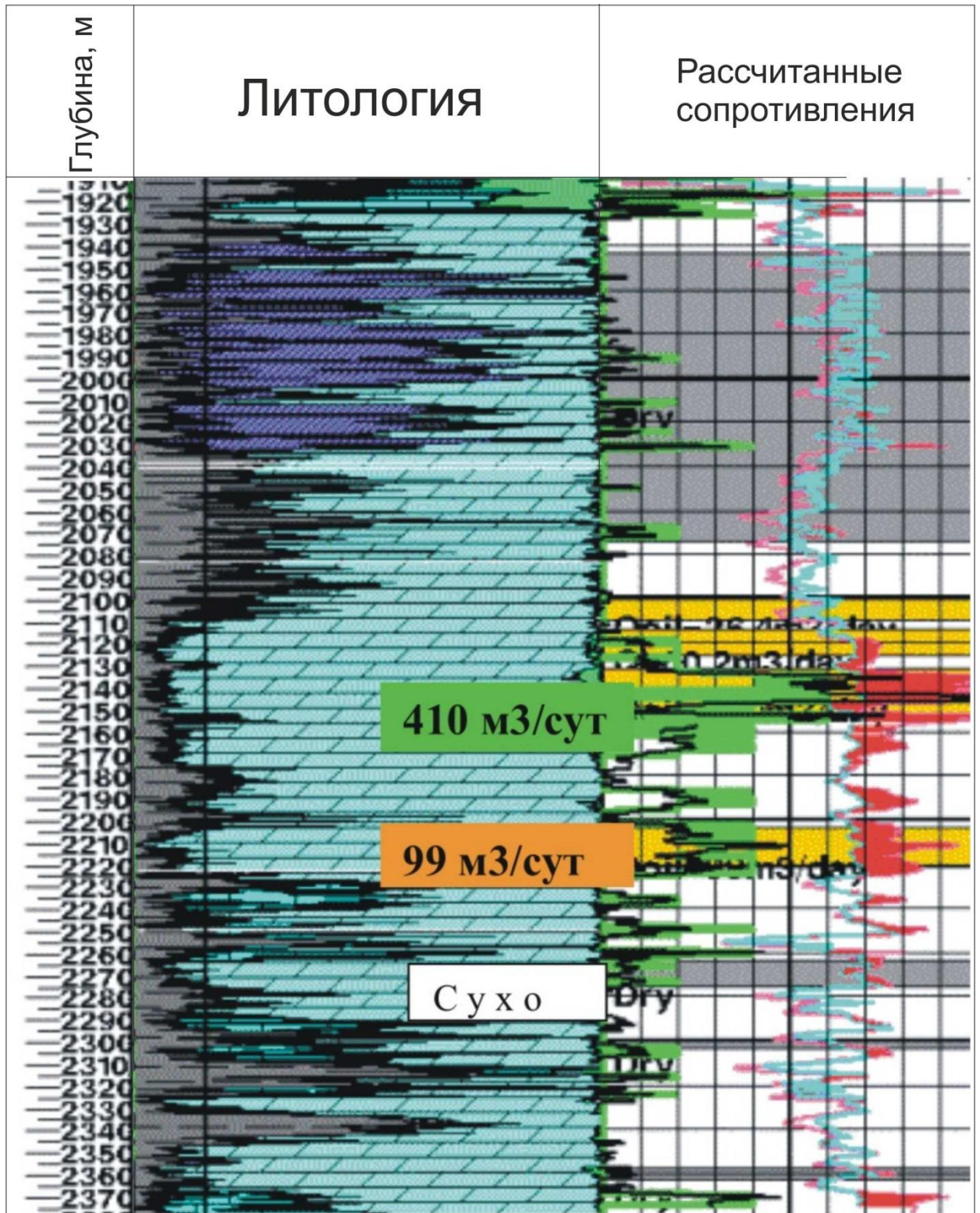


Рисунок В.2 – Пример выделения потенциально продуктивных трещинных коллекторов в разрезах сложного типа

### Приложение В.3

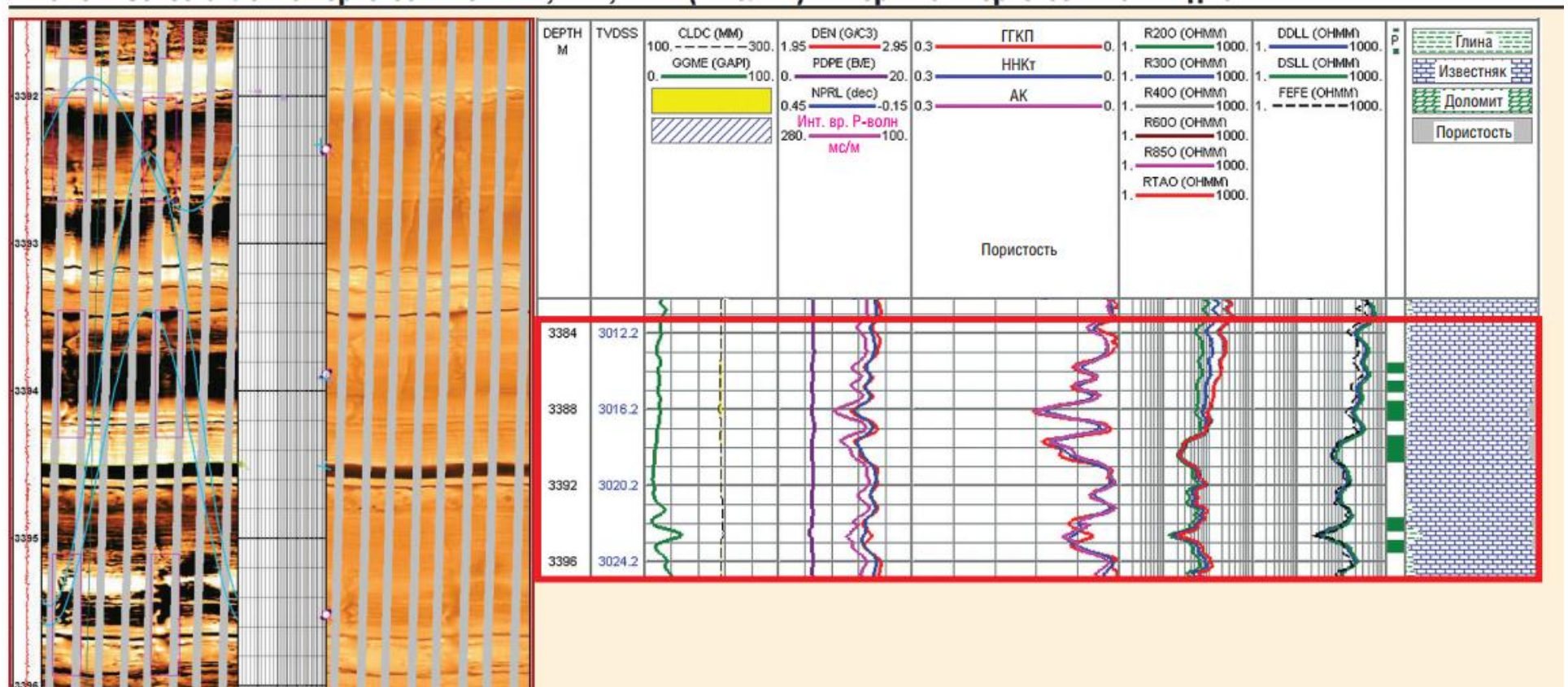


Рисунок В.3 - Сопоставление пористости по ГГКП, НКК, АКШ (Р-волны) и вторичная пористость на имиджах