

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

**КУДРЯШОВА ЛИДИЯ КОНСТАНТИНОВНА**

**ПОСТРОЕНИЕ ФАЦИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПЛАСТА ЮК<sub>2</sub>  
ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ ЕМ-ЁГОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Специальность 25.00.16 – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая  
геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель

доктор геолого-минералогических наук, профессор

Белозеров Владимир Борисович

ТОМСК – 2015

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	С.
Введение.....	4
1 Геологическая характеристика территории исследований.....	11
1.1 Общая характеристика.....	11
1.2 Геолого-геофизическая изученность.....	11
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	15
1.4 Тектоника.....	18
1.5 Нефтегазоносность.....	21
2 Методика исследований.....	28
2.1 Литолого-фациальный анализ.....	29
2.2 Изучение электрометрической модели.....	31
3 Возможности гранулометрического анализа для определения фациальной обстановки.....	34
3.1 Методика обработки результатов гранулометрического анализа... 34	34
3.2 Обработка данных гранулометрического и минералогического анализов для пластов ЮК <sub>2.5</sub> Ем-Ёговского месторождения.....	37
4 Электрометрические модели пласта ЮК <sub>2</sub> .....	53
4.1 Понятие электрофаций.....	53
4.2 Выделение электрофаций пласта ЮК <sub>2</sub> Ем-Ёговской площади.....	55
4.3 Определение фациальной обстановки формирования пласта ЮК <sub>2</sub> ..	58
5 Литолого-фациальный анализ.....	68
5.1 Определение фациальной обстановки осадконакопления по описанию керна и результатам гранулометрического анализа.....	70
5.2 Определение фациальной обстановки осадконакопления по каротажным диаграммам.....	75
5.3 Построение фациальной модели пласта ЮК <sub>2</sub> .....	79
5.4 Фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора ЮК <sub>2</sub> .....	85
Заключение.....	95
Список литературы.....	97

Приложение А Сводная таблица основных гранулометрических характеристик пластов ЮК <sub>2-5</sub> Ем-Ёговского месторождения .....	109
Приложение Б Сводная таблица определения фаций по результатам обработки данных гранулометрического и минералогического анализов образцов (пласты ЮК <sub>2-5</sub> Ем-Ёговского месторождения).....	115
Приложение В Сводная таблица параметров пласта ЮК <sub>2</sub> Ем-Ёговского месторождения.....	122

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы**

Одно из перспективных направлений поддержания стабильности добычи на многопластовых месторождениях, находящихся в зрелой стадии эксплуатации, – целенаправленная разработка невыработанных запасов в коллекторах сложного геологического строения. В рамках существующих схем нефтедобычи, когда в процесс эксплуатации охватывается одновременно несколько продуктивных пластов, это направление предполагает разукрупнение объекта разработки на отдельные пласты с последующим детальным анализом особенностей геологического строения каждого из них.

**Объектом исследования** является пласт ЮК<sub>2</sub>, входящий в состав эксплуатационного объекта ЮК<sub>2-5</sub> тюменской свиты Ем-Ёговской площади Краснотенинского месторождения Западной Сибири.

Ранее среднеюрские отложения Западной Сибири рассматривались в ходе региональных и детальных исследований в работах многих исследователей: Е.Е. Даненберга, А.Э. Конторовича, В.А. Конторовича, Ю.Н. Карогодина, Г.П. Мясниковой, А.Г. Мухер, И.И. Нестерова, А.А. Нежданова, Г.Г. Шемина, Е.А. Претеченской, Н.Н. Ростовцева, В.И. Шпильмана и многих других.

Сложность расчленения и корреляции пластов ЮК<sub>2-5</sub>, наличие тектонических нарушений, выклинивание и пространственная невыдержанность коллекторов, их низкие коллекторские свойства и значительная изменчивость толщин по площади и разрезу – все это снижает эффективность разработки залежей нефти, оставляя нерешёнными вопросы дальнейшего вовлечения в разработку трудноизвлекаемых остаточных запасов. Поэтому в диссертационной работе наряду с выделением и корреляцией пласта ЮК<sub>2</sub> в качестве самостоятельного объекта разработки проведены исследования, уточняющие особенности его геологического строения, включающие изучение керн, проведение обработки результатов гранулометрического и минералогического анализов, фациальных исследований с использованием различных методик и

современного программного обеспечения (ПО), сопоставление полученных результатов с результатами атрибутивного анализа данных сейсморазведки.

Актуальность выполненной работы связана с изучением особенностей геологического строения и условий осадконакопления продуктивного пласта ЮК<sub>2</sub> тюменской свиты, позволяющих внести существенный вклад в разработку изучаемого месторождения и, как следствие, для повышения нефтеотдачи.

### **Цель работы**

Построение фациальной модели и прогноз пространственного развития пласта ЮК<sub>2</sub> тюменской свиты Ем-Ёговской площади, на основе последовательного использования комплекса различных методов литолого-фациального анализа.

### **Основные задачи исследования**

1. Выделить пласт ЮК<sub>2</sub> из объекта разработки ЮК<sub>2-5</sub> в качестве самостоятельного и провести его корреляцию по скважинам.
2. Выполнить систематизацию существующих методологических подходов фациальной диагностики терригенных отложений.
3. Установить фациальную обстановку осадконакопления пласта ЮК<sub>2</sub> на Ем-Ёговской площади и обосновать выбор концептуальной седиментационной модели его формирования.
4. Провести анализ закономерностей распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта ЮК<sub>2</sub> согласно выделенным типам фаций и в соответствии с концептуальной моделью осуществить их пространственный сейсмогеологический прогноз.

### **Методика исследований**

Для получения максимально достоверных результатов в ходе исследования применялось комплексирование различных методов определения обстановок осадконакопления.

Изучение генезиса осадков проводилось по следующей схеме: 1) анализ кернового материала, обработка данных минералогического и гранулометрического анализов; 2) корреляция, расчленение, выделение

электрофаций по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и по керну; 3) сопоставление данных электрофациального анализа с результатами гранулометрических исследований; 4) подбор концептуальной седиментационной модели и построение на её основе фациальной модели пласта ЮК<sub>2</sub>; 5) сопоставление фациальной модели с данными атрибутивного анализа сейсморазведки; 6) анализ фильтрационно-емкостных свойств коллектора в зависимости от фациальных условий его формирования, 7) территориальный прогноз распределения эффективных толщин и фильтрационно-емкостных свойств пласта ЮК<sub>2</sub>.

Для выявления условий осадконакопления в методике применялась обработка данных гранулометрического анализа пород с использованием генетических диаграмм К. Бьёрликке, Г.Ф. Рожкова, Р. Пассеги, анализ состава аутигенных минералов, присутствующих в породах, литологический состав пород и выделенные электрофации по методике В.С. Муромцева.

### **Научная новизна**

1. Разработана методика, позволяющая при комплексном использовании методов обработки данных гранулометрического анализа выделять переходную группу фаций, что является невозможным при использовании только какого-либо одного из предложенных методов. В результате определено, что формирование пласта ЮК<sub>2</sub> тюменской свиты происходило в переходных условиях – в пределах приливно-отливных равнин или эстуариев. В процессе исследований выяснено, что неоднозначная обработка данных гранулометрического анализа по различным методикам связана со спецификой распределения гранулометрических фракций в дельтовой обстановке, где на процесс механического осаждения фракций из водного потока влияет геохимическая среда осадконакопления. В рамках механического осаждения однонаправленный поток воды в реках заменяется на приливно-отливные (обратные) потоки в дельтах. Во время полной и малой воды скорость течения падает до нуля, способствуя осаждению более 95 % тонкозернистого взвешенного осадка (в основном представленного глинистыми минералами и органическим веществом). Влияние геохимической среды связано

со смешением пресных и солёных вод, провоцируя флокуляцию глинистых фракций из коллоидного раствора и преждевременное их осаждение, что и отражается, вероятно, в отличие седиментационной интерпретации по различным методикам.

2. Впервые для рассматриваемого месторождения построена фациальная модель пласта ЮК<sub>2</sub> на основе комплексного анализа керна, ГИС и подобранной концептуальной седиментационной модели формирования коллектора.

3. В соответствии с фациальной неоднородностью строения пласта ЮК<sub>2</sub> получены индивидуальные зависимости ФЕС для конкретных фациальных обстановок и впервые построены карты пористости и проницаемости коллектора.

4. Полученные результаты по эталонным участкам пласта ЮК<sub>2</sub> позволят провести целенаправленную переинтерпретацию сейсмических атрибутов и спрогнозировать распространение зон развития коллектора на всей территории Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения.

#### **Основные защищаемые положения**

1. Формирование пород пласта ЮК<sub>2</sub> тюменской свиты, представленных песчано-алевритовыми разностями с подчиненными по мощности прослоями аргиллитов, происходило в переходных условиях – в пределах приливно-отливных равнин или эстуариев.

2. Пространственное распределение выделенных фациальных обстановок пласта ЮК<sub>2</sub> соответствует седиментационной модели деструктивной эстуариевой дельты, контролируемой приливами.

3. Территориальный прогноз зон улучшенных коллекторов пласта ЮК<sub>2</sub> обоснован индивидуальными зависимостями фильтрационно-емкостных свойств для фациально-разнородных песчаников.

#### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Указанная область исследования соответствует паспорту специальности 25.00.16 «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр», а именно п. 8: *«Анализ и типизация горно-геологических условий месторождений твердых, жидких и газообразных*

*полезных ископаемых для их эффективного промышленного освоения», а также п. 10: «Разработка и совершенствование методов и систем обработки геологической, маркшейдерской и геофизической информации...».*

### **Фактический материал и личный вклад**

В основу диссертационной работы легли материалы, предоставленные ОАО «ТНК-Нягань», а также работы, соответствующие тематике и проблемам исследования, проводимого в рамках диссертации.

В ходе проведённых исследований диссертантом изучены результаты описания керна (16 скважин) (ЦЛ Главтюменьгеология», ООО Сибгеоцентр», ООО «ТННЦ»); обработаны результаты минералогического и гранулометрического анализов пород пласта ЮК<sub>2</sub> по 7 скважинам (208 образцов) (ООО «Сибгеоцентр»); проанализированы материалы ГИС по 118 скважинам (ООО «ТННЦ»). Выполнен электрофациальный анализ; изучены закономерности распределения ФЕС по ГИС согласно выделенным типам фаций; построена фациальная и фильтрационно-емкостная модель для пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади.

### **Практическая значимость работы**

Для отложений пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади автором изложены результаты исследований, состоящих из анализа кернового материала, минералогических и гранулометрических анализов; корреляции, расчленения, выделения электрофаций по ГИС и по керну. Предложен определенный комплекс методов для объективной обработки данных гранулометрического анализа отложений, образованных в переходных условиях осадконакопления. Впервые построена фациальная модель пласта ЮК<sub>2</sub> Красноленинского месторождения, позволяющая детализировать его строения и особенности распределения фильтрационно-емкостных свойств в разрезе и плане. Полученные результаты являются базовыми элементами для переинтерпретации данных сейсморазведки с целью прогноза распространения коллекторов пласта ЮК<sub>2</sub> по всей территории Ем-Ёговской и корректировки последующих работ на этапе разработки остаточных запасов углеводородов.



Результаты, полученные в работе, согласуются и уточняют выводы ранее проведенных исследований.

### **Апробация работы**

Результаты диссертационной работы были представлены на: Всероссийской научной геологической молодежной школе «Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от В.А. Обручева, М.А. Усова, Н.Н. Урванцева до наших дней» (Томск, 2013 г.); Всероссийском конкурсе НИР в области наук о Земле «Современные технологии и результаты геологических исследований в изучении и освоении недр земли» (Томск, 2013 г.); XV Уральской молодежной научной школе (Екатеринбург, 2014 г.); XVIII Международном научном симпозиуме им. М.А. Усова студентов, аспирантов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2014, 2015 гг.); VIII Научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием «Геология в развивающемся мире» (Пермь, 2015 г.).

### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 10 научных работ, в том числе 2 статьи в журналах, входящих в перечень изданий, рекомендованных ВАК РФ, и 2 статьи, индексируемых в реферативных базах данных SCOPUS.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из 5 глав, введения, заключения и библиографического списка. Во введении обоснована актуальность работы, определена ее цель и сформулированы основные задачи, охарактеризованы новизна и практическая значимость работы.

В 1 главе приведена краткая геологическая характеристика объекта исследований, представлены сведения об изученности, геологическом строении, тектонике и нефтегазоносности рассматриваемой территории Ем-Ёговской площади. Глава 2 посвящена рассмотрению основных методов и объемов исследований. Обработка результатов гранулометрического и минералогического анализов с целью определения фациальной обстановки пластов ЮК<sub>2-5</sub> приведена в главе 3. В главе 4 проведено расчленение и корреляция продуктивной части

разреза, выделены электрофации пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади. Проведён фациальный анализ пласта ЮК<sub>2</sub> и подобрана концептуальная седиментационная модель его формирования, что позволило объективно провести прогноз территориального распределения выделяемой совокупности фаций. Построение и анализ фациальной модели пласта, а также закономерности пространственного распределения ФЕС приведены в главе 5.

Общий объем диссертационной работы составляет 124 страницы машинописного текста, включая 46 рисунков, 5 таблиц и 3 приложения. Библиографический список состоит из 111 наименований.

### **Благодарности**

Диссертационная работа выполнена и написана под руководством доктора геолого-минералогических наук, профессора Белозерова Владимира Борисовича, которому автор выражает глубокую благодарность и признательность за всестороннюю помощь в работе, ценные замечания и постоянную поддержку в ходе выполнения исследований.

Автор выражает глубокую благодарность за предоставление материала ОАО «ТНК-Нягань», а именно М.Е. Мартынову.

Автор также выражает благодарность докторам геолого-минералогических наук, профессорам: А.К. Мазурову, В.П. Меркулову, В.И. Исаеву, В.Г. Ворошилову, И.В. Гончарову.

Автор особую признательность за консультации, ценные рекомендации и помощь при написании работы выражает Заслуженному геологу РФ Т.А. Гайдуковой; а преподавателей кафедры «Геологии и разведки полезных ископаемых» (ТПУ) – к.г.-м.н. А.В. Ежову, к.г.-м.н. Н.М. Недоливко, к.г.-м.н. А.Е. Ковешникова, к.г.-м.н. Т.Г. Перевертайло, к.г.-м.н. Г.Ф. Ильину, Е.Н. Осипову – благодарит за советы и поддержку.

# **1 Геологическая характеристика территории исследований**

## **1.1 Общая характеристика**

Исследуемый Ем-Ёговский лицензионный участок (ЛУ), который входит в состав Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения, в административном отношении находится в Октябрьском районе Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) Тюменской области. Ближайшим крупным населенным пунктом является город Нягань (рисунок 1).

Краткие сведения о географо-экономических условиях исследуемого района приводятся в таблице 1.

Проект поискового бурения на Ем-Ёговской площади составлен в 1970 году, поисковое бурение начато в 1971 году. В пределах площади промышленная нефть была получена в поисковой скважине 2г в 1971 году из отложений юрского возраста.

## **1.2 Геолого-геофизическая изученность**

Детальное изучение геологического строения Красноленинского нефтегазоносного района, где расположен рассматриваемый лицензионный участок, началось с 50-х годов прошлого века [108].

В 1953 году Западно-Сибирской аэромагнитной экспедицией выполнялась магниторазведка 1:1 000 000 масштаба. По ее результатам были выделены зоны преобладания положительных и отрицательных магнитных полей.

В 1955 году Ханты-Мансийской партией 37/35 была проведена магниторазведка масштаба 1:200 000, и на фоне региональных полей выделены локальные положительные и отрицательные магнитные аномалии.

Таблица 1 – Географо-экономические условия

№ п/п	Наименование	Географо-экономические условия
1	Сведения о рельефе, заболоченности, степени расчлененности, сейсмичности района исследования	Красноленинский нефтегазоносный район расположен в западной части Западно-Сибирской низменности на левом берегу реки Обь. Заболоченность 30–35 %. Расчлененность рельефа сильная с а.о. от 24 до 208 м. Сейсмичности нет.
2	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта исследования	Гидрографическая сеть представлена реками Ендырь, Сеуль и Ендырьской протокой и их многочисленными притоками. В период половодья судоходство возможно только по р. Ендырь на 40–50 км от устья. В устье р. Ендырь находится крупное озеро Большой Сор также судоходное в половодье. Заболоченность широко развита в юго-восточной и южной частях.
3	Среднегодовые и экстремальные температуры воздуха и количество осадков	Среднегодовая температура $-1.8^{\circ}\text{C}$ , средняя температура января $-25^{\circ}\text{C}$ , а июля $+15^{\circ}\text{C}$ . Экстремальные температуры от $+30^{\circ}\text{C}$ до $-52^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовое количество осадков 450–500 мм, из которых 70 % приходится на апрель-октябрь
4	Преобладающее направление ветров и их сила	Средняя скорость ветра – 4.4 м/сек, преобладающее направление – юго-западное, западное
5	Толщина снежного покрова и его распределение	Снежный покров составляет 0.7 м, достигает в пониженных участках 1.5 м и лежит 180 дней
6	Краткая характеристика растительного и животного мира	Ем-Ёговская площадь расположена в лесной зоне, где растительность представлена преимущественно елово-кедровым и сосновым лесом. На заболоченных участках преобладает смешанный лес. Животный мир богат и разнообразен. Встречаются горностаи, лоси, лисицы, олени, волки, медведи, белки, зайцы, соболь. В водоемах водятся ондатры и выдры. Летом на реках и озерах много водоплавающей птицы. Из промысловых птиц: куропатки, утки, глухари. В реках много рыбы, преимущественно туводных пород.
7	Геокриологические условия	Район относится к территориям, где многолетнемерзлые породы носят локальный характер распространения на глубинах более 100–150 м.
8	Сведения о населенных пунктах, расстояния до них; о составе населения; о ведущих отраслях народного хозяйства	Населенных пунктов в районе ЛУ нет. Город Нягань расположен в 110 км от площади. Плотность населения невысокая, коренное население – ханты, манси занимается рыболовством и звероловством. В экономике района ведущее место занимает нефтегазодобыча
9	Действующие и строящиеся нефте- и газопроводы	Межпромысловый нефтепровод ДНС-ЦТП Ем-Ёговское – ЦПС «Южный» 25 км, магистральный нефтепровод Красноленинский-Шаим

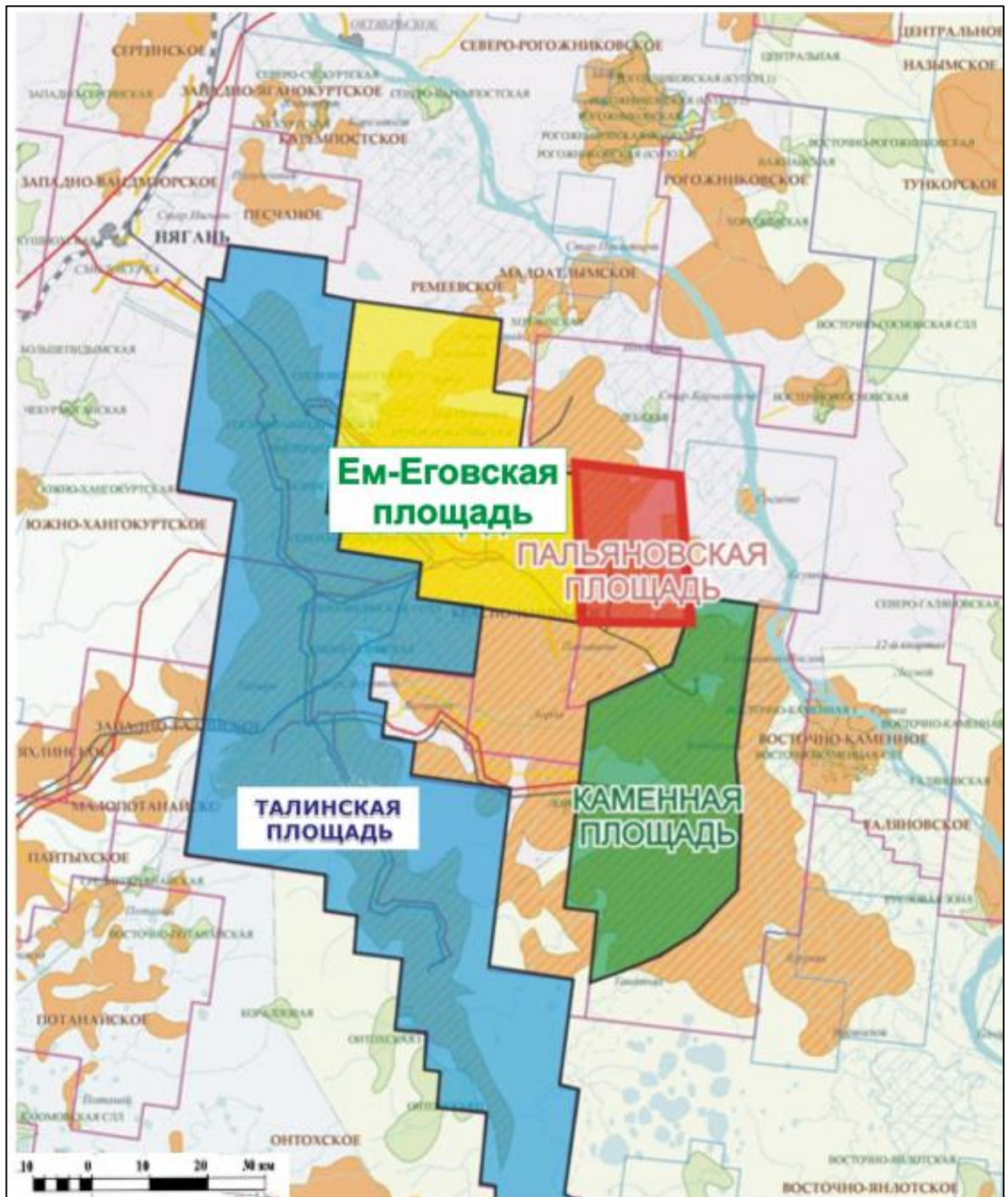


Рисунок 1 – Обзорная карта Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения

В 1956-1957 годах гравиметрическими партиями Ханты-Мансийской нефтеразведочной экспедиции по результатам гравirazведки составлена схема тектонического районирования фундамента, впервые выделен Красноленинский свод.

В 1957-1961 годах сп 14/57-58, 7/58, 3/59, 3/60, 15/60-61 экспедиции ТТГУ проводилось сейсмомониторинг (МОВ) в масштабе 1:500 000. Была изучена обширная территория бассейна р. Обь, в том числе уточнено тектоническое строение Краснотенинской зоны, построена структурная карта по низам платформенного мезозоя.

*Ем-Ёговское* локальное поднятие выявлено по результатам сейсмических работ сп 09/60-61 в 1961 году (МОВ), в масштабе 1:100 000. Сосново-Мысское локальное поднятие, входящее в состав *Ем-Ёговского* лицензионного участка, выявлено в результате работ, проведенных сп 19/69-70 в 1970 году.

В 1961-1962 гг. сп 20/61-62 выполнялась сейсморазведка (МОВ) в масштабе 1:100 000, в результате детализировано *Ем-Ёговское* поднятие, подготовлено к бурению.

Площадные сейсмические исследования (МОВ, МОГТ-2D) масштаба 1:50 000, 1:100 000 в пределах *Ем-Ёговской* площади проводились в период с 1970 по 1983 гг. По результатам этих работ были составлены структурные карты по отражающим горизонтам А, Б, М, М<sub>1</sub> (К) и Г, локальные поднятия подготовлены к глубокому бурению.

В течение всего времени также проводились региональные сейсмические исследования, цель которых – изучить рельеф фундамента. В результате работ выявлены многочисленные разломы, участки локальных перегибов и зоны перспективные для поиска структурно-стратиграфических ловушек.

С 1989 года на *Ем-Ёговской* площади выполнялись детальные сейсмические работы МОГТ-2D масштаба 1:25 000 сп 13/89-90 ПГО «Тюменнефтегеофизика», в том числе методом МОГТ-3D.

ОАО «Сибнефтегеофизика» в 1999 году выполнены детальные сейсморазведочные работы МОГТ-2D с плотностью 2-2,5 км/км<sup>2</sup>, в северной части центрального купола *Ем-Ёговской* площади. В 2001 году проведена переинтерпретация работ, выполненных МОГТ-3D в 1989-91 гг. сп 13 на Мало Ем-Ёговской площади. В результате уточнено геологическое строение доюрских образований, юрской и нижнемеловой частей разреза по отражающим горизонтам

А, Т<sub>2</sub>, Т<sub>1</sub>, Т, П, Б, М, М<sub>1</sub>, М<sub>1</sub><sup>1</sup>, Г. Установлено блоковое строение площади работ. Выделены зоны развития коры выветривания и триасового комплекса, детализировано строение залежей пластов тюменской свиты, закартированы предполагаемые зоны развития трещиноватых коллекторов в отложениях баженовской, абалакской свит, уточнены контуры нефтеносности викуловской залежи.

В 2007-2008 гг. в юго-западной части ЛУ проведены работы МОГТ-3D (рисунок 2).

Для изучения скоростной характеристики разреза, уточнения стратификации выделенных в нем отражающих горизонтов, проводились сейсмокаротажные работы и работы методом ВСП. На площади такие исследования проведены в скважинах: 30034г, 30042г, 2014, 30025г, 1г, 586г.

### **1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

Литологическое и стратиграфическое описание разреза даны по результатам анализа данных глубокого бурения и материалов сейсморазведки МОГТ. Расчленение разреза основано на региональных стратиграфических схемах мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины, утвержденных стратиграфических схем 2004 г. [38, 74, 76].

Геологический разрез территории представлен докембрийско-палеозойским кристаллическим фундаментом и мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом.

Породы юрского возраста залегают в основании осадочного чехла со стратиграфическим перерывом на доюрских образованиях. На Красноленинском своде отложения юрской системы представлены всеми тремя отделами (нижним, средним, верхним) (рисунок 3).



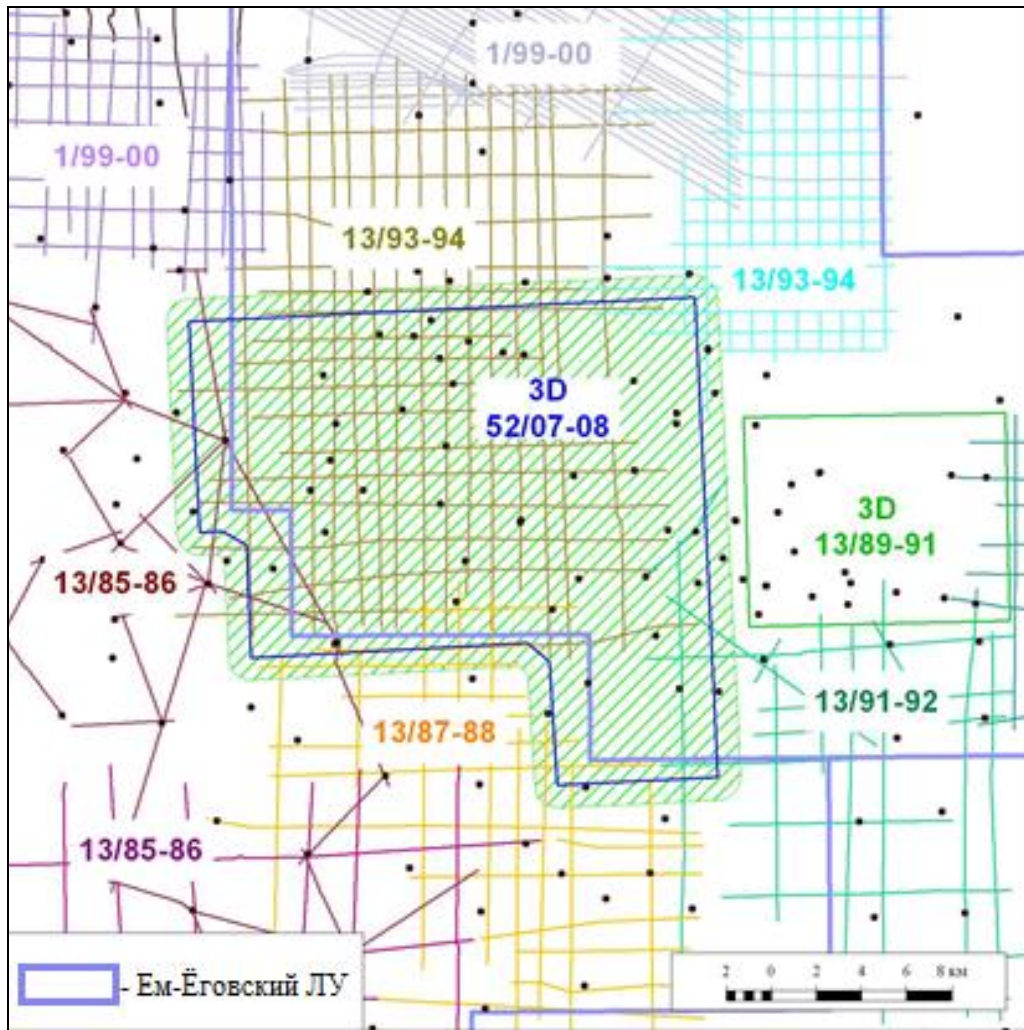


Рисунок 2 – Схема изученности сейсморазведочными работами  
Ем-Ёговского ЛУ

Толщина пород юрской системы на Красноленинском своде составляет в среднем 290 м. В направлении повышенных участков палеорельефа (*Ем-Ёговская* и *Каменная площади*) толщина пород нижнеюрского возраста сокращается, вплоть до полного выклинивания. Вследствие приуроченности района исследования к повышенному участку палеорельефа, породы средней юры представлены в основном сокращенным разрезом, а нижнеюрские отложения практически отсутствуют.

На временном сейсмическом разрезе отложениям юрского возраста соответствует толща пород, которая заключена между отражающими горизонтами А и Б. Отложения нижней и средней юры формировались в континентальных, переходных и частично морских условиях, верхней юры – в морских условиях.



Породы тюменской свиты ( $J_{1-3tm}$ ) залегают в основании платформенного чехла и имеют широкое площадное распространение. Толщина свиты на Краснотенинском своде колеблется от 0 до 330 м. По направлению к сводовым участкам рельефа по фундаменту толщина тюменской свиты сокращается за счет выклинивания нижних частей разреза. Максимальные толщины отмечаются в пониженных участках рельефа фундамента.

На *Ем-Ёговской* площади разрез тюменской свиты на полную толщину вскрыт большинством пробуренных скважин за исключением тех, которые закладывались целевым назначением на викуловский горизонт. Толщина свиты изменяется от 0 м (скв. 7г) до 150–200 м (скв. 505г, 602г).

В разрезе тюменской свиты выделяется три подсвиты: нижняя (пласты ЮК<sub>7-9</sub>), средняя (пласты ЮК<sub>5-6</sub>) и верхняя (пласты ЮК<sub>2-4</sub>).

Верхняя подсвита (пласты ЮК<sub>2-4</sub>) представлена чередованием прослоев и линз песчаников, алевролитов и аргиллитов. В подошве пачки преобладают песчано-алевритовые разности пород. В средней части доля глинистых пород увеличивается, количество и толщина песчаных слоев уменьшается. Выше по разрезу переслаивание пород становится более ритмичным и наблюдается незначительное увеличение толщины линз и прослоев песчаников.

Песчаники и алевролиты полимиктовые мелкозернистые, плотные, серые и светло-серые с обильными включениями углистого детрита на плоскостях напластования.

Аргиллиты серые, прослоями до темно-серых, часто алевритистые, плотные, слюдистые, часто известковистые.

Для пород верхней пачки характерно наличие плоскостей оползания и смятия осадков, наблюдаются ходы илоедов. В верхней части встречаются остатки плохо сохранившейся фауны пелеципод. Батский возраст отложений подтвержден спорово-пыльцевыми комплексами, выделенными в разрезах скважины 10г Ем-Ёговской площадей.

С кровлей отложений тюменской свиты связан отражающий горизонт Т.

## 1.4 Тектоника

Согласно тектонической карте (под ред. Шпильмана В.И., 2013 г.) (рисунок 4) Красноленинский свод располагается в западной части Западно-Сибирской платформы и граничит с отрицательными структурами I порядка: Южно-Бобровским мегапрогибом на северо-западе, Елизаровским и Южно-Елизаровским прогибами на востоке и юго-востоке, Согомской моноклиной на юге. На юго-западе посредством Яхлинской мегаседловины Красноленинский свод соединяется с Шаимским мегавалом [4, 5, 40].

Рассматриваемая территория принадлежит эпигерцинской части Западно-Сибирской молодой платформы. Эта платформа в разрезе расчленяется на два структурных этажа: фундамент и чехол.

Платформенный чехол имеет субгоризонтальное залегание и с региональным перерывом перекрывает породы фундамента [87].

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла (под ред. И.И. Нестерова, 1990 г.) (рисунок 5) [65], в пределах границ рассматриваемой территории выделяется ряд положительных и отрицательных структур. Центральную часть Ем-Ёговской площади занимает Потымецкий малый вал (152). На северо-востоке Северо-Потымецкий малый прогиб (1168), вытянутый субмеридионально, отделяет Потымецкий малый вал от Лебяжьего вала (1360). На юге Потымецкий вал (152) отделен Северо-Ингинским малым прогибом (1004) широтной ориентировки от Ингинского купольного поднятия (988). На северо-западе участка выделяется локальное поднятие Талинское-II (1980) – размером  $15 \times 5$  км, вытянутое вдоль границы Шеркалинской впадины (LI) и Красноленинского свода (LIII).

В пределах Потымецкого вала прослеживается ряд локальных поднятий: Западно-Ем-Ёговское (4394), площадью около  $60 \text{ км}^2$ , вытянутое в северо-северо-восточном направлении более чем на 10 км; Северо-Ем-Ёговское (4395) и Ем-Ёговская крупная брахиантиклиналь (4396) сложной конфигурации, почти изометричная (11–13 км в диаметре) в западной части и узкая, линейно вытянутая

в восточном направлении более чем на 20 км. Ем-Ёговская крупная брахиантиклиналь (4396) включает в себя два локальных поднятия – Ем-Ёговское (533) размером около 100 кв. км и Пальяновское (535) площадью 30 км<sup>2</sup>, вытянутое в широтном направлении на 10 км.

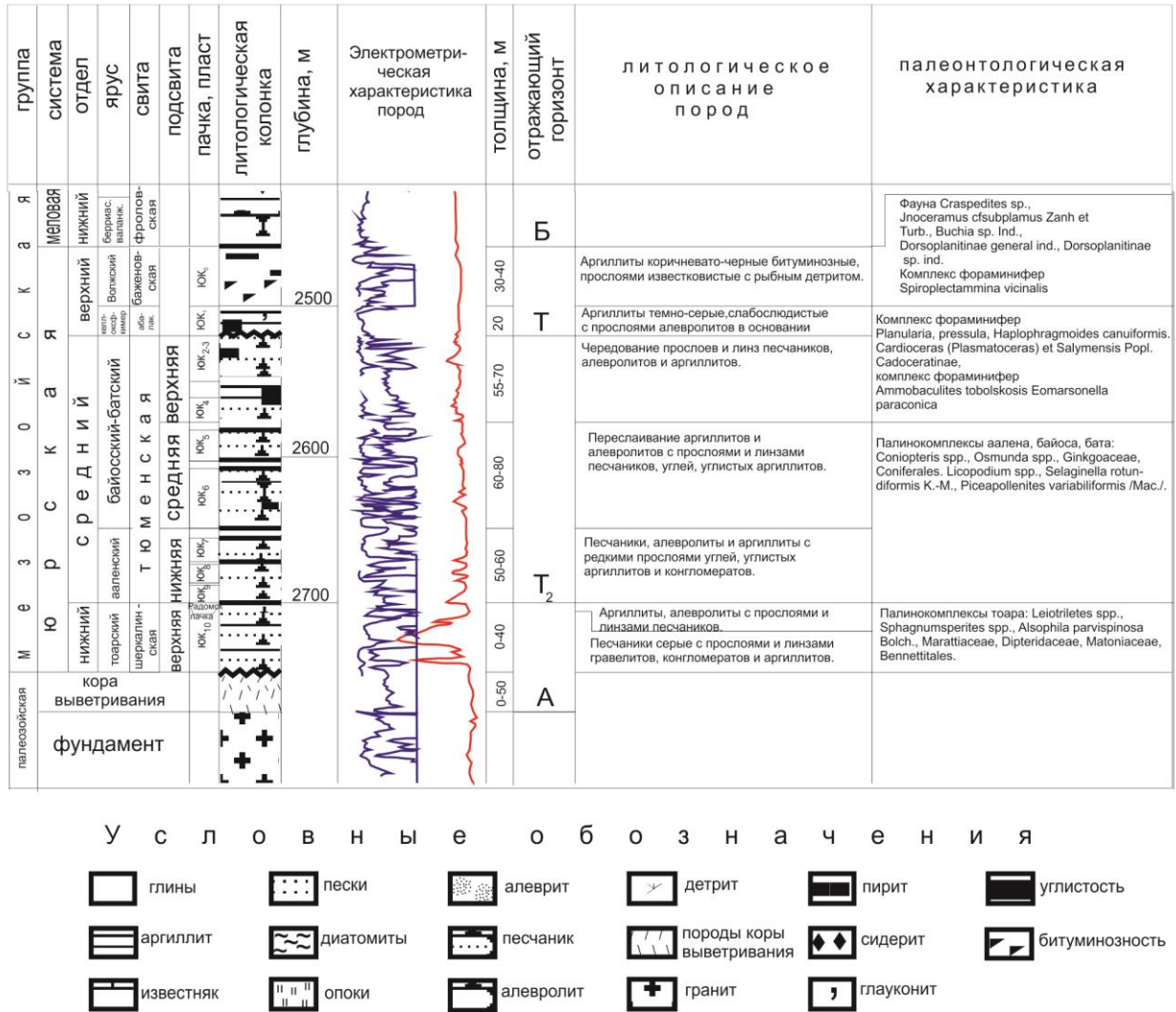


Рисунок 3 – Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских отложений Ем-Ёговской площади

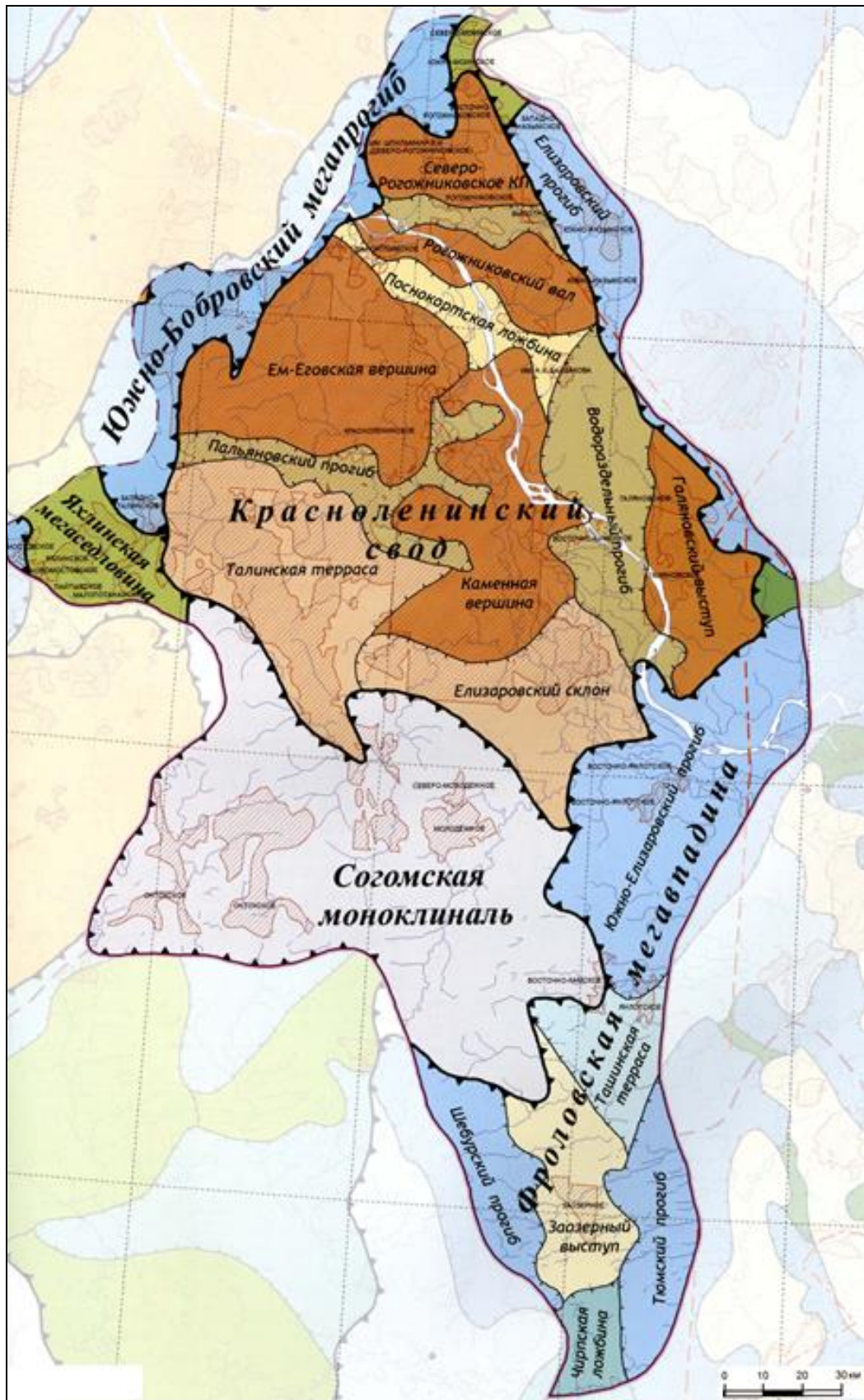


Рисунок 4 – Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (Красноярский НГР)  
(под ред. Шпильмана В.И., 2013 г.) [5]

Обобщая результаты изучения тектонического строения исследуемой площади и анализ предыдущих отчетов, результатов сейсморазведочных работ и последующих структурных построений, данных бурения скважин, следует остановиться на основных выводах, характеризующих тектоническое строение Ем-Ёговской площади:

– структуры развивались унаследовано, постепенно выполаживаясь вверх по разрезу, но отличались темпами тектонического развития. В целом структурный план испытывал тенденцию к воздыманию западной части месторождения. На неотектоническом этапе развития произошла общая инверсия структур Красноленинского свода;

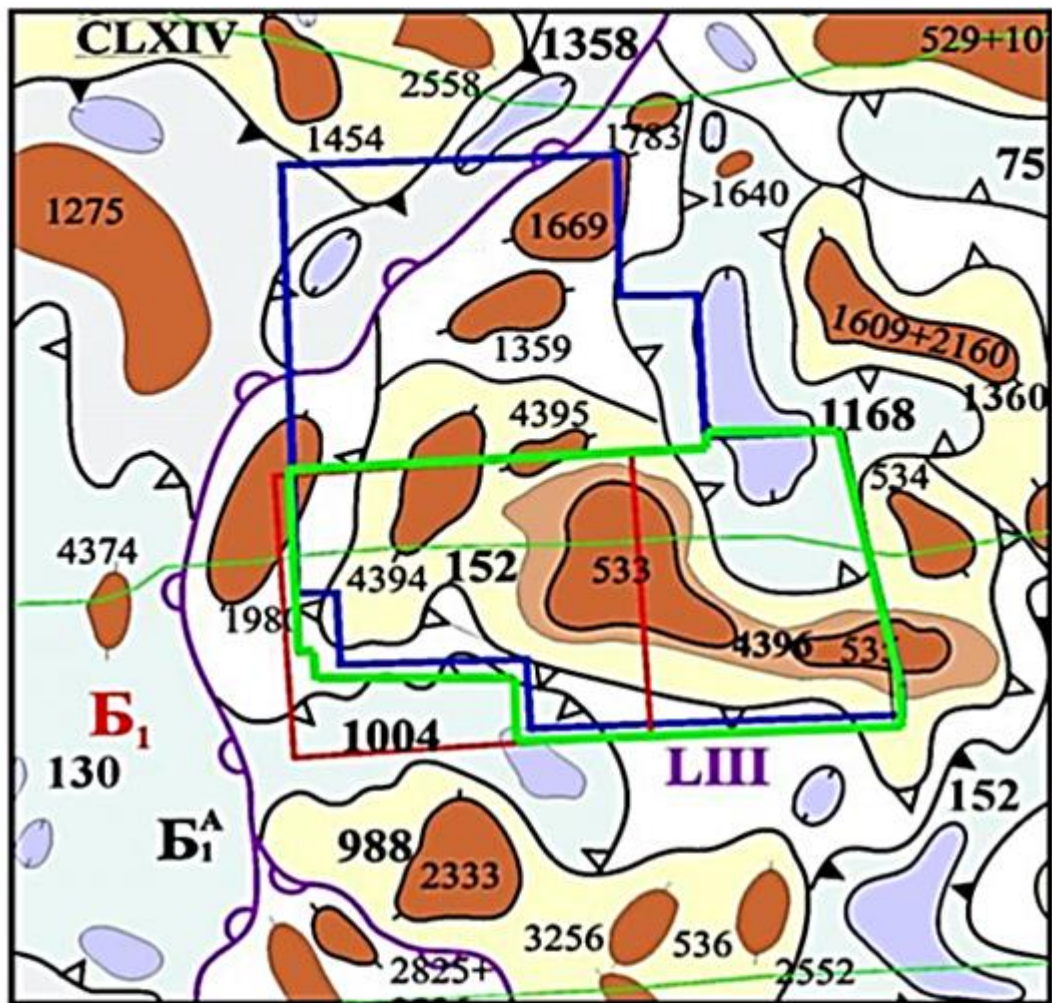
– тектонический фактор является основополагающим в процессе формирования отложений осадочного чехла и образования в них зон, перспективных для поиска углеводородов.

### **1.5 Нефтегазоносность**

Согласно карте нефтегазогеологического районирования (под ред. Шпильмана А.В., 2013 г.) исследуемая территория расположена в центральной части Красноленинского свода и находится в пределах Красноленинского нефтегазоносного района Красноленинской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рисунок 6) [4, 5].

Промышленная нефтегазоносность площади установлена в породах верхней части доюрского основания (кора выветривания), отложениях шеркалинской (ЮК<sub>10-11</sub>), тюменской (ЮК<sub>2-9</sub>), абалакской (ЮК<sub>1</sub>), тутлеймской (пласт ЮК<sub>0</sub>) и викуловской (пласты ВК<sub>1-3</sub>) свит.





гл. ред. И.И. Нестеров, 1990

1:50000 0 5 10 15 км

Условные обозначения:

Контур структуры












	Надпорядковых (синеклиз, моноклиз): Б <sub>1</sub> - Мансийская гемисинеклиза		II порядка - средних и малых (малых валов, малых прогибов, куполовидные поднятий, структурных мысов, седловин и др.)
	I порядка - крупных (поясов мегавалов, поясов мегапрогибов, мегавыступов, моноклиналей, мегаседловин)		III порядка - крупных куполов, крупных мульд, крупных брахиангиклиналей, крупных брахисинклиналей и т.п.
	I порядка - средних и малых (сводов, мегавалов, впадин, мегапрогибов, выступов, моноклиналей и др.)		III порядка - средних и мелких и IV порядка (локальных поднятий, локальных депрессий, локальных структурных носов и др.)
	II порядка - крупных (валов, прогибов, малых впадин, котловин, малых выступов, малых моноклиналей и др.)		Контур Ем-Еговского ЛТУ
	Дизъюнктивные нарушения		Региональный сейсмический профиль, его номер
	3D сейсмика		

Рисунок 5 – Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (под ред. Нестерова И.И., 1990 г.) [65]

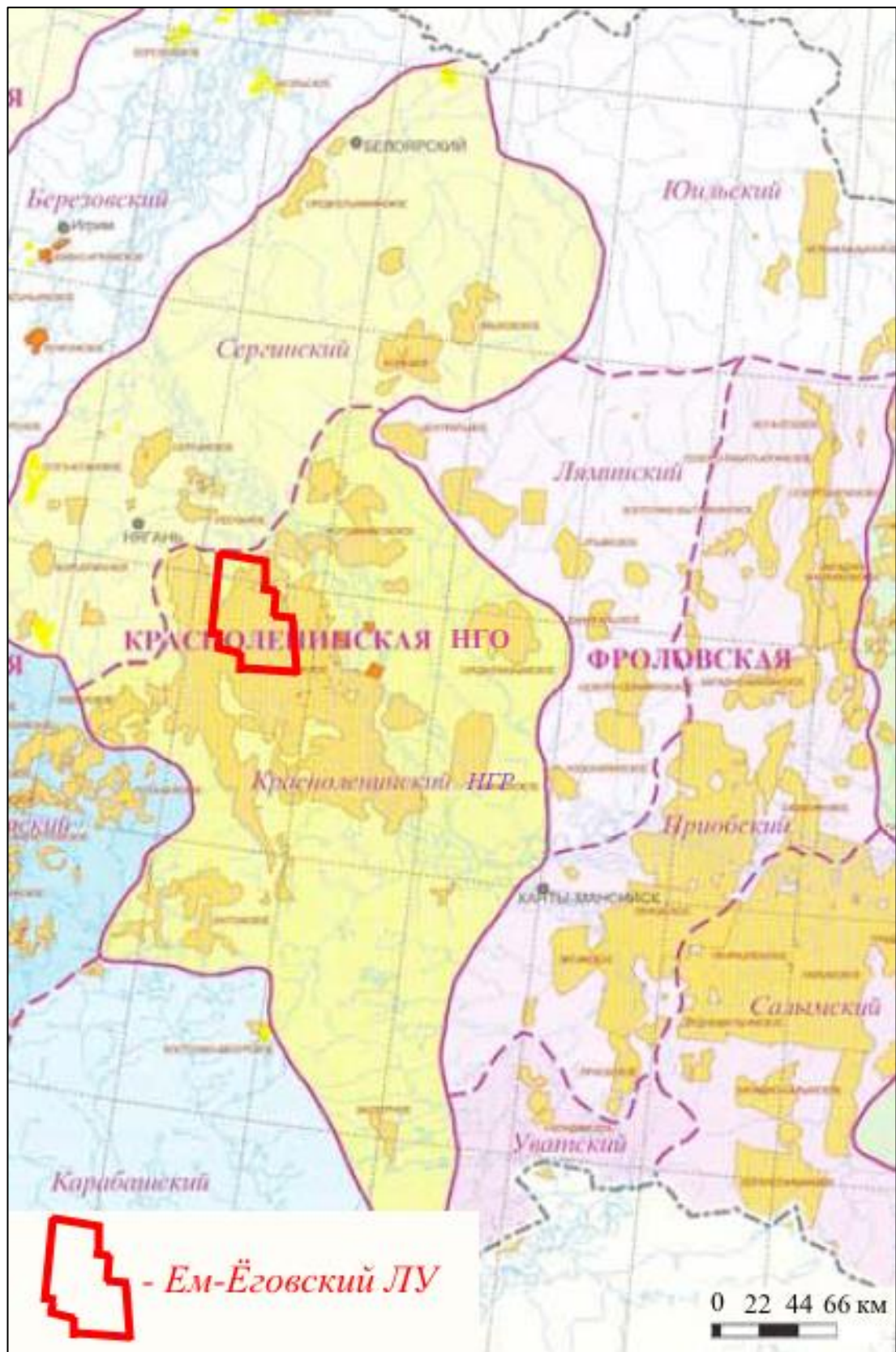


Рисунок 6 – Фрагмент карты нефтегеологического районирования территории Ханты-Мансийского автономного округа (под ред. Шпильмана А.В., 2001 г.) [4]

Стоит отметить, что в пределах Красноленинского свода существует несколько нефтематеринских толщ. Так по результатам исследований [84], проведенных совместно с автором диссертации, к нефтематеринским толщам, активно реализующим свой генерационный потенциал, по содержанию и распределению УВ отнесены нижняя часть тюменской свиты и тутлеймские аргиллиты. Миграция из низов тюменской свиты происходит как в нижележащие доюрские отложения, так и в вышележащие пласты, заполняя углеводородами юрский комплекс до абалакской свиты. Выше абалакского флюидоупора в юрской зоне нефтепроявлений начинает доминировать органика тутлеймской свиты [53, 48].

По глубине положения тутлеймская свита вошла в главную зону нефтеобразования. Разуплотненная структура послеюрских отложений способствовала миграции нефти в ловушки викуловской свиты (пласт ВК<sub>1</sub>). Однако, непосредственное примыкание к материнским отложениям пластов абалакской свиты и верхней подсвиты тюменской свиты содействовало миграции нефти и в ловушки этих пластов (Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2-5</sub>) [53, 84].

Отложения тюменской свиты (пласты ЮК<sub>2-9</sub>) выявлены на всей территории Красноленинского месторождения и вскрыты в интервале глубин от 2210 м (*Ем-Ёговская площадь*) до 2611 м (*Талинская площадь*).

Породы представлены песчано-алевролитом-аргиллитовыми образованиями. Коллекторы крайне не выдержаны как по разрезу, так и по простиранию, подвержены выклиниванию, литологическому замещению непроницаемыми разностями пород (рисунок 7).



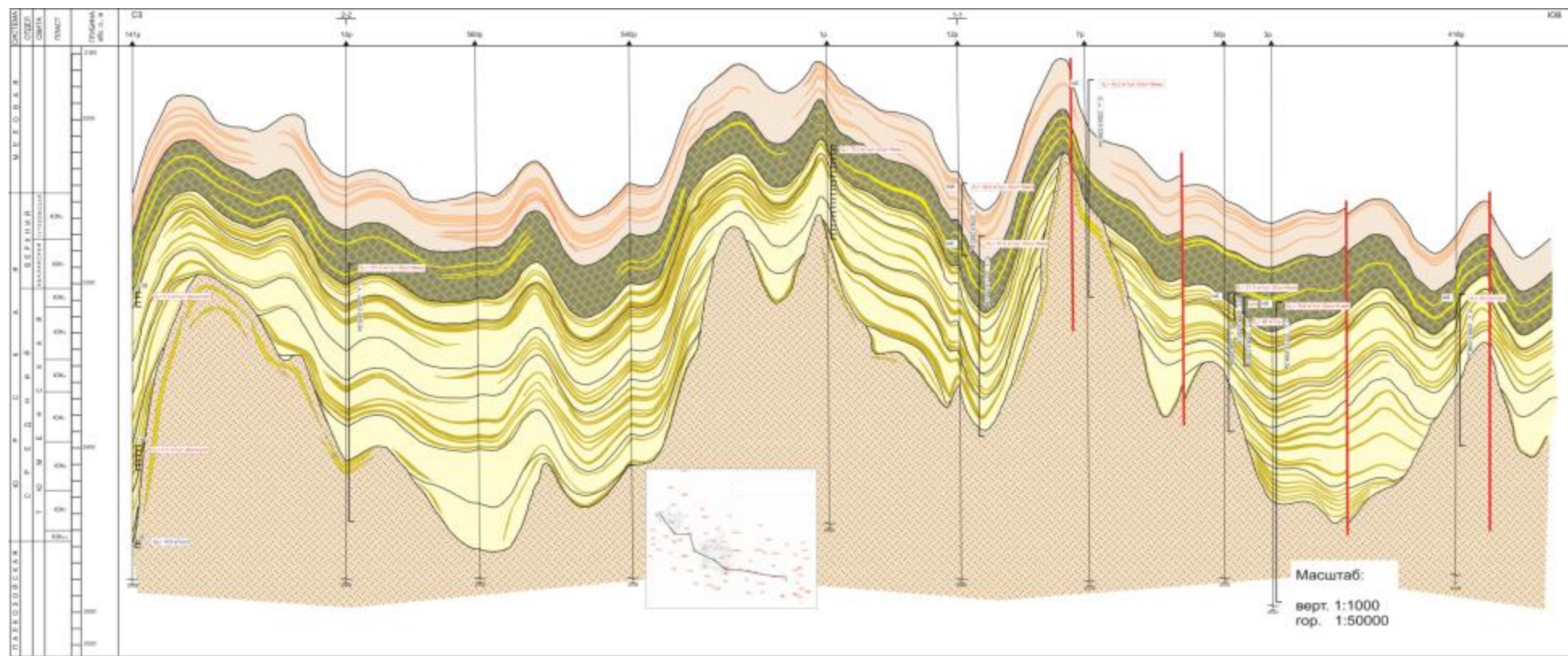


Рисунок 7 – Геологический профиль по линии скважин 141r–418r Ем-Ёговской площади

Песчаные пласты преимущественно малой толщины (до 4 м), реже средней (4–10 м) и в единичных случаях более 10 м, весьма сложной конфигурации, которые распределены по площади без видимой взаимосвязи со структурными элементами. Размеры песчаных тел колеблются от  $0.2 \times 1.6$  км до  $19.1 \times 9.5$  км. Строение песчаных тел и связанных с ними залежей по продуктивным пластам мозаичное. Суммарные эффективные нефтенасыщенные толщины пластов ЮК<sub>2-9</sub> изменяются от 0.4 м до 16.4 м, составляя в среднем 5–6 м.

Дебиты нефти в отдельных скважинах достигают  $57.6 \text{ м}^3/\text{сут}$  (скв. 12) –  $96 \text{ м}^3/\text{сут}$  (скв. 50) на 8 мм штуцере. В большинстве же скважин получены низкодебитные притоки нефти (от долей  $\text{м}^3/\text{сут}$  до  $3\text{--}5 \text{ м}^3/\text{сут}$ ).

Основные характеристики пластов-коллекторов тюменской свиты и свойства их пластовых флюидов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов тюменской свиты и PVT-свойства пластовых флюидов Ем-Ёговского ЛУ

Параметры	ЮК <sub>2-5</sub>	ЮК <sub>6-9</sub>
Абсолютная отметка кровли, м	2189–2261	2326–2422
Тип залежей	пластовый, литологически экранированный	
Тип коллектора	поровый	
Площадь нефтеносности, $10^3 \text{ м}^2$	31966–830451	284699–621239
Средняя общая толщина, м	65,9	39,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	15,3	9,52
Коэффициент песчаности, ед	0,25	0,19
Коэффициент расчлененности, ед	11,0	5,0
Средний коэффициент проницаемости, $10^{-3} \text{ мкм}^2$	0,8	0,8
Средний коэффициент пористости, д.ед	0,13–0,14	0,014–0,015
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, ед	0,52	0,58
Начальная пластовая температура, $^{\circ}\text{C}$	99	
Начальное пластовое давление, МПа	23,9	
Давление насыщения нефти газом, МПа	14,0	
Газосодержание, $\text{м}^3/\text{т}$	171	
Плотность нефти в пластовых условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$	0,691	
Плотность нефти в поверхностных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$	832,0	
Вязкость нефти в пластовых условиях, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	0,54	
Объемный коэффициент нефти, ед	1,35	
Плотность воды в пластовых условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$	977	
Вязкость воды в пластовых условиях, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	0,32	
Удельный коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа}\cdot\text{м})$	0,2	0,9
Коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед.	0,465	0,516

Тип залежи пластовый литологически экранированный. На севере и востоке залежь осложнена зонами выклинивания коллектора и выходом палеозойского основания в районе скважин 1274, 7r, 586r, 1001r. Залежь чисто нефтяная.

Все залежи пластов тюменской свиты также тектонически экранированы на северо-востоке, т.е. отделены зоной разломов от водоносных пластов Талинского месторождения (скв.515r и 122r) [47].

Покрышкой для залежей нефти тюменской свиты служат глинистые породы абалакской свиты.

В настоящее время, в разработке находятся объекты  $ВК_{1-3}$ ,  $ЮК_1$ ,  $ЮК_{2-5}$ ,  $ЮК_{6-9}$ . При этом основная добыча ведется из объекта  $ВК_{1-3}$ .

В общем объеме запасов нефти категории  $ВС_1$  по месторождению на долю  $ЮК_{2-5}$  приходится 103847 тыс.т или 24.7% начальных геологических и 24823 тыс.т или 21.1% начальных извлекаемых запасов нефти.

По состоянию на 01.01.2012 г. по объекту добыто 1066 тыс.т нефти и 1165 тыс.т жидкости. Отбор от начальных извлекаемых запасов составляет 4.3% при обводненности 13.8%, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0.010 (утвержденный КИН – 0.238) [107, 109].

## 2 Методика исследований

В последние годы одними из основных источников увеличения запасов нефти и газа являются залежи углеводородов глубокозалегающих горизонтов со сложным геологическим строением и неоднозначными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов. Повышение эффективности поисков, разведки и разработки рассматриваемых объектов требует построения качественно новых геологических моделей.

Экономическая целесообразность их разработки основывается на надежности прогноза распространения коллектора и анализе условий его формирования, влияющих на выбор технологической схемы эксплуатации залежи углеводородов. Одним из методов прогноза особенностей строения и пространственного развития нефтеносного пласта является фациальный анализ отложений его слагающих.

Для получения максимально точных и полных результатов в ходе исследования применялось комплексирование различных методов определения обстановок осадконакопления.

Изучение генезиса осадков проводилось по следующей схеме:

- 1) анализ кернового материала, минералогический и гранулометрический анализы;
- 2) корреляция, расчленение, выделение электрофаций по данным ГИС и по керну;
- 3) соотношение конфигурации кривых ГИС с результатами гранулометрии;
- 4) подбор концептуальной седиментационной модели;
- 5) построение фациальной модели формирования пласта ЮК<sub>2</sub>;
- 6) анализ проведенной геолого-геофизической интерпретации данных по скважинам в рамках выбранной концептуальной модели и их сопоставление с атрибутивными данными сейсморазведки.

Для выявления условий осадконакопления в методике применялась обработка гранулометрического анализа пород с применением генетических

диаграмм К. Бьёрликке, Г.Ф. Рожкова, Р. Пассеги, проводился анализ состава аутигенных минералов, присутствующих в породах, а также выделялись электрофации по методике В.С. Муромцева.

## 2.1 Литолого-фациальный анализ

Определение условий образования осадочных пород на основе детального их изучения – основа всех исследований.

Термин «фация» употребляется учеными уже более 100 лет [1, 6, 8, 22, 29, 30, 51, 85].

Определение понятия фация применительно к осадкам рассматривалось многими исследователями (Вассоевич (1948); Давыдова, Гольдштейн (1957); Жемчужников (1951); Наливкин (1956) и др.). По этому вопросу они разделились на две группы. Одни считают фациями особенности осадков, указывающие на условия их осаждения. Другие полагают, что фациями нужно называть те физико-географические условия, в которых накопились осадки [77, 78]. В работе же под фацией будут пониматься осадки, отложенные в одних условиях. При этом каждая фация характеризуется одним и тем же комплексом литологических и палеонтологических особенностей.

При проведении фациального анализа осадочных образований, который нацелен на выяснение обстановок и условий осадконакопления, важную роль играет гранулометрический состав терригенных пород [2, 16, 25, 44, 50, 54, 55, 68, 75, 77, 78, 99 и др.]. Особенности распределения обломочных частиц по размерам, по мнению большинства литологов, – это индикаторы особенностей динамической структуры процесса седиментации (Р. Пассега и другие) или среды осадконакопления в палеогеографическом смысле (Р. Фолк, Л.Б. Рухин, Дж. Фридман и другие) [75].

В основе методов фациального анализа по результатам гранулометрии лежит предположение о том, что разные комбинации статистических характеристик распределения фракционного состава терригенных пород только в

широком смысле отражают условия осадконакопления. Первые предположения о закономерностях в распределении обломочных частиц терригенных пород по гранулометрическим фракциям были сделаны Удденом еще в 1914 г. В отечественной литературе первые статистические параметры были применены Л.Б. Рухиным (1937 г.) [94, 95].

Данные гранулометрического анализа, представленные многочисленными цифрами, характеризующими содержание различных фракций, но они мало наглядны и трудно сопоставимы, особенно, если сравниваемые анализы выражены в различных фракциях. Поэтому используют графические и аналитические способы сравнения полученных результатов [28, 42, 77].

При этом одни авторы (Passega, 1957) считают, что для характеристики фациальных условий достаточно определения среднего и максимального размера зерен; другие предпочитают определять количественный средний размер зерен и количественный коэффициент сортировки (Рухин, 1947); третьи – коэффициент асимметрии и эксцесса (Mason, Folk, 1958) и т. д. По-видимому, наиболее полную характеристику дает определение, по крайней мере, трех параметров кривой распределения, но роль каждого из них неодинакова и зависит от многих обстоятельств, например, от условий накопления, от выбранной единицы измерения диаметра фракции и т. д. [37, 61, 77].

Генетические диаграммы нужно использовать лишь при детальном изучении песчаных толщ, как дополнительный инструмент исследования. Получаемые данные дают возможность судить о динамике среды отложения. Одинаковые же динамические условия отложения могут существовать в фациально различных областях. Вместе с тем в одном и том же фациальном комплексе может иметь место неодинаковый характер среды отложения. Например, в комплексе речных фаций встречаются русловые отложения, образующиеся в зоне сильного поступательного движения воды, береговые, накапливающиеся в зоне набегания и сбегания волн и т.п. В результате этого точки, соответствующие пескам речных фаций, неизбежно окажутся размещенными в разных полях генетической диаграммы [58, 70, 75, 77].

В связи со сложным строением изучаемых отложений в работе применялся целый комплекс методов обработки данных гранулометрического анализа:

- обобщенное определение обстановки, по Г. Фюхтбауэру и К. Мюллеру;
- определение генезиса отложений по соотношению отсортированности и особенностям асимметрии (диаграмма К. Бьёрликке);
- определение условий седиментации по соотношению асимметрии и эксцесса (динамогенетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова);
- определение фациальной обстановки по способу переноса обломочных частиц в водной среде (генетическая диаграмма Р. Пассеги).

Однако палеогеографические построения не могут основываться только на данных гранулометрического анализа. Это лишь один их элементов в комплексе палеогеографических наблюдений. Гранулометрические исследования не дают четкой диагностики фациальной обстановки осадконакопления, а позволяют только разграничить осадки, сформированные в морском бассейне, на континенте или в переходной зоне. Результаты изучения песков этим методом должны рассматриваться совместно с другими геологическими факторами [77, 78, 86].

С учётом информационной базы разрабатываемых месторождений наиболее предпочтителен фациальный анализ по скважинным данным с использованием анализа кривых самопроизвольной поляризации (ПС). Учитывая, что существующие типы кривых ПС имеют различную фациальную интерпретацию, в зависимости от рассматриваемой фациальной группы, этапу электрофациального анализа должны предшествовать исследования по определению обстановок осадконакопления на уровне группы (континентальной, переходной, морской). Поэтому следующим этапом была проанализирована электрометрическая модель пласта-коллектора.

## **2.2 Изучение электрометрической модели**

Промыслово-геофизические методы исследования скважин используют сегодня для решения многих геологических задач, в том числе для получения

геологического описания разрезов, литологического и стратиграфического их расчленения, определения глубины залегания и толщины пластов, корреляции (сопоставления, увязки) разрезов с целью изучения строения месторождения, выяснения структуры и генезиса геологических объектов, характера их фациальной изменчивости, построения различного рода карт и профилей, а также для бескернового геологического изучения разрезов скважин и др.

ГИС позволяют в первую очередь выявить послойные различия в физических свойствах горных пород, слагающих геологический разрез, т.е. изучить вертикальную неоднородность разреза [67].

Успешное использование каротажных кривых с 1958 г. для выявления условий осадконакопления показано в трудах многих исследователей (Ю.Н. Карагодин, И.Э.Б. Конибир, В.С. Муромцев, Р. Градзиньский, А.А. Ханин и др.). В этих работах рассмотрена связь геофизических параметров с вещественным составом резервуара, со структурно-текстурными особенностями пород, с их фильтрационно-емкостными параметрами, следовательно, и с генезисом пород [20, 21, 32, 33, 34, 59, 92].

В период 1965-1971 гг. (работы Вишера, Хармса, Шелтона, Поттера, Пирсона, Муромцева) предложен ряд критериев для распознавания по кривой самопроизвольной поляризации (ПС) осадков разных фациальных обстановок [92].

Затем была разработана электрометрическая модель фации, основанная на отрицательных и положительных отклонениях кривой ПС, определяющихся литофизическими свойствами пород. Электрометрическая модель фации – это отрезок кривой ПС, которая отражает литофизические свойства пород, обусловленные последовательной сменой палеогидродинамических уровней среды седиментации во времени [62].

По мнению В.С. Муромцева, кривая ПС отражает палеогидродинамику среды седиментации, и, следовательно, может быть использована для изучения последовательности смены палеогидродинамических уровней, как по разрезу, так



и по площади. Это дает возможность устанавливать и прослеживать по данным каротажа литологический ряд пород и их пространственное размещение [62].

Как правило, для определения седиментационной модели песчаного пласта с учётом информации керновых данных достаточно диаграмм ПС. Однако чем большее количество используемых диаграмм ГИС, тем достовернее будут охарактеризованы литолого-петрофизические свойства породы. Это повышает достоверность и уменьшает вероятность ошибки при фациальной интерпретации [82].

Поэтому, в работе диагностика фаций осуществлялась с использованием комплекса кривых ГИС: ПС, ИК (индукционный каротаж) и ГК (гамма-каротаж). Данные методы выбраны на основе сопоставления конфигурации диаграмм ГИС по пробуренным скважинам.

Стоит отметить, что наиболее полно исследуемый пласт ЮК<sub>2</sub> изучался в рамках проводимых сейсморазведочных работ 3D на нефть и газ на Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения ООО «Фугро Геосайенс ГмбХ» и ООО «ТННЦ» [110, 111]. Но в связи с небольшой толщиной пласта ЮК<sub>2</sub> (менее 10 м) интерпретация результатов сейсморазведочных работ 3D проводилась совместно для пластов ЮК<sub>2-3</sub>.

Таким образом, при выполнении данной работы сначала по ограниченному объёму кернового материала определялась фациальная группа изучаемых отложений (континентальная, переходная, морская) и затем, в соответствии с существующими стандартами форм ГИС (ПС, ГК и ИК) для конкретных обстановок осадконакопления рассматриваемой группы, проводилась их фациальная диагностика по данным каротажа скважин. Затем для объективности реконструкций производился подбор соответствующей седиментационной модели, отражающей пространственное распределение фациальных обстановок, которые были получены в результате электрофациального анализа по скважинам.

Результаты, полученные в работе, согласуются и уточняют выводы ранее проведенных исследований.

### **3 Возможности гранулометрического анализа для определения фациальной обстановки**

При фациальном анализе осадочных образований важнейшая роль принадлежит гранулометрическим исследованиям. Это связано с тем, что, по мнению большинства литологов, особенности распределения обломочных частиц по фракциям являются индикаторами среды осадконакопления в палеогеографическом смысле (Л.Б. Рухин, Р. Фолк, Г. Фридман и другие) или особенностей динамической структуры процесса седиментации (Р. Пассега и другие) [75, 89, 90].

#### **3.1 Методика обработки результатов гранулометрического анализа**

Многие исследователи, в частности Л.Б. Рухин, Б.К. Саху, Ф. Шепард, Б. Гринвуд, Дж.Е. Клован, Р. Янг и другие, пришли к выводу, что отдельные статистические характеристики фракционного состава осадков, а также разные парные сочетания их не могут однозначно диагностировать обстановки осадкообразования [75]. Необходимо учитывать, что схожие динамические условия накопления и, естественно, одинаковые гранулометрические распределения частиц, могут соответствовать разным средам. Поэтому необходимо использование комплекса методов генетической интерпретации гранулометрических данных, что позволит точнее выявить условия осадконакопления.

Для предварительной ориентировки генетической принадлежности осадков и пород по гранулометрическим характеристикам целесообразно привлечь обобщения Г. Фюхтбауэра и К. Мюллера [44], где выделение обстановок проводится на уровне фациальных групп – континентальная, морская, переходная [44, 73].

В литологии существуют различные способы, позволяющие разделить осадки по фракционному составу и выделить различные фации – например, генетические и динамогенетические диаграммы Р. Пассеги, Л.Б. Рухина, Г.Ф. Рожкова, Г. Фридман, и других.

Одной из относительно простых является диаграмма К. Бьёрликке, которая основана на разных соотношениях отсортированности и характере асимметрии распределения фракций песчано-алевритовых пород. Результатами исследований установлено, что прибрежные морские или озерные песчаные отложения характеризуются отрицательной асимметрией, в то время как речные и эоловые, обладают положительной асимметрией, и мода распределения располагается в области мелкозернистых фракций [50].

Наиболее удовлетворительные результаты в определении генезиса современных осадков были получены на динамо генетических диаграммах Р. Пассеги и Г.Ф. Рожкова. Несмотря на различный подход к определению условий седиментации, результаты, полученные на этих двух диаграммах для водной среды седиментации, оказались во многом сходными [25].

Динамическая диаграмма С–М, разработанная Р. Пассеги, учитывает способ транспортировки кластического материала качением частиц, сальтацией, переносом в виде градационной или однородной суспензии. Транспортировка крупно- и тонкозернистых фракций происходит независимо. Результаты анализов различных осадков на диаграмме С–М формируют сложную фигуру, которая была разделена точками N–S на сегменты, отвечающие определенным условиям седиментации.

Динамогенетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова основана на принципе различной по интенсивности механической дифференциации песчано-алевритовых частиц в различных фациях. Это явление в природе связано также с различными способами перемещения обломочных частиц различного размера и в основном определяется энергетическими уровнями динамических сил среды переноса и седиментации [25].

Важную роль в генетической интерпретации играют аутигенные минералы, являющиеся индикаторами определенных сред осадконакопления. Например, Д. Голдсмит с коллегами выяснил фазовые отношения в системе Ca–Mg–Fe–Mn–CO<sub>2</sub>, помогающие определить условия осадкообразования. Так на осаждение кальцита и доломита оказывает влияние pH среды, тогда как образование карбонатов Fe и Mn дополнительно зависит от окислительно-восстановительного баланса среды осаждения. Поэтому они связывают причину образования сидерита с обстановкой характерной для застойных бассейнов или участков, подвергающихся действию приливов и отливов, а также эстуариев, для которых характерна высокая продуктивность органического вещества [68].

Таким образом, проанализировав современные подходы к определению генезиса по данным гранулометрического и минералогического анализов, можно сделать вывод о том, что разные обстановки осадконакопления могут иметь схожие характеристики, при этом совместное использование существующих методов гранулометрических исследований позволяет однозначно решить некоторые вопросы фациального анализа. В рассматриваемой работе предлагается комплексное использование следующих методов.

- Обобщенное определение обстановки, по Г. Фюхтбауэру и К. Мюллеру [44, 73];
- Определение генезиса отложений по соотношению отсортированности и особенностям асимметрии (диаграмма К. Бьёрликке);
- Определение условий седиментации по соотношению асимметрии и эксцесса (динамогенетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова);
- Определение фациальной обстановки по способу переноса обломочных частиц в водной среде (генетическая диаграмма Р. Пассеги);
- Генезис пород по составу аутигенных минералов.

Такие комплексные исследования позволяют более объективно определять условия формирования осадка.

Предлагаемая методика использована на верхне-среднеюрских отложениях Ем-Ёговской площади Краснотенинского месторождения (Западная Сибирь).

Основная продуктивность связана с пластами тюменской свиты, где породы-коллекторы (пласты ЮК<sub>2-5</sub>) представлены песчано-алевритовыми разностями с подчиненными по мощности прослоями глин. Песчаники мелкозернистые, алевритистые с преобладающей песчаной (0,12-0,30 мм) и алевритовой (0,05-0,10 мм) размерности [47].

### **3.2 Обработка данных гранулометрического и минералогического анализов для пластов ЮК<sub>2-5</sub> Ем-Ёговского месторождения**

В процессе работы были обработаны и проанализированы результаты гранулометрического анализа 208 образцов пластов ЮК<sub>2-5</sub> тюменской свиты, отобранных из 7 скважин Ем-Ёговского месторождения (приложения А и Б), но в качестве примера приведены результаты по скважине 1819 [46, 103].

Гранулометрический состав породы-коллектора определен ООО «Сибгеоцентр» двумя методами: во-первых, в прозрачных петрографических шлифах и, во-вторых, механическим ситовым (до фракции 0,05 мм) и отмучиванием пипеточным (более мелкие фракции) методами. Следует отметить, что гранулометрический анализ образцов, отобранных из юрских отложений, имеет большую достоверность по данным исследований в шлифах, чем механическим и пипеточным методами, так как песчано-алевритовые породы юрского возраста настолько уплотнены и прочно сцементированы, что с трудом разделяются на зерна механическим способом.

По гранулометрическому составу описываемые отложения относятся к слабо и средне отсортированным песчанистым крупнозернистым алевролитам (рисунок 8).

По коллекторским свойствам породы представлены низко пористыми практически непроницаемыми алевритистыми глинами и глинистыми алевролитами, в различной степени карбонатные и углистые, имеющие пористость (Кп) в пределах 4.56-11.02 %, проницаемость (Кпр) – <0.1-0.73 мД,

водоудерживающую способность ( $K_v$ ) – 64.08-88.35 %, плотность ( $\sigma$ ) – 2.46-2.65 г/см<sup>3</sup>.

Глинистые минералы, представлены главным образом эпигенетическим иногда хорошо окристаллизованным каолинитом, который часто практически полностью заполняет поровое пространство. Кроме каолинита характерно образование также эпигенетических иллита и ССО, которые покрывают тонкой «волосовидной» пленкой обломочные зерна.

Особенностью рассматриваемых отложений является постоянное присутствие в их поровом пространстве микроагрегатного пирита, который заметно ухудшает их фильтрационно-емкостные свойства (рисунок 9).

Низкие фильтрационно-емкостные свойства продуктивных песчаников обусловлены рядом причин. Главной, вероятно, является высокая степень их уплотненности и преобразованности эпигенетическими процессами. Широкое развитие аутигенных и эпигенетических карбонатных минералов, в первую очередь сидерита, и их присутствие в поровом пространстве также значительно ухудшает коллекторские свойства песчаников и особенно алевролитов. Тот же отрицательный эффект на фильтрационно-емкостные свойства в рассматриваемых породах-коллекторах оказывает присутствие высокого содержания мелкоалевритовой и глинистой фракций [47].

В целом для средне-, верхнеюрских осадков характерно развитие интенсивных вторичных (эпигенетических) процессов, которые привели к преобразованиям, в первую очередь, глинистого цемента, т.е. его каолинитизация, а также выщелачиванию и перекристаллизации неустойчивых обломочных зерен в кварц, альбит и глинистые минералы (каолинит, в меньшей степени в ССО и иллит). В результате этого образуются довольно крупные поры (размерами соизмеримыми с окружающими обломочными зернами), и которые практически полностью заполнены эпигенетическим каолинитом (рисунок 10).



Рисунок 8 – Фотография ящика керн (интервал 2259-2264,5 м), отобранного из скважины 1819  
Ем-Ёговского месторождения



Следует отметить, что хлорит в этих условиях не образуется и весь присутствующий в верхнеюрских породах хлорит представлен аллотигенной разновидностью.

Содержание карбонатов в этих отложениях варьирует в широких пределах – от 3-10 до 30-44%. Они представлены поровым кальцитом, доломитом и микростяжениями сидерита, которые также сильно ухудшают фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов верхнеюрских отложений.

В качестве начального этапа графической обработки гранулометрического состава были построены гистограммы гранулометрического состава для изучения и иллюстрации изменения характера пород по разрезу. Затем строились кумулятивные кривые, которые важны, как для графического изображения аналитических данных, так и для определения ряда параметров, характеризующих структуру породы (рисунок 11).

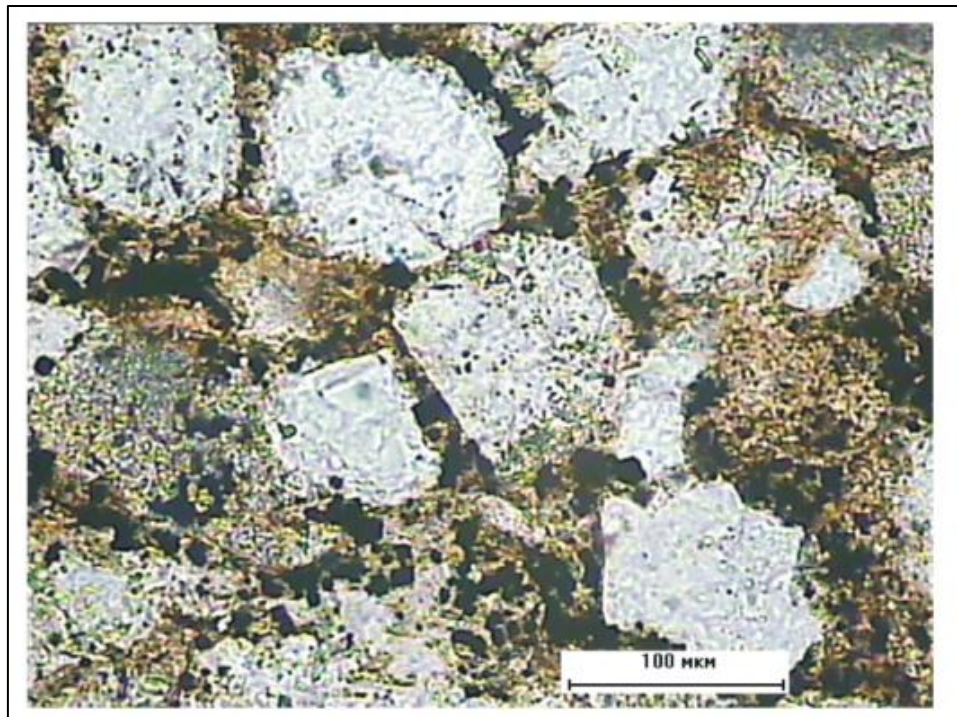


Рисунок 9 – Микроагрегаты пирита в поровом пространстве крупнозернистого алевролита (скважина 1819, образец 35, пласт ЮК<sub>2</sub>, интервал отбора 2264,5-2270 м)



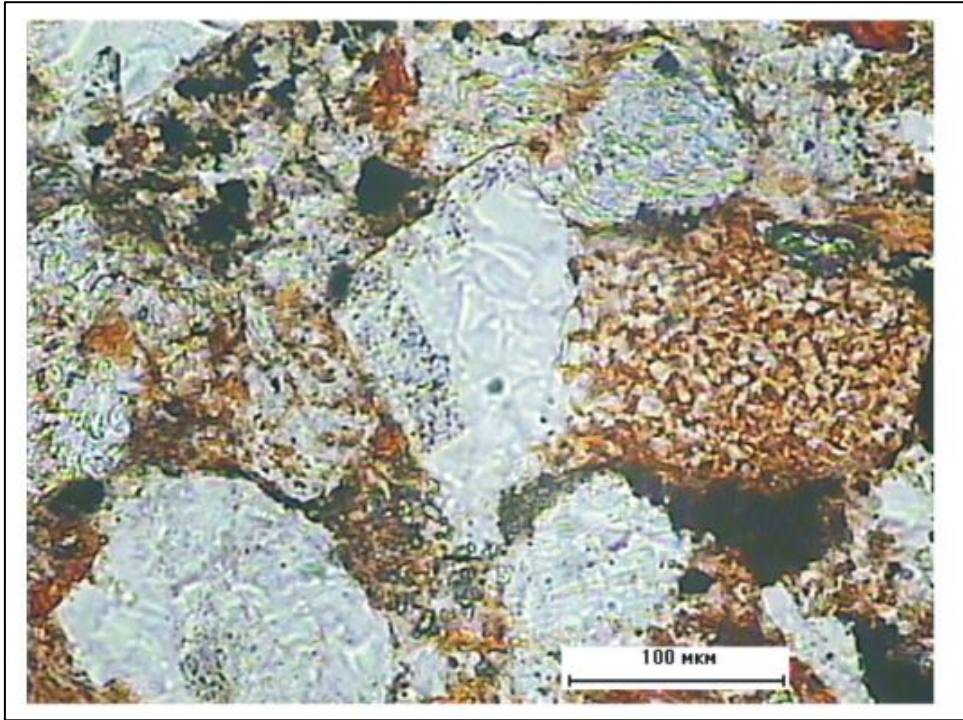


Рисунок 10 – Крупнозернистый алевролит с крупными порами (0,135x0,167 мм), заполненными эпигенетическим каолинитом (скважина 1819, образец 26, пласт ЮК<sub>2</sub>, интервал отбора 2259,0-2264,5 м)

На графиках по оси «X» откладываются в логарифмическом масштабе размеры фракций, по оси «Y» процентное содержание фракций – в обычном масштабе. На оси абсцисс снимают значения размерности зерен для первой квантили ( $Q_1$ ) при  $y=25\%$ ; для второй квантили ( $Q_2$ ) при  $y=50\%$  и для третьей квантили ( $Q_3$ ) при  $y=75\%$ , а также значение для 1%-ного фракционного состава [63, 99].

Рассчитаны основные гранулометрические характеристики по образцам: средний размер частиц ( $X_{cp}$ ), стандартное отклонение (коэффициент сортировки  $S_0$ ), параметр асимметрии (A), мера эксцесса (E) и медиана (Md) [46, 103].

Средний размер определяется по формуле [25]:

$$X_{cp} = \frac{(\emptyset 16 + \emptyset 50 + \emptyset 84)}{3}. \quad (1)$$

Коэффициент сортировки зерен рассчитывается по формуле [99]:

$$S_0 = \sqrt{\frac{Q_3}{Q_1}}. \quad (2)$$

Согласно классификации П. Траска, выделяются хорошо отсортированные осадки ( $S_0 = 1,0-1,58$ ), средне отсортированные ( $S_0 = 1,58-2,12$ ) и плохо отсортированные ( $S_0 > 2,12$ ).

Асимметрия вычисляется по формуле [25]:

$$\alpha = \frac{\phi 16 + \phi 84 - 2 * \phi 50}{2 * (\phi 84 + \phi 16)} + \frac{\phi 5 + \phi 95 - 2 * \phi 50}{2 * (\phi 95 - \phi 5)}. \quad (3)$$

По этой формуле значения асимметрии не зависят от степени отсортированности зерен осадка. Пределы изменения значений асимметрии составляют от 1,0 до -1,0.

По Р. Фолку принята следующая шкала градаций значений асимметрии:

- от 1,0 до 0,3 – сильная асимметрия в сторону мелких фракций;
- 0,3 ÷ 0,1 – асимметрия в сторону мелких фракций;
- 0,1 ÷ -0,1 – симметричное распределение;
- -0,1 ÷ -0,3 – асимметрия в сторону крупных фракций;
- -0,3 ÷ -1,0 – сильная асимметрия в сторону крупных фракций.

Эксцесс определяется по формуле [25]:

$$\tau = \frac{\phi 95 - \phi 5}{2,44 * (\phi 75 - \phi 25)}. \quad (4)$$

Пределы изменения значений эксцесса составляют от 0,41 до бесконечности. Опыт показывает, что значения эксцесса гранулометрического состава реальных осадков редко бывают меньше 0,6 и более 5,0.

Р. Фолк дает следующую градацию значений эксцесса:

- < 0,67 – очень пологовершинные распределения;
- 0,67 ÷ 0,9 – пологовершинные;
- 0,9 ÷ 1,11 – средне-пологовершинные;
- 1,11 ÷ 1,5 – крутовершинные;
- 1,5 ÷ 3,0 – очень крутовершинные;

– 3,0 – чрезвычайно крутовершинные.

Медиана – это размер второй квантили, который означает, что половина зерен по массе или косвенному счету являются более крупными, а другая половина – более мелкими. Значение медианы может быть выражено в логарифмах или в миллиметрах. Преимущество этого параметра в легкости его определения, а недостатком является полная независимость от формы кривой, и он не учитывает размеры всех имеющихся зерен [25].

Рассмотрим в качестве примера результаты, полученные для образцов из скважины 1819 Ем-Ёговского месторождения (таблица 3).

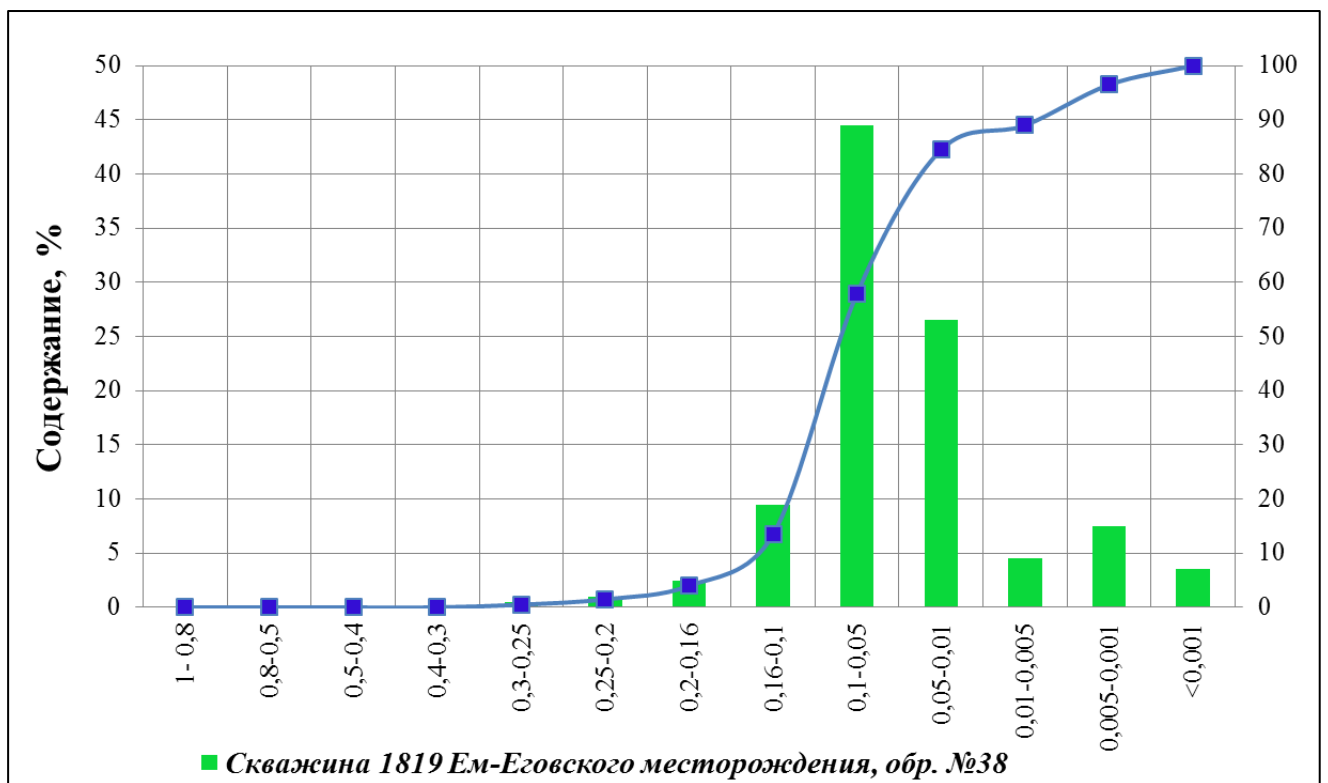


Рисунок 11 – Гистограмма распределения зерен по фракциям и кумулятивная кривая (образец 38, скважина 1819 Ем-Ёговского месторождения)

Таблица 3 – Основные гранулометрические характеристики (скважина 1819 Ем-Ёговского месторождения)

№ обр.	Глубина, м	Литология	$X_{cp}$	$S_0$	Md, мм	A	E	Открытая пористость по керну, Кп, %	Объемная плотность, г/см <sup>3</sup>
27	2259.65	Алевритистая глина	0.08	1.85	0.088	0.024	0.733	5.88	2.585
38	2266.25	Песчанистый алевролит	0.11	1.40	0.110	0.165	1.004	8.30	2.503
39	2266.95	Глинистый алевролит	0.10	1.46	0.093	-0.102	0.997	8.69	2.468
40	2267.20	Глинистый алевролит	0.09	1.53	0.095	0.143	0.856	9.81	2.470
41	2267.95	Глинистый алевролит	0.09	1.53	0.098	0.193	0.820	7.99	2.521
42	2268.07	Глинистый алевролит	0.08	1.58	0.090	-0.001	0.961	7.55	2.553
43	2268.86	Глинистый алевролит	0.09	1.55	0.090	-0.007	0.985	6.85	2.550
45	2270.90	Сидеритово-алевритистая глина	-	-	-	-	-	5.38	2.651

Коэффициент отсортированности  $S_0$  определялся по формуле П.Д. Траска – как отношение третьей кватили к первой [50]. Согласно классификации П.Д. Траска осадки в изучаемых образцах в основном являются хорошо отсортированными.

Асимметрия и эксцесс определялся по формулам Р. Фолка, используя размеры зерен с определенным процентным содержанием, снятые с кумулятивных кривых [25].

Следующим этапом является анализ полученных данных по методике, описанной выше [46, 103].

Согласно обобщениям Г. Фюхтбауэра и К. Мюллера, исследуемые породы в основном были сформированы в речной обстановке осадконакопления (русло и прирусловые отмели), так как сортировка в основном  $> 1,2$ ; асимметрия  $< 1$ .

По соотношению отсортированности к асимметрии (по К. Бьёрликке) изучаемые породы относятся к турбидитам (рисунок 12).

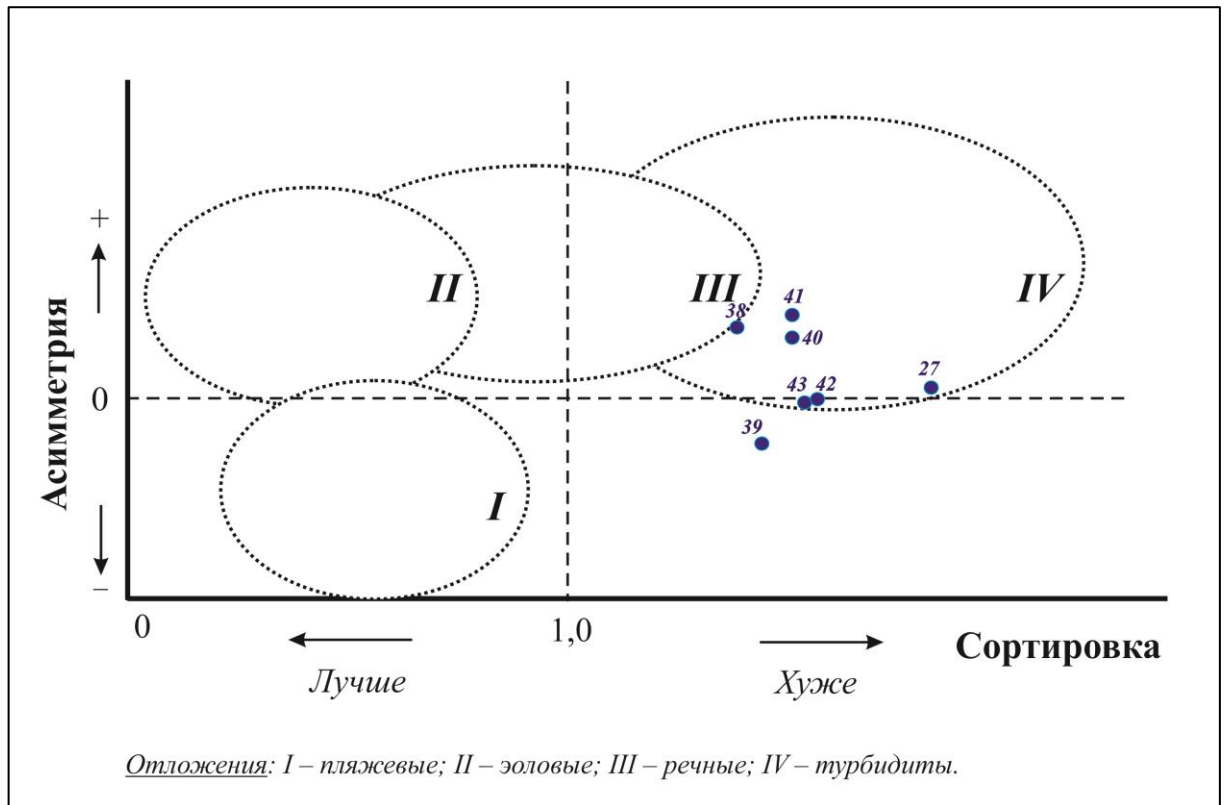


Рисунок 12 – Распределение точек-проб на диаграмме К. Бьёрликке (скважина 1819 Ем-Ёговского месторождения)

При этом, когда говорят о турбидитах, способ их накопления понимается по-разному: либо как результат перемещения береговой линии и изменения глубины места седиментации, происходивших на относительно мелководном (не более 200 м) шельфе, либо как результат осаждения этих образований из мутьевых потоков в нижней части и у подножия континентального подводного склона в относительно глубоководной (1200 м и более) части бассейна седиментации [57]. Поэтому необходимо провести дальнейшее уточнение генезиса осадков.

Следующим шагом является построение и анализ динамогенетических диаграмм Г.Ф. Рожкова и Р. Пассеги (рисунки 13, 14).

Из анализа расположения точек на диаграмме Г.Ф. Рожкова следует, что часть образцов попала в область прибрежно-морских фаций (поле VII, нижняя часть), а другая – в область прибрежной фации огромных открытых акваторий

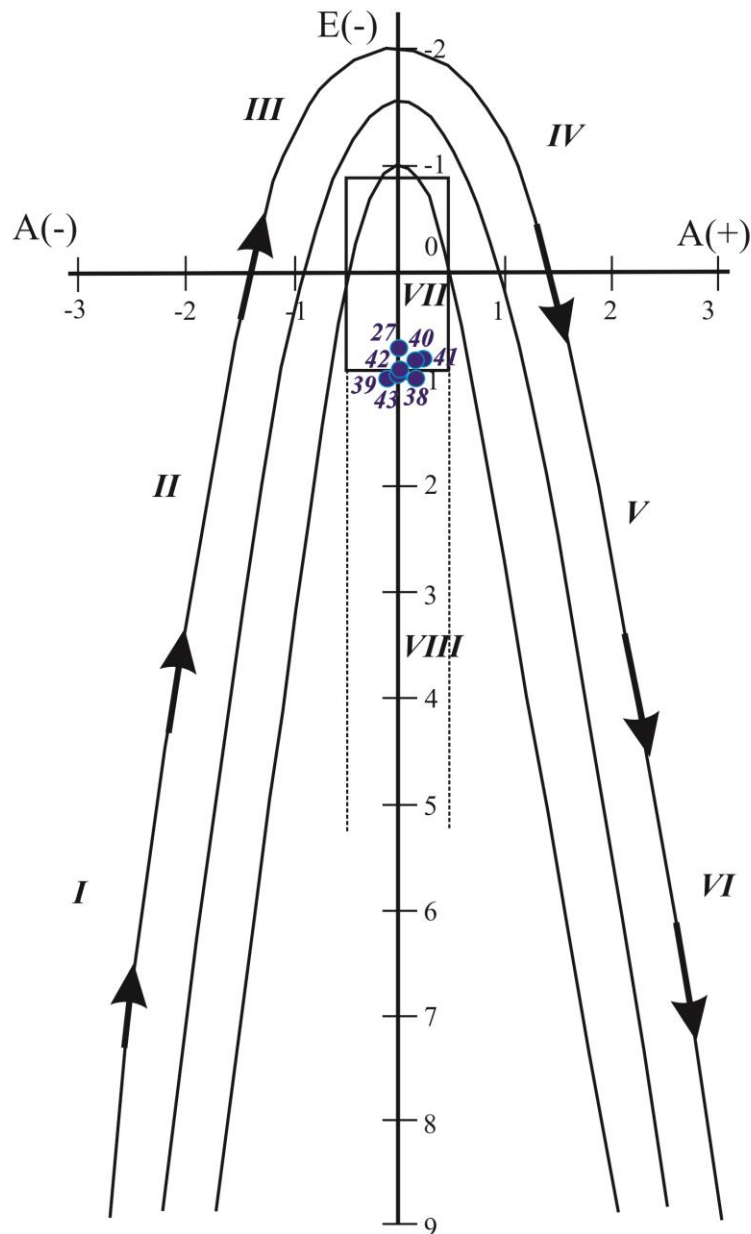
(поле VIII). На диаграмме Р. Пассеги образцы попали в область речных отложений (вторичный канал).

Ассоциация аутигенных минералов – каолинит+сидерит+пирит (рисунок 15) свидетельствует в пользу переходных условий осадконакопления. Так, преобладание глинистой составляющей в качестве каолинита указывает на континентальную обстановку формирования, но следует отметить и значительное содержание хлорита и смешанно слойных образований (ССО), которые говорят о морских условиях. Большое содержание сидерита (рисунок 16) является показателем континентальной или прибрежно-морской обстановки.

Необходимо также обратить внимание на наличие в осадке одновременно как обломков древесины, отпечатков листьев, корней растений, указывающих на континентальный режим осадконакопления, так и оолитовых известняков, характерных для мелководных прибрежных участков с высокой турбулентностью течений [73], и ростров белемнитов, наличие которых может быть связано с процессами их переотложения в условиях морского побережья. Такое совместное присутствие различных элементов (фациальных индикаторов) подтверждает переходную обстановку седиментации, в которой выделяют сообщество приливно-отливных равнин и дельтовых комплексов. По особенностям строения дельты разделяются на приливные (эстуариевые), волновые (лопастные) и речные (выдвигающиеся).

Согласно предложенной методике, условия осадконакопления можно наиболее полно соотнести с условиями, характерными для эстуариев. Именно эстуарий может объединить столь неоднозначные результаты, характерные для различных фаций.

В целом, эстуарий – это участок совместного влияния реки и моря, где кластический материал поставляется, с одной стороны, рекой, а с другой, – со стороны моря приливным течениям и частично течениям, связанным с волнением моря, что подтверждается областью прибрежно-морских условий на диаграмме Г.Ф. Рожкова. Благодаря этому в осадках присутствуют как корни растений, так и привнесенные обломки белемнитов.

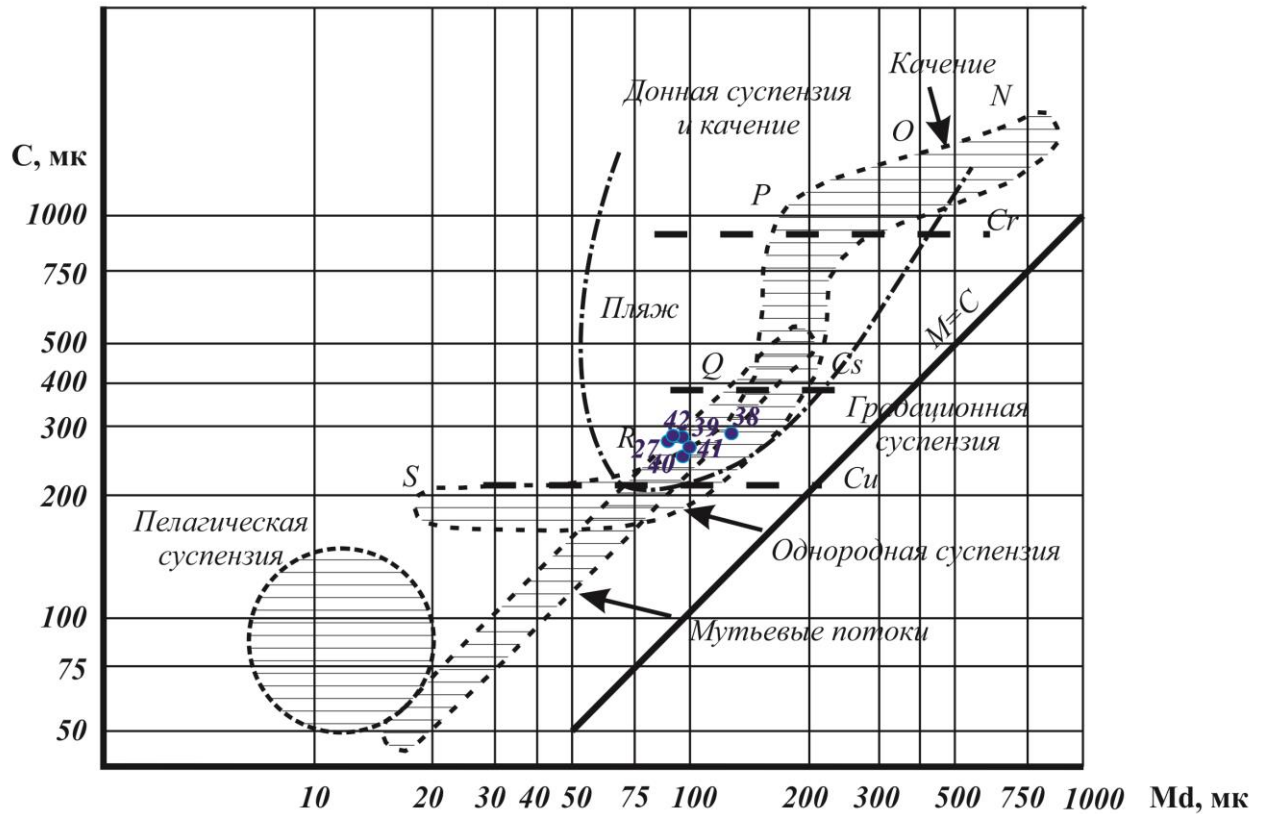


*Поля:* I – застойные условия седиментации на дне акваторий различных глубин – морские фации. II – донные течения или мутьевые потоки – морские фации; гидромеханическое или физическое разрушение магматических пород, эрозия горных пород морского происхождения – континентальные фации областей сноса, коры выветривания. III – слабые, преимущественно речные течения – континентальные речные фации. IV – сильные речные или вдольбереговые течения – континентальные речные или прибрежно-морские фации. V – выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения, накат волн – прибрежно-морские фации, континентальная микрофация пляжей больших равнинных рек. VI – выход волн на мелководье, сильный накат волн – верхняя половина участка, золовая обработка песков морских пляжей – нижняя половина участка (микрофация береговых дюн); в целом, – фация побережья акваторий вблизи береговой черты. VII – золовая переработка речных осадков – верхняя половина прямоугольника – континентальная фация пустынь (континентальные дюны); нижняя правая четверть прямоугольника – волновые процессы на мелководье, нейтральная полоса побережья, – прибрежно-морская фация. VIII – выход волн на мелководье, мощный накат-прибой, скорость динамической пересортировки превышает скорость привноса обломочного материала – прибрежная фация огромных открытых акваторий.

Рисунок 13 – Распределение точек-проб на динамогенетической диаграмме

Г.Ф. Рожкова (скважина 1819 Ем-Ёговского месторождения)





Осадки поля SR – ниже Si – морские течения и некоторые реки с медленным течением. Осадки поля PQR, особенно в части, лежащей ниже C=Cs, выпадают из грабационной суспензии, образующейся в нижних частях быстрых речных потоков, непосредственно у дна. Осадки поля PO характеризуют смешанный перенос в суспензии и качения по дну, а поле ON практически только путём качения. Эти способы транспортировки в прибрежных условиях, на песчано-гравийных и галечных отмелях, в некоторых участках реки. Речные отложения: S – пойма вдали от основного русла, SR – вторичный канал с низким и средним течением, R – береговой вал, RQ – вторичный канал с медленным течением, Q – выступающий из глубины бар, PQ – заполнение верхней части отмирающего русла, P – заполнение нижней части отмирающего русла, PO – активное заполнение канала.

Рисунок 14 – Распределение точек-проб на генетической диаграмме Р. Пассеги (скважина 1819 Ем-Ёговского месторождения)

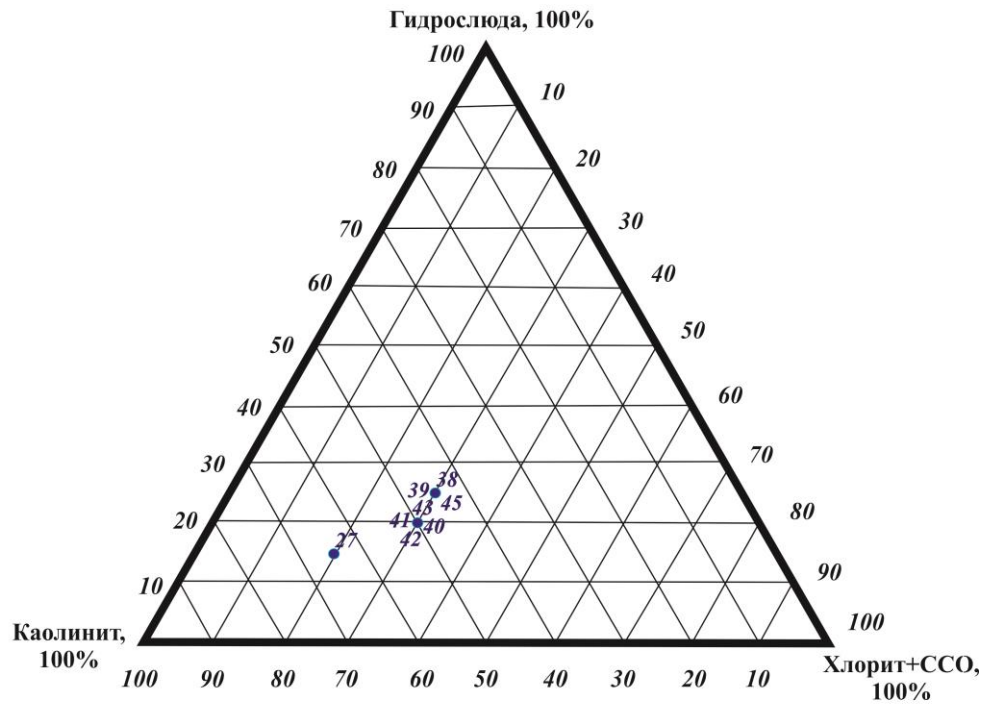


Рисунок 15 – Распределение глинистых минералов на треугольной диаграмме состава (скважина 1819 Ем-Ёговского месторождения)

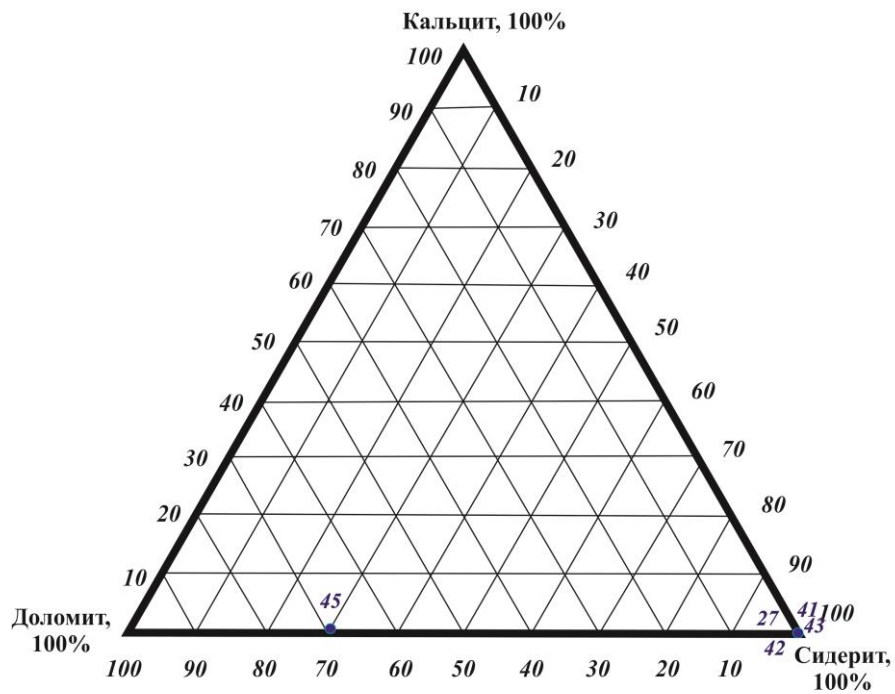


Рисунок 16 – Распределение карбонатных минералов на треугольной диаграмме состава (скважина 1819 Ем-Ёговского месторождения)

Следует также отметить, что в эстуариях осаждаются главным образом пелитовые отложения (прежде всего глины) и пески в различном соотношении в зависимости от условий [24]. Из таблицы 3 видно, что изучаемый интервал сложен алевролитом.

Приливоно-отливные каналы и дельтовые протоки в пределах приливоно-отливных равнин и эстуариев формируют условия осадконакопления, аналогичные обстановкам речных русел [24]. Этим можно объяснить результат, полученный по обобщениям Г. Фюхтбауэра и К. Мюллера, а также наличие образцов в области вторичных каналов на генетической диаграмме Р. Пассеги.

Поверхностные воды нередко содержат растворенные вещества в виде коллоидов. При проникновении таких коллоидных растворов в морские бассейны происходит разрушение коллоидов морской водой, которая является электролитом. Происходит коагуляция коллоидов, а затем они опускаются на дно, давая начало морским осадкам. В виде таких коллоидно-хемогенных осадков могут накапливаться гидроксиды Al, Fe, Mn. Стоит отметить, что при этом самыми неустойчивыми оказываются коллоиды гидроксидов железа, они коагулируют непосредственно при впадении реки в море [7]. Это объясняет наличие сидерита в рассматриваемых образцах.

Еще одним результатом анализа данных является принадлежность пород к турбидитам по диаграмме К. Бьёрликке. Учитывая, что на осаждение материала в эстуарии существенное влияние оказывают морские приливы и отливы, течения, связанные с приливами, могут характеризоваться различной скоростью. В общем, скорость приливных течений уменьшается от выхода к верхней части эстуария (над дном глубоких каналов скорость течений выше, чем над дном отмелей). Как правило, сила течений, связанных с отливом, больше, чем течений прилива. Наличие приливов и отливов создает периодически изменяющиеся условия осаждения [24]. Когда соприкасаются две массы воды различной плотности, водная масса более высокой плотности имеет тенденцию течь и распространяться ниже менее тяжелой разновидности. Такие плотностные течения хорошо известны в океане, где они обусловлены различием температур и солености.

Подобным же образом мутные, обогащенные взвесью слои высокой плотности могут опускаться вниз и перемещаться ниже чистой воды, обладающей более низкой плотностью [73]. Поэтому, в эстуариях происходит латеральное и вертикальное перемешивание вод [52], т.е. столкновение двух разнонаправленных динамических потоков и выпадение осадка, характеристика которого близка к турбидитам.

Таким образом, полученные результаты определения генезиса по совокупности гранулометрических и минералогических исследований, могут говорить о формировании изучаемых отложений в условиях эстуария.

Анализируя вышеизложенное следует отметить, что гранулометрические исследования, определяя фациальные обстановки (русло, береговой вал, турбидит и т.д), не рассматривают их в рамках седиментационной модели конкретной фациальной группы осадков (переходная, морская, континентальная). Более того по отношению к переходной группе фаций одни и те же гранулометрические исследования (приложения А) могут интерпретироваться как морской, так и континентальной обстановками осадконакопления (приложение Б).

Поэтому генетические диаграммы в палеогеографическом смысле не в состоянии решить ту основную задачу, ради которой они строятся – однозначное определение фациальной обстановки седиментации. Достоверность результатов фациального анализа по данным гранулометрии является, прежде всего, функцией от достоверности наших знаний о значимости воздействия отмеченных факторов или их комбинаций на конечное распределение частиц по фракциям [75].

Ряд ученых (Л.Б. Рухин, Г.Э. Рейнек, С.И. Романовский, И.Б. Сингх, Н.Е. Верзилин) также отмечают, что одинаковые динамические условия и, естественно, схожие гранулометрические распределения частиц, могут возникать во многих средах. Проанализировав практику применения различных диаграмм, С.И. Романовский отметил, что все методы построения генетических диаграмм имеют только региональный смысл, т.е. они работают только на материале, который лег в их основу, и не подходят для диагностики тех же видов обстановок или гидродинамических режимов, но на материале других выборок [75].

Таким образом, необходимо отметить, что все применяемые в работе методы определения генезиса осадков по данным гранулометрических исследований не дают четкой диагностики фациальной обстановки осадконакопления, а позволяют только разграничить осадки, сформированные в морском бассейне, на континенте или в переходной зоне. Для более точного определения фаций необходимо провести комплексное исследование изучаемой территории с подбором седиментационной модели, основываясь не только на гранулометрическом анализе, но и привлекая дополнительные данные по керну (фаунистические, петрографические, текстурные и т.д.), ГИС (фациальный электрометрический анализ), ГДИС (фильтрационно-емкостные) [46].

#### **Выводы:**

**1. Результаты комплексных гранулометрических и минералогических исследований показали, что формирование пласта ЮК<sub>2</sub> происходило в переходных условиях – в пределах приливно-отливных равнин или эстуариев.**

**2. Неоднозначная обработка данных гранулометрического анализа по различным методикам связана со спецификой распределения гранулометрических фракций в дельтовой обстановке, в которой на процесс механического осаждения фракций из водного потока влияет геохимическая среда осадконакопления, обусловленная смешиванием пресных и солёных вод.**

**3. Проведённые исследования показали, что комплексное использование методов обработки данных гранулометрического анализа позволяет выделять, наряду с континентальной и морской, ещё и переходную группу фаций, расширяя возможности фациальной диагностики терригенных отложений по данным гранулометрии.**

## 4 Электрометрические модели пласта ЮК<sub>2</sub>

### 4.1 Понятие электрофаций

В настоящее время при отсутствии керна, но при хорошо разработанном комплексе ГИС большую популярность получила генетическая интерпретация результатов ГИС. Они являются одним из главных факторов для познания генезиса погребенных терригенных пород, а измерение геофизических характеристик отложений с помощью электронных устройств позволяет получить значения многих физических параметров (УЭС пород, радиоактивность, скорость прохождения звука, плотность и др.). Так же материалы ГИС используются для корреляции разрезов скважин, определения их литологического состава, измерения пористости и расчета содержания флюидов в коллекторах, а также для восстановления условий осадконакопления.

В условиях сокращения фонда структурных поисковых объектов основное внимание уделено сложно построенным (неантиклинальным) ловушкам нефти и газа, подготовка которых основывается на знании фациальной природы терригенных коллекторов, что позволяет спрогнозировать их пространственное размещение, положение зон выклинивания и изменение фильтрационно-емкостных свойств пород [62].

Рядом исследователей были разработаны электрометрические модели фации, основанные на конфигурации кривой самопроизвольной поляризации (ПС), отражающей определённую последовательность изменения гранулометрического состава в процессе формирования разреза конкретной фациальной обстановки (рисунок 17) [52, 62, 68].

Как правило, для определения седиментационной модели песчаного пласта с учётом информации керновых данных достаточно диаграмм ПС. Однако чем большее количество используемых диаграмм ГИС, тем достовернее будут охарактеризованы литолого-петрофизические свойства породы. Это повышает

достоверность и уменьшает вероятность ошибки при фациальной интерпретации [82].

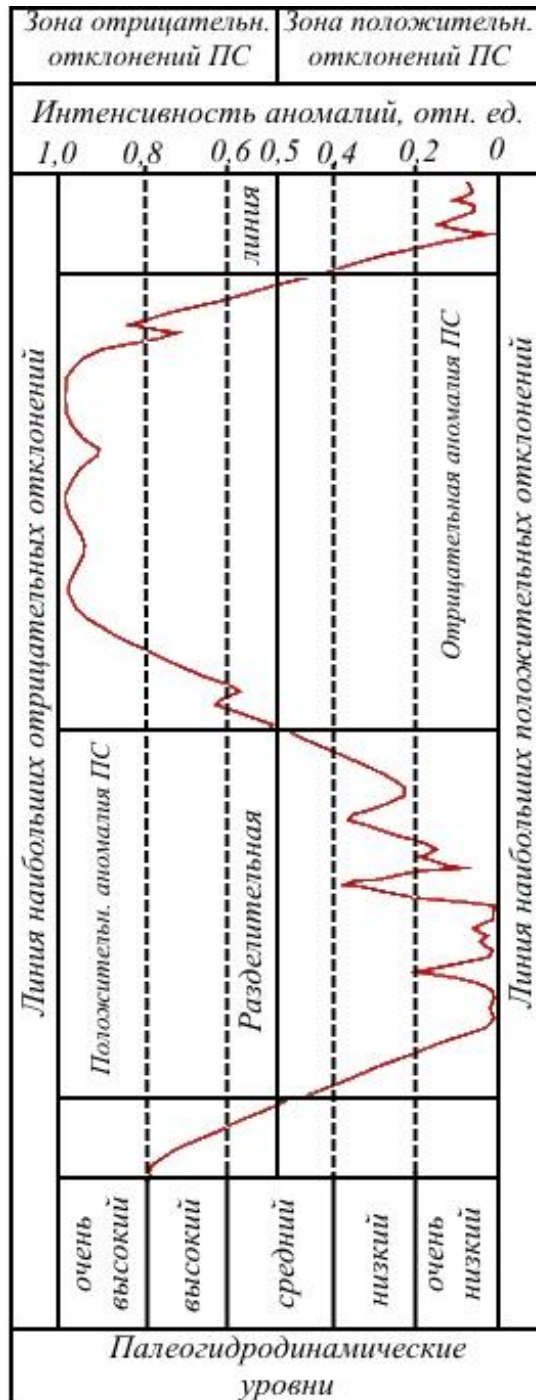


Рисунок 17 – Морфология кривой ПС и палеогидродинамические уровни среды седиментации

Учитывая ограниченный объем кернового материала и низкий вынос керна в глубоких поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах, большая



часть параметров определяющих фации, или литофации, получается непосредственно из данных ГИС. В 1970 г. O. Serra ввел понятие «электрофации» – «совокупность характеристик данных ГИС, которые описывают пласт и позволяют отличить его от других пластов» [82].

#### **4.2 Выделение электрофаций пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади**

Из обработки результатов гранулометрического и минералогического анализов пластов ЮК<sub>2-5</sub> Ем-Ёговского месторождения, приведенных в главе 3, а также описания керна, следует, что породы-коллекторы представлены песчано-алевритовыми разностями с подчиненными по мощности прослоями глин. Песчаники мелкозернистые, алевритистые с преобладающей песчаной (0,12–0,30 мм) и алевритовой (0,05–0,10 мм) размерностью [47, 103].

Согласно фондовым материалам, в верхне-, среднеюрское время (тюменская свита) на всей территории Красноленинского свода, включая Ем-Ёговскую площадь, были континентальные условия осадконакопления со спокойным гидродинамическим режимом фаций русел небольших рек, озер, болот с постепенным появлением переходных и затем прибрежно-морских групп фаций. Во время отложения осадков ЮК<sub>2-5</sub> практически вся территория представляла собой прибрежную равнину с фациями лагун, заливов, озер, дельт и пр., для которых характерна низкая активность водной среды [111]. В итоге это выразилось в развитии пород, которые представлены преимущественно алевролитами, средне- и мелкозернистыми песчаниками, глинами, аргиллитами с большим количеством растительного детрита и углистых остатков (рисунок 18). Разрез приобрел вид относительно тонкого чередования пород с ухудшенными и плохими емкостными и фильтрационными свойствами.

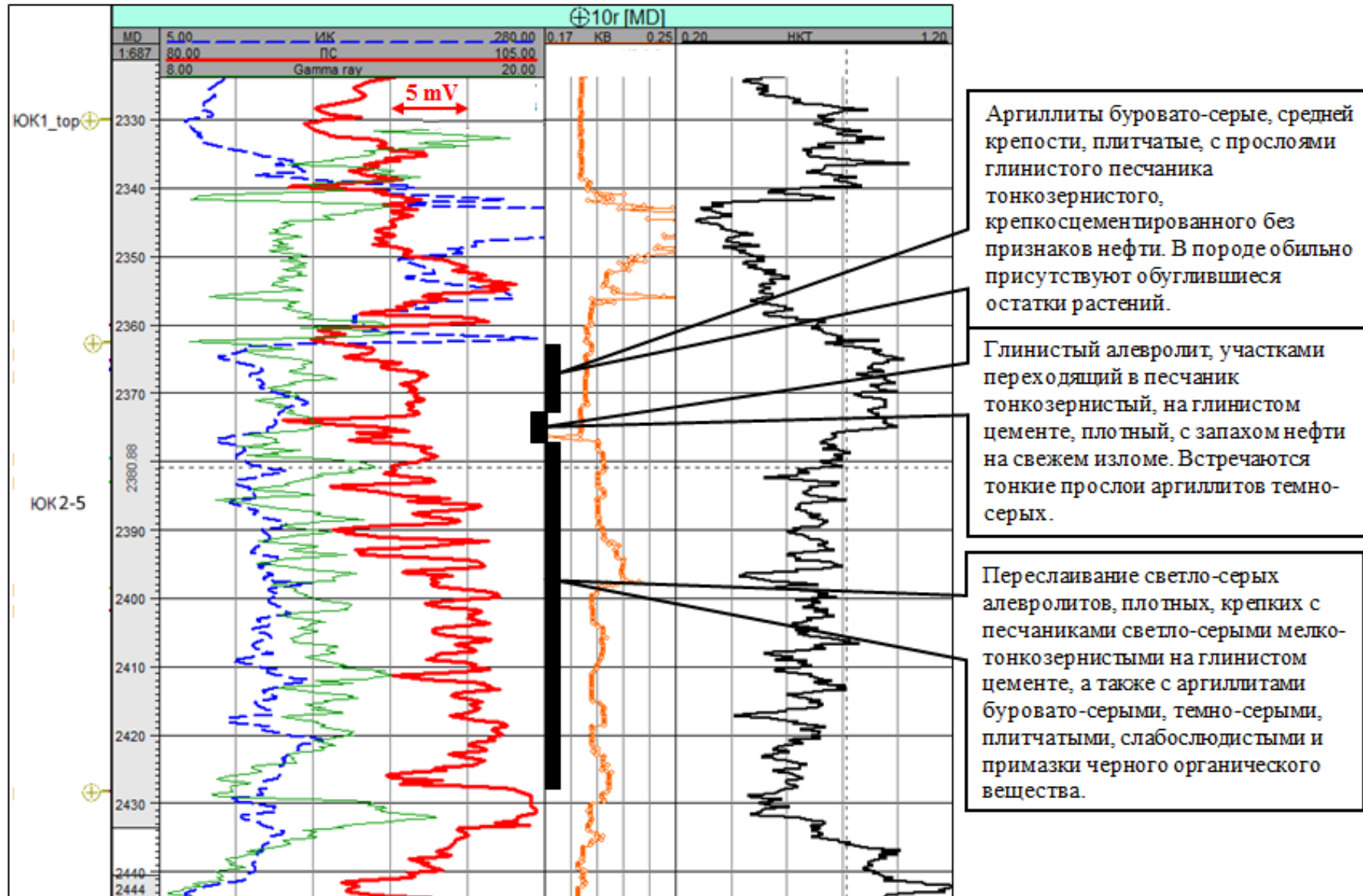


Рисунок 18 – Комплекс ГИС и описание керна скважины 10r Ем-Ёговского месторождения

Пласты ЮК<sub>2-5</sub> являются единым эксплуатационным объектом, но по анализу результатов ПГИ при перфорации объекта ЮК<sub>2-5</sub> основной приток, как правило, отмечается из пластов ЮК<sub>2</sub>, ЮК<sub>3</sub>, в меньшей степени из пласта ЮК<sub>4</sub>, пласт ЮК<sub>5</sub> разрабатывается единичными скважинами. И если континентальный генезис пластов ЮК<sub>3-5</sub> не вызывает сомнений у разработчиков исследуемого месторождения, то в связи с переходными условиями формирования пласта ЮК<sub>2</sub> сложно детально спрогнозировать распределение фаций. В рамках всех сейсмических отчетов, выполняемых на данном лицензионном участке, пласты ЮК<sub>2-3</sub> рассматриваются совместно, как единый сейсмический объект, в связи с незначительной толщиной пласта ЮК<sub>2</sub>, которая составляет около 10 м по всей площади.

Таким образом, в связи со сложным строением тюменских пластов ЮК<sub>2-5</sub> в рамках диссертационной работы детальный анализ проводился только для пласта ЮК<sub>2</sub>, который выдержан почти по всей территории Ем-Ёговской площади и для которого имеется максимальный набор статистических данных, что позволяет произвести более точные фациальные реконструкции.

По гранулометрической интерпретации [46, 103] определена переходная обстановка седиментации рассматриваемых отложений пласта ЮК<sub>2</sub>, в которой выделяют сообщество приливно-отливных равнин и дельтовых комплексов. Данные комплексы в пределах приливно-отливных равнин формируют систему приливно-отливных каналов и эстуариев, аналогичных обстановкам речных русел [24].

В качестве опорного репера выравнивания при корреляции юрских отложений использовалась кровля абалакской свиты (пласт ЮК<sub>1</sub>). Низкоомные кавернозные глины абалакской свиты уверенно распознаются и коррелируются в скважинах по данным ГИС. Пласт ЮК<sub>1</sub> представлен морскими аргиллитами с известковыми прослоями и примесью глауконита. Общие толщины пласта ЮК<sub>1</sub> изменяются в пределах 23,5 м (скв. 1141) – 46,1 м (скв. 1841), среднее значение 29,4 м.

Особенностью разреза тюменской свиты Ем-Ёговской площади является то, что прямые качественные признаки здесь часто не работают. Это не позволяет выделить коллекторы общепринятым способом. Так, показания каверномера, как правило, малоинформативны и плохо увязываются с другими методами ГИС; кривые микрозондирования зачастую имеют приращения по всему разрезу или не имеют их в интервалах наличия глинистой корки; практически отсутствует дифференциация показаний метода ПС. Причинами отсутствия аномалий кривой ПС являются: близость минерализаций фильтрата промывочной жидкости и пластовой воды; высокая глинистость разреза; сверхглубокая зона проникновения фильтрата бурового раствора в прискважинную зону пласта-коллектора; очень высокая нефтенасыщенность коллекторов с фобизацией поверхности поровых каналов и пр. Поэтому, диагностика фаций осуществлялась с использованием комплекса кривых ГИС: ПС, ИК (индукционный каротаж) и ГК (гамма-каротаж). Данные методы выбраны на основе сопоставления конфигурации диаграмм ГИС по пробуренным скважинам [104].

Кроме того следует отметить, что комплексное использование данных ГИС позволяет не только точнее выделить разные условия осадконакопления, но и определить границы пластов при корреляции.

Для определения фациальных условий изучаемой территории было проинтерпретировано порядка 120 скважин Ем-Ёговского месторождения. На рисунках 19, 20 представлена корреляция пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговского месторождения.

#### **4.3 Определение фациальной обстановки формирования пласта ЮК<sub>2</sub>**

Сопоставляя результаты гранулометрических исследований и полученные в результате расчленения и корреляции характерные типы кривых ГИС, можно сделать вывод, что отложения пласта ЮК<sub>2</sub> были сформированы в пределах эстуария.

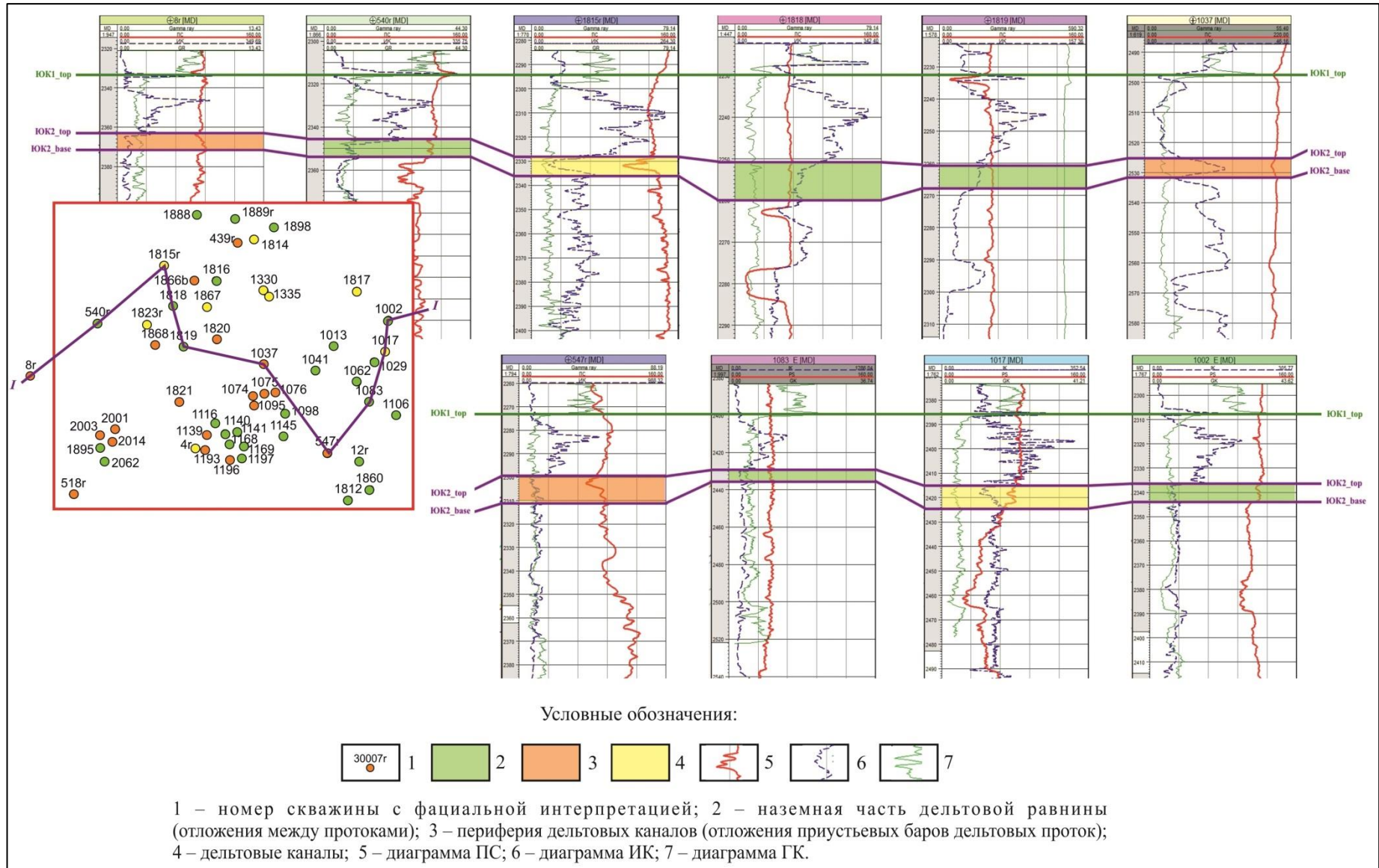


Рисунок 19 – Схема корреляции пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговского месторождения по линии I-I

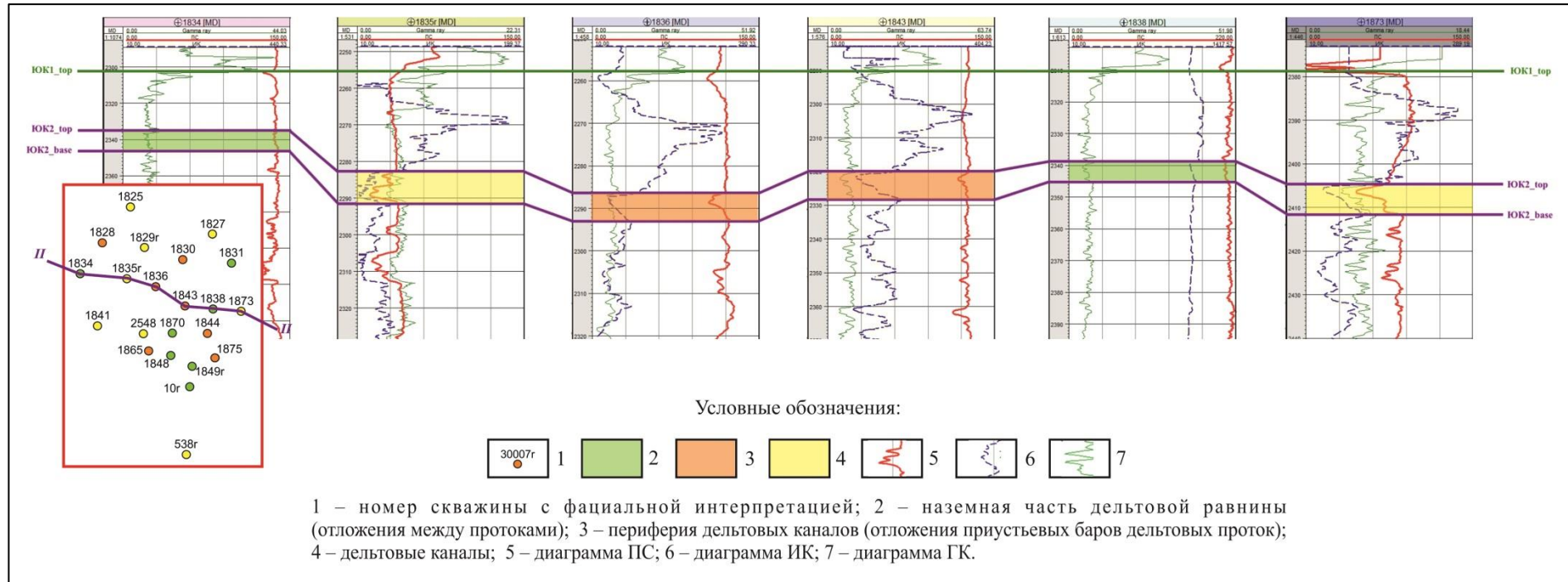


Рисунок 20 – Схема корреляции пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговского месторождения по линии II-II

А как уже было отмечено приливно-отливные каналы и дельтовые протоки в пределах приливно-отливных равнин и эстуариев формируют условия осадконакопления, аналогичные обстановкам речных русел [45].

Дельтовые отложения относятся к переходной группе фаций и формируются на границе континентальной и морской обстановок седиментации. Включая как морские, так и континентальные осадки они в генетическом отношении представляют собой единое целое. В некоторых хорошо изученных ископаемых дельтах исследователи выделяют ряд палеогеографических зон, характеризующихся определенными условиями образования осадков [13, 62, 80, 100, 101, 104].

Рассматриваемая дельтовая обстановка осадконакопления может подразделяться на четко различимые субобстановки (рисунок 21) [73].

Рукав дельты представляет естественный поток, который несет часть осадков и воды основного течения реки в море.

Приустьевой бар дельтового рукава является песчаной отмелью, сформировавшейся на границе дельтового рукава с морским побережьем. Формирование отмели является прямым следствием уменьшения скорости и транспортирующей способности потока по выходе его за пределы русла. Осадки подвергаются непрерывной переработке, как самим потоком, так и морскими волнами. Отложения состоят из песка и алеврита, часто присутствуют тонкие прослойки из растительных остатков.

Периферийный вал (отложения между протоками) представлен главным образом зоной осаждения слойчатых алевритов и глин, для которых характерны высокие скорости осаждения [73].

Песчаная гряда приливных течений по существу является продолжением речного русла в море.

Русловые осадки представлены грубозернистым и плохо отсортированным материалом.



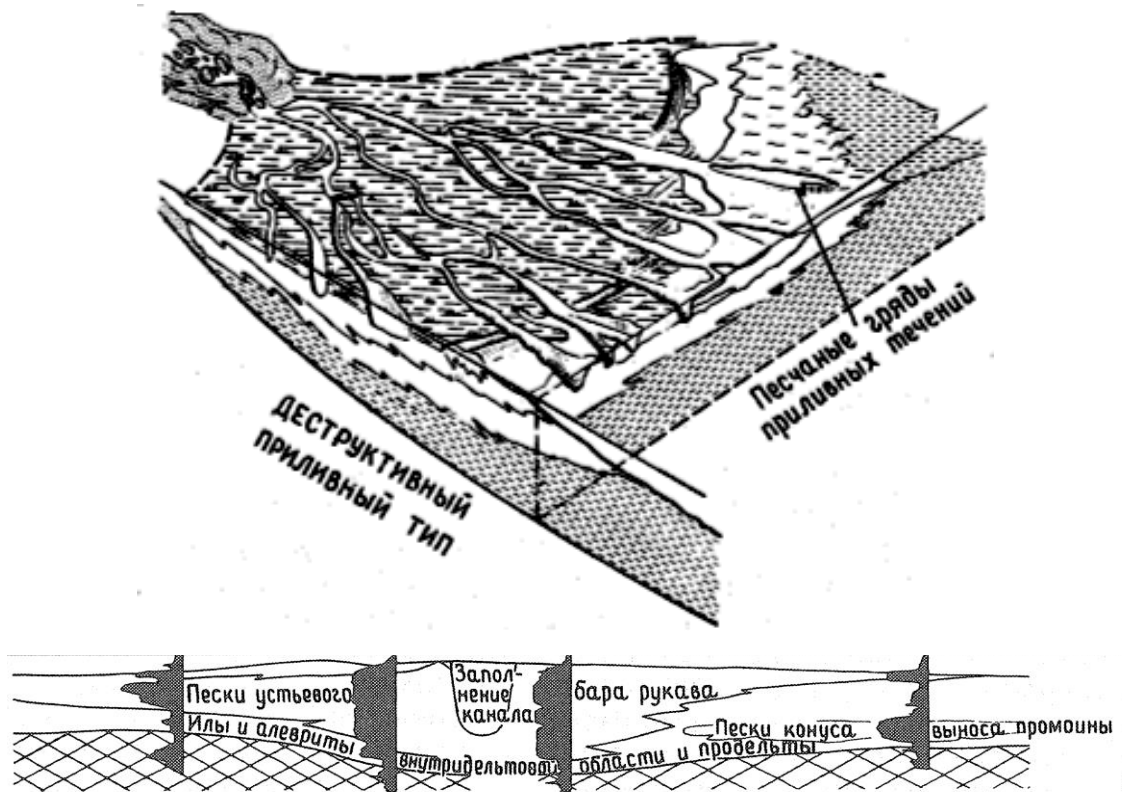


Рисунок 21 – Деструктивная дельта (по Фишеру и Брауну) и профиль электрокаротажа дельтовых песчаных тел [72]

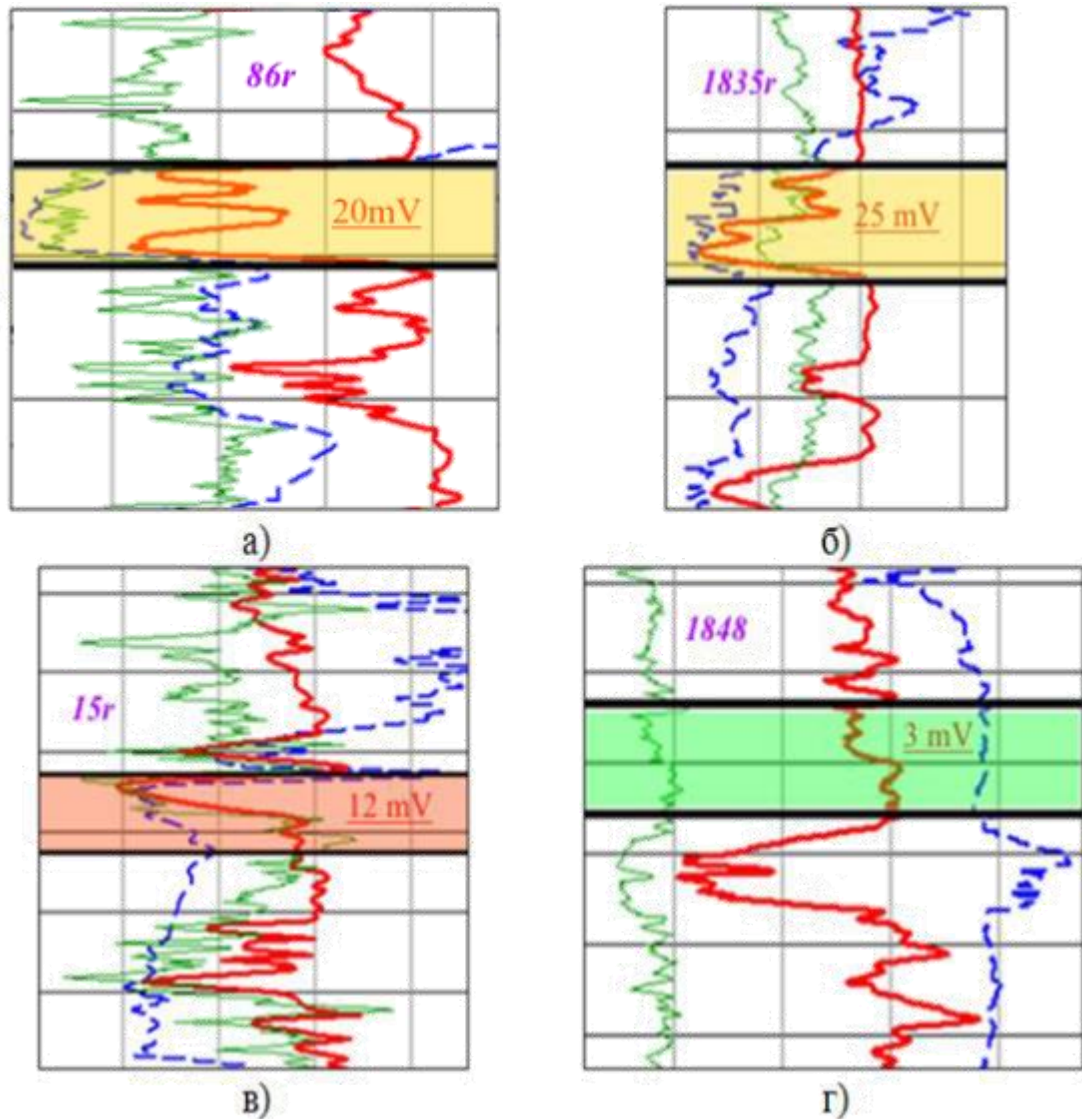
Согласно выбранной седиментационной модели (приливно-дельтовая дельта) выделенные типы кривых ГИС можно соотнести со следующими фациями пласта ЮК<sub>2</sub> (рисунок 22):

- дельтовые каналы;
- приустьевые бары дельтовых каналов;
- отложения между протоками.

*Фация дельтовых каналов.* На диаграммах ПС породы фации дельтового канала характеризуются «бочкообразной» и «колоколообразной» формой (рисунки 22, 23). Для этой фации характерна значительная амплитудой ПС и низкие значения ГК. В скважине 2548 отложения пласта ЮК<sub>2</sub> представлены песчаником светло-серым с буроватым оттенком, мелкозернистый, алевритистый, крепкий, сцементированный глинистым материалом.

*Фация приустьевых баров дельтовых каналов.* На диаграммах ПС имеют «воронкообразную» форму. Амплитуда ПС меньше, чем для предыдущей фации.

Характерно постепенное увеличение показаний на диаграммах ГК. В разведочной скважине 15r пласт ЮК<sub>2</sub> представлен переслаиванием песчаника серого, полимиктового, мелкозернистого, плотного, крепкого и аргиллита темно-серого, слюдистого, крепкого.



Условные обозначения:



1 – номер скважины; 2 – наземная часть дельтовой равнины (отложения между протоками); 3 – периферия дельтовых каналов (отложения приустьевых баров дельтовых проток); 4 – дельтовые каналы; 5 – диаграмма ПС; 6 – диаграмма ИК; 7 – диаграмма ГК.

Рисунок 22 – Характерные типы литофаций: а, б) дельтовые каналы; в) приустьевые бары дельтовых каналов; г) отложения между протоками

	РЕЗКАЯ	ГРАДАЦИОННАЯ		
		УСКОРЕННОЕ	ЛИНЕЙНОЕ	ЗАМЕДЛЕННОЕ
ТРАНСГРЕССИВНАЯ БЕРЕГОВАЯ ЛИНИЯ	ГЛАДКАЯ БЕРЕГОВОЙ БАР			
ВЕРХНИЙ КОНТАКТ (КОЛОКОЛОБРАЗНАЯ ФОРМА)	ЗУБЧАТАЯ СИММЕТРИЯ			
		АЛЛЮВИАЛЬНАЯ ДЕЛЬТОВАЯ КОСА	ДЕЛЬТОВЫЙ РУКАВ	
СТАБИЛЬНАЯ БЕРЕГ. ЛИНИЯ	ГЛАДКАЯ	СЕРЕДИНА ВРЕЗАЮЩЕГОСЯ И ЗАПОЛНЯЮЩЕГОСЯ РУСЛА АЛЛЮВИАЛЬНЫЕ ДЕЛЬТОВЫЕ КОСЫ		
(БОЧКООБРАЗНАЯ ФОРМА)	ЗУБЧАТАЯ	ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ТУРБИДИТОВ (ТОНКАЯ СЛОИСТОСТЬ)		
			КРАЙ ЗАПОЛНЕНИЯ РУСЛА	
РЕГРЕССИВНАЯ БЕРЕГ. ЛИНИЯ	ГЛАДКАЯ			
НИЖНИЙ КОНТАКТ	ЗУБЧАТАЯ			
(ВОРОНКООБРАЗНАЯ ФОРМА)		ЗАПОЛНЕНИЕ ДЕЛЬТОВОГО РУКАВА		МОРСКОЙ КРАЙ ДЕЛЬТЫ

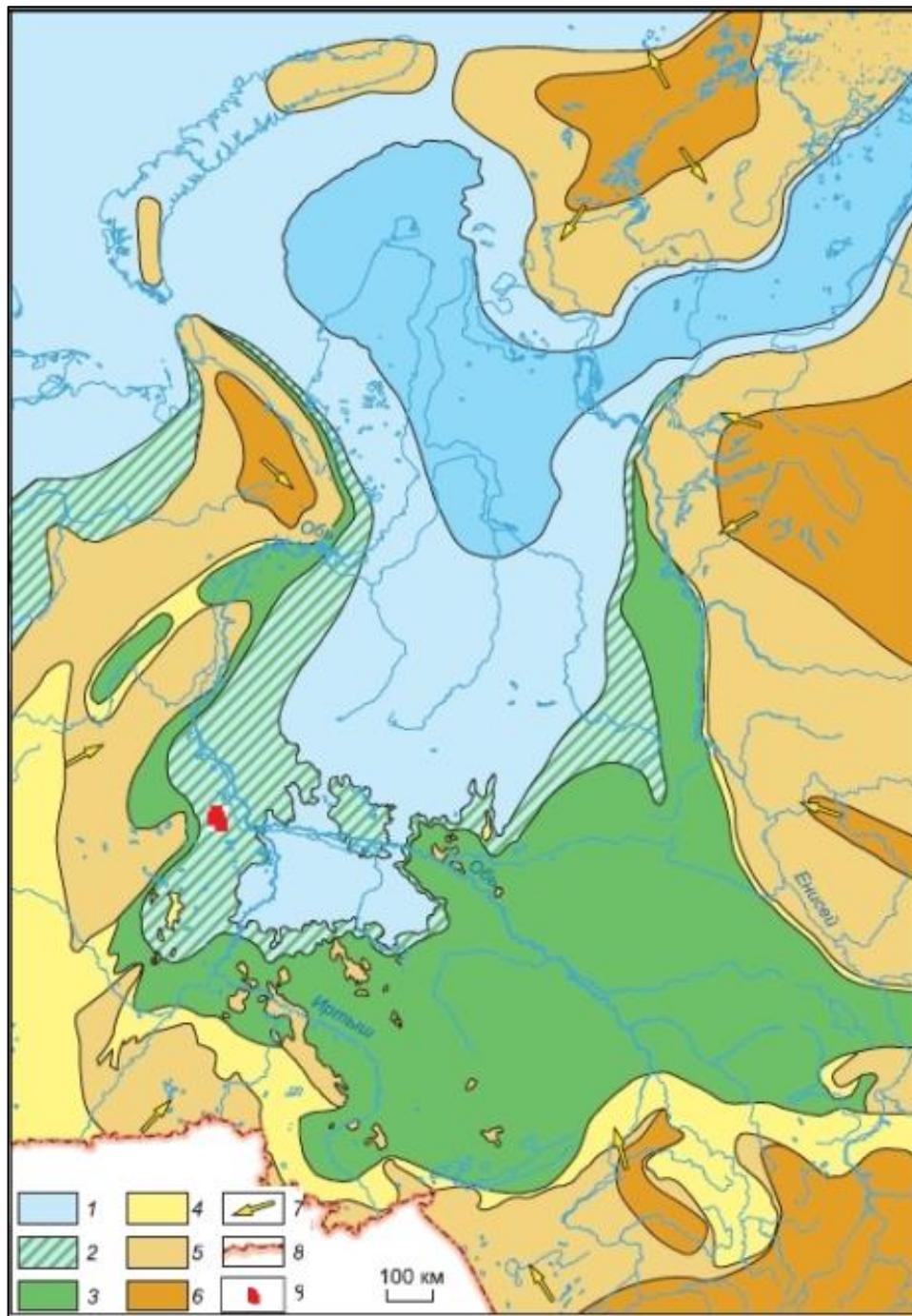
Рисунок 23 – Классификация форм кривых ПС [82]

*Фация отложений между протоками* в литологическом отношении представлена в основном осадками, близкими к глинистым. По данным описания керна в скважине 1819 это тонкое параллельно-горизонтальное слоистое переслаивание серых с бурым оттенком глин и светло-серых алевролитов. Отмечаются редкие, тонкие прослои углистого вещества, а также встречаются растительные остатки.

Необходимо отметить, что установленная дельтовая обстановка осадконакопления не противоречит уточненным палеогеографическим схемам Западной Сибири (рисунок 24) [39, 96, 98]. Согласно которым Ем-Ёговская площадь расположена в пределах равнины прибрежной, временами заливавшейся морем.

Формирование пласта ЮК<sub>2</sub> происходило в юрский период – батский век. Исследуемая территория в данное время была приурочена к низменной равнине и характеризуется развитием зоны с содержанием песчано-алевритовых пород от 30 до 10 %. О влажном и теплом климате свидетельствуют высокая угленосность пород, их серый цвет, высокое содержание сидерита и значительная доля каолинита в отложениях пласта [41].

Существующие литолого-фациальные схемы рассматриваемой территории определяют широкое развитие в раннем бате песчаных отложений прибрежных частей крупных водоемов в пределах низменной аккумулятивной равнины, сменившихся ко второй половине бата переходными фациями от континентальных к морским фациям. Это способствовало развитию дельтовых комплексов [18, 41].



1-6 – палеогеографические области: области морского осадконакопления: 1 – море мелкое глубиной менее 25 м, области переходного осадконакопления: 2 – равнина прибрежная, временами заливавшаяся морем (осадки пойменные, сечно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые); области континентального осадконакопления: 3 – равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, сечер и др.); 4 – равнина денудационно-аккумулятивная; области размыва: 5 – равнина возвышенная (денудационная суша), 6 – горы низкие; 7 – главные направления сноса обломочного материала, 8 – государственная граница, 9 – Ем-Ёговское месторождение.

Рисунок 24 – Палеогеографическая схема Западной Сибири, бат  
(под ред. Конторовича А.Э., 2013 г.)



Таким образом, сопоставляя результаты гранулометрических, минералогических и палеогеографических исследований с результатами фациального анализа по данным ГИС, было определено, что отложения пласта ЮК<sub>2</sub> сформированы деструктивной приливной дельтой. По комплексу методов ГИС выделены электрофации и сопоставлены с основными типами фаций данной седиментационной обстановки: дельтовые каналы, приустьевые бары дельтовых каналов и отложения между протоками.

Только комплексное использование методов ГИС и данных, полученных при анализе керна, позволяет выделить пласты-коллекторы даже в трудно расчленяемых отложениях, представленных тонким переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов по разрезу пласта ЮК<sub>2</sub>.

#### **Выводы:**

**1. В связи с тем, что отложения пласта-коллектора ЮК<sub>2</sub> представлены песчано-алевритовыми разностями с подчиненными по мощности прослоями глин, а прямые качественные признаки здесь часто не работают, расчленение разреза и диагностика фаций осуществлялись с использованием комплекса ГИС (ПС, ИК и ГК).**

**2. Анализируя результаты гранулометрических, минералогических и палеогеографических исследований и сопоставляя их с результатами фациального анализа по данным ГИС, определено, что отложения пласта ЮК<sub>2</sub> сформированы в пределах деструктивной приливной дельты.**

**3. Пространственное распределение выделенных электрофаций (дельтовые каналы, приустьевые бары дельтовых каналов и отложения между протоками) соответствует дельтовой седиментационной обстановке.**

## 5 Литолого-фациальный анализ

В связи с многообразием выделяемых фациальных обстановок и ограниченным количеством генерализованных форм кривых ГИС, существует определённая последовательность их фациальной интерпретации.

Сначала по керновому материалу определялась фациальная группа изучаемых отложений (континентальная, переходная, морская) и далее, в соответствии с существующими стандартами форм ПС, ГК и ИК для конкретных обстановок осадконакопления рассматриваемой группы, проводилась их фациальная диагностика по данным каротажа скважин. Для объективности реконструкций производился подбор соответствующей седиментационной модели, отражающей пространственное распределение фациальных обстановок, которые были получены в результате электрофациального анализа. На этапе подбора такой модели выполнялось тщательное сопоставление генетических признаков конкретных фаций выбранной седиментационной обстановки (осадочные текстуры, аутигенные минералы, органические остатки и т. д.) с керновым материалом скважин. Схема изучения литолого-фациальных условий представлена на рисунке 25.

Данная последовательность изучения не только объясняет территориальную взаимосвязь обстановок осадконакопления, которые выявлены бурением, но и прогнозирует пространственное развитие фаций, не освещённых скважинными данными, но предполагаемых подобранной седиментационной моделью [10, 11, 27, 43].



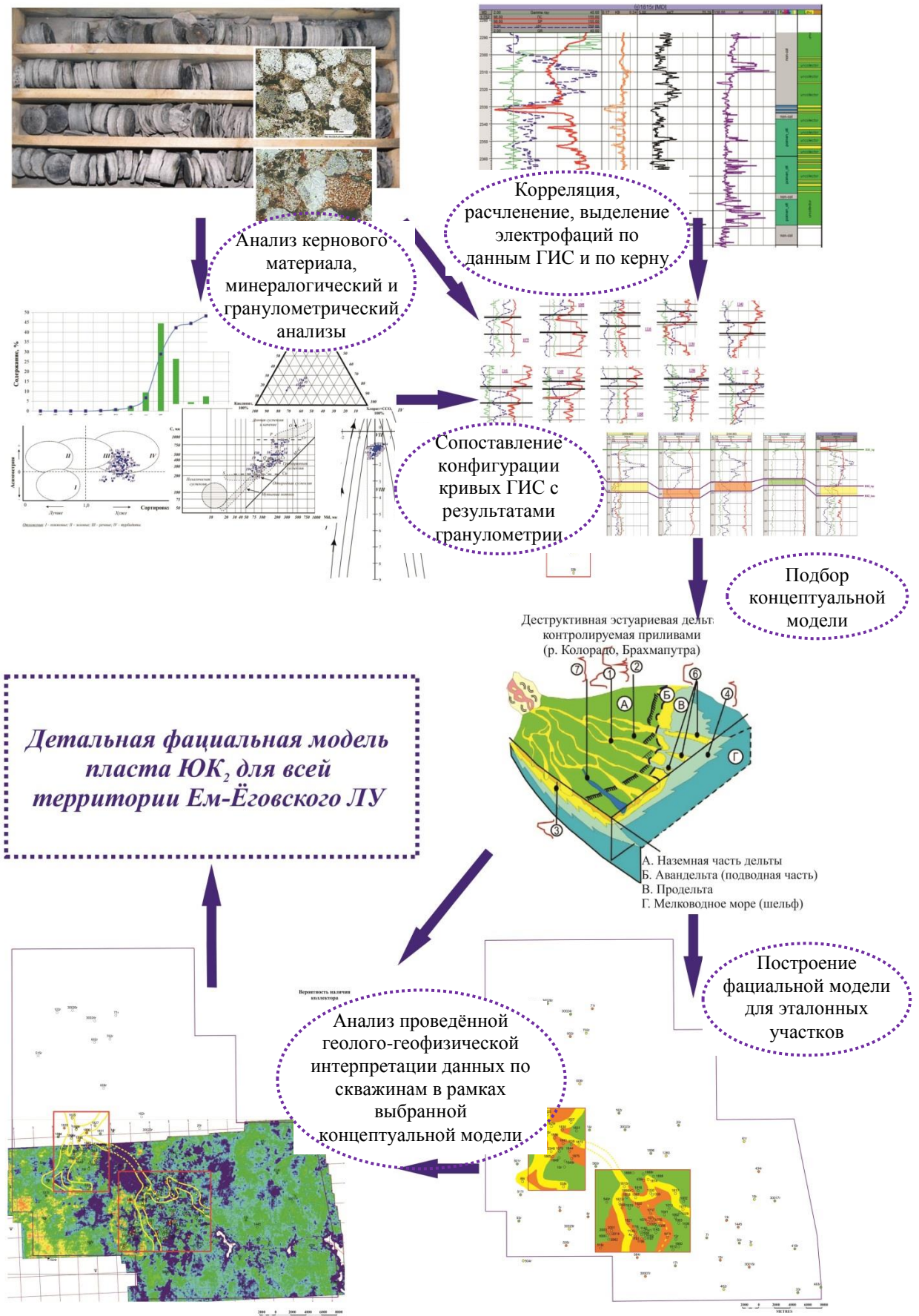


Рисунок 25 – Этапы литолого-фациального анализа

## 5.1 Определение фациальной обстановки осадконакопления по описанию керна и результатам гранулометрического анализа

В главе 3 данной работы представлена методика определения генезиса изучаемых отложений по керну, минералогическому и гранулометрическому анализам. И на примере скважины 1819 Ем-Ёговской площади описаны полученные результаты [46, 103].

В связи с тем, что пласт ЮК<sub>2</sub> формировался в переходных условиях – от континентальных к морским, то четко выделить по площади конкретные типы фаций сложно. Поэтому имеющиеся данные по описанию керна и гранулометрическому составу пород были проанализированы по следующим методам:

- обобщенное определение обстановки, по Г. Фюхтбауэру и К. Мюллеру;
- определение генезиса отложений по соотношению отсортированности и особенностям асимметрии (диаграмма К. Бьёрликке);
- определение условий седиментации по соотношению асимметрии и эксцесса (динамогенетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова);
- определение фациальной обстановки по способу переноса обломочных частиц в водной среде (генетическая диаграмма Р. Пассеги);
- генезис пород по составу аутигенных минералов.

При таком комплексном использовании методов обработки результатов гранулометрического и минералогического анализов появляется возможность для общего разграничения осадков (морского, континентального или переходного генезиса).

Из описания керна следует, что породы-коллекторы пласта ЮК<sub>2</sub> представлены песчано-алевритовыми разностями с подчиненными по мощности прослоями глин [45].

При обработке данных о гранулометрическом и минералогическом составех отложений пласта ЮК<sub>2</sub> в скважинах 1819, 1823г, 1829г, 1831, 1836, 1843, 1834 по

предложенным выше методам получены в целом следующие результаты (приложения А, Б).

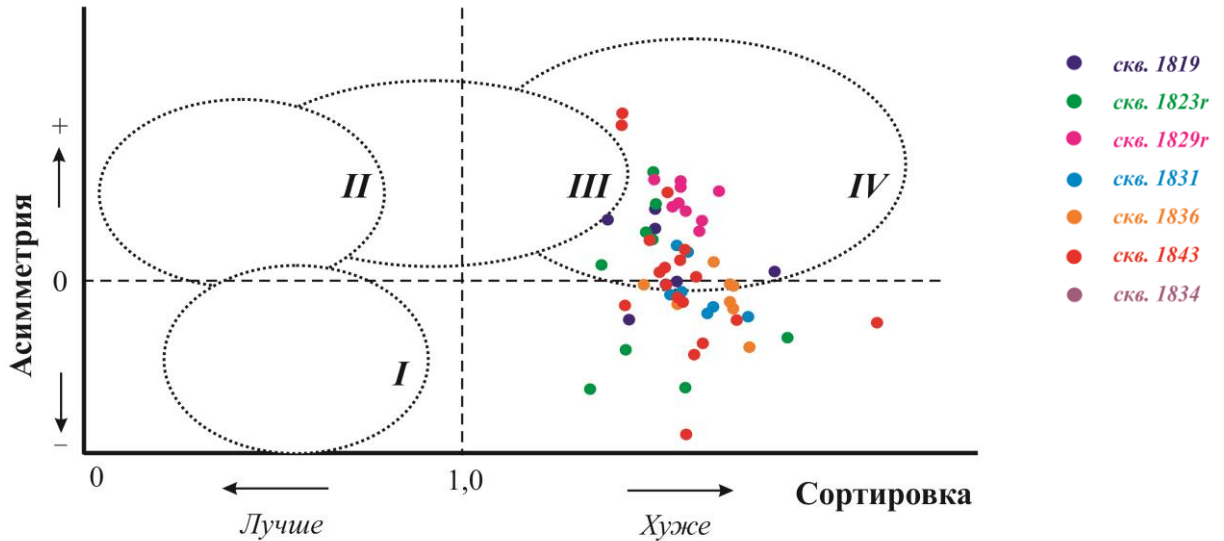
1. Согласно обобщениям Г. Фюхтбауэра и К. Мюллера, исследуемые породы в основном были сформированы в речной обстановке осадконакопления.

2. По соотношению отсортированности к асимметрии (по К. Бьёрликке) изучаемые породы относятся к турбидитам (рисунок 26).

3. На диаграмме Р. Пассеги образцы соответствуют области речных отложений (вторичный канал, выступающий из глубины бар и в область верхней части отмирающего русла) (рисунок 27). Из анализа расположения точек на диаграмме Г.Ф. Рожкова следует, что часть образцов попала в область прибрежно-морских фаций, а другая – в область прибрежной фации огромных открытых акваторий (рисунок 28).

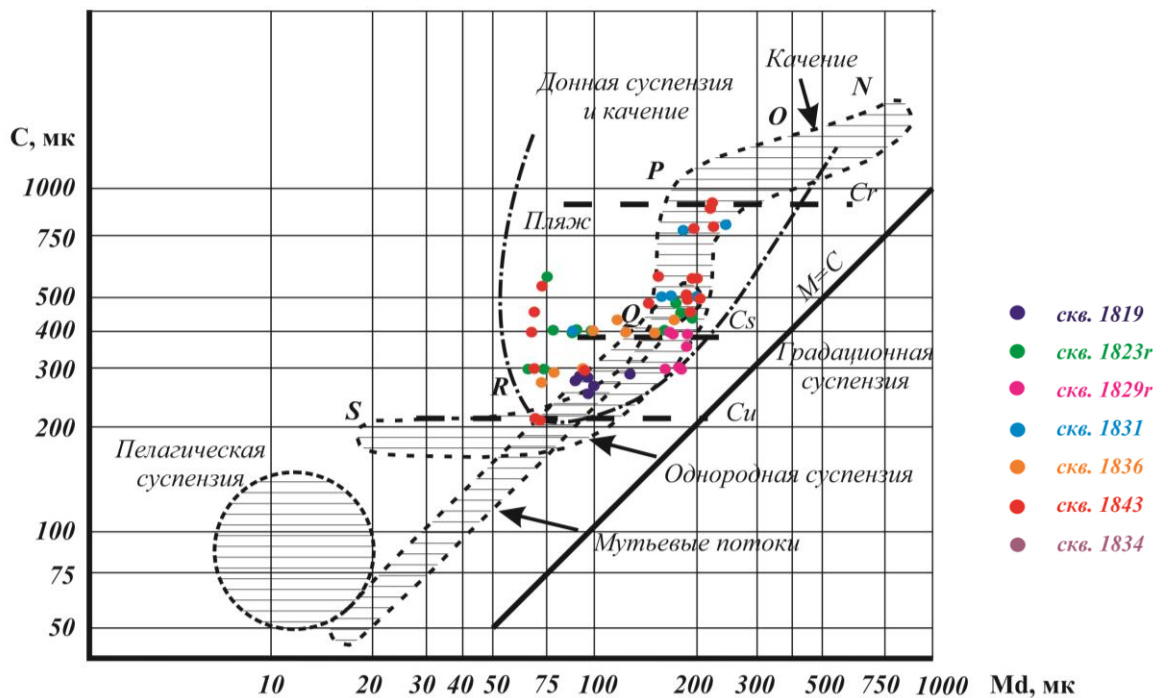
4. Ассоциация аутигенных минералов – каолинит+сидерит+пирит свидетельствует в пользу переходных условий осадконакопления. Так, преобладание в глинистой составляющей каолинита указывает на континентальную обстановку формирования, но следует отметить и значительное содержание хлорита и смешанно слойных образований (ССО), которые говорят о морских условиях (рисунок 29). Большое содержание сидерита является показателем континентальной или прибрежно-морской обстановки (рисунок 30) [46].

Исходя из полученных результатов, условия осадконакопления можно наиболее полно соотнести с условиями, характерными для эстуариев. Именно эстуарий может объединить столь неоднозначные результаты, характерные для различных фаций. Приливно-отливные каналы и дельтовые протоки в пределах приливно-отливных равнин и эстуариев формируют условия осадконакопления, аналогичные обстановкам речных русел [24].



Отложения: I – пляжевые; II – золотые; III – речные; IV – турбидиты.

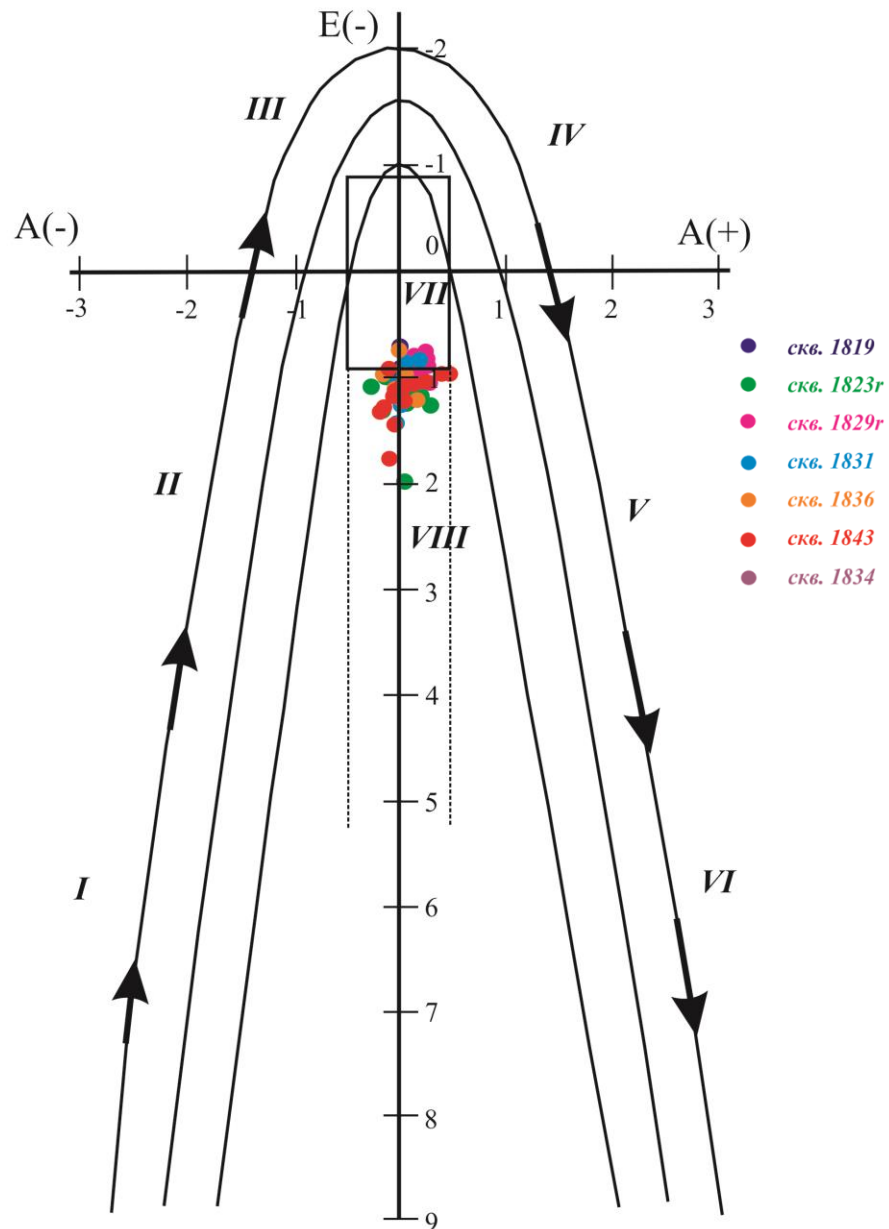
Рисунок 26 – Распределение точек-проб на диаграмме К. Бьёрликке



Осадки поля SR – ниже Si – морские течения и некоторые реки с медленным течением. Осадки поля PQR, особенно в части, лежащей ниже  $C=C_s$ , выпадают из градационной суспензии, образующейся в нижних частях быстрых речных потоков, непосредственно у дна. Осадки поля PO характеризуют смешанный перенос в суспензии и качения по дну, а поле ON практически только путём качения. Эти способы транспортировки в прибрежных условиях, на песчано-гравийных и галечных отмелях, в некоторых участках реки. Речные отложения: S – пойма вдали от основного русла, SR – вторичный канал с низким и средним течением, R – береговой вал, RQ – вторичный канал с медленным течением, Q – выступающий из глубины бар, PQ – заполнение верхней части отмирающего русла, P – заполнение нижней части отмирающего русла, PO – активное заполнение канала.

Рисунок 27 – Распределение точек-проб на генетической диаграмме

Р. Пассеги



*Поля:* I – застойные условия седиментации на дне акваторий различных глубин – морские фации. II – донные течения или мутьевые потоки – морские фации; гидромеханическое или физическое разрушение магматических пород, эрозия горных пород морского происхождения – континентальные фации областей сноса, коры выветривания. III – слабые, преимущественно речные течения – континентальные речные фации. IV – сильные речные или вдольбереговые течения – континентальные речные или прибрежно-морские фации. V – выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения, накат волн – прибрежно-морские фации, континентальная микрофация пляжей больших равнинных рек. VI – выход волн на мелководье, сильный накат волн – верхняя половина участка, эоловая обработка песков морских пляжей – нижняя половина участка (микрофация береговых дюн); в целом, – фация побережья акваторий вблизи береговой черты. VII – эоловая переработка речных осадков – верхняя половина прямоугольника – континентальная фация пустынь (континентальные дюны); нижняя правая четверть прямоугольника – волновые процессы на мелководье, нейтральная полоса побережья, – прибрежно-морская фация. VIII – выход волн на мелководье, мощный накат-прибой, скорость динамической пересортировки превышает скорость привноса обломочного материала – прибрежная фация огромных открытых акваторий.

Рисунок 28 – Распределение точек-проб на динамогенетической диаграмме

Г.Ф. Рожкова



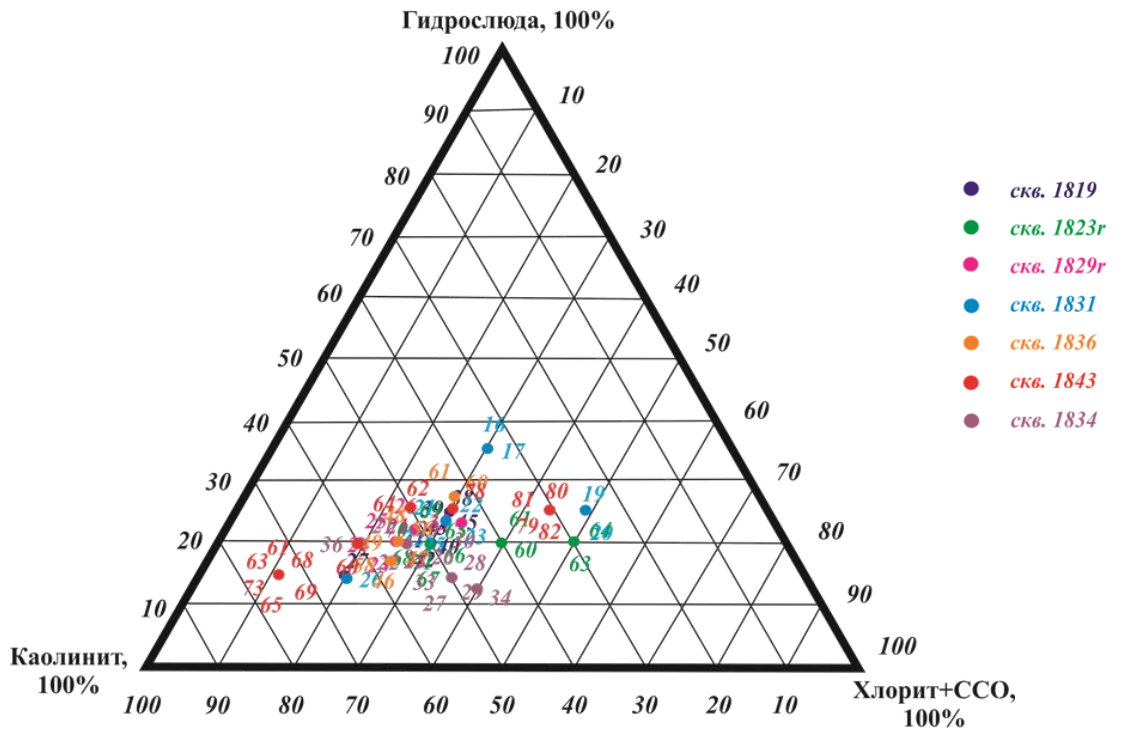


Рисунок 29 – Распределение глинистых минералов на треугольной диаграмме состава

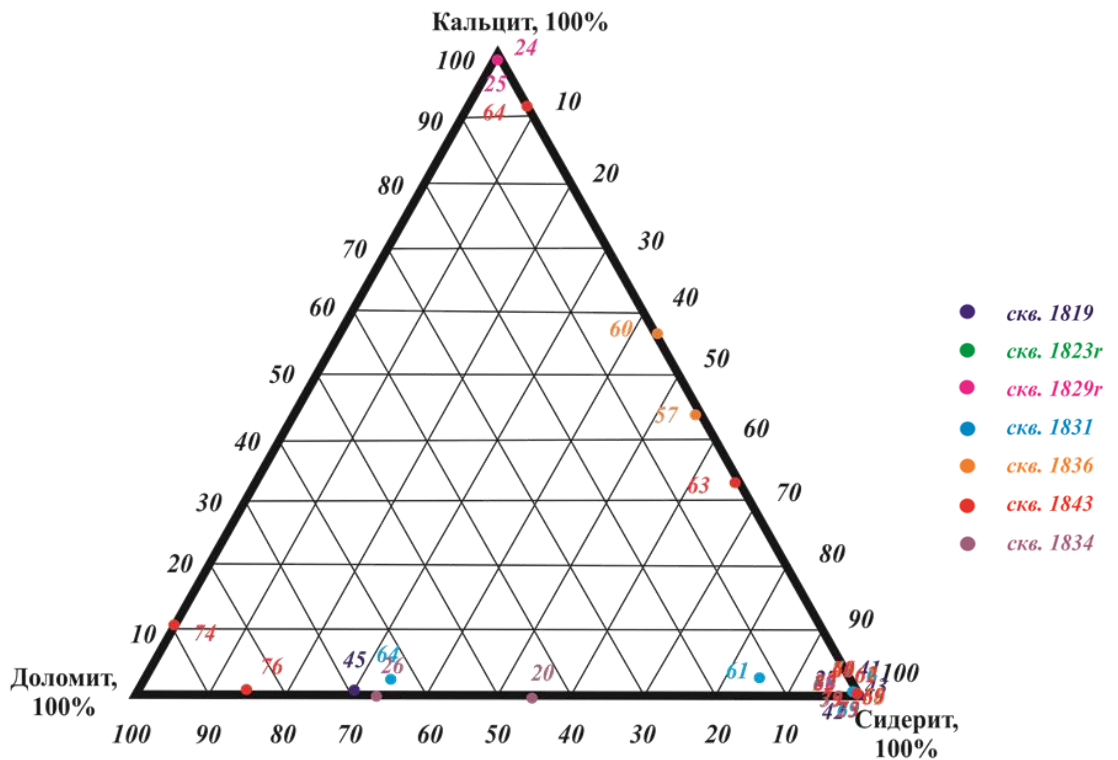


Рисунок 30 – Распределение карбонатных минералов на треугольной диаграмме состава

## 5.2 Определение фациальной обстановки осадконакопления по каротажным диаграммам

Следующим этапом в главе 4 проведена корреляция пласта ЮК<sub>2</sub> по скважинам Ем-Ёговского лицензионного участка (рисунки 19, 20) и, согласно определенной обстановке осадконакопления по результатам гранулометрии и минералогического анализа, выделены основные типы электрофаций (дельтовые каналы; приустьевые бары дельтовых каналов; отложения между протоками).

По результатам расчленения и корреляции построена структурная карта по кровле пласта ЮК<sub>2</sub> (рисунок 31). Глубина залегания пласта-коллектора ЮК<sub>2</sub> находится в пределах абсолютных отметок -2189,4 – -2405,0 м.

Анализируя все полученные данные в ходе исследования, обстановка осадконакопления для исследуемой территории наиболее полно описывается седиментационной моделью деструктивной эстуариевой дельты, контролируемой приливами.

Для подтверждения достоверности предлагаемого подхода диагностики фаций по ГИС, выполнено сопоставление этих фаций с данными, полученными при обработке результатов гранулометрического и минералогического анализов и при анализе керновых материалов. В таблице 4 представлено сопоставление результатов исследований для пласта ЮК<sub>2</sub>. Из таблицы видно, что наиболее близко к выделенным литофациям находятся результаты, полученные по диаграмме Р. Пассеге.

В связи с тем, что пласт-коллектор ЮК<sub>2</sub> представлен тонким переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, то для более детального выделения фаций на исследуемой территории проведена связь электрофаций с величиной амплитуды ПС.

Из рисунка 32 видно, что для дельтовых каналов величина амплитуды ПС варьируется в пределах 19-60 мВ; для приустьевых баров дельтовых каналов – 11-19 мВ; для отложений между протоками – 2-11 мВ.



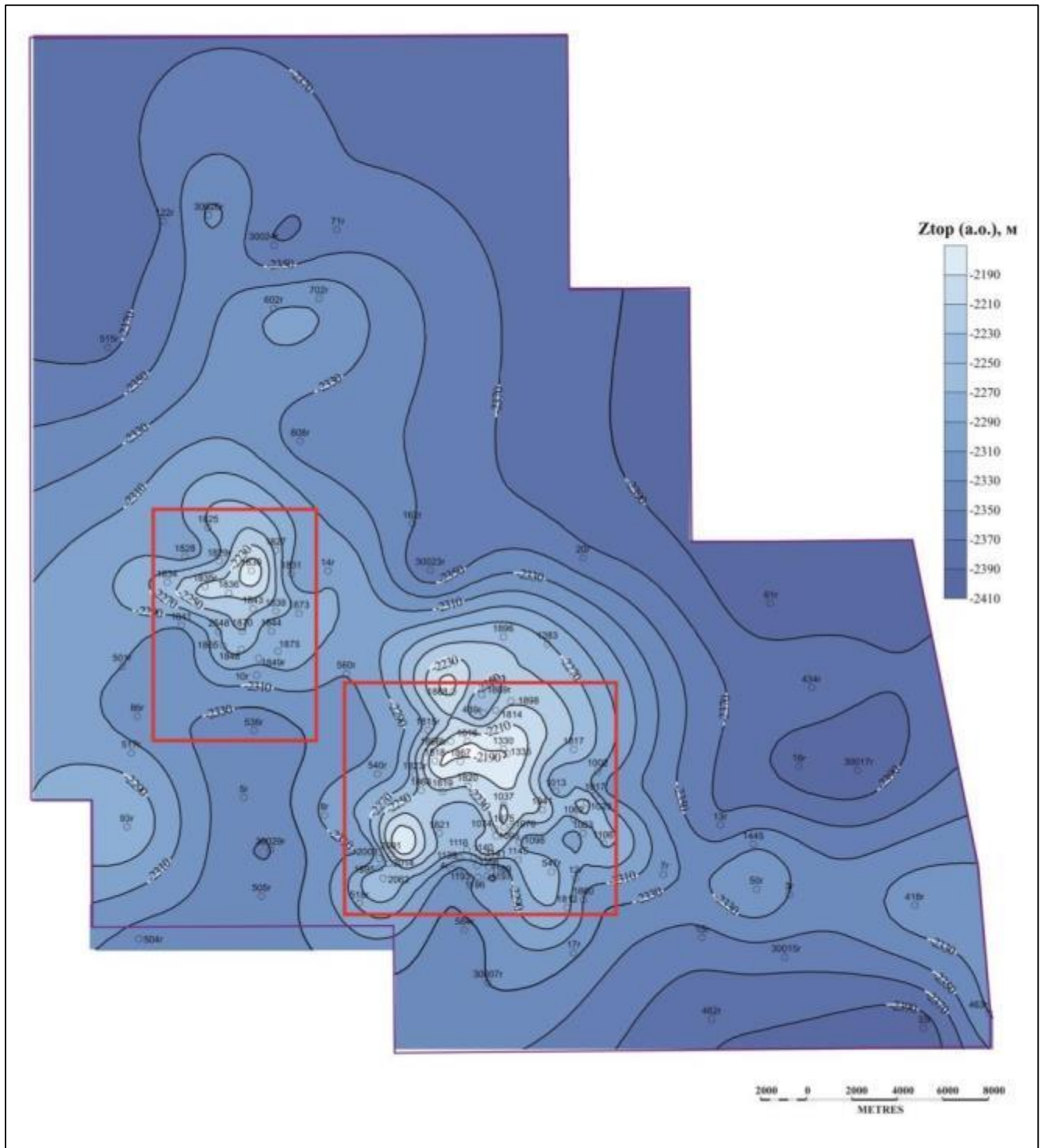


Рисунок 31 – Структурная карта по кровле пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади

Таблица 4 – Сводные результаты определения фаций пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговского месторождения

№ скв.	По К. Бьёрликке (тип отложений)	По Р. Пассеге (способ переноса обломочных частиц в водной среде)	По Г.Ф. Рожкову (фации)	По Д. Голдсмиту (обстановка)	Литофации (электрофации)
1819	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская	отложения между протоками
1823г	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская	дельтовые каналы
1829г	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская	дельтовые каналы
1831	турбидиты	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская	отложения между протоками
1836	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская	приустьевые бары дельтовых каналов
1843	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская	приустьевые бары дельтовых каналов
1834	(сильно глинистый алевролит)			прибрежно-морская	отложения между протоками

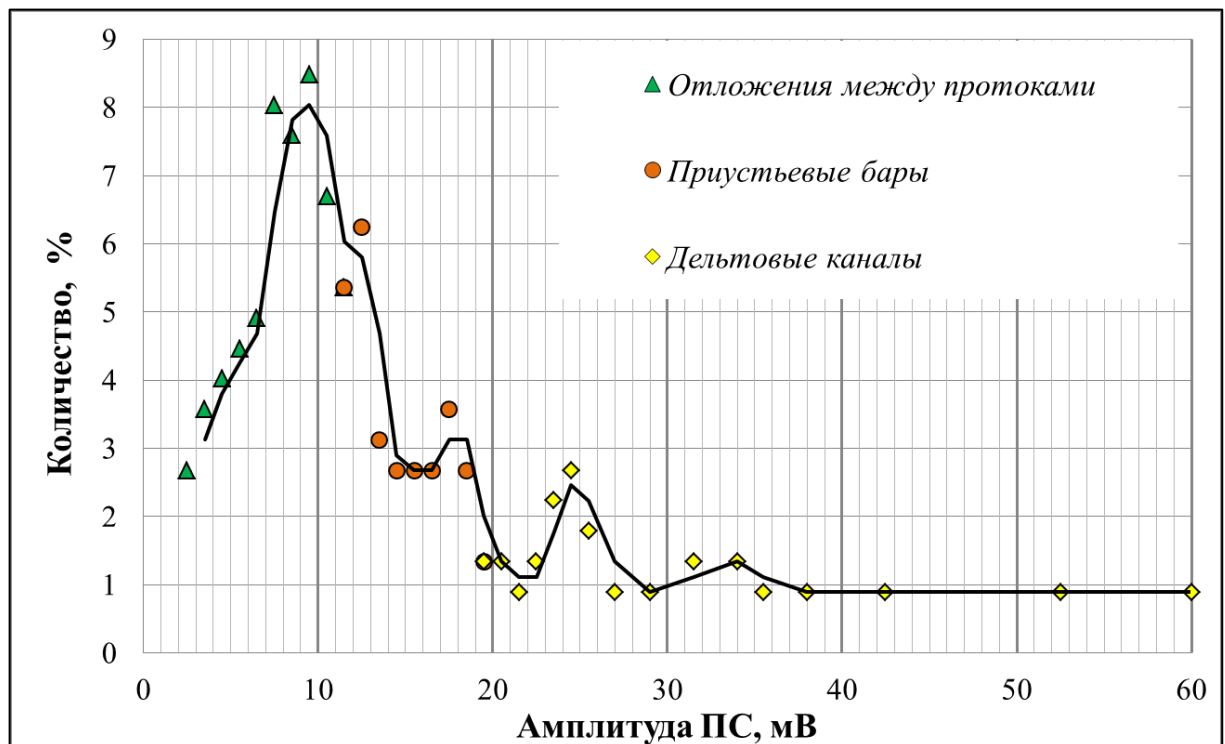


Рисунок 32 – Распределение электрофациальных обстановок по величине амплитуды ПС

Согласно данной зависимости построена карта распределения значений ПС по пласту ЮК<sub>2</sub> (рисунок 33). На участках с большой плотностью скважин вырисовывается направление распространения системы русел и приустьевых баров (желтый и оранжевый цвета на карте), что подтверждает фации, ранее выделенные по комплексу ГИС.

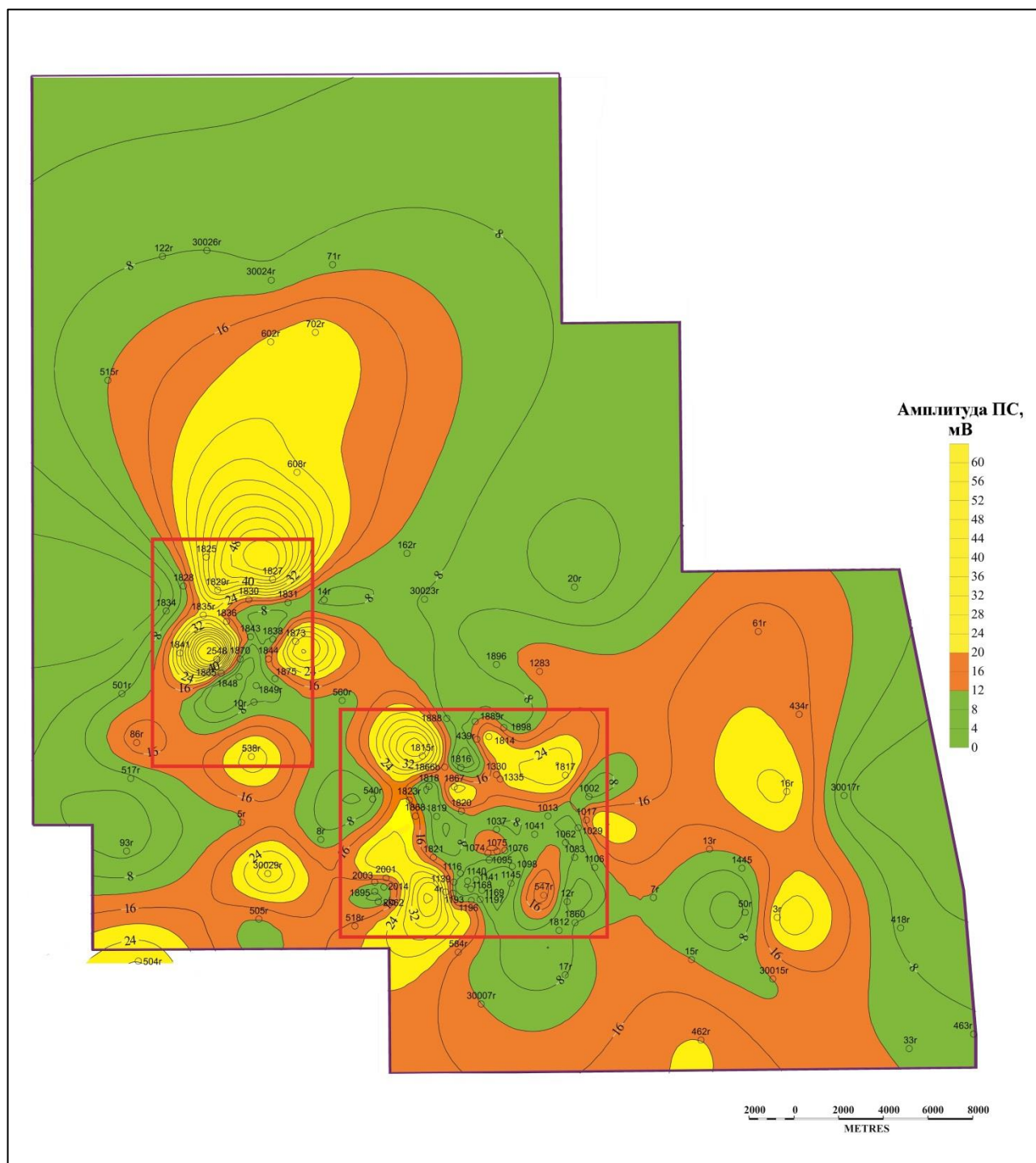


Рисунок 33 – Схема распределения величины амплитуды ПС для пласта ЮК<sub>2</sub>

### 5.3 Построение фациальной модели пласта ЮК<sub>2</sub>

Проанализировав полученные типы электрофаций по каротажным диаграммам, сопоставив их с выбранной седиментационной моделью, построена фациальная модель для пласта ЮК<sub>2</sub> (рисунок 34).

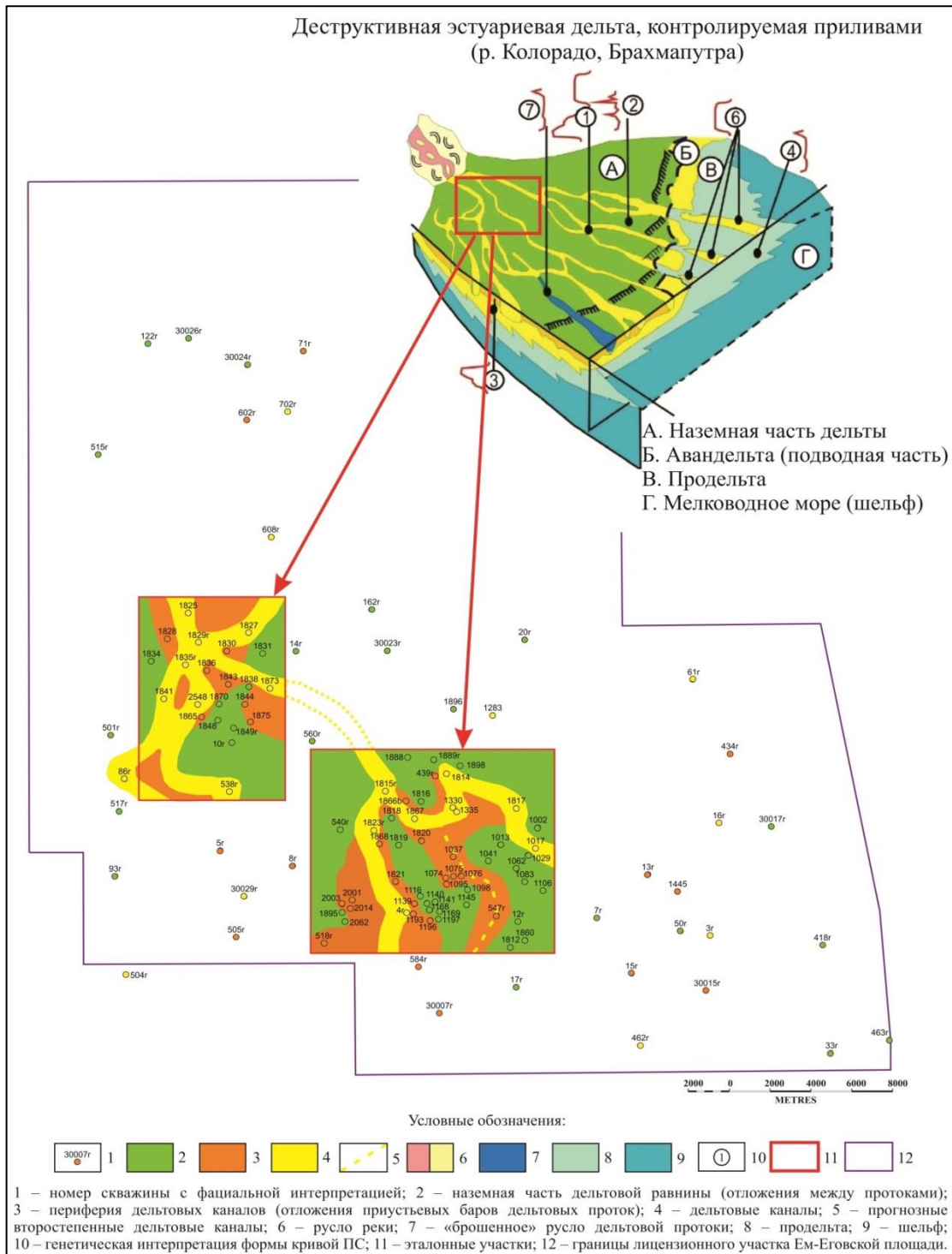
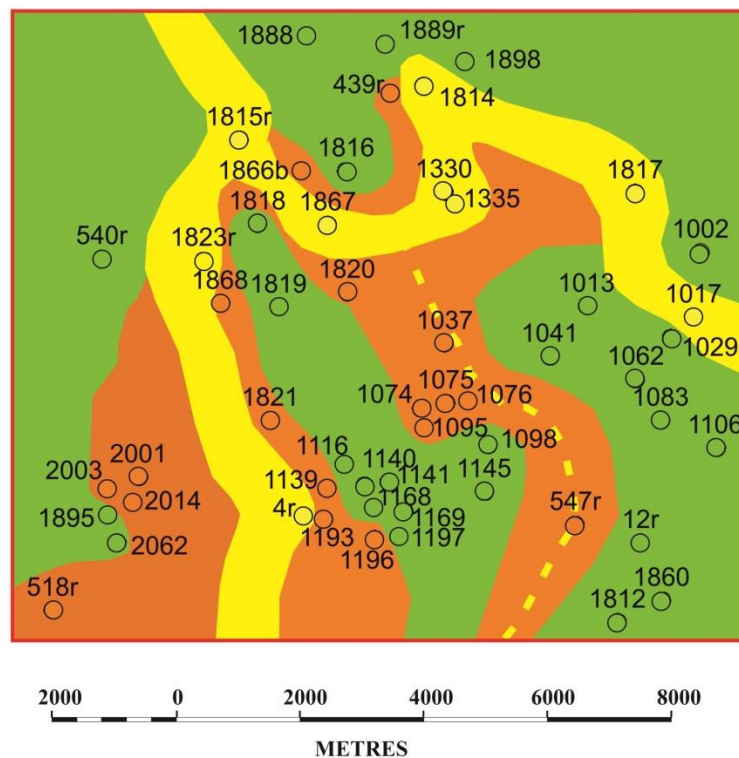


Рисунок 34 – Фациальная интерпретация пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёгловской площади в соответствии с моделью эстуариевой дельты (по Фишеру и Брауну) [72]



В связи с тем, что седиментационная модель деструктивной эстуариевой дельты, контролируемой приливами, имеет достаточно сложное строение, а исследуемый Ем-Ёговский ЛУ разбурен довольно неоднородной сеткой скважин, то выделено 2 эталонных участка (южный и западный) для наиболее детального изучения (рисунки 34, 35, 36). Данные участки хорошо изучены бурением – покрыты густой сеткой эксплуатационных и разведочных скважин.

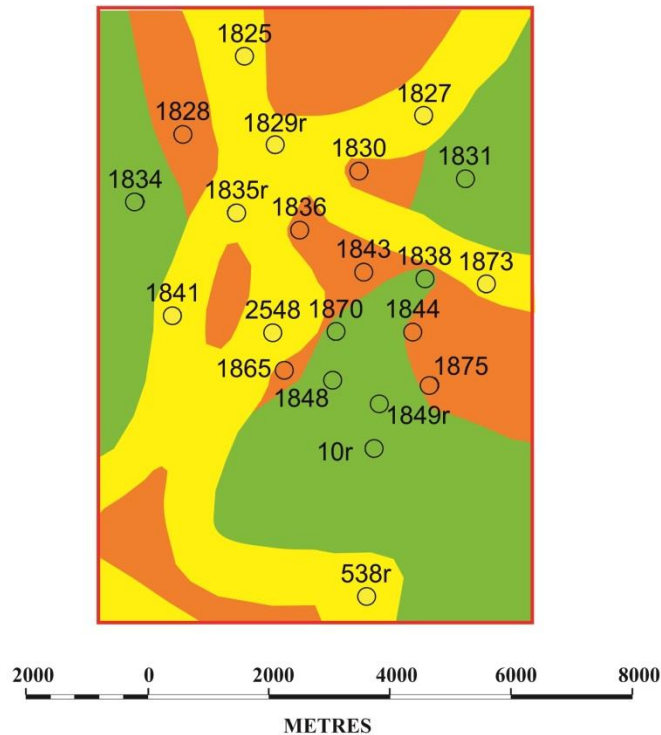


Условные обозначения:



1 – номер скважины с фациальной интерпретацией; 2 – наземная часть дельтовой равнины (отложения между протоками); 3 – периферия дельтовых каналов (отложения приустьевых баров дельтовых проток); 4 – дельтовые каналы; 5 – прогнозные второстепенные дельтовые каналы.

Рисунок 35 – Фациальная модель южного эталонного участка №1 пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади



Условные обозначения:



1 – номер скважины с фациальной интерпретацией; 2 – наземная часть дельтовой равнины (отложения между протоками); 3 – периферия дельтовых каналов (отложения приустьевых баров дельтовых проток); 4 – дельтовые каналы.

Рисунок 36 – Фациальная модель западного эталонного участка №2 пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади

Таким образом, исследование Ем-Ёговской площади проводилось в два этапа:

- изучение эталонных участков;
- прогнозирование фациальной обстановки на всю территорию лицензионного участка.

На эталонных участках видно отмечается сложное строение пласта. Выделенные дельтовые каналы имеют узко локализованную разветвляющуюся форму, а приустьевые бары дельтовых проток развиты неравномерно. Поэтому некорректно прогнозировать точное расположение фаций на территории всего лицензионного участка по данным пробуренного фонда скважин. Учитывая

наблюдаемую сложность строения пласта ЮК<sub>2</sub> была построена схема распределения фаций без точного проецирования направления распространения дельтовых каналов и других фаций (рисунок 37). На карте также приведена геофизическая характеристика скважин, не вошедших в эталонные участки.

Для более достоверного прогноза и построения полной фациальной карты необходима дальнейшая детализация изучаемых отложений по площади участка либо уплотнением сетки эксплуатационных скважин, либо проведением 3D сейсмики по всей территории Ем-Ёговской площади.

Однако, следует учитывать, что на сегодняшний день в связи с небольшой толщиной пласта ЮК<sub>2</sub> (менее 10 м) интерпретация результатов сейсморазведочных работ 3D на нефть и газ проводилась совместно для пластов ЮК<sub>2-3</sub>. Поэтому при сопоставлении карты вероятности наличия коллектора по результатам интерпретации инверсии RockTrace [110] интервала ЮК<sub>2-3</sub> с построенной фациальной моделью, можно наблюдать некоторое несоответствие (рисунок 38). Возможно, именно этим можно объяснить присутствие траектории дельтовых каналов (с хорошими коллекторскими свойствами) в участках с низкой вероятностью наличия коллектора по данным сейсморазведки.

Проведенный анализ показал, что данных бурения не достаточно, поэтому следует расширить территорию проведения 3D сейсмики на весь ЛУ. А также провести переинтерпретацию сейсмических атрибутов с учетом результатов, полученных по эталонным участкам.

Таким образом, хорошо изученные эталонные участки должны являться базовыми для детализированной интерпретации результатов сейсморазведочных работ. Это позволит точнее спрогнозировать распространение коллекторов пласта ЮК<sub>2</sub> по всей территории.



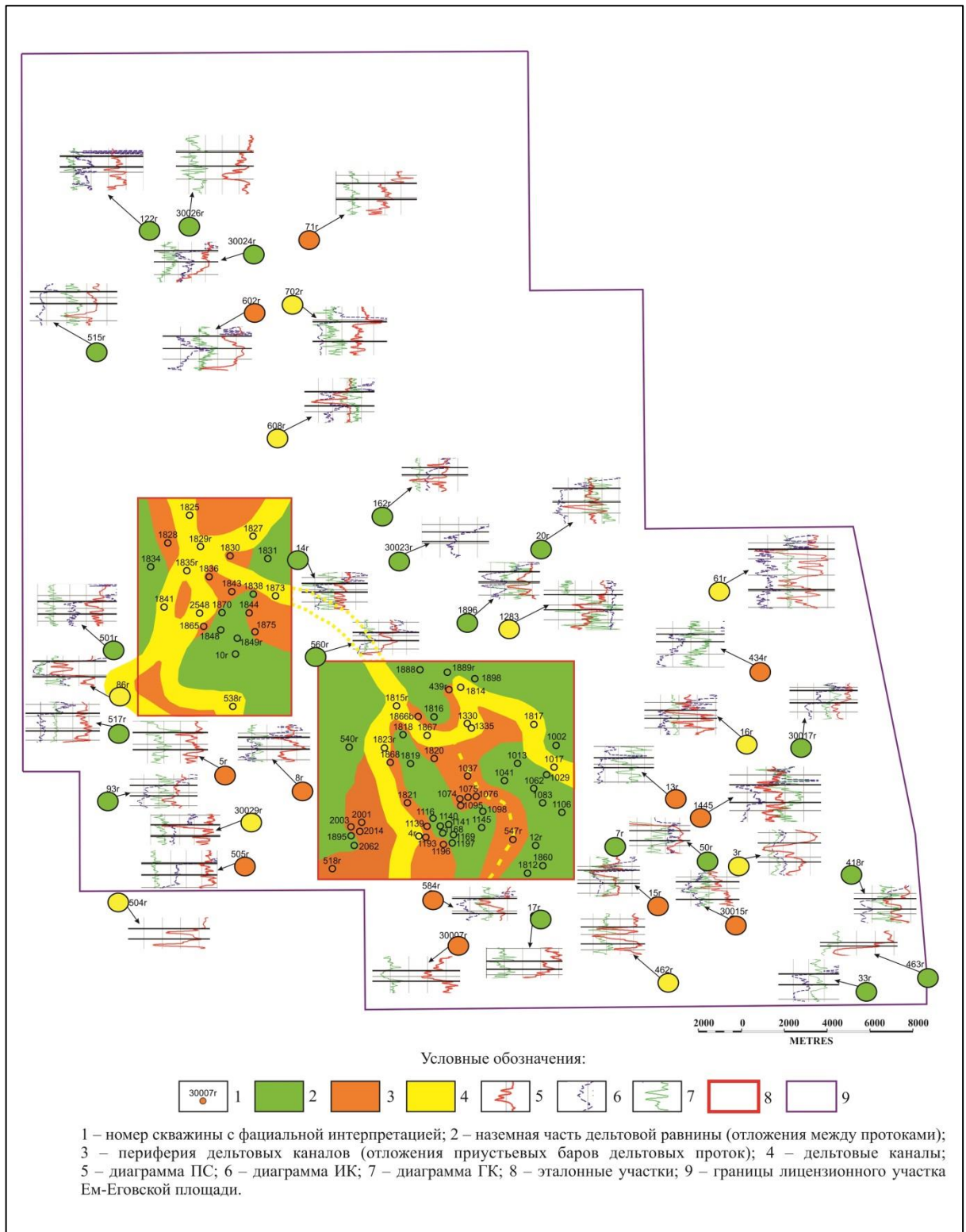


Рисунок 37 – Схема распределения фаций пласта ЮК<sub>2</sub> в пределах лицензионного участка Ем-Еговской площади

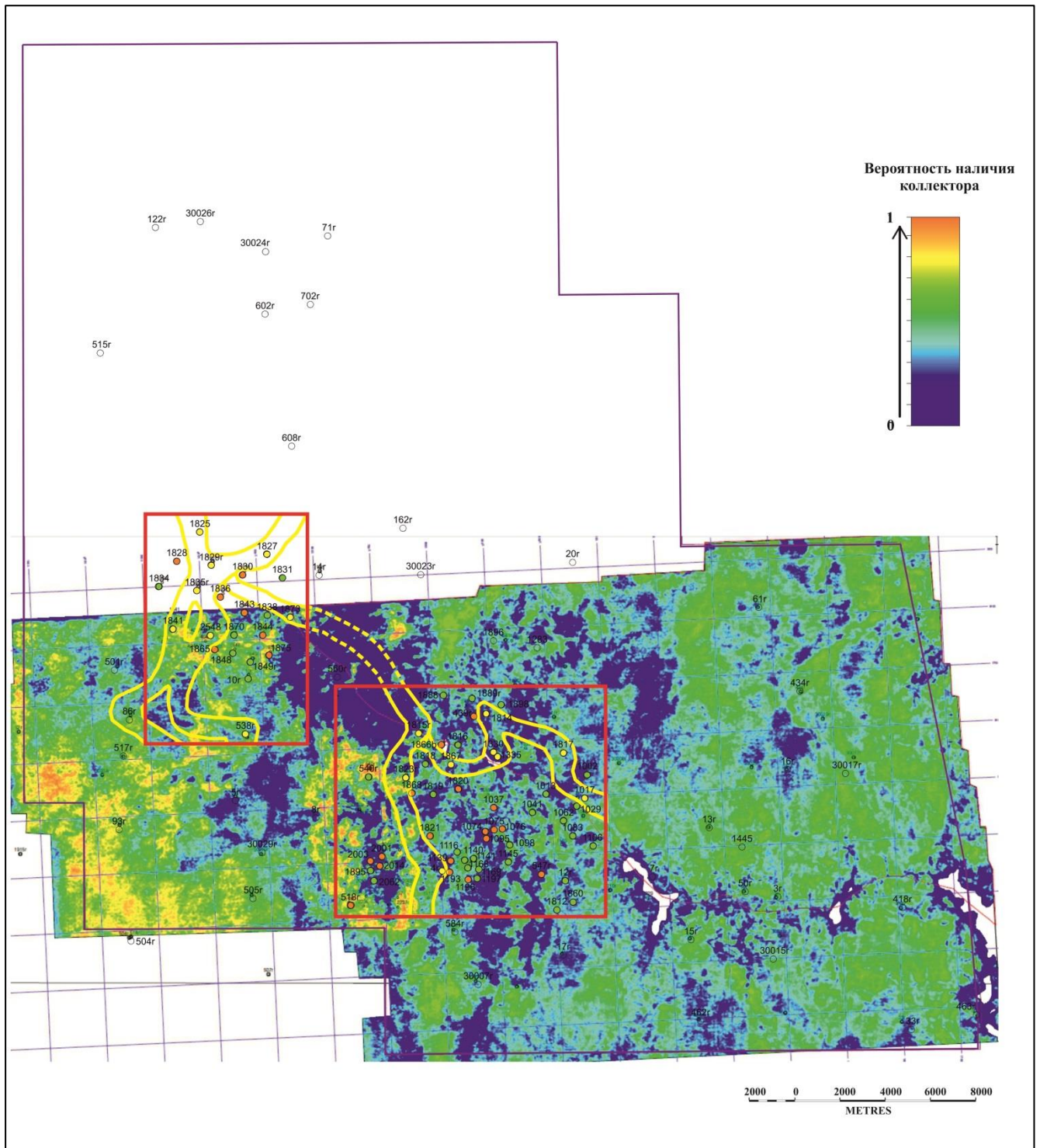


Рисунок 38 – Сопоставление фациальной модели эталонных участков с картой вероятности наличия коллектора по результатам сейсморазведочных работ 3D пластов ЮК<sub>2-3</sub> Ем-Ёговской площади

#### 5.4 Фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора ЮК<sub>2</sub>

В основу исследований по определению зависимости между ФЕС и выделенными типами фаций пласта ЮК<sub>2</sub> положены данные анализа керн и ГИС, проведенных ЦЛ «Главтюменьгеологии», ОАО «СибНИИИП», ООО «Сибгеоцентр», ООО «ТННЦ» [108].

Так как отложения пласта-коллектора ЮК<sub>2</sub> представлены преимущественно алевролитами, средне- и мелкозернистыми песчаниками, глинами, аргиллитами, то соответственно значения фильтрационно-емкостных свойств пласта очень низкие.

Сводная характеристика фильтрационно-емкостных свойств по керну и ГИС представлена на рисунках 39 и 40 и в таблице 5.

В связи с неоднородным составом коллектора при построении карт бралось средневзвешенное значение параметров по толщине, определенных по ГИС (приложение В). Карты построены в ПО Surfer.

Распределение общих толщин представлено на рисунке 41, и они варьируются в широком диапазоне – от 2 м до 26 м.

Значение пористости по всей территории изучаемого участка не превышает 20 %, он варьируется от 11 % до 17% (рисунок 42). По классификации П.П. Авдусина и М.А. Цветковой [88] в целом относятся к *классу коллектора С* (со средней емкостью коллектора).

Коэффициент проницаемости также имеет небольшие значения –  $0,99-25,23 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, но в некоторых скважинах достигает порядка  $41,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (скважина 1828) (рисунок 43). По классификации Г.И. Теодоровича [88] коллектора относятся к *III-IV классам* (средне- и слабопроницаемые).

Согласно оценочной классификации песчано-алевритовых коллекторов по А.А. Ханину (1969 г.) [88] коллектора пласта ЮК<sub>2</sub> относятся к *IV-V классам* (с пониженной и низкой характеристикой).

Также построена карта нефтенасыщенности изучаемой территории (рисунок 44). Значение нефтенасыщенности варьируется от 36 % до 72 %.

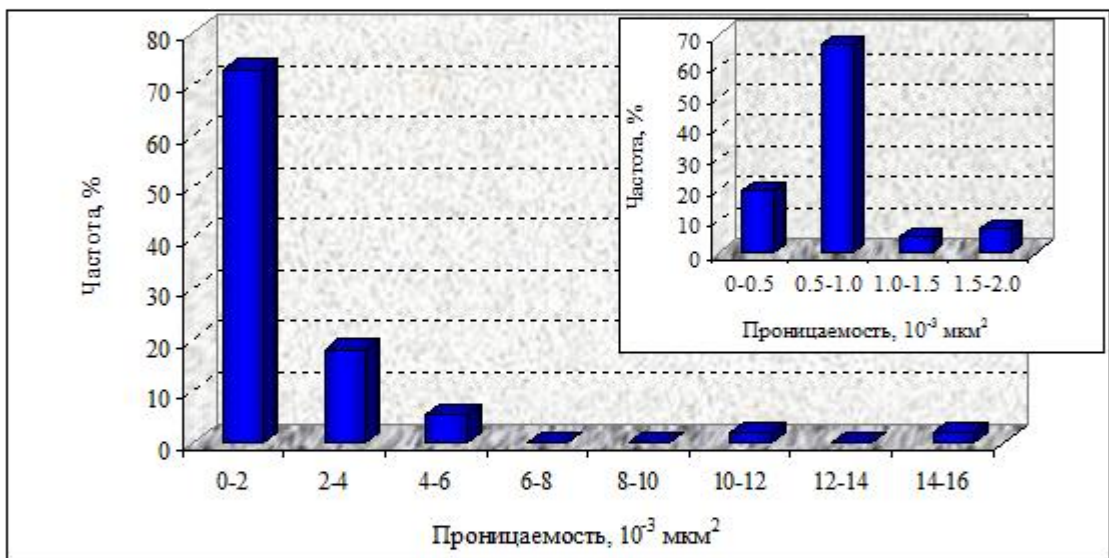
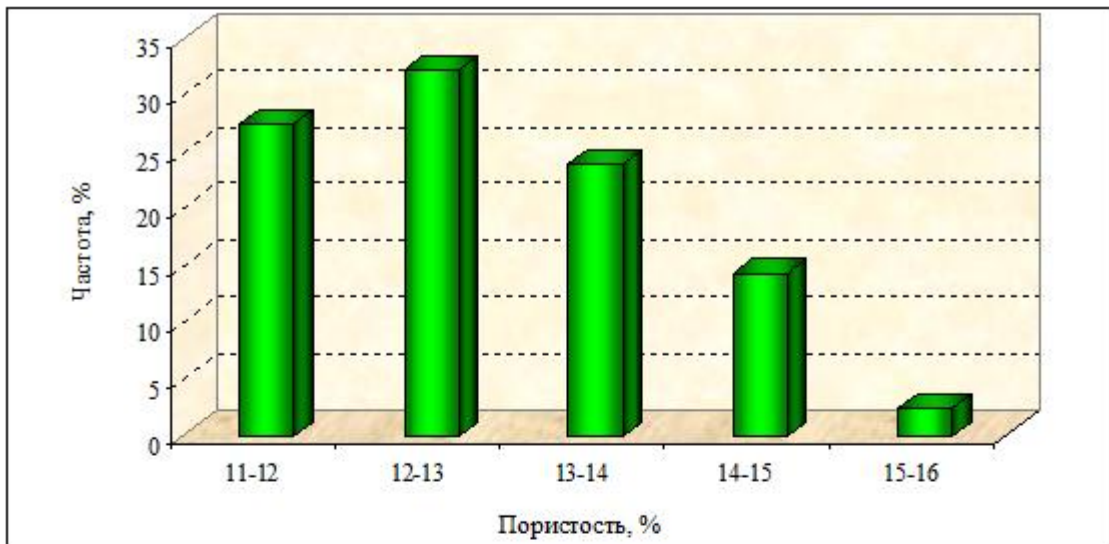


Рисунок 39 – Распределение коллекторских свойств, определенных по исследованиям ядра тюменской свиты Ем-Ёговского месторождения



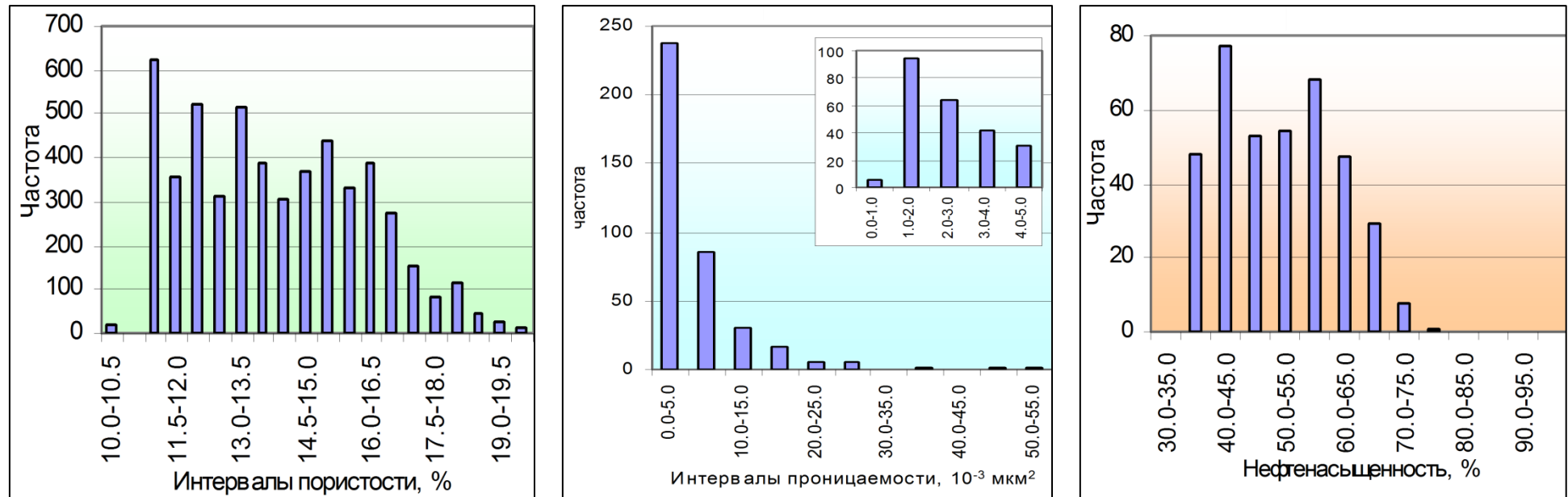


Рисунок 40 – Распределение коллекторских свойств пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговского месторождения, определенных по данным ГИС

Таблица 5 – Характеристика коллекторских свойств пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади

Пласт	Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.
ЮК <sub>2</sub>	кern	Среднее значение	1,7	0,13	-
		Интервал изменения	0,4-14,6	0,11-0,15	-
	ГИС	Среднее значение	6	0,14	0,52
		Интервал изменения	1,0-54,0	0,11-0,20	0,35-0,76

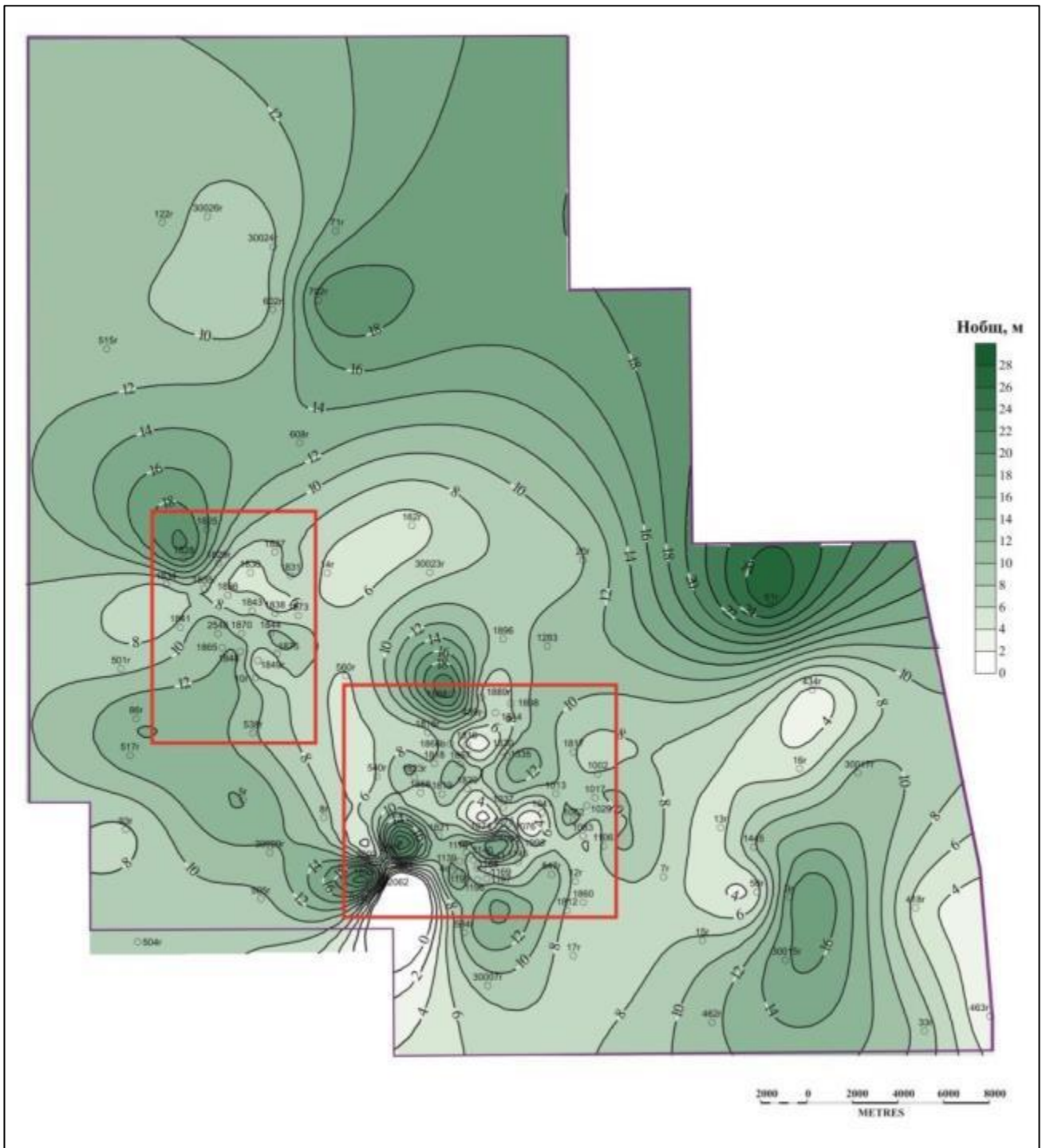


Рисунок 41 – Карта общих толщин пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади

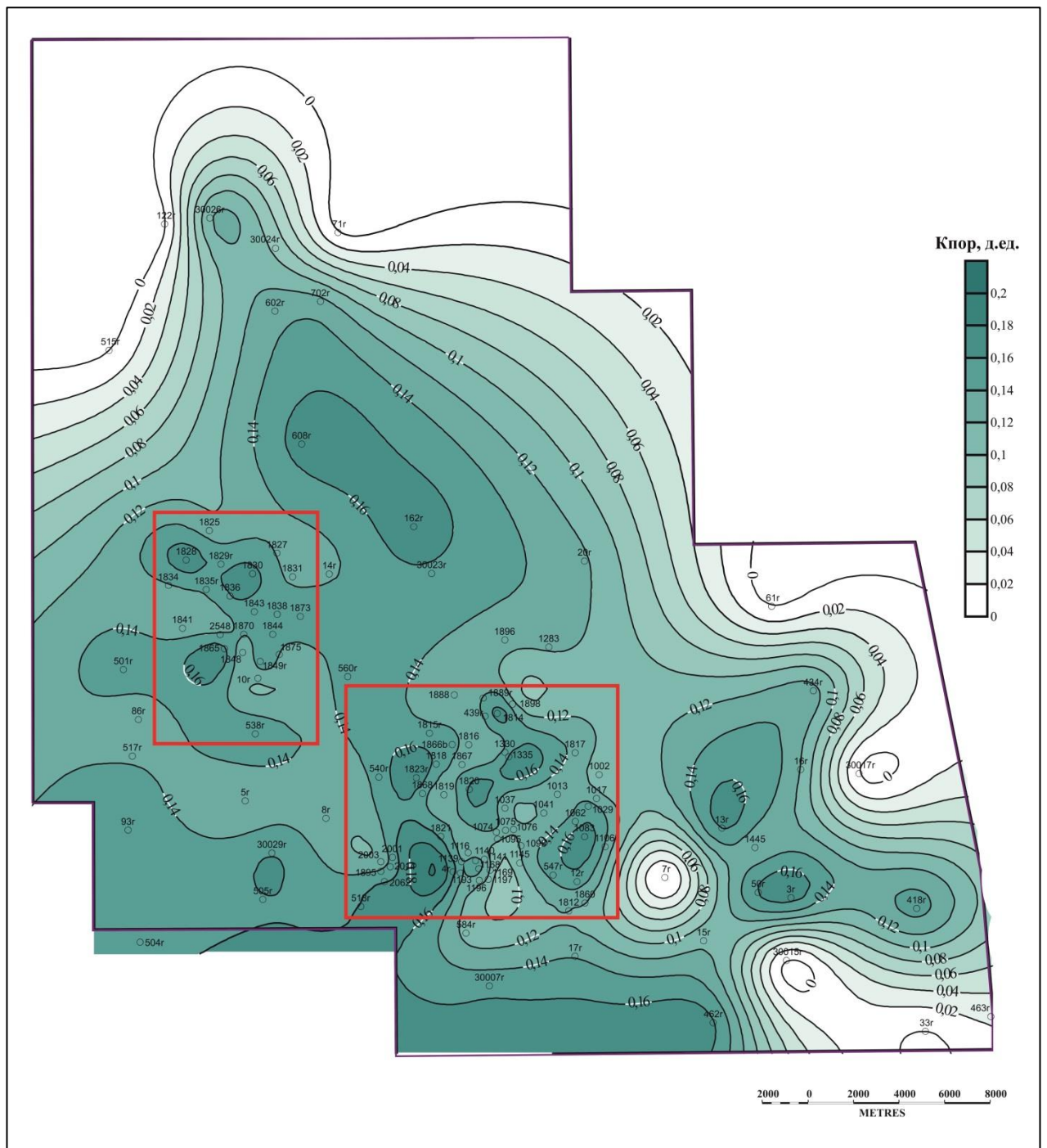


Рисунок 42 – Карта пористости пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади



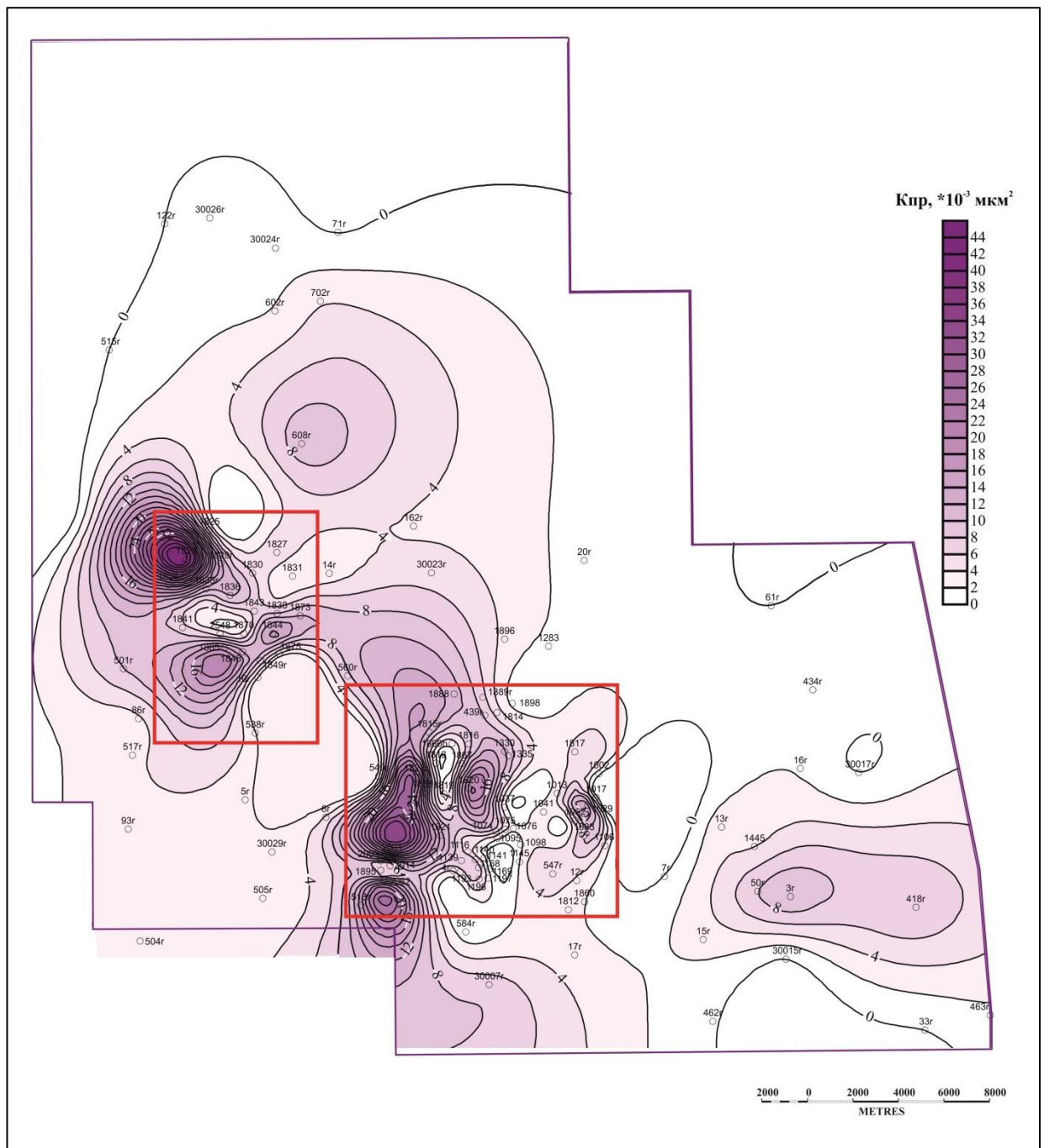


Рисунок 43 – Карта проницаемости пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади

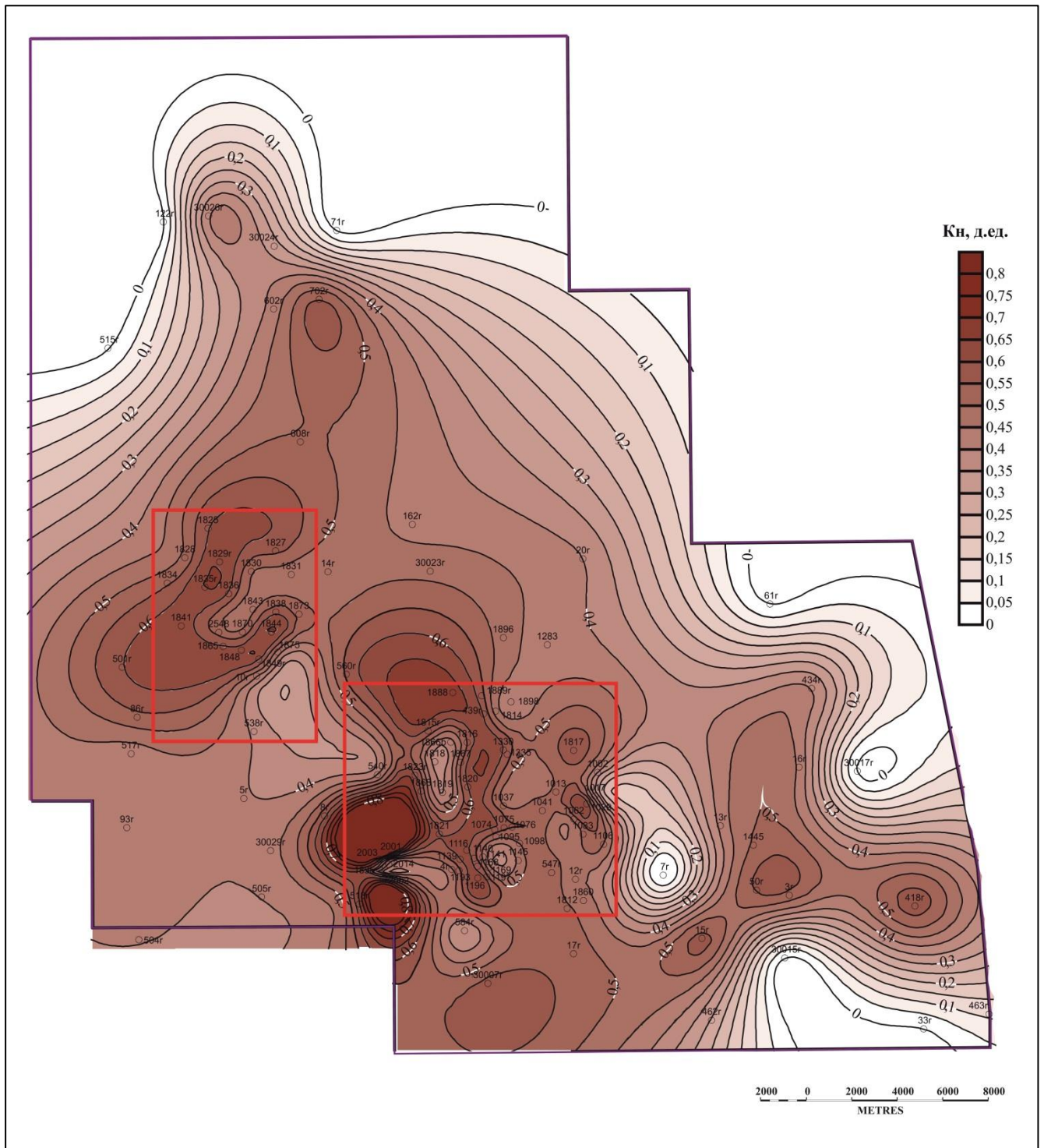


Рисунок 44 – Карта нефтенасыщенности пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади

Как видно из построенных карт, распределение ФЕС в пределах эталонных участков намного сложнее, чем за их пределами. Это также доказывает недостаточность изученности площади бурением, что не позволяет провести детальный прогноз распространения фаций более дифференцированно на всю территории ЛУ.

На рисунке 45 представлены зависимости между Кпр и Кп для различных литотипов пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади. Как следует из построенного графика, выделяемые фациальные обстановки имеют близкие коллекторские свойства. Уровень достоверности аппроксимации R<sup>2</sup> также получился не высокий.

В целом литотипы пласта ЮК<sub>2</sub> характеризуются следующими ФЕС:

- дельтовые каналы: Кп – 12,3-17,2 %, Кпр – 1,6-25,2\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>;
- приустьевые бары: Кп – 11,4-16,4 %, Кпр – 1,0-14,4\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>;
- отложения между протоками: Кп – 11,0-14,9 %, Кпр – 1,1-8,1\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>.

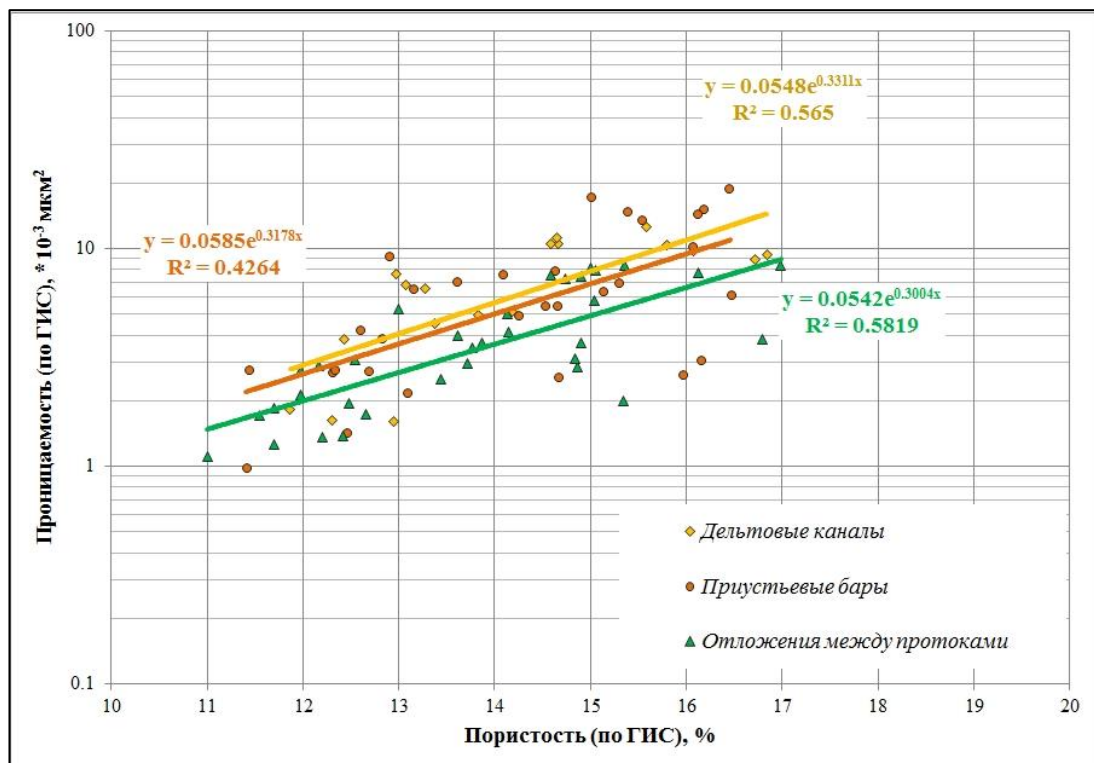


Рисунок 45 – Зависимости между Кпр и Кп для различных литотипов пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади

Пласт ЮК<sub>2</sub> обладает небольшой именно эффективной толщиной (рисунок 46), при этом общая толщина может достигать порядка 20 м (например, скважина 1888). В связи с небольшой величиной эффективной толщины в целом для пласта ЮК<sub>2</sub>, четкой зависимости типа фации от Нэфф не выявлено. Но в основном большая толщина пласта присуща именно отложениям дельтовых каналов и приустьевым барам.

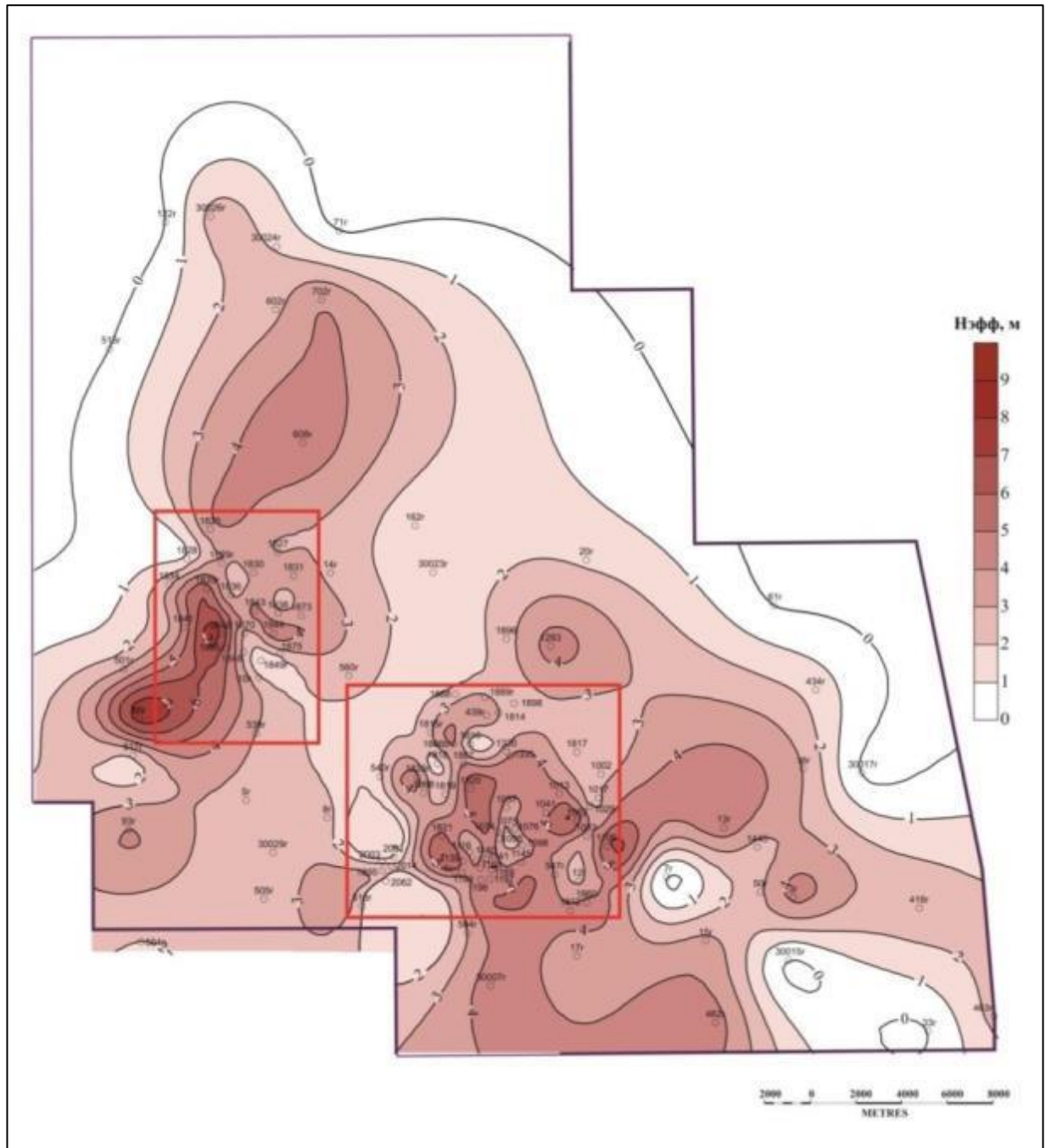


Рисунок 46 – Карта эффективных толщин пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговской площади

**Выводы:**

- 1. Для пласта ЮК<sub>2</sub> построена фациальная модель на основе выделенных электрофаций и концептуальной седиментационной модели.**
- 2. С учетом фациальной неоднородности пласта ЮК<sub>2</sub> получены индивидуальные зависимости ФЕС для конкретных фациальных обстановок.**
- 3. Впервые построены карты пористости и проницаемости и выявлены закономерности распределения коллектора на эталонных участках.**
- 4. Полученные результаты по эталонным участкам пласта ЮК<sub>2</sub> позволяют провести целенаправленную переинтерпретацию сейсмических атрибутов и спрогнозировать распространение зон развития коллектора на всей территории Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения.**



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения диссертационной работы по комплексным гранулометрическим и минералогическим исследованиям установлено, что формирование пласта ЮК<sub>2</sub> происходило в переходных условиях – в пределах приливно-отливных равнин или эстуариев.

Выявлено, что неоднозначная обработка данных гранулометрического анализа по различным методикам связана со спецификой распределения гранулометрических фракций в дельтовой обстановке, в которой на процесс механического осаждения фракций из водного потока влияет геохимическая среда осадконакопления. Влияние геохимической среды связано со смешиванием пресных и солёных вод, провоцирующим флокуляцию глинистых фракций из коллоидного раствора и преждевременное их осаждение, что и отражается в отличиях интерпретации седиментационных обстановок, определенных по разным методам.

Согласно проведенным исследованиям выявлено, что комплексное использование методов обработки данных гранулометрического анализа позволяет выделять, наряду с континентальной и морской, ещё и переходную группу фаций, расширяя возможности фациальной диагностики терригенных отложений по данным гранулометрии

В связи с тем, что отложения пласта-коллектора ЮК<sub>2</sub> представлены песчано-алевритовыми разностями с подчиненными по мощности прослоями глин, а прямые качественные признаки здесь часто не работают (малоинформативные показания каверномера, отсутствие аномалий кривых ПС и др.), расчленение разреза и диагностика фаций осуществлялись с использованием комплекса ГИС (ПС, ИК и ГК).

При дальнейшем анализе результатов гранулометрических, минералогических и палеогеографических исследований и сопоставлении их с результатами фациального анализа по данным ГИС, определено, что отложения пласта ЮК<sub>2</sub> сформированы в пределах деструктивной приливной дельты, которой

соответствуют выделенные электрофации (дельтовые каналы, приустьевые бары дельтовых каналов и отложения между протоками).

Для пласта ЮК<sub>2</sub> построена фациальная модель на основе выделенных электрофаций и концептуальной седиментационной модели. С учетом фациальной неоднородности пласта ЮК<sub>2</sub> получены индивидуальные зависимости ФЕС для конкретных фациальных обстановок. Построены карты пористости и проницаемости и выявлены закономерности распределения коллектора на эталонных участках.

Таким образом, проведенные исследования показали, что для построения полной достоверной фациальной модели имеющихся данных не достаточно, поэтому рекомендуется расширить территорию проведения 3D сейсмики на весь Ем-Ёговский ЛУ. Затем необходимо провести переинтерпретацию выделенных сейсмических атрибутов согласно полученным результатам по эталонным участкам пласта ЮК<sub>2</sub> и спрогнозировать распространение зон развития коллектора на всю площадь. Всё это обеспечит стабильность добычи нефти и дальнейшее вовлечение в разработку участков с невыработанными запасами УВ.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев, В.П. Литология: учебное пособие / В.П. Алексеев. – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2001. – 249 с.
2. Алексеев, В.П. Литолого-фациальный анализ / В.П. Алексеев. – Екатеринбург, 2002. – 147с.
3. Амикс, Дж. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. – Москва: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
4. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Под ред. Э.А. Ахпателова, В.А. Волкова, В.Н. Гончаровой, В.Г. Елисеева, В.И. Карасева, А.Г. Мухера, Г.П. Мясниковой, Е.А. Теплякова, Ф.З. Хафизова, А.В. Шпильмана, В.М. Южаковой. – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.
5. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа-Югры: в 2 т. // Под ред. В.А. Волкова, А.В. Шпильмана. – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2013. – Т. 1. – 236 с.
6. Бакиров, А.А., Мальцева, А.К. Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа / А.А. Бакиров, А.К. Мальцева. – Москва: Недра, 1985. – 155 с.
7. Бакуменко, И.Т. Минералообразующие процессы: методическое пособие / И.Т. Бакуменко. – Новосибирск: Новосибирский гос. ун-т, 2001. – 80 с.
8. Баробошкин, Е.Ю. Практическая седиментология (терригенные коллектора) / Е.Ю. Баробошкин. – Томск: Изд-во ЦППС НД, 2007. – 155 с.
9. Белозеров, В.Б. Кинематическая модель формирования юрско-меловых отложений Западно-Сибирской плиты / В.Б. Белозеров // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. – 1989. – С. 99–106.
10. Белозеров, В.Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений / В.Б. Белозеров // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 116–123.

11. Белозеров, В.Б., Брылина, Н.А., Даненберг, Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири / В.Б. Белозеров, Н.А. Брылина, Е.Е. Даненберг // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. – 1991. – С. 171–180.

12. Белозеров, В.Б. Перспективы нефтеносности юрского НГК на основе расчета генерационного потенциала баженовской свиты / В.Б. Белозеров // Материалы межрегиональной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятия ТЭК Сибири». – Томск: Изд-во ТПУ, 2007.

13. Бруссард, М. Дельты – модели для изучения / М. Бруссард. – Москва: Недра, 1979. – 323 с.

14. Бурков, Ф.А., Исаев, В.И. Геофизические исследования скважин: учебно-методическое пособие для лабораторных работ / Ф.А. Бурков, В.И. Исаев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 86 с.

15. Буш, Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках: пер. с англ. / Д.А. Буш. – Москва: Мир, 1977. – 215 с.

16. Вакуленко, Л.Г., Предтеченская, Е.А., Чернова, Л.С. Опыт применения гранулометрического анализа для реконструкции условий формирования песчаников продуктивных пластов васюганского горизонта (Западная Сибирь) / Л.Г. Вакуленко, Е.А. Предтеченская, Л.С. Чернова // Литосфера. – 2003. – № 3. – С. 99–108.

17. Вассоевич, Н.Б., Либорович, В.Л., Логвиненко, Н.В. Справочник по литологии / Н.Б. Вассоевич, В.Л. Либорович, Н.В. Логвиненко и др. – Москва: Недра, 1987. – 509 с.

18. Виноградов, А.П. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР / А.П. Виноградов. – Москва: Министерство геологии СССР, 1969. – 70 с.

19. Габдуллин, Р.Р., Копаевич, Л.Ф., Иванов, А.В. Секвентная стратиграфия: учебное пособие / Р.Р. Габдуллин, Л.Ф. Копаевич, А.В. Иванов. – Москва: МАКС Пресс, 2008. – 113 с.

20. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под общ. ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. – Москва: Инфра-инженерия, 2009. – 960 с.

21. Геофизические методы исследований: учебное пособие для геологических специальностей вузов / под ред. В.К. Хмелевской, Ю.И. Горбачева, А.В. Калинина, М.Г. Попова, Н.И. Селиверстова, В.А. Шевнина. – Петропавловск-Камчатский: изд-во КГПУ, 2004. – 232 с.

22. Голф-Рахт, Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: пер. с англ. / Т.Д. Голф-Рахт. – Москва: Недра, 1986. – 608 с.

23. Гончаров, И.В. Снижение рисков при поисках нефти / И.В. Гончаров, Н.В. Самойленко, Н.В. Обласов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 28–33.

24. Градзиньский, Р. Седиментология / Р. Градзиньский, А. Костецкая, А. Радомский, Р. Унруг. – Москва: Недра, 1980. – 640 с.

25. Гроссгейм, В.А. Методы палеогеографических реконструкций (при поисках залежей нефти и газа) / В.А. Гроссгейм, О.В. Бескровная, И.Л. Герашенко и др. – Ленинград: Недра, 1984. – 271 с.

26. Гущина, А.А., Султанова, К.С., Кудряшова, Л.К. Сравнительный анализ палеогеографической обстановки в позднеюрское время на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А.А. Гущина, К.С. Султанова, Л.К. Кудряшова // Геология в развивающемся мире: Материалы VIII научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием. – Пермь, 2015. – С. 370–373.

27. Даненберг, Е.Е., Белозеров, В.Б., Брылина, Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) / Е.Е. Даненберг, В.Б. Белозеров, Н.А. Брылина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.

28. Дмитриевский, А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов / А.Н. Дмитриевский. – Москва: Недра, 1982. – 230 с.

29. Ежова, А.В. Литология: учебник / А.В. Ежова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 336 с.
30. Жемчужников, Ю.А. Что такое фация / Ю.А. Жемчужников // Литологический сборник. – 1948. – Вып. I. – С. 50–58.
31. Запивалов, Н.П. О новых подходах в нефтегеологической науке / Н.П. Запивалов // Актуальные вопросы региональной геологии Сибири. – 1990. – С. 26–28.
32. Изотова, Т.С., Денисов, С.Б., Венделынтейн, Б.Ю. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики / Т.С. Изотова, С.Б. Денисов, Б.Ю. Венделынтейн. – Москва: Недра, 1993. – 176 с.
33. Ильина, Г.Ф. Промысловая геофизика: учебное пособие / Г.Ф. Ильина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 120 с.
34. Итенберг, С.С. Изучение нефтегазоносных толщ промыслово-геофизическими и геологическими методами / С.С. Итенберг. – Москва: Недра, 1967. – 279 с.
35. Карагодин, Ю.Н. Седиментационная цикличность / Ю.Н. Карагодин. – Москва: Недра, 1980. – 242 с.
36. Карагодин, Ю.Н., Гайдебурова, Е.А. Системные исследования слоевых ассоциаций нефтегазоносных бассейнов (по комплексу промыслово-геофизических данных) / Ю.Н. Карагодин, Е.А. Гайдебурова. – Новосибирск: Наука, 1989. – 108 с.
37. Конибир, И.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел / И.Э.Б. Конибир. – Москва: Недра, 1979. – 256 с.
38. Конторович, А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – Москва: Наука, 1975. – 678 с.
39. Конторович, А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебурова, В.П. Данилова, В.А.

Казаненков, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.

40. Конторович, В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири / В.А. Конторович // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 461–474.

41. Корж, М.В. Палеогеографические критерии нефтегазоносности юры Западной Сибири / М.В. Корж. – Москва: Наука, 1978. – 136 с.

42. Котельников, Б.Н. Реконструкция генезиса песков: Гранулометрический состав и анализ эмпирических полигонов распределения / под ред. В.Н. Шванова. – Ленинград: Издательство Ленинградского университета, 1989. – 132 с.

43. Кошовкин, И.Н., Белозёров, В.Б. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений / И.Н. Кошовкин, В.Б. Белозёров // Известия ТПУ. – 2007. – Т. 310. – № 2. – С. 26–32.

44. Крашенинников, Г.Ф., Волкова, А.Н., Иванова, Н.В. Учение о фациях с основами литологии: руководство к лабораторным занятиям / Г.Ф. Крашенинников, А.Н. Волкова, Н.В. Иванова. – Москва: Изд-во МГУ, 1988. – 214 с.

45. Кудряшова, Л.К. Возможности гранулометрического анализа для определения фациальной обстановки на примере пластов ЮК<sub>2-5</sub> Красноленинского месторождения (Тюменская область) / Л.К. Кудряшова // Проблемы геологии и освоения недр: Материалы XVIII Международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2014. – С. 307–309.

46. Кудряшова, Л.К. Гранулометрический анализ как основной метод обоснования условий формирования пластов-коллекторов ЮК<sub>2-5</sub> Ем-Ёговской площади (Западная Сибирь) / Л.К. Кудряшова // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – №10. – С. 143–149.

47. Кудряшова, Л.К. Изучение литолого-фациальной модели для увеличения нефтеотдачи залежи на примере песчаных пластов тюменской свиты Красноленинского месторождения / Л.К. Кудряшова // Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от В.А. Обручева, М.А. Усова, Н.Н. Урванцева до наших дней: Материалы I Всероссийской геологической молодежной школы. – Томск, 2013. – С. 88–91.

48. Кудряшова, Л.К. Поиски доюрских залежей нефти на Красноленинском своде / Л.К. Кудряшова // Материалы XV Уральской молодежной научной школы. – Екатеринбург, 2014. – С. 139–141.

49. Кудряшова, Л.К., Фомичев, А.Ю. Влияние неоднородности коллекторов шеркалинской свиты на извлечение нефти Талинской площади Красноленинского месторождения (Тюменская область) / Л.К. Кудряшова, А.Ю. Фомичев // Проблемы геологии и освоения недр: Материалы XVIII Международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2014. – С. 309–311.

50. Кузнецов, В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: учеб. пособие для вузов / В.Г. Кузнецов. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 511 с.

51. Леворсен, А.И. Геология нефти / А.И. Леворсен. – Москва: Гостоптехиздат, 1956. – 487 с.

52. Лидер, М.Р. Седиментология. Процессы и продукты / М.Р. Лидер. – Москва: Мир, 1986. – 439 с.

53. Лобова, Г.А., Коржов, Ю.В., Кудряшова, Л.К. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений по данным гравиразведки и геохимии (Тюменская область) / Г.А. Лобова, Ю.В. Коржов, Л.К. Кудряшова // Известия ТПУ. – 2014. – Т. 324. – №1. – С. 65–72.

54. Логвиненко, Н.В., Орлова, Л.В. Образование и изменение осадочных пород на континенте и в океане / Н.В. Логвиненко, Л.В. Орлова. – Ленинград: Недра, 1987. – 237 с.

55. Логвиненко, Н.В., Сергеева, Э.И. Методы определения осадочных пород: учебн. пособие для вузов / Н.В. Логвиненко, Э.И. Сергеева. – Ленинград: Недра, 1986. – 240 с.
56. Максимов, М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений / М.И. Максимов. – Москва: Недра, 1965. – 488 с.
57. Маркевич, П.В. «Турбидиты» и «флиш» без пояснений – опасные термины / П.В. Маркевич // Вестник ДВО РАН. – 2004. – № 4. – С. 95–105.
58. Марковский, Н.И. Палеогеографические основы поисков нефти и газа / Н.И. Марковский. – Москва: Недра, 1973. – 304 с.
59. Меркулов, В.П. Геофизические исследования скважин: учебное пособие по короткому курсу / В.П. Меркулов. – Томск: Изд-во ЦППС НД, 2010. – 182 с.
60. Меркулов, В.П., Краснощекова, Л.А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа / В.П. Меркулов, Л.А. Краснощекова // Известия ТПУ. – 2002. – Т. 305. – № 6. – С. 296–304.
61. Методическое руководство по литолого-петрографическому и петрохимическому изучению осадочных пород-коллекторов / Л.П. Гмид, Л.Г. Белоновская, Т.Д. Шибина, Н.С. Оконова, А.В. Ивановская. – Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2009. – 160 с.
62. Муромцев, В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В.С. Муромцев/ – Ленинград: Недра, 1984. – 260 с.
63. Недоливко, Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин. Практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» / Н.М. Недоливко. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 158 с.
64. Недоливко, Н.М., Ежова, А.В. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов: учебное пособие / Н.М. Недоливко, А.В. Ежова. – Томск: ТПУ, 2011. – 172 с.



65. Обзорная карта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в масштабе 1:2000000 (Карты) / ред. А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров, В.И. Шпильман. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1990.
66. Осипов, В.И., Соколов, В.Н., Румянцева, Н.А. Микроструктура глинистых пород / В.И. Осипов, В.Н. Соколов, Н.А. Румянцева. – Москва: Недра, 1989. – 211 с.
67. Пахомов, В.И. Литология природных резервуаров с использованием фациально-циклического метода и промыслово-геофизических данных: учеб. пособие / В.И. Пахомов, В.Н. Косков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2011. – 168 с.
68. Петтиджон, Ф., Поттер, П., Сивер, Р. Пески и песчаники / Ф. Петтиджон, П. Поттер, Р. Сивер. – Москва: Мир, 1976. – 536 с.
69. Пирсон, С.Д. Учение о нефтяном пласте / С.Д. Пирсон. – Москва: Гостоптехиздат, 1961. – 350 с.
70. Прошляков, Б.К., Кузнецов, В.Г. Литология: учеб. для вузов / Б.К. Прошляков, В.Г. Кузнецов. – Москва: Недра, 1991. – 444 с.
71. Прошляков, Б.К., Гальянова, Т.И., Пименов, Ю.Г. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах / Б.К. Прошляков, Т.И. Гальянова, Ю.Г. Пименов. – Москва: Недра, 1987. – 200 с.
72. Рединг, Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации / Х.Г. Рединг. – Москва: Мир, 1990. – 352 с.
73. Рейнек, Г.-Э., Сингх, И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков) / Г.-Э. Рейнек, И.Б. Сингх. – Москва: Недра, 1981. – 439 с.
74. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 111 с.
75. Романовский, С.И. Седиментологические основы литологии / С.И. Романовский. – Ленинград: Недра, 1977. – 408 с.

76. Ростовцев, Н.Н. Стратиграфия мезозойских и третичных отложений Западно-Сибирской низменности / Н.Н. Ростовцев, З.Т. Алескерова, Э.А. Еганов и др. // Труды Межвед. совещ. по разраб. унифицир. стратиграфических схем Сибири 1956 г. Докл. по стратиграфии мезозойских и кайнозойских отложений. – Ленинград: Гостоптехиздат, 1957. – С.113–129.

77. Рухин, Л.Б. Гранулометрический анализ песков / Л.Б. Рухин. – Ленинград: ЛГУ, 1947. – 213 с.

78. Рухин, Л.Б. Основы литологии / Л.Б. Рухин. – Ленинград: Недра, 1969. – 704 с.

79. Селли, Р.К. Введение в седиментологию / Р.К. Селли. – Москва: Недра, 1981. – 369 с.

80. Селли, Р.К. Дельтовые фации и геология нефти и газа // В кн.: Достижения в нефтяной геологии / Под ред. Г.Д. Хобсона. – Москва: Недра, 1980. – С. 201–227.

81. Селли, Р.К. Древние обстановки осадконакопления / Р.К. Селли. – Москва: Недра, 1989. – 294 с.

82. Серра, О. Восстановление условий осадконакопления по данным геофизических исследований скважин / О. Серра. – Москва: Schlumberger Limited, 1985. – 366 с.

83. Систематика и классификации осадочных пород и их аналогов / В.Н. Шванов, В.Т. Фролов, Э.И. Сергеева и др. – Санкт-Петербург: Недра, 1998. – 352 с.

84. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири: монография / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Ю.В. Коржов, М.Я. Кузина, Л.К. Кудряшова, О.Г. Сунгурова. – Томск: ТПУ, 2014. – 112 с.

85. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа / Под ред. Р.Е. Кинга. – Москва: Недра, 1975. – 466 с.

86. Страхов, Н.М. Основы теории литогенеза / Н.М. Страхов. – Москва: Недра, 1962. – 289 с.

87. Сурков, В.С., Жеро, О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, О.Г. Жеро. – Москва: Недра, 1981. – 143 с.
88. Ханин, А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. – Москва: Недра, 1969. – 368 с.
89. Хэллем, Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность / Э. Хэллем. – Москва: Мир, 1983. – 327 с.
90. Хуснуллина, Г.Р., Биркле, Е.А., Лебедев, А.И. Гранулометрический анализ песчаников викуловской свиты (апт, нижний мел) Красноленинского месторождения (Западная Сибирь) / Г.Р. Хуснуллина, Е.А. Биркле, А.И. Лебедев // Литосфера. – 2012. – №6. – С. 90–99.
91. Цейслер, В.М. Формационный анализ: учебник / В.М. Цейслер. – Москва: Изд-во РУДН, 2002. – 186 с.
92. Чернова, О.С. Седиментология резервуара. Учебное пособие по короткому курсу / О.С. Чернова. – Томск: ТПУ, 2004. – 453 с.
93. Чоловский, И.П. Методы геолого-промыслового анализа при разработке крупных нефтяных месторождений / И.П. Чоловский. – Москва: Недра, 1966. – 180 с.
94. Шванов, В.Н. Песчаные породы и методы их изучения / В.Н. Шванов. – Ленинград: Недра, 1969. – 248 с.
95. Шванов, В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов) / В.Н. Шванов. – Ленинград: Недра, 1987. – 269 с.
96. Шемин, Г.Г. Перспективы нефтегазоносности с выделением крупных объектов нефтепоисковых работ продуктивных пластов Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub> севера Западной Сибири и акватории Карского моря / Г.Г. Шемин // Материалы всероссийской научно-технической конференции: «Нефть и газ Западной Сибири». – Тюмень, 2007. – С. 38–41.
97. Шемин, Г.Г., Бейзель, А.Л., Нехаев, А.Ю. Высокоразрешающая корреляция нефтегазоносных отложений юры северных районов Западной

Сибири / Г.Г. Шемин, А.Л. Бейзель, А.Ю. Нехаев // Горные ведомости. – 2012. – № 1. – С. 60–83.

98. Шемин, Г.Г., Первухина, Н.В. Строение и перспективы нефтегазоносности с выделением крупных объектов нефтепоисковых работ батского регионального резервуара севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Г.Г. Шемин, Н.В. Первухина // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 13–19.

99. Япаскурт, О.В. Литология: учебник для студентов вузов / О.В. Япаскурт. – Москва: Издательский центр «Академия», 2008. – 336 с.

100. Boyd, R., Dalrymple, R.W., Zaitlin, B.A. Estuarine and Incised Valley Facies Models in Facies models revisited / edited by H.W. Posamentier and R.G. Walker // SEPM Special Publication. – 2006. – № 84. – P. 171–235.

101. Bull, W.B. Relation of textural (CM) patterns to depositional environment of alluvial-fan deposits / W.B. Bull // Journal of Sedimentary Petrology. – 1962. – Vol. 32. – No 2. – P. 211–216.

102. Facies Models: Response to Sea Level Change / edited by R.G. Walker, N.P. James. – Geological Association of Canada, 1992. – 409 p.

103. Kudryashova, L.K., Belozеров, V.B. Definition of facies conditions by granulometric analysis on the example of horizons JK<sub>2-5</sub> in Em-Egovskoe field (Western Siberia) / L.K. Kudryashova, V.B. Belozеров // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. – 2014. – Vol. 21. – 012012. – <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/21/1/012012/>

104. Kudryashova, L.K., Belozеров, V.B., Pushtakov, E.S. Identification of electrofacies on the basis of well logging to determine sedimentation environment of horizon JK<sub>2</sub> in Em-Egovskoe field (Western Siberia) / L.K. Kudryashova, V.B. Belozеров, E.S. Pushtakov // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. – 2015. – Vol. 27. – 012013. – <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012013/>.

105. Sedimentation, Tectonics, and Eustasy (Special Publication 12 of the IAS): International Association Of Sedimentologists Series / edited by D.I.M. Macdonald. – John Wiley & Sons, 2009. – 368 p.

106. Sequence Stratigraphy and Facies Associations (Special Publication 18 of the IAS): International Association Of Sedimentologists Series / edited by H.W. Posamentier. – John Wiley & Sons, 2009. – 600 p.

**Фондовая:**

107. Авторский надзор за выполнением «Технологической схемы разработки Красноленинского месторождения в границах Ем-Ёговского лицензионного участка»: отчет о НИР / В.М. Хомик, Т.Э. Шилыева, В.И. Саунин, П.Н. Федоров, В.З. Сухер, А.В. Карасев и др. – Тюмень, 2009.

108. Дополнение к Технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Ем-Ёговского лицензионного участка: отчет о НИР / Р.А. Гнилицкий, Д.А. Смирнов, Е.В. Рубцов, Г.М. Немирович, О.Н. Чезганова, А.Б. Алчина и др. – Тюмень, 2012.

109. Подсчет запасов нефти и растворенного газа на основе геолого-технологической модели Красноленинского месторождения Ханты-Мансийского АО Тюменской области (в пределах лицензионной деятельности ОАО «ТНК-Нягань»). Ем-Ёговская площадь (по состоянию на 01.07.2002 г.): отчет о НИР / Т.Ф. Дьяконова, С.Б. Денисов, С.И. Билибин и др. – Москва, 2002.

110. Сейсморазведочные работы 3Д на нефть и газ на Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения, Ем-Ёговский + Пальяновский лицензионный участок Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения: отчет о НИР / Л.Н. Кибальчич, И.А. Сержанович, А.А. Радченко и др. – Москва, 2012.

111. Сейсморазведочные работы 3Д на нефть и природный газ на Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения: отчет о НИР / С.А. Лебедев, С.Л. Белоусов, Л.В. Лапина, Е.В. Чернова. – Тюмень, 2010.

## Приложение А

Сводная таблица основных гранулометрических характеристик пластов ЮК<sub>2-5</sub> Ем-Ёговского месторождения

Пласт	№ обр.	Глубина, м	Литология	X <sub>ср</sub>	S <sub>0</sub>	Md, мм	A	E	Открытая пористость по керну, Кп, %	Объемная плотность, г/см <sup>3</sup>	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>Скважина 1819 Ем-Ёговского месторождения</i>											
ЮК <sub>2</sub>	27	2259.65	Алевритистая глина	0.08	1.85	0.088	0.024	0.733	5.88	2.585	
ЮК <sub>2</sub>	38	2266.25	Песчанистый алевролит	0.11	1.40	0.110	0.165	1.004	8.30	2.503	
ЮК <sub>2</sub>	39	2266.95	Глинистый алевролит	0.10	1.46	0.093	-0.102	0.997	8.69	2.468	
ЮК <sub>2</sub>	40	2267.20	Глинистый алевролит	0.09	1.53	0.095	0.143	0.856	9.81	2.470	
ЮК <sub>2</sub>	41	2267.95	Глинистый алевролит	0.09	1.53	0.098	0.193	0.820	7.99	2.521	
ЮК <sub>2</sub>	42	2268.07	Глинистый алевролит	0.08	1.58	0.090	-0.001	0.961	7.55	2.553	
ЮК <sub>2</sub>	43	2268.86	Глинистый алевролит	0.09	1.55	0.090	-0.007	0.985	6.85	2.550	
ЮК <sub>3</sub>	45	2270.90	Сидеритово-алевритистая глина	-	-	-	-	-	5.38	2.651	Потеря веса от HCl = 38,2 %
<i>Скважина 1823 Ем-Ёговского месторождения</i>											
ЮК <sub>2</sub>	60	2305.22	Пиритизированный м.з. песчаник	0.13	1.49	0.150	0.192	1.185	11.70	2.460	
ЮК <sub>2</sub>	61	2305.78	Глинисто-карбонатный песчаник	0.08	0.44	0.075	-0.376	-0.379	13.00	2.680	
ЮК <sub>2</sub>	63	2306.62	Глинисто-сидеритовый м.з. песчаник	0.09	1.83	0.090	-0.145	0.999	6.40	2.440	
ЮК <sub>2</sub>	64	2307.01	Глинисто-сидеритовый м.з. песчаник	-	-	-	-	-	3.80	2.600	Потеря веса от HCl = 44 %
ЮК <sub>2</sub>	65	2307.63	Глинисто-сидеритовый м.з. песчаник	0.11	1.49	0.130	0.273	1.235	6.70	2.440	
ЮК <sub>2</sub>	66	2308.05	Глинисто-алевритистый м.з. песчаник	0.10	1.57	0.088	-0.272	1.091	5.60	2.490	
ЮК <sub>2</sub>	67	2308.53	С.з.-м.з. песчаник	0.17	1.48	0.180	0.103	1.209	13.50	2.370	
ЮК <sub>2</sub>	68	2309.02	С.з.-м.з. песчаник	0.15	1.47	0.160	0.119	1.175	12.00	2.420	
ЮК <sub>2</sub>	69	2309.49	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	13.60	2.390	Сумма фракций = 116 %
ЮК <sub>2</sub>	70	2310.05	М.з. песчаник	0.10	1.41	0.097	-0.176	1.306	11.70	2.410	
ЮК <sub>2</sub>	71	2310.68	Глинистый алевролит	0.08	1.32	0.078	-0.275	2.326	8.20	2.430	
ЮК <sub>3</sub>	73	2312.06	Алевритистая глина	0.06	1.35	0.074	0.039	1.969	8.10	2.470	
ЮК <sub>3</sub>	74	2312.50	Переслаивание глинист. алеврол. и алевр. глин	0.05	3.02	0.063	0.026	0.938	8.00	2.650	
ЮК <sub>3</sub>	76	2313.45	Алевритистый м.з. песчаник	-	-	-	-	-	6.10	2.460	Сумма фракций = 110 %
ЮК <sub>3</sub>	77	2314.10	Алевритистый м.з. песчаник	-	-	-	-	-	10.30	2.420	Сумма фракций = 112 %
ЮК <sub>3</sub>	78	2314.40	Алевритистый м.з. песчаник	-	-	-	-	-	6.70	2.430	Сумма фракций = 106 %
<i>Скважина 1829 Ем-Ёговского месторождения</i>											
ЮК <sub>2</sub>	21	2328.05	М.з. песчаник	0.12	1.60	0.140	0.184	0.954	12.70	2.433	
ЮК <sub>2</sub>	22	2328.22	М.з. песчаник	0.12	1.57	0.135	0.197	0.994	9.90	2.416	
ЮК <sub>2</sub>	23	2328.42	М.з. песчаник	0.12	1.58	0.135	0.205	0.952	11.10	2.443	
ЮК <sub>2</sub>	24	2328.70	М.з. песчаник	0.12	1.52	0.150	0.272	1.034		2.425	
ЮК <sub>2</sub>	25	2328.84	М.з. песчаник	0.15	1.59	0.165	0.265	0.860	12.40	2.408	
ЮК <sub>2</sub>	26	2329.28	М.з. песчаник	0.14	1.59	0.155	0.249	0.882	11.10	2.719	
ЮК <sub>2</sub>	27	2329.47	М.з. песчаник	0.15	1.69	0.165	0.238	0.776	12.00	2.413	



Продолжение таблицы приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЮК <sub>2</sub>	28	2329.58	М.з. песчаник	0.17	1.64	0.175	0.131	0.795	13.30	2.434	
ЮК <sub>2</sub>	29	2329.83	М.з. песчаник	0.17	1.65	0.180	0.161	0.775	13.00	2.395	
ЮК <sub>3</sub>	33	2333.80	Глинистый алевролит	0.08	1.52	0.081	0.000	1.053	9.00	2.420	
ЮК <sub>3</sub>	36	2335.48	Глинисто-песчанистый алевролит	0.08	1.80	0.081	-0.104	0.832	6.30	2.526	
ЮК <sub>3</sub>	42	2342.09	Алевритистый м.з. песчаник	0.11	1.62	0.115	-0.080	1.038	6.30	2.473	
ЮК <sub>3</sub>	43	2342.77	Алевритистый м.з. песчаник	0.10	1.69	0.100	-0.118	0.961	9.50	2.475	
ЮК <sub>3</sub>	48	2348.03	Алевритистый м.з. песчаник	0.09	1.73	0.090	-0.100	0.951	7.40	2.508	
ЮК <sub>3</sub>	49	2348.24	Глинистый алевролит	0.08	1.87	0.083	-0.097	0.807	9.70	2.479	
ЮК <sub>3</sub>	50	2349.22	Глинисто-песчанистый алевролит	0.08	3.50	0.070	-0.247	0.824	7.80	2.581	
ЮК <sub>5</sub>	51	2396.20	Алевритистый м.з. песчаник	0.10	1.80	0.105	-0.017	0.882	8.80	2.322	
ЮК <sub>5</sub>	52	2396.39	Алевритистый м.з. песчаник	0.12	1.74	0.140	0.207	0.853	11.40	2.497	Потеря веса от HCl = 2 %
ЮК <sub>5</sub>	53	2396.46	Алевритистая глина	-	-	-	-	-	11.40	2.499	Потеря веса от HCl = 3,1 %
ЮК <sub>5</sub>	55	2398.33	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	8.10	2.448	Потеря веса от HCl = 4,3 %
ЮК <sub>5</sub>	56	2398.62	Глинисто-песчанистый алевролит	-	-	-	-	-	7.60	2.548	Потеря веса от HCl = 2,9 %
ЮК <sub>5</sub>	57	2398.98	Алевритистая глина	0.09	1.84	0.089	-0.025	0.796	9.30	2.451	Потеря веса от HCl = 2,3 %
<b>Скважина 1831 Ем-Ёговского месторождения</b>											
ЮК <sub>2</sub>	16	2356.23	Алевритистый м.з. песчаник	0.11	1.58	0.125	0.091	0.960	6.87	2.446	
ЮК <sub>2</sub>	17	2356.65	Алевритистый м.з. песчаник	0.15	1.56	0.150	-0.041	1.189	9.80	2.451	
ЮК <sub>2</sub>	19	2358.35	Углисто-глинистый алевролит	0.08	1.60	0.085	0.053	0.866	7.97	2.554	
ЮК <sub>2</sub>	20	2358.78	М.з. песчаник	0.16	1.68	0.165	-0.072	1.116	6.71	2.446	
ЮК <sub>2</sub>	21	2358.97	М.з. песчаник	0.16	1.77	0.161	-0.102	1.074	7.63	2.443	
ЮК <sub>2</sub>	22	2359.08	М.з. песчаник	0.17	1.66	0.165	-0.093	1.040	14.29	2.439	
ЮК <sub>2</sub>	23	2359.22	М.з. песчаник	0.16	1.51	0.170	-0.042	1.401	13.23	2.443	
ЮК <sub>2</sub>	24	2359.45	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	11.40	2.463	Потеря веса от HCl = 6 %
ЮК <sub>2</sub>	25	2359.59	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	13.68	2.436	Потеря веса от HCl = 4 %
ЮК <sub>2</sub>	26	2359.86	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	14.13	2.467	Потеря веса от HCl = 4 %
ЮК <sub>3</sub>	30	2362.76	Алевритистый м.з. песчаник	0.10	1.54	0.115	0.182	0.893	12.51	2.480	
ЮК <sub>3</sub>	31	2363.13	Алевритистый м.з. песчаник	0.10	1.43	0.120	0.290	1.113	10.93	2.437	
ЮК <sub>3</sub>	32	2363.82	Алевритистый м.з. песчаник	0.09	1.47	0.103	0.089	0.973	14.84	2.514	
ЮК <sub>3</sub>	34	2364.35	М.з. песчаник	0.17	1.75	0.220	0.538	0.757	14.75	2.429	
ЮК <sub>3</sub>	35	2364.66	М.з. песчаник	0.21	1.69	0.240	0.260	0.919	13.06	2.413	
ЮК <sub>3</sub>	36	2365.11	М.з. песчаник	0.19	1.74	0.215	0.120	0.970	13.34	2.442	
ЮК <sub>3</sub>	37	2365.25	С.з. песчаник	0.19	1.66	0.215	0.173	0.927	15.16	2.413	
ЮК <sub>3</sub>	39	2366.07	М.з. песчаник	0.17	1.63	0.180	0.172	0.881	12.21	2.483	
ЮК <sub>3</sub>	44	2366.90	М.з. песчаник	0.16	1.68	0.180	0.182	0.849	13.43	2.464	
ЮК <sub>3</sub>	47	2367.33	М.з. песчаник	0.17	1.57	0.185	0.208	0.966	13.04	2.461	
ЮК <sub>3</sub>	50	2367.73	М.з. песчаник	0.17	1.53	0.185	0.233	0.899	13.36	2.465	
ЮК <sub>3</sub>	53	2368.07	М.з. песчаник	0.17	1.62	0.190	0.314	0.848	12.11	2.473	Потеря веса от HCl = 0,07 %
ЮК <sub>3</sub>	56	2368.30	М.з. песчаник	0.17	1.62	0.180	0.021	1.091	11.61	2.478	

## Продолжение таблицы приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЮК <sub>3</sub>	<b>59</b>	2368.57	М.з. песчаник	0.18	1.59	0.185	-0.004	1.069	12.19	2.470	
ЮК <sub>3</sub>	<b>62</b>	2368.80	М.з. песчаник	0.17	1.61	0.185	0.071	1.096	12.19	2.471	
ЮК <sub>3</sub>	<b>65</b>	2369.25	М.з. песчаник	0.16	1.51	0.170	0.146	0.979	12.10	2.472	
ЮК <sub>3</sub>	<b>68</b>	2369.49	М.з. песчаник	0.17	1.64	0.180	0.148	0.897	11.81	2.473	
ЮК <sub>3</sub>	<b>71</b>	2369.65	М.з. песчаник	0.17	1.62	0.185	0.097	0.954	12.08	2.470	
ЮК <sub>3</sub>	<b>74</b>	2370.15	М.з. песчаник	0.16	1.60	0.175	0.196	0.941	12.33	2.469	
ЮК <sub>3</sub>	<b>77</b>	2370.37	М.з. песчаник	0.16	1.58	0.175	0.170	0.889	12.82	2.457	
ЮК <sub>3</sub>	<b>80</b>	2370.45	М.з. песчаник	0.15	1.54	0.165	0.220	1.062	12.36	2.482	
ЮК <sub>3</sub>	<b>83</b>	2371.25	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	11.45	2.469	Потеря веса от HCl = 4 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>86</b>	2371.50	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	11.41	2.469	Потеря веса от HCl = 4 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>89</b>	2371.75	М.з. песчаник	0.14	1.56	0.163	0.242	1.051	11.17	2.470	
ЮК <sub>3</sub>	<b>92</b>	2372.17	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	11.34	2.469	Потеря веса от HCl = 4 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>95</b>	2372.47	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	11.69	2.469	Потеря веса от HCl = 4 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>98</b>	2374.08	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	11.77	2.467	Потеря веса от HCl = 24 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>101</b>	2374.51	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	11.64	2.484	Потеря веса от HCl = 4 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>105</b>	2374.79	М.з. песчаник	0.14	1.55	0.158	0.283	1.058	9.66	2.504	
ЮК <sub>3</sub>	<b>108</b>	2375.13	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	12.34	2.492	Потеря веса от HCl = 28 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>111</b>	2375.29	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	12.97	2.459	Потеря веса от HCl = 26 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>114</b>	2375.62	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	16.11	2.463	Потеря веса от HCl = 26 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>117</b>	2376.08	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	12.96	2.476	Потеря веса от HCl = 6 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>120</b>	2376.33	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	12.33	2.483	Потеря веса от HCl = 6 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>123</b>	2376.60	М.з. песчаник	0.13	1.52	0.150	0.297	0.988	11.19	2.500	
ЮК <sub>3</sub>	<b>127</b>	2377.57	Среднекарбонатный м.з. песчаник	-	-	-	-	-	12.49	2.478	Потеря веса от HCl = 4 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>129</b>	2378.90	Песчанистый алевролит	0.09	1.30	0.080	-0.156	1.630	10.88	2.508	
ЮК <sub>3</sub>	<b>130</b>	2379.37	Песчанистый алевролит	0.11	1.61	0.095	-0.296	1.281	12.66	2.474	
ЮК <sub>3</sub>	<b>131</b>	2379.79	Песчанистый алевролит	0.09	1.33	0.081	-0.125	1.349	10.41	2.510	
ЮК <sub>3</sub>	<b>133</b>	2381.17	Глинисто-углистый алевролит	0.07	1.45	0.079	0.091	1.170	9.98	2.546	
ЮК <sub>3</sub>	<b>135</b>	2382.79	Сильно алевролитистый м.з. песчаник	0.11	1.68	0.130	0.099	1.005	12.16	2.475	
ЮК <sub>4</sub>	<b>148</b>	2392.75	Песчанистый алевролит	0.13	1.59	0.130	-0.034	1.083	13.62	2.496	
ЮК <sub>4</sub>	<b>149</b>	2393.63	Переслаивание глин и алевролитов	0.08	1.44	0.080	-0.148	1.428	7.05	2.540	
ЮК <sub>4</sub>	<b>153</b>	2396.85	Переслаивание с.з. песчаников и алевролитов	0.14	1.86	0.130	-0.255	1.012	6.58	2.584	
ЮК <sub>4</sub>	<b>154</b>	2397.20	Алевритистый м.з. песчаник	0.14	1.65	0.159	0.198	0.980	9.20	2.022	
ЮК <sub>4</sub>	<b>155</b>	2397.36	Сильно алевролитистый м.з. песчаник	0.13	1.52	0.150	0.143	1.123	13.57	2.464	
ЮК <sub>4</sub>	<b>158</b>	2397.77	Сильно алевролитистый м.з. песчаник	0.14	1.51	0.150	0.237	1.009	13.47	2.463	
ЮК <sub>4</sub>	<b>161</b>	2398.12	Сильно алевролитистый м.з. песчаник	0.13	1.54	0.130	-0.038	1.047	13.24	2.454	
ЮК <sub>4</sub>	<b>164</b>	2398.32	Сильно алевролитистый м.з. песчаник	-	-	-	-	-	10.89	2.502	Потеря веса от HCl = 20 %
ЮК <sub>4</sub>	<b>170</b>	2398.78	Мелкозернистый песчаник	0.15	1.54	0.158	0.131	1.099	11.16	2.495	
ЮК <sub>4</sub>	<b>176</b>	2399.31	Алевритистый м.з. песчаник	0.12	1.66	0.130	0.129	0.880	9.86	2.516	

Продолжение таблицы приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЮК <sub>4</sub>	<b>179</b>	2399.70	С.з. песчаник	0.20	1.69	0.200	-0.034	0.937	13.72	2.440	
ЮК <sub>4</sub>	<b>181</b>	2401.07	Сильно алевритистая глина	0.06	3.30	0.068	0.228	0.664	7.28	2.588	
ЮК <sub>4</sub>	<b>183</b>	2402.59	М.з. песчаник	0.12	1.50	0.130	0.021	1.208	13.18	2.449	
ЮК <sub>4</sub>	<b>184</b>	2403.15	М.з. песчаник	0.12	1.48	0.130	0.096	1.118	12.62	2.459	
ЮК <sub>4</sub>	<b>185</b>	2403.62	М.з. песчаник	0.12	1.46	0.130	0.130	1.125	13.14	2.450	
ЮК <sub>5</sub>	<b>188</b>	2403.63	М.з. песчаник	0.11	1.55	0.128	0.180	1.033	11.90	2.476	
ЮК <sub>5</sub>	<b>191</b>	2403.98	М.з. песчаник	0.13	1.39	0.130	-0.001	1.344	12.55	2.426	
ЮК <sub>5</sub>	<b>194</b>	2405.15	Алевритистая глина	0.06	1.79	0.070	0.096	1.058	5.97	2.570	
ЮК <sub>5</sub>	<b>197</b>	2407.33	Глинистый алевролит	0.08	1.70	0.078	-0.133	1.116	13.70	2.547	
ЮК <sub>5</sub>	<b>199</b>	2408.45	Сильно глинистый алевролит	0.08	1.52	0.083	0.011	1.007	5.50	2.596	
ЮК <sub>5</sub>	<b>203</b>	2414.70	Глинистый алевролит	0.08	1.48	0.088	0.079	0.929	7.00	2.551	
<b>Скважина 1836 Ем-Ёговского месторождения</b>											
ЮК <sub>2</sub>	<b>46</b>	2286.87	Сидеритизированный алевритистый м.з. песчаник	0.10	1.75	0.098	-0.023	0.761	11.30	2.720	
ЮК <sub>2</sub>	<b>47</b>	2287.02	Сидеритизированный алевритистый м.з. песчаник	0.14	1.68	0.150	0.061	0.976	10.10	2.450	
ЮК <sub>2</sub>	<b>48</b>	2287.87	Сидеритизированный алевритистый м.з. песчаник	0.11	1.78	0.105	-0.167	0.970	9.10	2.470	
ЮК <sub>2</sub>	<b>49</b>	2288.15	Сидеритизированный песчанистый алевролит	0.08	1.58	0.080	-0.051	0.973	5.70	2.480	
ЮК <sub>2</sub>	<b>56</b>	2292.08	Глинистый алевролит	0.07	1.49	0.078	0.000	1.180	5.20	2.480	
ЮК <sub>2</sub>	<b>57</b>	2292.93	Сидеритизированный алевролит	-	-	-	-	-	9.40	2.470	Потеря веса от HCl = 11,5 %
ЮК <sub>2</sub>	<b>58</b>	2293.50	Алевролит с пятнистой пиритизацией	0.09	1.72	0.091	-0.045	0.926	4.90	2.510	
ЮК <sub>2</sub>	<b>60</b>	2294.10	Глинистый алевролит	-	-	-	-	-	5.20	2.490	Потеря веса от HCl = 4 %
ЮК <sub>2</sub>	<b>61</b>	2294.95	Глинистый алевролит	0.09	1.73	0.095	-0.001	0.961	5.80	2.490	
ЮК <sub>3</sub>	<b>62</b>	2295.15	Глинистый алевролит	-	-	-	-	-	6.10	2.490	Потеря веса от HCl = 4 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>63</b>	2295.85	Глинистый алевролит, слабопиритизированный	0.09	1.73	0.094	-0.005	0.828	6.90	2.540	
ЮК <sub>3</sub>	<b>68</b>	2298.32	Глинистый алевролит	0.06	1.54	0.072	0.142	1.206	4.30	2.600	
ЮК <sub>3</sub>	<b>71</b>	2300.03	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	2.40	2.610	Потеря веса от HCl = 4 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>72</b>	2300.08	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	5.40	2.550	Потеря веса от HCl = 8 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>73</b>	2300.18	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	5.70	2.570	Потеря веса от HCl = 20 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>74</b>	2300.28	М.з. песчаник	0.13	1.60	0.135	0.043	0.976	9.00	2.460	
ЮК <sub>3</sub>	<b>75</b>	2300.71	М.з. песчаник	0.12	1.58	0.125	-0.078	1.151	8.10	2.480	
ЮК <sub>3</sub>	<b>76</b>	2300.77	М.з. песчаник	0.10	1.80	0.105	-0.095	0.921	7.40	2.480	
ЮК <sub>3</sub>	<b>77</b>	2300.82	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	5.10	2.520	Потеря веса от HCl = 8 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>78</b>	2300.93	М.з. песчаник	-	-	-	-	-	5.90	2.510	Потеря веса от HCl = 18,5 %
ЮК <sub>3</sub>	<b>79</b>	2301.03	М.з. песчаник	0.08	1.75	0.087	-0.014	0.887	5.60	2.490	
ЮК <sub>3</sub>	<b>80</b>	2301.18	Алевролит с микроствяжениями сидерита	-	-	-	-	-	4.50	2.540	Потеря веса от HCl = 16 %

Продолжение таблицы приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЮК <sub>3</sub>	81	2301.31	Алевролит с микростяжениями сидерита	-	-	-	-	-	4.80	2.540	Потеря веса от HCl = 18 %
ЮК <sub>3</sub>	82	2301.41	Сильно алевролитистый м.з. песчаник	0.10	1.68	0.105	0.054	0.942	7.20	2.480	Потеря веса от HCl = 0,5 %
ЮК <sub>3</sub>	83	2301.51	Сильно алевролитистый м.з. песчаник	0.10	1.45	0.110	0.070	1.192	8.00	2.480	
ЮК <sub>3</sub>	84	2301.56	Сильно алевролитистый м.з. песчаник	-	-	-	-	-	6.60	2.510	Потеря веса от HCl = 8 %
ЮК <sub>3</sub>	85	2301.64	Сильно алевролитистый м.з. песчаник	-	-	-	-	-	6.50	2.510	Потеря веса от HCl = 3 %
ЮК <sub>3</sub>	86	2301.72	Сильно алевролитистый м.з. песчаник	0.09	1.73	0.093	-0.062	0.930	4.90	2.490	
ЮК <sub>3</sub>	87	2301.97	Сильно алевролитистый м.з. песчаник	0.10	1.63	0.103	-0.076	0.983	7.90	2.480	
ЮК <sub>3</sub>	88	2302.38	Сильно алевролитистый м.з. песчаник	0.10	1.62	0.101	-0.064	1.025	9.50	2.470	
ЮК <sub>3</sub>	89	2302.45	Сильно алевролитистый м.з. песчаник	0.09	1.80	0.099	0.007	0.831	6.70	2.500	
ЮК <sub>3</sub>	93	2305.93	Глинистый алевролит	0.07	1.61	0.073	-0.027	1.086	4.40	2.550	
ЮК <sub>3</sub>	95	2306.65	Алевролитистый м.з. песчаник	0.09	2.74	0.081	-0.195	0.700	4.70	2.530	
ЮК <sub>3</sub>	96	2306.95	Глинистый алевролит с микростяжениями сидерита	0.08	2.53	0.072	-0.220	0.845	6.50	2.630	
<b>Скважина 1843 Ем-Ёговского месторождения</b>											
ЮК <sub>2</sub>	60	2321.13	Пиритизированный м.з. песчаник	0.12	1.63	0.120	-0.189	1.303	7.80	2.470	
ЮК <sub>2</sub>	61	2321.35	С.з. песчаник	0.18	1.60	0.199	0.086	1.034	14.80	2.380	
ЮК <sub>2</sub>	62	2321.56	Пиритизированный м.з. песчаник	0.09	1.73	0.090	-0.102	0.910	6.30	2.500	
ЮК <sub>2</sub>	63	2321.98	С.з. песчаник	0.19	1.53	0.205	0.023	1.174	15.00	2.370	
ЮК <sub>2</sub>	64	2322.08	Пиритизированный алевролит	-	-	-	-	-	4.70	2.510	Потеря веса от HCl = 30 %
ЮК <sub>2</sub>	65	2322.20	Слабопиритизированный м.з. песчаник	0.15	1.55	0.170	0.238	1.026	10.90	2.430	
ЮК <sub>2</sub>	66	2322.30	С.з. песчаник	0.22	1.65	0.205	-0.161	1.278	14.10	2.420	
ЮК <sub>2</sub>	67	2322.45	С.з. песчаник	0.18	1.54	0.190	0.036	1.099	12.50	2.400	
ЮК <sub>2</sub>	68	2322.55	С.з. песчаник	0.18	1.58	0.190	0.058	1.016	12.40	2.410	
ЮК <sub>2</sub>	69	2322.62	С.з. песчаник	0.16	1.63	0.170	0.014	1.083	11.70	2.410	
ЮК <sub>2</sub>	70	2322.70	С.з. песчаник	0.17	1.55	0.180	-0.010	1.150	12.90	2.410	
ЮК <sub>2</sub>	71	2322.78	С.з. песчаник	0.16	1.50	0.175	0.108	1.062	9.00	2.390	
ЮК <sub>2</sub>	72	2322.98	С.з. песчаник	0.18	1.59	0.185	-0.050	1.130	13.70	2.400	
ЮК <sub>2</sub>	73	2323.30	С.з. песчаник	0.20	1.44	0.205	-0.059	1.434	14.60	2.370	
ЮК <sub>2</sub>	74	2323.68	Сильно алевролитистый м.з. песчаник	-	-	-	-	-	5.30	2.430	Потеря веса от HCl = 20 %
ЮК <sub>2</sub>	75	2323.87	Алевролитистый м.з. песчаник	0.12	1.58	0.125	-0.047	1.151	9.70	2.440	
ЮК <sub>2</sub>	76	2324.02	Алевролитистый м.з. песчаник	-	-	-	-	-	6.20	2.490	Потеря веса от HCl = 8 %
ЮК <sub>2</sub>	77	2324.70	Сильно глинистый алевролит	0.06	1.43	0.069	0.414	0.966	5.50	2.530	
ЮК <sub>2</sub>	78	2325.45	Сильно глинистый алевролит	0.06	1.43	0.070	0.446	0.966	6.40	2.480	
ЮК <sub>2</sub>	79	2325.68	Сильно глинистый алевролит	0.06	2.11	0.069	-0.108	1.764	7.10	2.560	
ЮК <sub>2</sub>	80	2326.25	Сильно глинистый алевролит	0.08	1.60	0.072	-0.407	2.671	6.70	2.560	
ЮК <sub>2</sub>	81	2327.05	Сильно глинистый алевролит	0.06	3.07	0.068	0.054	1.068	5.80	2.560	
ЮК <sub>2</sub>	82	2327.74	Сильно глинистый алевролит	0.06	2.62	0.069	0.005	1.068	5.70	2.590	

Продолжение таблицы приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Скважина 1834 Ем-Ёговского месторождения</b>											
ЮК <sub>2</sub>	20	2336.27	Сидеритизированный глинистый алевролит	-	-	-	-	-	6.30	2.450	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>2</sub>	21	2336.70	Сидеритизированный глинистый алевролит	-	-	-	-	-	6.10	2.480	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>2</sub>	22	2337.33	Сидеритизированный глинистый алевролит	-	-	-	-	-	6.60	2.500	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>2</sub>	23	2337.87	Сидеритизированный глинистый алевролит	-	-	-	-	-	8.00	2.510	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>2</sub>	24	2338.40	Сильно глинистый алевролит	-	-	-	-	-	8.60	2.520	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>2</sub>	25	2338.75	Сильно глинистый алевролит	-	-	-	-	-	5.90	2.480	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>2</sub>	26	2339.15	Сильно глинистый алевролит	-	-	-	-	-	6.20	2.460	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>2</sub>	27	2339.77	Сильно глинистый алевролит	-	-	-	-	-	6.00	1.950	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>2</sub>	28	2340.10	Глинистый алевролит	-	-	-	-	-	6.60	2.570	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>2</sub>	29	2340.85	Глинистый алевролит	-	-	-	-	-	6.10	2.580	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>2</sub>	30	2341.15	Глинисто-сланцевая порода	-	-	-	-	-	5.50	2.590	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>2</sub>	31	2341.68	Глинисто-сланцевая порода	-	-	-	-	-	5.90	2.530	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>2</sub>	32	2342.20	Сильно глинистый алевролит	-	-	-	-	-	6.60	2.520	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	33	2342.18	Алевритистая глина	-	-	-	-	-	6.10	2.550	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	34	2342.80	Песчанисто-глинистый алевролит	-	-	-	-	-	5.20	2.560	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	35	2343.45	Глинистый алевролит	-	-	-	-	-	7.40	2.540	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	36	2343.80	Глинистый алевролит	-	-	-	-	-	5.60	2.550	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	37	2344.23	Глинистый алевролит	-	-	-	-	-	5.80	2.580	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	38	2344.89	Алевритисто-сланцевая глина	-	-	-	-	-	5.30	2.570	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	39	2345.28	Алевритисто-сланцевая глина	-	-	-	-	-	5.50	2.570	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	40	2345.83	Алевритисто-сланцевая глина	-	-	-	-	-	5.20	2.590	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	41	2346.16	Алевритисто-сланцевая глина	-	-	-	-	-	4.80	2.610	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	42	2346.68	Алевритистая глина	-	-	-	-	-	5.80	2.600	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	44	2347.83	Глинистый алевролит	-	-	-	-	-	6.90	2.570	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	45	2349.60	Песчанистый алевролит	-	-	-	-	-	7.00	2.480	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	46	2349.68	Песчанистый алевролит	-	-	-	-	-	7.90	2.500	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	47	2349.78	Песчанистый алевролит	-	-	-	-	-	8.50	2.540	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	48	2349.87	Пиритизированный м.з. песчаник	-	-	-	-	-	8.20	2.550	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	49	2349.94	Алевритистый м.з. песчаник	-	-	-	-	-	8.10	2.480	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	50	2350.14	Сланцевая глина	-	-	-	-	-	5.60	2.570	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	51	2350.80	Алевритистая глина	-	-	-	-	-	5.00	2.610	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	52	2351.05	Алевритистая глина	-	-	-	-	-	4.90	2.620	Нет результатов гранулометр. анализа
ЮК <sub>3</sub>	53	2351.55	Сильно глинистый алевролит	-	-	-	-	-	5.90	2.580	Нет результатов гранулометр. анализа

## Приложение Б

**Сводная таблица определения фаций по результатам обработки данных гранулометрического и минералогического анализов образцов  
(пласты ЮК<sub>2,5</sub> Ем-Ёговского месторождения)**

Пласт	№ обр.	Глубина, м	По К. Бьёрликке (тип отложений)	По Р. Пассеге (способ переноса обломочных частиц в водной среде)	По Г.Ф. Рожкову (фации)	По Д. Голдсмиту (обстановка)	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Скважина 1819 Ем-Ёговского месторождения</i>							
ЮК <sub>2</sub>	27	2259.65	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 76,5% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	38	2266.25	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	-	60% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	39	2266.95	-	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	-	60% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	40	2267.20	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежно-морская фация	-	62,5% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	41	2267.95	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 62,5% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	42	2268.07	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 62,5% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	43	2268.86	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 62,5% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	45	2270.90	-	-	-	обстановка застойных участков	30% сидерита и 60% каолинита
<i>Скважина 1823 Ем-Ёговского месторождения</i>							
ЮК <sub>2</sub>	60	2305.22	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	-	50% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	61	2305.78	пляжевые	верхняя часть отмирающего русла	континентальная фация пустынь	прибрежно-морская обстановка	86,8% сидерита и 50% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	63	2306.62	-	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 37,5% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	64	2307.01	-	-	-	обстановка застойных участков	35,2% сидерита и 37,5% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	65	2307.63	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	-	62,5% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	66	2308.05	-	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 62,5% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	67	2308.53	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	-	62,5% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	68	2309.02	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 62,5% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	69	2309.49	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 62,5% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	70	2310.05	-	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 62,5% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	71	2310.68	-	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	-	62,5% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	73	2312.06	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 60% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	74	2312.50	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 60,3% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	76	2313.45	-	-	-	-	60% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	77	2314.10	-	-	-	-	60% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	78	2314.40	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 64,7% каолинита
<i>Скважина 1829 Ем-Ёговского месторождения</i>							
ЮК <sub>2</sub>	21	2328.05	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежно-морская фация	-	68,8% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	22	2328.22	турбидиты	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 68,8% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	23	2328.42	турбидиты	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 68,8% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	24	2328.70	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежно-морская фация	морская обстановка	100% кальцита и 68,8% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	25	2328.84	турбидиты	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	морская обстановка	100% кальцита и 68,8% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	26	2329.28	турбидиты	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 68,8% каолинита

## Продолжение таблицы приложения Б

1	2	3	4	5	6	7	8
ЮК <sub>2</sub>	27	2329.47	турбидиты	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	-	68,8% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	28	2329.58	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежно-морская фация	-	68,8% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	29	2329.83	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежно-морская фация	-	68,8% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	33	2333.80	турбидиты	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	-	64,6% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	36	2335.48	-	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	-	55,1% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	42	2342.09	-	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 55,1% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	43	2342.77	-	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 35,5% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	48	2348.03	-	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 55,1% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	49	2348.24	-	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 56,3% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	50	2349.22	турбидиты	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 55,7% каолинита
ЮК <sub>5</sub>	51	2396.20	турбидиты	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	-	76,5% каолинита
ЮК <sub>5</sub>	52	2396.39	турбидиты	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	-	76,5% каолинита
ЮК <sub>5</sub>	53	2396.46	-	-	-	-	76,5% каолинита
ЮК <sub>5</sub>	55	2398.33	-	-	-	морская обстановка	100% кальцита и 77,6% каолинита
ЮК <sub>5</sub>	56	2398.62	-	-	-	морская обстановка	100% кальцита и 78,9% каолинита
ЮК <sub>5</sub>	57	2398.98	турбидиты	речные отложения (береговой вал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	66,7% сидерита и 82,4% каолинита
<b>Скважина 1831 Ем-Ёговского месторождения</b>							
ЮК <sub>2</sub>	16	2356.23	турбидиты	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 53,7% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	17	2356.65	турбидиты	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 53,7% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	19	2358.35	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 36% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	20	2358.78	-	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	75% сидерита и 35,9% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	21	2358.97	-	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 62,1% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	22	2359.08	-	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	83,3% сидерита и 66,7% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	23	2359.22	турбидиты	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 66,1% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	24	2359.45	-	-	-	морская обстановка	71,4% кальцита и 64,2% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	25	2359.59	-	-	-	морская обстановка	66,7% кальцита и 66% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	26	2359.86	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	62,5% сидерита и 76,4% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	30	2362.76	турбидиты	речные отложения (береговой вал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 36,1% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	31	2363.13	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 69,1% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	32	2363.82	турбидиты	речные отложения (береговой вал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 68,5% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	34	2364.35	турбидиты	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 66,1% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	35	2364.66	турбидиты	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 77,8% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	36	2365.11	турбидиты	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 77,8% каолинита







## Продолжение таблицы приложения Б

1	2	3	4	5	6	7	8
ЮК <sub>2</sub>	48	2287.87	-	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 68,7% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	49	2288.15	-	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 68,8% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	56	2292.08	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 60,2% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	57	2292.93	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	54,5% сидерита и 61,5% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	58	2293.50	-	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 61,6% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	60	2294.10	-	-	-	морская обстановка	42,9% сидерита и 58,4% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	61	2294.95	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 58,3% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	62	2295.15	-	-	-	морская обстановка	20% сидерита и 55,2% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	63	2295.85	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	морская обстановка	25% сидерита и 60% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	68	2298.32	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 75% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	71	2300.03	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	77,8% сидерита и 60,1% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	72	2300.08	-	-	-	морская обстановка	42,9% сидерита и 56,1% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	73	2300.18	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 61,8% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	74	2300.28	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	62,5% сидерита и 75% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	75	2300.71	-	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	50% сидерита и 68,8% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	76	2300.77	-	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	60% сидерита и 68,8% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	77	2300.82	-	-	-	морская обстановка	38,5% сидерита и 68,8% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	78	2300.93	-	-	-	морская обстановка	30% сидерита и 75% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	79	2301.03	-	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 76,5% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	80	2301.18	-	-	-	морская обстановка	23,8% сидерита и 77% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	81	2301.31	-	-	-	морская обстановка	18,2% сидерита и 75% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	82	2301.41	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 75% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	83	2301.51	турбидиты	-	-	прибрежно-морская обстановка	87,5% сидерита и 75% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	84	2301.56	-	-	-	морская обстановка	42,9% сидерита и 75% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	85	2301.64	-	-	-	морская обстановка	45,5% сидерита и 75% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	86	2301.72	-	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	66,7% сидерита и 75% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	87	2301.97	-	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	71,4% сидерита и 75% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	88	2302.38	-	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	57,1% сидерита и 75% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	89	2302.45	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	70% сидерита и 75% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	93	2305.93	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 62,5% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	95	2306.65	-	речные отложения (вторичный канал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 62,5% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	96	2306.95	-	речные отложения (вторичный канал)	прибрежно-морская фация	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 62,5% каолинита
<b>Скважина 1843 Ем-Ёговского месторождения</b>							
ЮК <sub>2</sub>	60	2321.13	-	-	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 75% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	61	2321.35	турбидиты	-	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 87,3% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	62	2321.56	-	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 66,7% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	63	2321.98	турбидиты	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	66,7% сидерита и 88,2% каолинита

## Продолжение таблицы приложения Б

1	2	3	4	5	6	7	8
ЮК <sub>2</sub>	64	2322.08	-	-	-	морская обстановка	90,2% кальцита и 69,2% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	65	2322.20	турбидиты	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 86,4% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	66	2322.30	-	заполнение нижней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 68,8% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	67	2322.45	турбидиты	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 88,6% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	68	2322.55	турбидиты	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 88,2% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	69	2322.62	турбидиты	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 88,2% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	70	2322.70	турбидиты	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 89% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	71	2322.78	турбидиты	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 89,1% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	72	2322.98	-	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 88,2% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	73	2323.30	-	заполнение нижней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 90,2% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	74	2323.68	-	-	-	обстановка застойных участков	88,9% доломита и 82,4% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	75	2323.87	-	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 82,4% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	76	2324.02	-	-	-	обстановка застойных участков	15,8% сидерита и 81,8% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	77	2324.70	турбидиты	пойма в дали от основного русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 64,7% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	78	2325.45	турбидиты	пойма в дали от основного русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	-	56,3% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	79	2325.68	-	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 40,1% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	80	2326.25	-	заполнение верхней части отмирающего русла	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 40,4% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	81	2327.05	турбидиты	выступающий из глубины бар	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 40% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	82	2327.74	турбидиты	речные отложения (вторичный канал)	прибрежная фация огромных открытых акваторий	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 40% каолинита
<b>Скважина 1834 Ем-Ёговского месторождения</b>							
ЮК <sub>2</sub>	20	2336.27	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	54,5% сидерита и 66,1% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	21	2336.70	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 66,2% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	22	2337.33	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 66,1% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	23	2337.87	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 60% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	24	2338.40	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 60,3% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	25	2338.75	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 61,3% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	26	2339.15	-	-	-	обстановка застойных участков	66,7% доломита и 61,1% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	27	2339.77	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 58,8% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	28	2340.10	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 58,8% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	29	2340.85	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 58,8% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	30	2341.15	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 55,2% каолинита
ЮК <sub>2</sub>	31	2341.68	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 55,2% каолинита

## Продолжение таблицы приложения Б

1	2	3	4	5	6	7	8
ЮК <sub>2</sub>	<b>32</b>	2342.20	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 55,4% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>33</b>	2342.18	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 61,2% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>34</b>	2342.80	-	-	-	-	55,2% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>35</b>	2343.45	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 58% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>36</b>	2343.80	-	-	-	-	75% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>37</b>	2344.23	-	-	-	-	47,1% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>38</b>	2344.89	-	-	-	-	42,7% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>39</b>	2345.28	-	-	-	-	43,5% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>40</b>	2345.83	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 43,5% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>41</b>	2346.16	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 43,5% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>42</b>	2346.68	-	-	-	-	43,5% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>44</b>	2347.83	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 43,6% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>45</b>	2349.60	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	80% сидерита и 42,6% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>46</b>	2349.68	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 42,7% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>47</b>	2349.78	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 44,2% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>48</b>	2349.87	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	60% сидерита и 68,3% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>49</b>	2349.94	-	-	-	морская обстановка	75% кальцита и 68,4% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>50</b>	2350.14	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 61,2% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>51</b>	2350.80	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 61,3% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>52</b>	2351.05	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 61,2% каолинита
ЮК <sub>3</sub>	<b>53</b>	2351.55	-	-	-	прибрежно-морская обстановка	100% сидерита и 59,8% каолинита

## Приложение В

### Сводная таблица параметров пласта ЮК<sub>2</sub> Ем-Ёговского месторождения

№ п. п.	Скв.	Глубина, м		Глубина в а.о., м		Нэфф, м	Нобщ, м	PS, мВ	Кп, д.ед	Кн, д.ед	Кпр, мД
		кровля ЮК <sub>2</sub>	подошва ЮК <sub>2</sub>	кровля ЮК <sub>2</sub>	подошва ЮК <sub>2</sub>						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1002	2336.68	2344.81	-2290.78	-2298.91	2.6	8.1	7	0.11	0.40	1.11
2	1013	2660.43	2669.85	-2277.53	-2286.95	4.4	9.4	10	0.13	0.51	3.10
3	1017	2415.05	2424.44	-2280.05	-2289.44	2.8	9.4	18	0.13	0.40	1.61
4	1029	2288.64	2297.15	-2243.64	-2252.15	3.0	8.5	8	0.15	0.62	12.90
5	1037	2524.53	2531.58	-2209.53	-2216.58	3.7	7.0	10	0.13	0.50	2.76
6	1041	2276.23	2281.05	-2229.23	-2234.05	4.6	4.8	-	0.12	0.53	2.89
7	1062	2367.33	2377.99	-2272.03	-2282.69	5.6	10.7	9	0.15	0.51	5.77
8	1074	2379.64	2387.66	-2229.34	-2237.36	4.0	8.0	14	0.14	0.59	7.08
9	1075	2260.82	2270.17	-2211.62	-2220.97	2.8	9.3	15	-	-	-
10	1076	2349.54	2356.73	-2227.09	-2234.28	3.4	7.2	12	0.12	0.56	2.71
11	1083	2429.63	2436.08	-2286.53	-2292.98	3.6	6.4	7	0.17	0.51	8.37
12	1095	2376.54	2390.31	-2234.54	-2248.31	3.6	13.8	8	0.12	0.52	2.79
13	1098	2437.37	2446.27	-2269.08	-2277.98	3.2	8.9	4	-	-	-
14	1106	2309.56	2318.21	-2267.56	-2276.21	5.8	8.7	9	0.14	0.51	4.00
15	1116	2488.63	2499.40	-2263.43	-2274.20	3.4	10.8	8	0.13	0.61	5.29
16	1139	2406.47	2417.20	-2284.47	-2295.20	5.0	10.7	9	0.14	0.60	7.68
17	1140	2320.41	2328.58	-2276.41	-2284.58	-	8.2	5	-	-	-
18	1141	2379.31	2390.47	-2254.31	-2265.47	4.2	11.2	6	-	-	-
19	1145	2459.23	2466.82	-2265.83	-2273.42	4.2	7.6	4	0.12	0.47	1.84
20	1168	2349.21	2357.01	-2295.21	-2303.01	4.0	7.8	5	0.15	0.59	7.46
21	1169	2642.53	2649.20	-2296.53	-2303.20	4.0	6.7	6	0.12	0.47	1.70
22	1193	2565.55	2579.09	-2315.55	-2329.09	4.4	13.5	10	0.14	0.54	4.93
23	1196	2508.97	2517.86	-2305.97	-2314.86	4.4	8.9	12	0.13	0.65	6.54
24	1197	2678.47	2687.04	-2309.47	-2318.04	-	8.6	8	-	-	-
25	1283	2592.63	2603.60	-2268.13	-2279.10	4.3	11.0	14	0.12	0.43	1.63
26	1330	2383.45	2392.20	-2190.05	-2198.80	3.4	8.8	19	0.15	0.60	10.50
27	1335	2277.30	2288.08	-2189.50	-2200.28	4.0	10.8	20	0.16	0.57	9.74
28	1445	2605.79	2615.59	-2334.79	-2344.59	2.8	9.8	10	0.13	0.51	3.90
29	1812	2325.19	2332.76	-2284.39	-2291.96	4.2	7.6	5	0.12	0.50	2.74
30	1814	2298.30	2304.90	-2240.30	-2246.90	3.0	6.6	24	0.17	0.48	5.26
31	1816	2264.25	2280.00	-2189.35	-2205.10	1.8	3.4	3	-	-	-
32	1817	2312.12	2320.31	-2257.72	-2265.91	2.2	8.2	25	0.13	0.57	4.50
33	1818	2251.55	2259.89	-2193.75	-2202.09	1.6	8.3	3	0.15	0.37	2.00
34	1819	2258.87	2268.28	-2231.87	-2241.28	2.6	9.4	5	0.12	0.39	1.37
35	1820	2288.36	2295.42	-2229.76	-2236.82	5.6	7.1	13	0.16	0.61	19.01
36	1821	2325.88	2335.39	-2257.18	-2266.69	5.2	9.5	13	0.16	0.60	13.67
37	1825	2326.48	2342.73	-2270.08	-2286.33	3.6	16.3	35	0.13	0.60	7.66
38	1827	2339.35	2346.97	-2256.55	-2264.17	3.0	7.6	45	0.14	0.56	4.93
39	1828	2399.78	2418.53	-2295.18	-2313.93	1.2	18.8	11	0.17	0.52	41.40

## Продолжение таблицы приложения В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
40	1830	2248.70	2253.88	-2195.80	-2200.98	3.2	5.2	17	0.16	0.50	6.12
41	1831	2350.32	2358.49	-2294.22	-2302.39	3.4	8.2	10	0.13	0.47	2.51
42	1834	2336.45	2344.80	-2256.45	-2264.80	2.8	8.4	4	0.14	-	-
43	1836	2286.61	2292.93	-2226.71	-2233.03	3.0	6.3	18	0.16	0.59	10.20
44	1838	2339.22	2345.20	-2261.52	-2267.50	3.2	6.0	10	0.15	0.59	8.37
45	1841	2392.66	2401.33	-2305.26	-2313.93	4.2	8.7	33	0.13	0.62	6.84
46	1843	2320.55	2328.37	-2245.95	-2253.77	4.2	7.8	10	0.15	0.49	6.35
47	1844	2372.23	2382.50	-2285.03	-2295.30	4.6	10.3	15	0.15	0.66	14.91
48	1848	2333.62	2345.32	-2265.32	-2277.02	2.8	11.7	3	0.13	-	-
49	1860	2469.01	2475.34	-2310.41	-2316.74	4.2	6.3	8	0.12	0.48	2.12
50	1865	2509.64	2521.26	-2268.84	-2280.46	5.8	11.6	17	0.16	0.61	15.28
51	1867	2482.90	2493.03	-2192.70	-2202.83	4.0	10.1	25	0.13	0.54	6.58
52	1868	2438.05	2444.20	-2243.85	-2250.00	3.5	6.1	18	-	-	-
53	1870	2436.69	2445.64	-2249.69	-2258.64	2.8	8.9	7	0.14	0.52	4.14
54	1873	2404.92	2411.58	-2275.92	-2282.58	3.6	6.7	33	0.16	0.53	10.39
55	1875	2474.29	2483.18	-2280.89	-2289.78	2.4	8.9	10	0.14	0.47	3.67
56	1888	2395.69	2416.07	-2207.99	-2228.37	2.4	20.4	8	-	-	-
57	1895	2344.89	2358.98	-2272.73	-2286.82	3.1	14.1	6	0.14	0.46	5.02
58	1896	2530.33	2539.58	-2254.41	-2263.66	2.6	9.3	10	-	-	-
59	1898	2497.45	2505.41	-2234.85	-2242.81	2.4	8.0	12	0.13	0.41	1.74
60	2001	2604.63	2618.75	-2232.15	-2246.27	1.1	14.1	18	0.15	0.72	17.40
61	2003	2498.74	2507.07	-2282.55	-2290.88	1.6	8.3	13	0.13	0.73	9.30
62	2014	2418.78	2425.52	-2263.25	-2269.99	2.5	6.7	9	0.15	0.41	5.51
63	2062	2388.70	2395.09	-2256.08	-2262.47	1.4	6.4	9	0.16	0.65	13.60
64	2548	2347.06	2358.69	-2271.76	-2283.39	7.0	11.6	60	0.14	0.53	5.15
65	122r	2405.72	2416.55	-2367.22	-2378.05	0.0	10.8	8	-	-	-
66	30015r	2404.30	2420.06	-2361.60	-2377.36	0.0	15.8	12	-	-	-
67	30017r	2452.48	2462.91	-2404.98	-2415.41	0.0	10.4	5	-	-	-
68	33r	2439.79	2448.66	-2400.59	-2409.46	0.0	8.9	-	-	-	-
69	504r	2459.35	2469.19	-2337.55	-2347.39	2.0	9.8	28	-	-	-
70	515r	2414.43	2425.02	-2372.43	-2383.02	0.0	10.6	12	-	-	-
71	61r	2453.50	2479.69	-2404.10	-2430.29	0.0	26.2	18	-	-	-
72	71r	2386.82	2401.63	-2361.42	-2376.23	0.0	14.8	11	-	-	-
73	7r	-	-	-	-	0.0	-	-	-	-	-
74	10r	2362.51	2371.10	-2300.76	-2309.35	2.2	8.6	8	0.12	0.45	1.94
75	12r	2331.54	2338.55	-2290.54	-2297.55	2.8	7.0	3	0.15	0.46	3.68
76	13r	2406.48	2412.03	-2363.88	-2369.43	4.6	5.6	-	0.16	0.41	3.06
77	14r	2336.09	2341.55	-2292.83	-2298.29	2.8	5.5	7	0.14	0.46	2.96
78	15r	2383.50	2391.90	-2356.50	-2364.90	3.2	8.4	12	0.11	0.57	2.78
79	162r	2393.99	2399.41	-2349.37	-2354.79	1.4	5.4	10	0.17	0.44	3.85
80	16r	2446.09	2451.42	-2399.29	-2404.62	3.0	5.3	24	0.12	0.44	1.82
81	17r	2359.47	2366.08	-2325.38	-2331.99	3.4	6.6	8	0.14	-	-
82	1815r	2328.45	2335.99	-2258.50	-2266.04	2.8	7.5	40	0.15	0.59	11.29
83	1823r	2303.60	2313.60	-2256.44	-2266.44	4.2	10.0	16	0.17	0.62	25.23



## Продолжение таблицы приложения В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
84	1829r	2328.36	2338.27	-2263.17	-2273.08	3.0	9.9	36	0.16	0.65	12.66
85	1835r	2282.80	2291.02	-2222.26	-2230.48	5.4	8.2	23	0.15	0.65	10.57
86	1849r	2352.10	2358.25	-2284.73	-2290.88	1.2	6.2	6	0.15	0.60	8.10
87	1866b	2485.23	2493.34	-2201.23	-2209.34	4.1	8.1	14	0.15	0.42	2.59
88	1889r	2497.64	2505.61	-2261.51	-2269.48	3.2	8.0	12	-	-	-
89	20r	2410.73	2420.70	-2362.33	-2372.30	1.8	10.0	2	0.12	0.40	1.36
90	30007r	2374.88	2383.70	-2329.88	-2338.70	4.4	8.8	12	0.15	0.57	7.01
91	30023r	2408.31	2415.64	-2362.31	-2369.64	-	7.3	-	-	-	-
92	30024r	2398.52	2408.38	-2368.52	-2378.38	-	9.9	10	-	-	-
93	30026r	2361.20	2370.57	-2327.50	-2336.87	2.2	9.4	8	0.12	0.40	1.26
94	30029r	2429.53	2441.27	-2350.29	-2362.03	2.4	11.7	30	0.16	-	-
95	3r	2368.38	2384.30	-2330.38	-2346.30	4.2	15.9	24	0.17	0.54	9.44
96	418r	2362.30	2367.57	-2319.00	-2324.27	2.6	5.3	7	0.15	0.57	7.58
97	434r	2424.65	2428.26	-2375.44	-2379.05	1.6	3.6	-	0.12	0.40	1.43
98	439r	2307.35	2315.74	-2258.99	-2267.38	4.0	8.4	16	0.15	0.59	7.96
99	462r	2425.34	2436.93	-2384.84	-2396.43	4.4	11.6	20	0.16	-	-
100	463r	2368.20	2370.25	-2330.20	-2332.25	2.2	2.1	9	-	-	-
101	4r	2344.56	2357.58	-2305.96	-2318.98	4.8	13.0	23	0.16	-	-
102	501r	2394.59	2404.09	-2310.50	-2320.00	3.0	9.5	8	0.15	0.60	7.92
103	505r	2419.72	2429.39	-2340.79	-2350.46	2.4	9.7	12	0.16	0.40	2.63
104	50r	2352.20	2357.55	-2312.20	-2317.55	2.8	5.4	5	0.16	0.55	7.77
105	517r	2418.10	2431.28	-2303.00	-2316.18	2.2	13.2	7	0.14	0.42	3.52
106	518r	2350.57	2359.24	-2284.20	-2292.87	2.2	8.7	17	0.16	0.65	14.45
107	538r	2416.59	2426.92	-2344.50	-2354.83	3.0	10.3	26	0.15	0.39	2.18
108	540r	2346.18	2352.30	-2299.43	-2305.55	1.8	6.1	7	0.15	0.45	2.86
109	547r	2300.19	2311.26	-2262.95	-2274.02	4.0	11.1	22	0.15	0.52	5.49
110	560r	2357.73	2363.60	-2308.95	-2314.82	2.4	5.9	10	0.15	0.56	7.26
111	584r	2381.07	2391.76	-2337.77	-2348.46	3.0	10.7	16	0.11	0.36	0.99
112	5r	2410.47	2424.52	-2342.47	-2356.52	2.6	14.1	12	0.12	-	-
113	602r	2339.44	2349.85	-2310.41	-2320.82	2.8	10.4	21	0.13	0.43	2.18
114	608r	2381.33	2394.52	-2337.63	-2350.82	4.6	13.2	25	0.17	0.50	8.95
115	702r	2342.48	2360.88	-2314.78	-2333.18	3.8	18.4	22	0.12	0.55	3.81
116	86r	2407.55	2421.31	-2323.85	-2337.61	7.4	13.8	18	0.13	0.53	3.62
117	8r	2363.30	2372.21	-2306.00	-2314.91	2.4	8.9	10	0.13	0.59	4.23
118	93r	2384.78	2392.54	-2273.96	-2281.72	4.0	7.8	3	0.15	0.44	3.14