

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М.В. ЛОМОНОСОВА
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

На правах рукописи



Гафурова Дина Ринатовна

**Преобразование органического вещества и формирование
порового пространства в результате теплового воздействия на
породы семилукского (доманикового) горизонта Южно-
Татарского свода**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геол.-мин. наук
Калмыков Георгий Александрович

Москва – 2018

Оглавление	
Список принятых сокращений	3
Введение	4
Глава 1. Современное состояние проблемы исследования преобразования органического вещества и формирования порового пространства в результате теплового воздействия на высокоуглеродистые породы	9
1.1 Изученность и характеристика пород семилукского (доманикового) горизонта	9
1.2 Экспериментальные исследования процессов первичной миграции и трансформации пустотного пространства высокоуглеродистых пород	14
Глава 2. Основные черты геологического строения и нефтегазоносности изучаемой территории	27
2.1 Стратиграфия	27
2.2 Тектоника	34
2.3 История геологического развития.....	39
2.4 Нефтегазоносность.....	45
Глава 3. Строение и состав пород доманикового горизонта	50
3.1 Формирование коллекции образцов. Предварительные исследования образцов	50
3.2 Типизация пород доманикового горизонта.....	52
3.3 Характеристика разрезов доманикового горизонта.....	67
Глава 4. Исследование трансформации порового пространства пород доманикового горизонта	81
4.1 Постановка эксперимента по исследованию трансформации порового пространства пород путем нагрева	81
4.1.1 Определение оптимальных параметров прогрева пород	82
4.1.2 Основные расчетные томографические параметры для оценки степени трансформации порового пространства пород	84
4.2 Результаты прогрева пород.....	86
4.2.1 Породы с содержанием органического вещества до 0,5%	87
4.2.2 Породы с содержанием органического вещества более 0,5%	89
4.3 Преобразование органического вещества и формирование порового пространства горных пород доманикового горизонта	105
Глава 5. Выделение перспективных типов разреза для преобразования органического вещества и формирования максимально развитой структуры порового пространства пород в результате термического воздействия	108
Заключение	112
Приложение 1.1	122
Приложение 1.2	125
Приложение 2	128

Список принятых сокращений

Термин	Определение
D _{3fr2} dm	Доманиковый (семилукский) горизонт
HI	Водородный индекс (Hydrogenous index)
OI	Кислородный индекс (Oxygen index)
PI	Индекс продуктивности (Production index)
S1	Пик пиролиза. Количество сорбированных легких УВ, до 300°C, мг УВ/г
S2	Пик пиролиза. Количество нерастворимой части ОВ, сорбированных тяжелых УВ и гетероатомных соединений, 300-650°C, мг УВ/г породы
SCT	Томографическая связанность
ΔSCT	Изменение томографической связанности
Tmax	Температура максимального выхода УВ при пиролизе керогена, °C
ТОС	Содержание общего органического углерода (Total organic carbon), %
ГЗН	Главная зона нефтеобразования
ДВУФ	Доманиковая высокоуглеродистая формация
КпСТ	Томографическая пористость
ΔКпСТ	Изменение томографической пористости
КТ, микро КТ	Компьютерная томография
МК	Мезокатагенез
НГБ	Нефтегазоносный бассейн
ОВ	Органическое вещество
ПК	Протокатагенез
ПМП	Первично-миграционные процессы
РЭМ	Растровый электронный микроскоп
УВ	Углеводороды
ЮТС	Южно-Татарский свод

Введение

Актуальность исследования

В настоящее время наблюдается тенденция к снижению традиционных запасов нефти и газа. В связи с этим возникает необходимость поиска и разработки нетрадиционных источников углеводородного сырья (УВ). Одним из таких источников являются высокоуглеродистые отложения, из которых, при тепловом воздействии на содержащийся в них кероген, можно получать «синтетическую» нефть. Интерес к высокоуглеродистым формациям (ВУФ) как к нефтегазоматеринским толщам возник давно - с момента становления осадочно-миграционной теории формирования нефтегазовых залежей. Новый виток интереса связан с успехами американских нефтяников по добычи «сланцевой» нефти. Не смотря на длительную историю изучения ВУФ у исследователей остается множество вопросов, которые ждут своего решения. Часть из этих вопросов связана с преобразованием керогена в процессе теплового воздействия. Эти вопросы относятся как к фундаментальной науке: как формировалось поровое пространство отложений ВУФ, как протекает процесс преобразования керогена в жидкие и газообразные флюиды под воздействием температуры, так и имеют прикладное значение, а именно, как можно получать нефть и газ при тепловом воздействии на породы. Возможность получить ответы на эти вопросы появилась сравнительно недавно и связана, в первую очередь, с использованием для изучения пород микротомографических (мкТ) установок. Объединение в единый комплекс исследований микротомографии, растровой электронной микроскопии, конфокальной микроскопии, пиролитического прогрева пород и ряда других позволило автору изучать процессы, проходящие в породах ВУФ до уровня 1 микрометра. В качестве объекта исследований автор выбрала высокоуглеродистые отложения семилукского (доманикового) горизонта. Породы семилукского (доманикового) горизонта в разрезе характеризуются высокой изменчивостью по составу и строению. Прогрев горных пород с целью получения жидких УВ может являться одним из решений вопроса разработки таких отложений. В связи с этим возникают вопросы относительно того, какими характеристиками должны обладать горные породы, чтобы использовать термическое воздействие для промышленной разработки методом теплового воздействия.

В рамках работы изучались отложения доманикового горизонта, вскрытых скважинами Тлянчи-Тамакская, Тлянчи-Тамакская-1, Азнакаевская, Березовская, Сулинская и Сармановская Южно-Татарского свода Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ).

Изучение условий и процессов генерации УВ, формирования и трансформации пустотного пространства в этих породах является ключом для понимания механизмов

нефтегазообразования и определения оптимальных, рентабельных способов их промышленной разработки. Работы проводились на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова при частичной финансовой поддержке РФФИ в рамках гранта № 16-35-00576.

Цель исследования Выявление особенностей и характера преобразования органического вещества и порового пространства пород высокоуглеродистой формации в процессе нефтегазообразования в результате термического прогрева пород.

Задачи исследования

1. Обобщение материалов по геологическому строению Южно-Татарского свода Волго-Уральского НГБ.
2. Аналитический обзор экспериментальных исследований по изучению процессов трансформации органического вещества и порового пространства высокоуглеродистых пород и миграции УВ.
3. Типизация пород доманикового горизонта. Анализ закономерностей распространения выделенных типов пород в разрезах скважин.
4. Определение оптимальных режимов прогрева горных пород для максимальной трансформации пустотного пространства.
5. Проведение термических экспериментов и анализ полученных результатов.
6. Выделение наиболее перспективных для получения в процессе нагрева «синтетической» нефти типов разрезов и зон их распространения.

Фактический материал и методы исследования В ходе работы были изучены горные породы, представленные керновым материалом, извлеченным из шести скважин в пределах Южно-Татарского свода Волго-Уральского НГБ. Суммарный вынос керна составил 83 м. На отобранных 110 образцах были проведены детальные литологические исследования керна, включающие макро- и микроскопические описания, а также рентгенофазовый анализ. Геохимические характеристики были получены с помощью пиролиза по методу Rock Eval. Породы, вошедшие в выборку эксперимента (62 образца), были изучены под растровым электронным микроскопом с комбинированной системой рентгеноспектрального микроанализа (РЭМ). Строение порового пространства изучалось с помощью рентгеновского компьютерного микротомографа (КТ).

Личный вклад автора Автором была подобрана экспериментальная коллекция образцов (62 образца). Выполнены работы по изучению строения пород под растровым электронным микроскопом (62 образца), а также под оптическим микроскопом (22 образца). Проведена типизация горных пород, охарактеризованы разрезы. Автор самостоятельно выполнила все рентгено-томографические исследования пород (124

съемки). Разработала методику постановки эксперимента (с учетом дополнительных тестовых измерений). Данные, полученные в результате проведения эксперимента, были проанализированы с помощью специализированного ПО. Интерпретация полученных результатов выполнялась автором по данным комплексного исследования.

Научная новизна работы

1. Впервые на представительной коллекции кернового материала с помощью комплекса современных лабораторных методов установлены типы и особенности трансформации пустотного пространства при изучении стереологического строения разных литотипов пород доманикового горизонта при тепловом воздействии.
2. Установлен оптимальный режим теплового воздействия на породы доманикового горизонта с точки зрения максимального преобразования порового пространства.
3. Установлены основные структурные и вещественные характеристики пород, определяющие степень и тип трансформации пустотного пространства при генерации УВ.
4. Впервые определены характеристики органического вещества, особенности состава и строения отложений доманикового горизонта, определяющие перспективность горных пород для получения «синтетической» нефти при тепловом воздействии на них.

Практическое значение работы заключается в выявлении потенциально перспективных типов разреза доманикового горизонта для промышленной разработки методом нагрева.

Защищаемые положения

1 Тип трансформации порового пространства пород доманикового горизонта с содержанием органического вещества $ОВ > 0,5\%$, в результате прогрева обуславливается структурой распределения органического вещества, составом и строением пород.

2 Степень трансформации порового пространства пород доманикового горизонта с содержанием $ОВ > 0,5\%$ в результате прогрева определяется содержанием органического вещества в породах.

3 Отложения доманикового горизонта, накопленные в наиболее погруженных частях бассейна, являются более перспективными для образования "синтетической" нефти и формирования порового пространства пород при термическом воздействии, так как обладают повышенными содержаниями ОВ и слоистыми микротекстурами.

Апробация работы и публикации Основные научные положения, различные аспекты и практические результаты диссертационной работы докладывались на IV Международной научно-практической Конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям» «NANOTECHOILGAS» (г. Москва, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014); П

Международной конференции «Контроль качества при помощи компьютерной томографии: металлообработка, электроника, нефтегазовая сфера» (г. Москва, 2014); III Всероссийской научной конференции "Практическая микротомография", (г.Санкт-Петербург, СПбГУ, 2014); Конференции «Карбонатные резервуары» (Москва, 2015); 5-ой Международной научно-практической конференции ЕАГО: «ГЕОКРЫМ: Проблемы и достижения нефтегазовой геологии и геофизики» (г.Москва, 2015); Научно-практической конференции на тему: «Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в т.ч. из доманиковых отложений» (НГДУ "Ленинбургскнефть", 2015); III Балтийской школе-семинаре «Петрофизическое моделирование осадочных пород» (г.Санкт-Петербург, 2015); Научно-техническом совещании по вопросу изучения трудноизвлекаемых запасов (г.Бугульма, 2016); 4-ой Международной конференции по технологиям контроля (Москва, 2016); Региональном конкурсе студенческих работ России и Каспийского региона SPE (г.Москва, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016); Совместном семинаре EAGE/SPE: Наука о сланцах, проблемы разведки и разработки (г.Москва, 2017); XXIV Международной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых "Ломоносов" (г.Москва, 2017); конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа» (г.Москва, 2017); American Geophysical Union Fall meeting (San Francisco, 2013, 2014, 2015); Computational and Simulation Sciences and Research, Annual Conference (Melbourne, 2015); European Geosciences Union General Assembly (Vienna, 2015, 2016); Advances in Laboratory Testing and Modelling of Soils and Shales (Villars-sur-ollon, 2017); Goldshmidt (Paris, 2017).

Результаты проведенных исследований по теме диссертации изложены в 8-ми опубликованных работах, в том числе в трех журналах, рекомендованных ВАК, и 4-х научных изданиях, индексируемых в базе данных SCOPUS, и материалах международных конференций.

Благодарности. Автор искренне благодарен своему научному руководителю, д.г.-м.н., профессору Калмыкову Георгию Александровичу и к.г.-м.н, научному сотруднику Коросту Дмитрию Вячеславовичу - идейному вдохновителю, без научных консультаций и поддержки которого написание данной работы было бы невозможным. Также автор выражает особую благодарность к.х.н. Калмыкову Антону Георгиевичу за постоянное содействие в практической реализации идеи работы.

Глубокую благодарность автор выражает сотрудникам МГУ имени М.В. Ломоносова за помощь, консультации и поддержку во время работы над диссертацией: А.В. Ступаковой, Н.И. Коробовой, В.А. Жемчуговой, В.С. Белохину, Г.Г. Ахманову, Ю.А. Гатовскому, Н.В. Прониной.

Автор благодарит Е.В.Козлову, Р.А.Хамидуллину, М.М. Фомину, Р.В.Васильева за проведенные аналитические исследования, которые легли в основу работы. За неоценимую помощь в написании научных трудов автор глубоко благодарен Н.Л.Кашиной, С.Р.Корост.

Автор признателен Н.П.Фадеевой, Т.А.Шардановой и А.Н.Хомяку, результаты исследований которых легли в основу литологической типизации, за бесценные консультации и поддержку.

Автор выражает благодарность главному геологу ПАО "Татнефть" имени В.Д.Шашина Р.С.Хисамову и заместителю директора по научной работе в области геологии трудноизвлекаемых запасов «ТатНИПИнефть» В.Г.Базаревской за предоставленные материалы, необходимые для проведения исследований.

Отдельно автор выражает искреннюю и глубокую благодарность членам своей семьи и друзьям за неоценимую поддержку в процессе написания диссертационной работы.

Структура и объем работы Диссертация общим объемом 122 страницы состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы из 84 наименований, содержит 89 рисунков, 6 таблиц и 2 приложения.

Глава 1. Современное состояние проблемы исследования преобразования органического вещества и формирования порового пространства в результате теплового воздействия на высокоуглеродистые породы

1.1 Изученность и характеристика пород семилукского (доманикового) горизонта

Отложения доманикового горизонта являются перспективным нетрадиционным источником нефти и газа. Данные отложения всегда считались нефтегазоматеринскими породами, но до начала «сланцевой революции» не рассматривались в качестве возможных коллекторов нефти и газа, пусть и с невысокими фильтрационно-емкостными свойствами (Цветков Л.Д., 2015, Афанасьева М.С., 1995, Архангельский А.Д., 1929, Губкин И.М., 1932, Страхов Н.М., 1939 и др.).

История открытия нефтегазоматеринских «сланцевых» пород на территории Российской Федерации описана в монографии «Нефтегазоматеринские сланцевые толщи мира» (Цветков Л.Д., 2015). В России из поверхностных обнажений и в вертикальных скважинах «сланцевую» нефть в ограниченных объемах добывают уже около 250 лет. Первое упоминание о «сланцевой» формации - российском доманике, относится к 1692 г., когда сотрудник голландского посольства в России Николай Витсен написал, что «на р. Ухте (Тиманский кряж, Республика Коми) существует порода доманик, которая горит наподобие свечи» (Witsen, 1692). В 1855 году здесь была пробурена первая скважина глубиной 50 м (Цветков Л.Д., 2015).

Значительные притоки нефти в России из трещиноватых зон нефтегазоматеринских «сланцевых» формаций начали получать около полувека назад. Так, на Северном Кавказе (Краснодарский край) в 1965 г. из аргиллитов среднеэоценовой кумской свиты из скважины № 785 Левкинская получен фонтанный приток нефти дебитом 3500 т/сут. (Заграбянц, 1990). В Западной Сибири (Ханты-Мансийский автономный округ) в 1968 г. из глинисто-битуминозных пород среднетитонско-нижнеберриасской баженовской свиты в скважине 12-Р Салымской площади получен фонтанный приток нефти дебитом 700 м³/сут (Карпов В.А., 2013). Добыча нефти из баженовской свиты в Западной Сибири исчисляется десятками миллионов тонн (Стрижнев К.В., 2014; Цветков Л.Д., 2013). Общая накопленная добыча сланцевой нефти в России приближается к 200 млн.т. (Цветков Л.Д., 2015).

Изначально слово «доманик» было приурочено к горизонту, относящемуся к среднефранскому ярусу позднего девона, названному в честь реки Доманик притока Ухты на Тимане, в этом месте мощность отложений достигает 90 м (Ильменова О.Д., 2002). В дальнейшем, в силу сходства условий осадконакопления и минерального состава, стали выделять доманиковую формацию (доманикиты, доманикоиды, доманиковая высокоуглеродистая формация) – комплекс отложений, накопление которых происходило

в среднефранско-турнейский период (Неручев С.Г., 1986, Бадамшин Э.З., 1995, Ананьев В.В., 2007, Ступакова А.В., 2015). В связи с тем, что большинство авторов не разделяет породы доманикового горизонта отдельно, а рассматривает их в комплексе, в данной главе будет приведен краткий литературный обзор по доманиковым отложениям, как комплекса горных пород ($D_3fr_2-C_{1t_1}$).

Доманиковым отложениям по различным источникам даются разные определения, так, например, Клубова Т.Т. характеризует их, как темно-коричневые, иногда черные, тонкозернистые, тонкослоистые, глинисто-карбонатные породы, обогащенные ОВ и кремнеземом и содержащие богатую и разнообразную фауну (Клубова Т.Т., 1988). Главной генетической особенностью изучаемых отложений Зайдельсон М.И. выделяет аномально высокую обогащенность органическим веществом и кремнеземом (Зайдельсон М.И., 1990). Ананьев В.В. дает определение доманикитам, как глинистые, глинисто-карбонатные, кремнисто-глинисто-карбонатные и кремнистые высокобитуминозные разности пород, содержащие рассеянное органическое вещество сапропелевого типа ($Сорг=5-20\%$) (Ананьев В.В., 2007). Определение Кривощёкова С.Н. звучит так: «для доманиковой формации характерны повышенная глинистость, битуминозность и трещиноватость, частое появление на фоне темноцветных пород светлых биогермных разностей, а также значительная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств пород по разрезу и площади» (Кривощёков С.Н., 2013). Л.Д. Цветков характеризует доманиковые породы, как тонкое переслаивание темных сильно битуминозных известняков (участками окремненных) с аргиллитами (Цветков Л.Д., 2013).

Большинство авторов опираются на минеральный состав для определения понятия «доманиковая формация» и не учитывают условия и районы накопления отложений. Дополненное определение, данное Ступаковой А.В., звучит следующим образом:

Доманиковая высокоуглеродистая формация (ДВУФ) - это высокоуглеродистая тонкослоистая формация, охватывающая стратиграфический интервал от саргаевского горизонта верхнего девона до турнейского яруса нижнего карбона, сформированная на востоке Восточно-Европейской платформы в условиях недокомпенсации внутришельфовых впадин, которая способна как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара (Ступакова А.В. 2015 с дополнениями).

Несмотря на разные варианты определений доманиковых отложений, стоит отметить, что везде упоминается содержание трех основных компонентов, таких, как глины, карбонаты и кремнезем. Впервые трехкомпонентная модель строения доманиковых

пород была предложена Теодоровичем Г.И. в 1958 году (Теодорович Г.И., 1958). Со временем она была дополнена четвертым компонентом - ОВ, который выступает как полноценный породообразующий компонент породы (Кирюхина Т.А., 2013).

Доманиковые отложения распространены меридиональной полосой протяженностью около 2000 км, шириной 700-800 км на востоке восточно-европейской платформы вдоль Уральской складчатой системы (Зайдельсон М.И., 1990; Кирюхина Т.А., 2013; Цветков Л.Д. 2013) (Рисунок 1.1). Формирование такой крупной и широко распространенной формации связано с активной трансгрессией морского бассейна со стороны Урала на прилегающие платформенные области. Морской бассейн перекрыл все впадины и своды, унаследованные от более ранней авлакогеновой стадии развития региона, и в среднефранское время (семилуцкое) позднего девона на большей части Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов установился режим некомпенсированного осадконакопления. По обрамлению зоны максимального погружения росли барьерные рифы, которые обрамляли область распространения доманиковых депрессионных фаций, встречаются также и одиночные биогермные постройки (Кирюхина Т.А. и др., 2013).

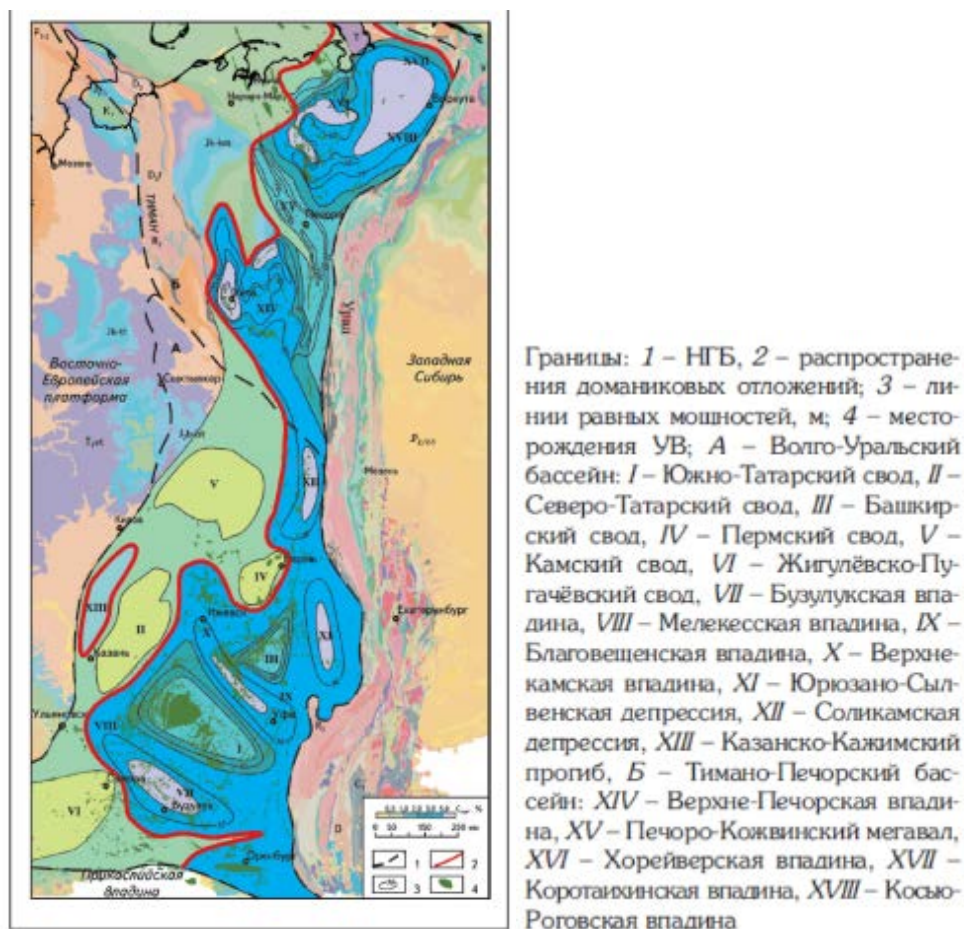


Рисунок 1.1 Схема развития доманиковых отложений в Волго-Уральском и Тимано-Печорском бассейнах (Кирюхина Т.А., 2013)

В последующем, в позднефранское и раннекаменноугольное (до ранневизейского) время, карбонатные постройки распространялись в пределах установившейся карбонатной платформы, занимая, приподнятые территории, унаследованные от предшествующего этапа развития (Татарский, Башкирский своды Волго-Уральского бассейна, Большеземельский свод Тимано-Печорского бассейна). Область депрессионных фаций постепенно сокращалась и ограничивалась отдельными межрифовыми впадинами, также часто структурно унаследованными от предшествующих этапов развития. В результате доманиковые отложения распространены практически повсеместно в восточных частях Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов (Кирюхина Т.А., 2013).

Изучаемая территория на период накопления доманиковой высокоуглеродистой формации характеризовалась сильно расчлененным рельефом дна и довольно значительными колебаниями глубин, что отразилось на литолого-стратиграфических особенностях строения доманиковых отложений (Беляева Н.В., 1999). Подразделение франско-турнейских отложений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) на типы впервые было сделано в 1964 году (Мкртчян О.М., 1964). Подробно изучив разрез, Мкртчян выделил два основных типа отложений: депрессионный и сводовый. Согласно его исследованиям, депрессионный тип разреза представлен глинисто-кремнисто-карбонатными осадками, сконцентрированными в глубоких впадинах. Отложения сводового типа представлены светлыми карбонатными породами и приурочены к сводовым и склоновым частям поднятий (Мкртчян О.М., 1964). Более подробную типизацию доманиковых отложений на основе исследования отложений Калининской впадины приводит Беляева Н.В. В своих исследованиях она выделяет четыре структурно-генетических типа разреза: внутренней зоны мелководного шельфа, внешней зоны мелководного шельфа, склоновый и депрессионный (Беляева Н.В., 1999).

Депрессионный тип разреза приурочен к центральной части впадины, представлен «темноокрашенными тонкослоистыми глинистыми окремнелыми и битуминозными известняками, переслаивающимися с глинисто-битуминозными сланцами, аргиллитами и мергелями». Отложения *разреза внешней зоны мелководного шельфа* окаймляют депрессионную зону. Породы, слагающие этот тип разреза, характеризуются светлой окраской, отсутствием терригенных примесей в карбонатных породах. Для *склонового типа* характерно «переслаивание светлых и темных разностей карбонатных пород (известняков и доломитов) с прослоями аргиллитов, явно выраженная слоистость пород, иногда их брекчированность, трещиноватость и активная стилолитизация». *Разрез внутренней зоны мелководного шельфа* представлен «нормально слоистыми светлоокрашенными известняками, кристаллическими, органогенными, органогенно-обломочными участками

доломитизированными, с прослоями и пачками доломитов, нередко с включениями ангидрита». Они содержат остатки мелководных морских беспозвоночных и водорослей. Местами встречаются тонкие прослои аргиллитов, и нередко сами карбонатные породы содержат терригенную примесь. Это осадки обширного мелководного бассейна (Беляева Н.В., 1999).

Коллектив кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова под руководством Ступаковой А.В. проводил обширные исследования пород доманиковой формации Волго-Уральского НГБ. Результатом детальных литолого-стратиграфических исследований керн скважин явилась типизация разреза на три типа:

- отложения относительно глубоководных депрессионных впадин с некомпенсированным осадконакоплением,
- отложения склоновых поднятий или бортов «рифовых» тел,
- отложения впадин и прогибов с компенсированным осадконакоплением и мелководно-морскими обстановками.

Отложения депрессионной впадины представлены «тонким переслаиванием кремнисто-карбонатных пород, где выделяются темноцветные ритмиты кремнисто-карбонатного или карбонатно-кремнистого состава с высоким содержанием сапропелевого ОВ». Осаждение такого типа разреза приурочено ко времени максимальной трансгрессии морского бассейна. Второй тип разреза приурочен к бортовым и склоновым частям впадин. Для него характерно «уменьшение битуминозности и окремнения», преимущественно карбонатно-кремнистые породы с прослоями известняков глинистых и органогеннообломочных, а также доломитов. Начавшаяся в конце турнейского времени регрессия способствовала существенному привносу в области прогибов глинистого и меньшей степени кластогенного материала, что привело к значительной или почти полной компенсации глубоководных зон (Ступакова А.В., 2015). Содержание органического вещества в разрезах разного типа сильно варьирует от 0,1 до 19%, его среднее значение около 5%. Наибольшие концентрации органического вещества встречаются в породах глинисто-кремнистого состава, наименьшие – в карбонатных (Кирюхина Т.А., 2013).

Резюмируя вышенаписанное, стоит отметить, что доманиковый горизонт является стратиграфическим подразделением средне-франского подъяруса верхнего девона и является одним из знаковых этапов, формирования крупного комплекса доманиковых отложений ($D_{3fr2}-C_{1t1}$) (Стратиграфический кодекс России, 2006). Именно в доманиковое время большая часть Волжско-Камской антеклизы представляла собой обширную незагруженную палеовпадину, в которой в условиях недокомпенсации формировались высокоуглеродистые породы (Зайдельсон М.И., 1990, Беляева Н.В., 1999, Ступакова А.В.,

2015, Кирюхина Т.А., 2013). Среднее содержание органического вещества в отложениях доманикового горизонта относительно других горизонтов, формирующих данный комплекс, высокое, и составляет 9% (Рисунок 1.2) (Хисамов Р.С., 2015), в связи с этим породы доманикового горизонта представляют собой наибольший интерес для их исследования в качестве перспективного источника нефти и газа.

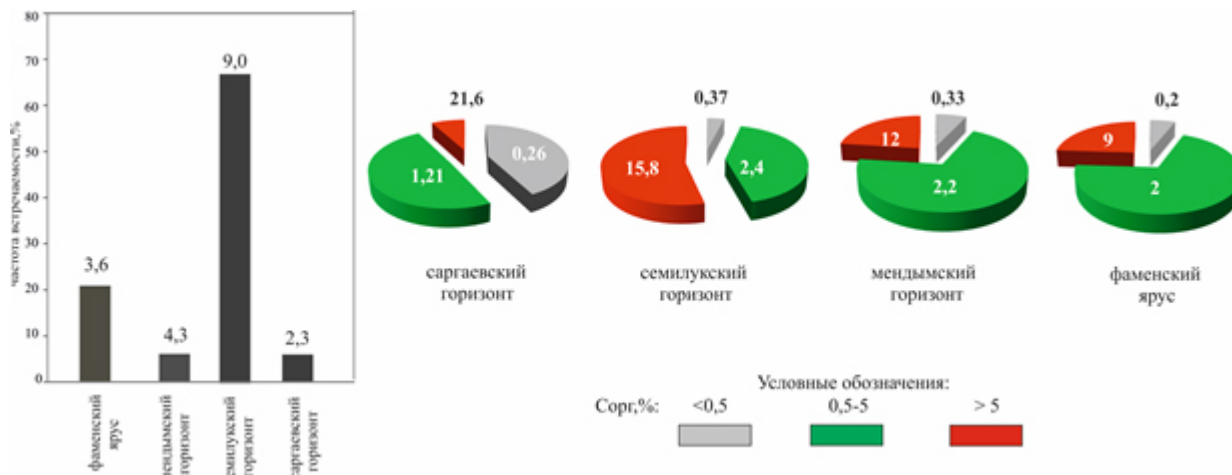


Рисунок 1.2 Среднее содержание Сорг (ТОС), % в породах доманиковой формации по горизонтам: слева – общее содержание Сорг, справа – по группам пород с разной концентрацией ОБ (Фадеева Н.П., Гафурова Д.Р.)

Изучение процессов преобразования органического вещества в породах доманикового горизонта позволит лучше разобраться в объекте и выявить потенциально перспективные типы разрезов для разработки. Исследования этих процессов желательно проводить в условиях, аналогичных пластовым. Поэтому большинство работ, посвященных изучению первично-миграционных процессов, носят экспериментальный характер.

1.2 Экспериментальные исследования процессов первичной миграции и трансформации пустотного пространства высокоуглеродистых пород

Экспериментальное изучение процессов первичной миграции (первично-миграционные процессы, ПМП) началось еще во второй половине 20-го века. Все исследования, проведенные к настоящему моменту, можно разделить на две группы. К одной из них относятся эксперименты по исследованию состава и закономерностей миграции углеводородов (УВ), к другой приурочены исследования по изучению изменений структур пород, их трансформации в результате первичной миграции углеводородов.

Одним из первых практических работ по исследованию первичной миграции УВ является эксперимент Белецкой С.Н. Методами лабораторного моделирования в условиях, приближенных к природным, впервые были изучены закономерности первичной миграции микронефти в растворах углекислого газа и пластовых вод, насыщенных сжатыми газами

(CO₂, N₂) по открытой поровой системе материнских пород с ненарушенной структурой. Показано, что сжатый углекислый газ, воды, насыщенные CO₂, и щелочные воды гидрокарбонатнонатриевого типа в пластовых условиях – активные десорбирующие и транспортирующие природные растворители микроневфти. Присутствие влаги в породах активизирует десорбцию битумоидов и их переход в газовую фазу. Также в результате этого эксперимента были выявлены закономерности дифференциации состава микроневфти, мигрирующей в газоводонефтяных флюидах в зависимости от термобарических условий. Авторы данного эксперимента попытались максимально приблизить условия исследования к пластовым. Но, как и любое моделирование, данный эксперимент имеет ряд отклонений от природных условий. Например, сжатые газы и вода поступали в поровую систему извне. Подобное внедрение флюидов не исключено в природных условиях, однако наибольший интерес, естественно, представляют газы и вода, образующиеся при катагенезе или выделяющиеся при дегидратации вмещающих пород в непосредственном контакте с новообразующимися УВ. Помимо этого, в данном эксперименте не были учтены свойства приповерхностных вод, которые также являются сильнейшим растворителем УВ (Белецкая С.Н., 1990, 2007)

Белецкой С.Н. удалось выявить основные агенты среды, с помощью которых может происходить процесс миграции УВ по системе поровых каналов. Лафарг подошел к задаче изучения ПМП с другой стороны (E. Lafargue, IFP, Paris). Он попытался установить факторы, влияющие на эффективность миграции УВ. Основными параметрами, контролирующими выход УВ, в процессе эксперимента явились: состав УВ, температура, зрелость вещества, содержание органического углерода в породе, структура породы. Из многих выводов данного исследования необходимо выделить следующие: зрелость органического вещества породы прямо пропорциональна образованию углеводородных соединений, а миграция в латеральном направлении проходит более интенсивно, чем в вертикальном (E. Lafargue, 1993).

Составу мигрировавших УВ особенно подробно посвящена работа Рудкевича Д.Л. (J.L. Rudkiewicz, 1993).

Эксперимент проводился на водонасыщенных незрелых породах II типа из Парижского бассейна на образцах весом 3 кг. Температуры пошагово увеличивались от 20°C до 285°C, 330°C или 380°C при постоянном гидростатическом давлении 17 или 55 МПа, в течение 5000 часов. В процессе прогрева пород новообразованные УВ, выходящие из тепловой камеры, отбирались для комплексных анализов. Тем временем, на пиролизаторе выполнялись измерения на проэкстрагированном керогене из этих же образцов, что позволило вывести кинетические реакции преобразования керогена.

Ученому удалось определить состав мигрирующих УВ в зависимости от степени прогрева пород. На основе этих данных Рудкевич Д. Л. смоделировал потоки фаз, начиная от отдельных фазовых потоков, заканчивая мультифазовой системой, которая складывается водой, УВ и CO₂, причем вода и УВ частично растворены друг в друге. В результате моделирования выяснилось, что значительная часть УВ и других миграционно неспособных компонентов, запечатанных тяжелыми асфальтеново-смолистыми компонентами, начинают преобразовываться внутри породы (J.L. Rudkiewicz, 1993). Данный вывод четко соотносится с экспериментом, проделанным Белецкой С.Н. в однофазовом потоке газа CO₂.

В современной науке также известны работы с использованием метода водного пиролиза, посвященные не только составу мигрировавших УВ, но и структуре керогена. Температуры, при которых проводился водный пиролиз, составляли 250, 275, 300 и 325°C. Образцы предварительно были проэкстрагированы. После каждого прогрева из остатков породы выделялся кероген и анализировался на газовом хроматографе. Результаты данного эксперимента показали существенные изменения структуры керогена и достижение структуры органического вещества стадий МК1-МК2 при максимальной температуре прогрева (Бурдельная Н.С., 2012).

Как и любой процесс, процесс миграции углеводородов не может проходить бесследно. Новообразованные УВ, давление и температура приводят к трансформации структуры пустотного пространства пород. Данное явление изучалось рядом ученых. Одним из первых, кто поставил эксперимент такого рода, является Тисо (Tisot P.R., Laramie Petroleum Research Center, USA, 1967). Он изучал изменение морфологии пустотного пространства в образцах, перпендикулярных и параллельных напластованию. Образцы имели различное содержание ОБ. В итоге удалось подтвердить предположение о том, что образование новых углеводородных цепей влияет на морфологию пористого пространства, при этом наблюдается прямая зависимость между содержанием ОБ и образованием новых трещин и пустот.

Всего было исследовано 7 образцов формации Green River с различным содержанием органического вещества. Образцы керна попарно были выбурены перпендикулярно и параллельно напластованию.

Эксперимент заключался в прогреве пород до 1500°F (815°C). До температуры 398°C полностью завершилась деградация органического вещества. После чего с целью разложения карбонатного материала продолжался нагрев пород. При температуре 565°C начал разлагаться доломит, а при температуре 648°C - кальцит. Результаты эксперимента продемонстрированы на Рисунок 1.3.

Образцы с высокими содержаниями органического вещества претерпели самые большие изменения.

Основные выводы данной работы следующие:

1. С увеличением содержания органического вещества в породах количество новообразованных пор растет, так же, как и их связанность.
2. В слоистых породах отмечается образование трещин и линз, ориентированных по слоистости образца.
3. Потери в весе пород в результате их прогрева связаны с преобразованием первичного органического вещества, заключенного в породе (P.R. Tisot, 1967).

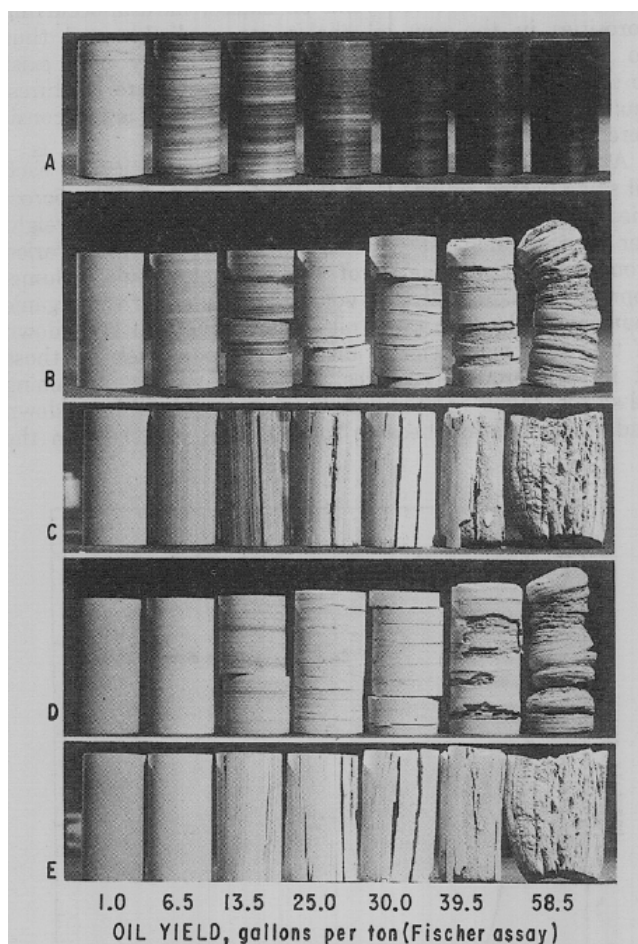


Рисунок 1.3. Фотографии образцов, на которых проводился эксперимент: А, В, D – образцы, выбуренные перпендикулярно напластованию, С, Е – параллельно, А – неизменные образцы; В, С – образцы, прогретые до 510°C; D, Е – образцы, прогретые до 815°C

Аналогичный эксперимент был проделан в Солт-Лейк-Сити группой ученых из университета Юта. На тот момент уже были доступны новые технологии, которые позволили более наглядно рассмотреть пустотное пространство образцов до и после нагрева. Рентгеновская компьютерная микротомография позволила смоделировать поток флюидов через породу и рассчитать пористость образцов. Диаметры образцов пород

данного эксперимента и эксперимента, сделанного Тиссо, отличаются на 0,5 см (Тиссо – 2 см, Университет Юта – 2,5 см). Отличаются также температуры прогрева образцов. Ученые из Солт-Лейк-Сити прогревали образцы в соответствии со стадиями катагенеза. При этом микротомография позволила на каждом этапе прогрева наглядно рассмотреть образец, а также провести соответствующие расчёты.

Для эксперимента было отобрано три образца (GR1, GR2, GR3) из одной скважины формации Green River.

Для пиролиза использовались цилиндры с диаметром 1 дюйм (2,54 см). Каждый цилиндр делился на три секции (Рисунок 1.4).

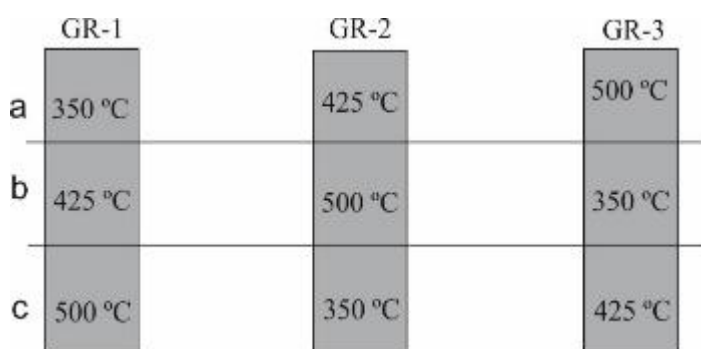


Рисунок 1.4. Образцы GR1, GR2, GR3, разделенные на три секции (a, b, c) для пиролиза

Образцы были помещены в реактор, и нагревались со скоростью 100 °C/мин до температур: 350°C, 425°C и 500°C в азотистой (N₂) среде (100мл/мин) и удерживались в реакторе 24 часа при заданной температуре. В результате прогрева вес образцов частично снизился. Причем, чем больше было содержание органического вещества, тем больше были потери в весе. (Таблица 1.1)

Таблица 1.1 Потери веса пород после прогрева

Образец	№	Температура, °C	Потеря веса (%)
GR-1	1a	350	7,08
	1b	425	25,91
	1c	500	33,74
GR-2	2c	350	2,84
	2a	425	9,61
	2b	500	12,26
GR-3	3b	350	2,54
	3c	425	18,4
	3a	500	17,17

Потери в весе при температуре 350 °С были минимальными, а при температуре 500 °С – наибольшими. Цилиндры GR1 с большим содержанием органического вещества при высоких температурах подверглись большим деформациям (Рисунок 1.5). Таким образом, чем больше содержание ОВ, тем больше деформируется образец при высоких температурах.

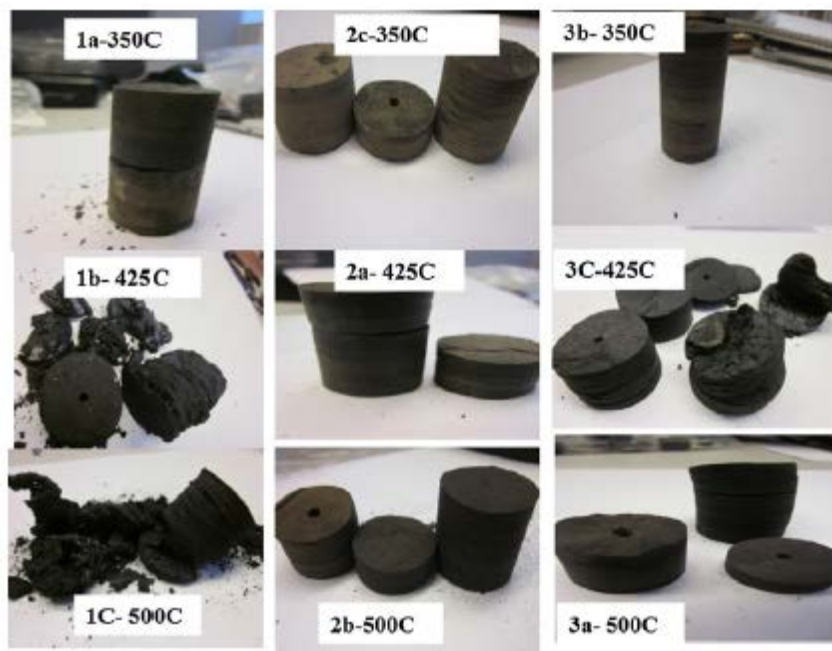


Рисунок 1.5. Фотографии образцов после пиролиза

После нагрева, как и до него, образцы были изучены на рентгеновском компьютерном микротомографе. На рентгеновских снимках (Рисунок 1.6) видно, что новообразованные поры чаще всего формировались в участках с максимальным насыщением органическим веществом (образец GR1).

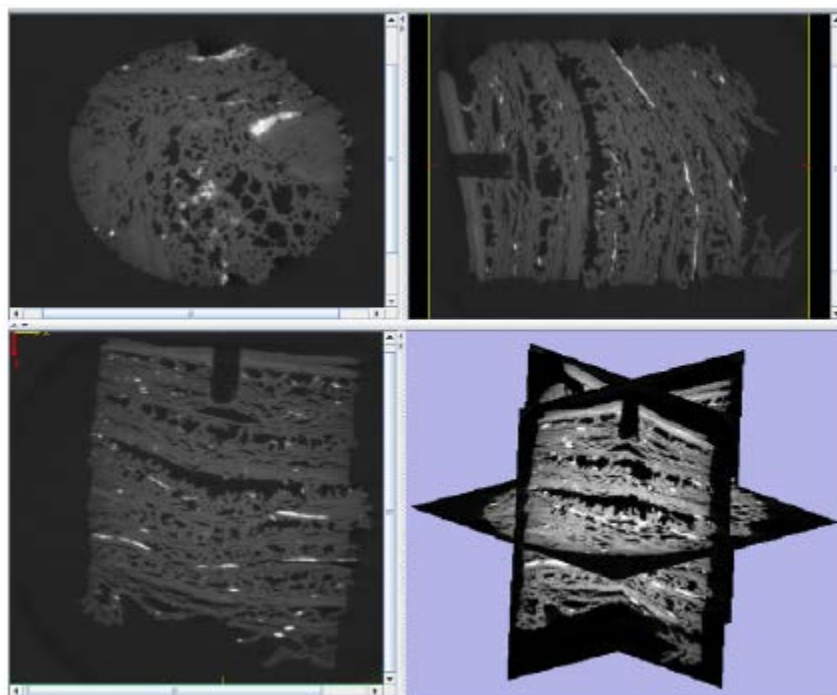


Рисунок 1.6. Трехосная модель образца GR1 после нагрева до температуры 425 °С

Этот образец содержит примерно 28% органического вещества. Большое количество ОВ преобразовалось и сформировались поры. Измеренная пористость в результате преобразования достигла 26%.

С помощью алгоритма Латиса Больцмана (Anwar S., 2008) удалось посчитать абсолютную проницаемость образцов. Для образца GR1b после нагрева до 425 °С вычисленная абсолютная проницаемость достигла 2919 Д. Для образца GR1с прогретого до 500°С значение проницаемости равнялось 173 Д. Авторы объясняют это тем, что изначально в образце GR1b связанность порового пространства была значительно лучше.

Таким образом, нагрев в пиролизаторе образцов с высоким содержанием ОВ приводит к образованию новых пустот в породах. Вновь сформированная пористость оказалась весьма неоднородной, распространенной в виде пятен и зависит от распределения керогена в породе (P.Tiwary, 2013).

Аналогичный эксперимент по изучению образцов с помощью компьютерного микротомографа был проделан в Китае для двух образцов с различными текстурами и содержаниями ОВ. Для эксперимента выбуривались цилиндры диаметром 5 мм высотой 10 мм. Образцы нагревались в пиролизаторе до 100 °С и удерживались при этой температуре 30 минут. Далее образцы нагревались до температур 200 °С, 300 °С, 400 °С, 500 °С, 600 °С. В итоге, после прогрева образцов до 100 °С никаких изменений в структуре сланцев не наблюдалось. При прогреве до 200 °С были подмечены значительные изменения

в пустотном пространстве образцов. Изменения в образце с высоким содержанием ОВ, так же, как и в вышеописанных экспериментах произошли благодаря термическому разложению органического вещества. Основным выводом данной работы является то, что с повышением температуры интенсивнее изменялось пустотное пространство, и посчитанные значения пористости по данным микротомографии это подтверждают. (Jing Zhao, 2012)

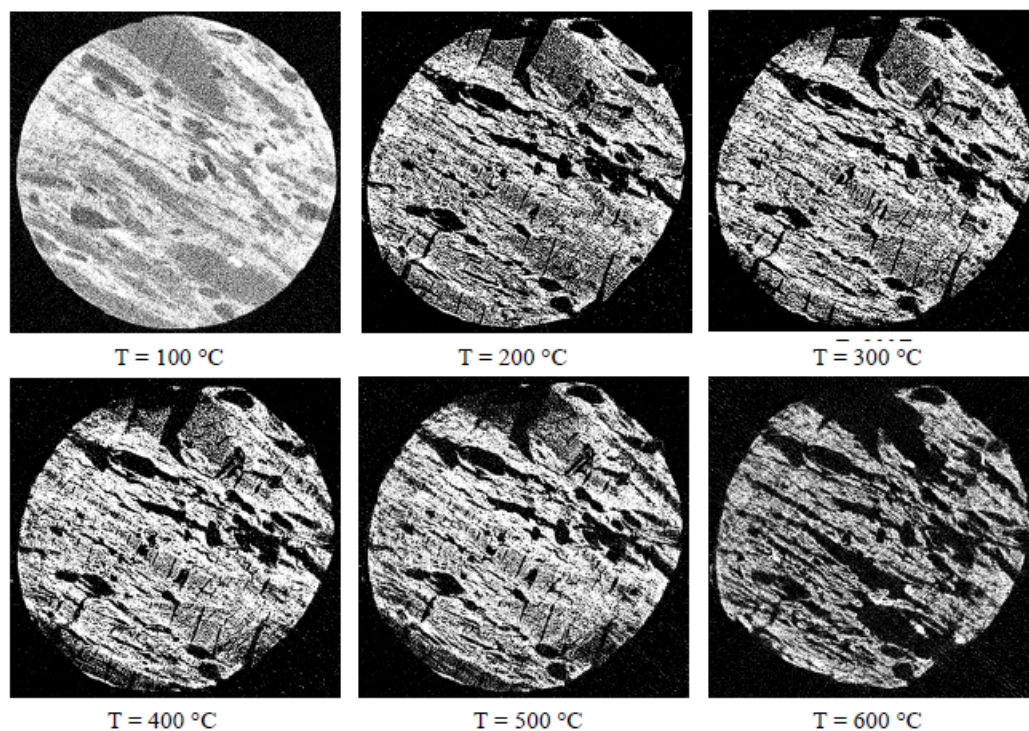


Рисунок 1.7. Рентгенотомографические снимки породы на разных стадиях прогрева (Jing Zhao, 2012)

Вышеописанные эксперименты наглядно демонстрируют изменения в породе, произошедшие в процессе моделирования ПМП. Вынужденной мерой является чередование постоянного нагрева с охлаждением до комнатной температуры образца с целью его съемки на компьютерном микротомографе. С существующей проблемой успешно справились ученые-исследователи из Норвежского Университета Осло. Преимуществом поставленного эксперимента являлась возможность проводить съемку образца в процессе его нагрева (*in situ*) от 60° до 400°C. Основной задачей исследования являлось слежение за динамикой изменения структуры породы в процессе её нагрева. Для проведения эксперимента были отобраны цилиндры диаметром 5 мм пород из формации Green River, насыщенных органическим веществом.

Итогом термического воздействия стало образование в образцах одиночных трещин на этапе прогрева до 350°C. Дальнейший нагрев пород характеризовался образованием системы трещин (Рисунок 1.8).

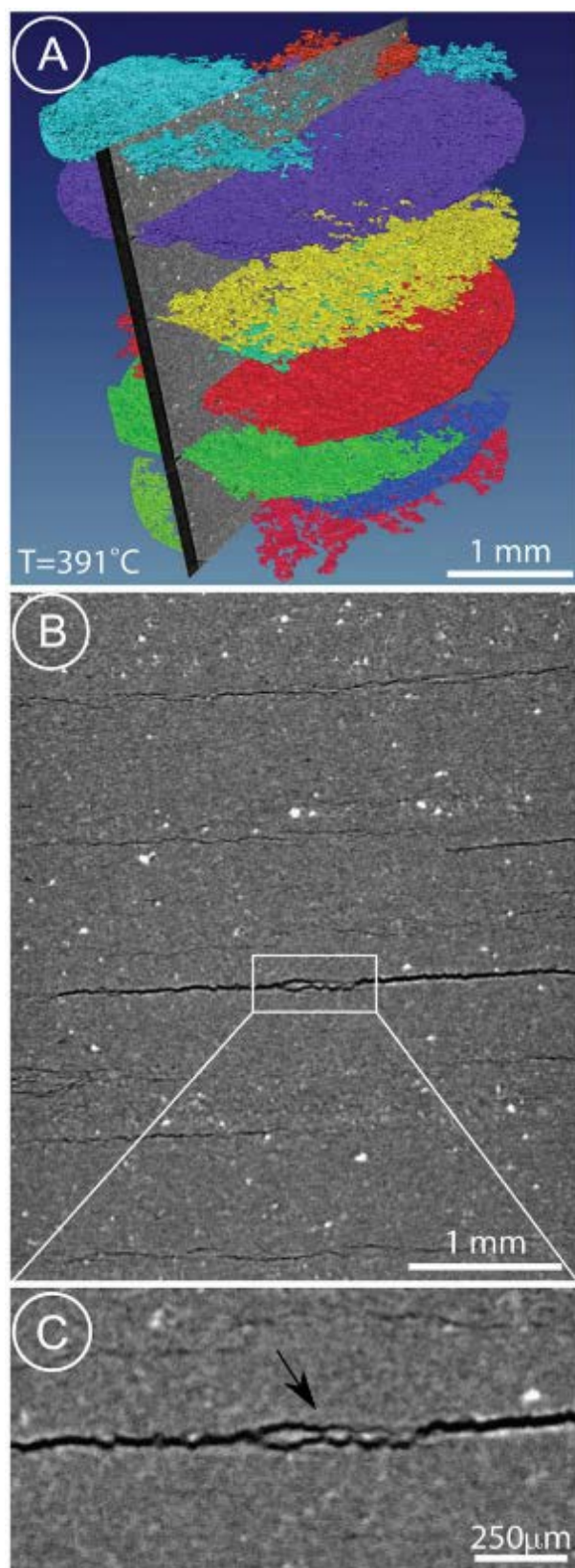


Рисунок 1.8. Томографические изображения породы при нагреве 391°C - в момент максимального трещинообразования. А) – 3D модель всех трещин в результате прогрева (каждой изолированной трещине соответствует определенный цвет и плоскость среза, В) рентгеновский плотностной срез (черным цветом выделены новообразованные трещины) С) детализированный срез, на котором стрелкой указана трещина, образованная вдоль зерна пирита (Maya Kobchenko et al., 2011)

Образование трещин, вероятно, связано с генерацией новых УВ из керогеновой составляющей породы, которая вызвала внутреннее давление, достаточное для образования новых трещин. Данное предположение подтвердилось результатами газовой хроматографии, когда при температуре 350°C произошла разгрузка значительного количества легких УВ.

Образованные трещины были приурочены к прослоям, интенсивно насыщенным ОВ, что было отмечено в шлифах, изготовленных после термического воздействия на породы (Maya Kobchenko et al., 2011).

Аналогичные результаты экспериментов были получены в исследованиях Tarik Saif, 2017, Confei Ma, 2017, Marcello Goulart Teixeira, 2017. Confei Ma также были изучены природные трещины, образованные в результате флюидоразрывов, характер их распространения и особенности строения.

Дополнительным фактором, характеризующим пласт, является давление, которое является одним из важнейших условий катагенеза (Баженова О.К., 2000). Известно не так много экспериментов по изучению процессов преобразования органического вещества под давлением. В большинстве случаев для создания гидростатического давления и нагрева образцов ученые использовали автоклав.

Растровый электронный микроскоп и компьютерная томография являлись необходимыми инструментами для мониторинга преобразований в поровом пространстве пород. В работах Confei Ma, 2017, Audrey Ougier-Simonin, 2016 в результате моделирования первичной миграции и генерации углеводородных флюидов были получены схожие результаты: образовывались трещины не только параллельные слоистости образцов, но и перпендикулярные (Рисунок 1.9). Для температур прогрева в 390°C использовалось давление в 30 МПа, которое соответствует глубинам порядка 3000 м (Confei Ma, 2017), в исследованиях Audrey Ougier-Simonin, 2016 при температуре прогрева 350°C давление равнялось 5 МПа.

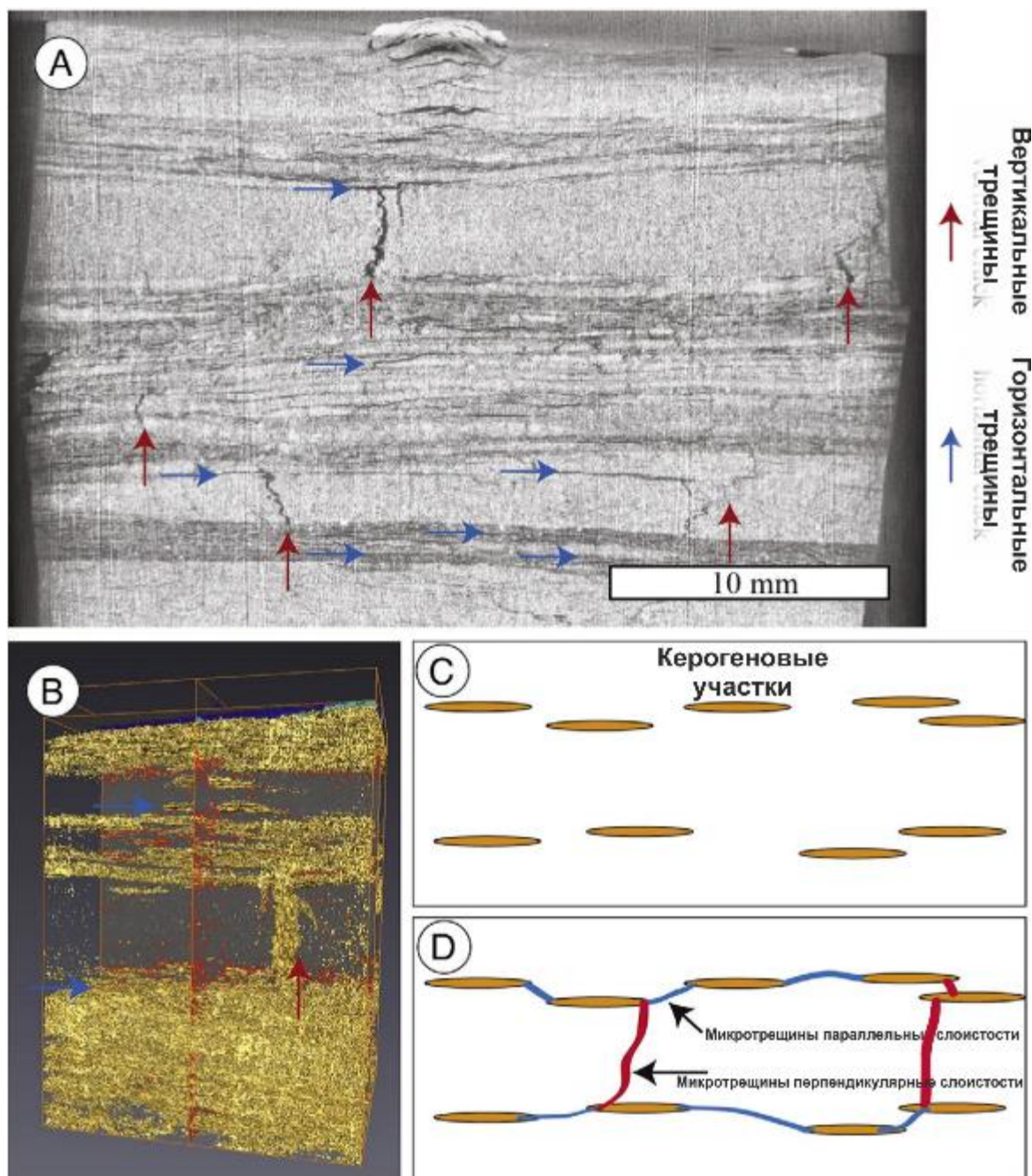


Рисунок 1.9. А) Рентгеновский плотностной срез образца после прогрева в 390°C под давлением 5 МПа, В) 3D модель новообразованных трещин в породе, С-Д) Схема образования трещин в породе (Audrey Ougier-Simonin, 2016)

Наличие новообразованных перпендикулярных трещин в обоих случаях указывает на то, что величина давления не играет большой роли в их формировании. Образование перпендикулярных трещин в экспериментальных породах связано с направлением давления на породы. А конечная геометрия трещин зависит от исходного строения породы, а именно, распределения керогеновых прослоев. Важно отметить, что создание даже самого малого напряжения на породу может спровоцировать формирование системы связанных трещин (Marcello Goulart Teixeira, 2017).

Таким образом, появляющиеся новые технологии позволяют более подробно и точно исследовать интересующие нас объекты. Тем не менее, до сих пор остается множество вопросов, связанных с технической постановкой эксперимента. Работы по исследованию процессов первичной миграции и генерации углеводородных флюидов не обобщены единой технологией (Таблица 1.2). Авторы статей используют разные условия и методики постановки экспериментов. Вопрос моделирования природных условий остается открытым. На данный момент мы не в силах воссоздать такую же обстановку, которая присуща большим глубинам и контролируется различными факторами. Несмотря на это, исследования термических экспериментов на существующем уровне дает нам возможность раскрыть некоторые вопросы и фрагментарно изучить данную область.

Таблица 1.2. Сравнения режимов нагрева пород в экспериментах по прогреву образцов

Эксперимент	Формация	Сорг, %	Размеры, см	Температуры, °С	Метод прогрева	Новообразованные элементы пустотного пространства
Institute of Mining Technology, Taiyuan University of Technology (China), Jing zhao et al., 2012	Daqing	15,02	0,5x1	100, 200, 300, 400, 500, 600	При всех температурах удерживались по 30 мин.	Трещины, поры
	Yan'an	7,85	0,5x1			
Department of Chemical Engineering, University of Utah, Salt Lake City (United States), P. Tiwari et al., 2013	Green River	20,27	2,54x5,08	350, 425, 500	100°С/мин нагревались до определенной температуры и удерживались 24 часа	Трещины, поры
		10,33	2,54x5,08			
		0,1546	2,54x5,08			
Laramie Petroleum Research Center, Bureau of Mines, Department of the Interior, Laramie, Wyo. (United States) P. R. TISOT, 1967	Green River	0,006	1,9/3,175	398, 565, 648	5°С/час до 398°С и удерживались 12 часов, потом прогрев до 565°С и удерживались 2 часа	Трещины
		3,9	1,9/3,175			
		8,1	1,9/3,175			
		15	1,9/3,175			
		18	1,9/3,175			
		35,1	1,9/3,175			
Геологический факультет МГУ, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых (Россия), Д.В. Корост, 2011	Domanic	13,08	0,3	300, 400, 470, 510	10°С/мин потом удерживались 5 мин, при темп. 470, 510 2°С/мин и 5 мин держали	Трещины
Physics of Geological Processes, University of Oslo, Oslo, (Norway), Maya Kobchenko et al., 2011	Green River	9,92	0,5x0,5	400	1°С/мин	Трещины

Все рассмотренные выше исследования являются базовыми и основными для проведения подобных экспериментов в будущем. Практически все зарубежные ученые проводят исследования первично-миграционных процессов на породах формации Green River. В нашей стране аналогом таких отложений можно считать породы доманикового и

баженовского горизонтов. Породы формации Green River и доманикового горизонта характеризуются одинаковыми содержаниями органической составляющей породы (Михайлова О.В., 2015) и текстурно-структурными признаками. Отложения накапливались в различных обстановках осадконакопления: породы доманикового горизонта в морских, породы Green River в озерных (Mason Glenn M., 1992, Беляева 1998). В зависимости от районов накопления отложений Green River состав пород может меняться, главным образом варьируется карбонатная составляющая породы. Тем не менее состав пород Green River и доманикового горизонта относительно близок. Таким образом, вышеописанные исследования могут служить основой для экспериментов, проводимых в рамках данной работы.

Глава 2. Основные черты геологического строения и нефтегазоносности изучаемой территории

2.1 Стратиграфия

Изучаемые скважины расположены в пределах Южно-Татарского свода, на территории республики Татарстан. Приведенная ниже стратиграфия Татарстана была составлена по данным стратиграфического кодекса России (2006) и по книге Б.В. Бурова (2003).

Кристаллический фундамент территории Татарстана представлен метаморфическими и магматическими породами архейского и раннепротерозойского возраста. Осадочный чехол сложен позднепротерозойскими (рифейские и вендские), палеозойскими, мезозойскими, неогеновыми и повсеместно распространенными четвертичными породами (Рисунок 2.1).

АРХЕЙСКАЯ АКРОТЕМА

Породы архейского возраста подвергнуты региональному метаморфизму, проявившемуся в амфиболитовой и гранулитовой фациях. Эффузивно-осадочные толщи преобразованы в пироксеновые гнейсы и амфиболиты во временном интервале 3100–2500 млн. лет. По песчано-алевритово-глинистым породам сформировались биотит-плагиоклазовые и биотит-гранатовые гнейсы. Породы интенсивно дислоцированы. В архее неоднократно проявлялся интрузивный магматизм с формированием массивов ультраосновного и основного состава, а также многочисленных гранитоидов (плагиоклазовые граниты, гранодиориты, кварцевые диориты и др.).

ПРОТЕРОЗОЙСКАЯ АКРОТЕМА

Протерозойские осадки формировались в наиболее подвижных зонах, разделяющих архейские ядра-выступы. На территории Татарстана рифейские (RF) и вендские (V) отложения вскрыты рядом глубоких скважин в бортовых зонах Камско-Бельского и Серноводско-Абдуллинского авлакогенов.

Фанерозойская эонотема включает отложения палеозойской, мезозойской и кайнозойской эратем.

Палеозойская эратема (PZ)

Палеозойские образования на территории Республики Татарстан представлены отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем.

Девонская система (D)

Отложения девонской системы развиты повсеместно на территории; представлены средним и верхним отделами. Девонские отложения залегают, преимущественно, в основании осадочного чехла востока Восточно-Европейской платформы и включают два

комплекса: терригенный (эйфельско-нижнефранский) и карбонатный (франско-фаменский). Общая толщина девонских отложений изменяется от 500 до 1500 м.

Средний отдел (D_2)

Среднедевонские отложения относятся к эйфельскому и живетскому ярусам. Наиболее полные разрезы среднего девона встречаются в пределах Южно-Татарского свода и восточной части Северо-Татарского свода.

Эйфельский ярус (D_{2ef}) сложен разнозернистыми кварцевыми песчаниками и алевролитами, а также глинистыми и органогенно-обломочными известняками и доломитами.

Живетский ярус ($D_{2\check{v}}$) сложен песчаниками кварцевыми слабосцементированными с прослоями аргиллитов, глинистых известняков и доломитов; иногда встречаются угли, стяжения сидеритов, фосфоритов.

Верхний отдел (D_3).

Верхнедевонские отложения развиты на территории Татарстана повсеместно; включают франский и фаменский ярусы.

Франский ярус (D_{3f}) представлен песчаниками светло-серыми мелкозернистыми кварцевыми, глинами темно-серыми, алевролитами, прослоями известняков с брахиоподами (Стратиграфия и тектоника, 2003). Отложения франского яруса имеют региональное развитие. В составе его выделяются три подъяруса: нижнефранский, среднефранский и верхнефранский. Нижнефранский подъярус подразделяется на пашийский и тиманский (кыновский) горизонты.

Отложения пашийского горизонта представлены терригенными породами – песчаниками, алевролитами, аргиллитами, переслаивающимися между собой и переходящими друг в друга по простиранию.

Тиманский (кыновский) горизонт подразделяется на пять основных литологических типов: карбонатно-глинистый (Южно-Татарский свод), карбонатно-алевритово-глинистый (восточный склон Северо-Татарского свода), глинисто-карбонатный битуминозный (Алтунино-Шунакский прогиб), песчано-карбонатно-глинистый (Казанско-Кажимский авлакоген) и преимущественно карбонатный.

Карбонатный комплекс девонского периода включает в себя отложения средне- и верхнефранского подъярусов и фаменского яруса. Среднефранский подъярус выделен в составе саргаевского и семилукского (доманикового) горизонтов.

Саргаевские отложения развиты повсеместно. На большей части территории восточного Татарстана они представлены темно-серыми известняками, обычно

Сводный геолого-геофизический разрез

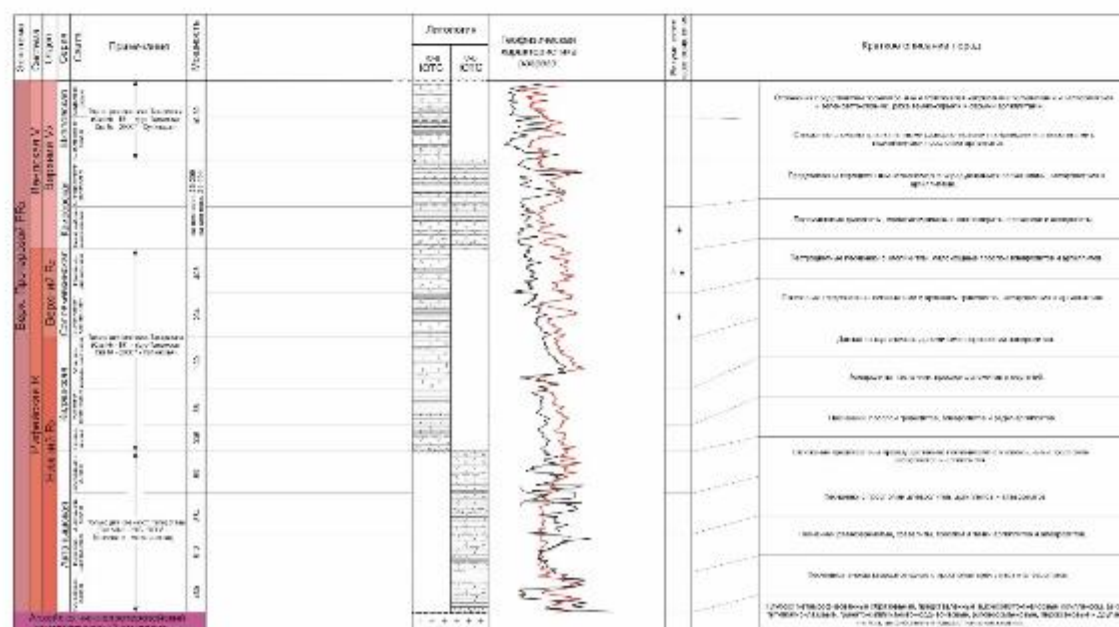
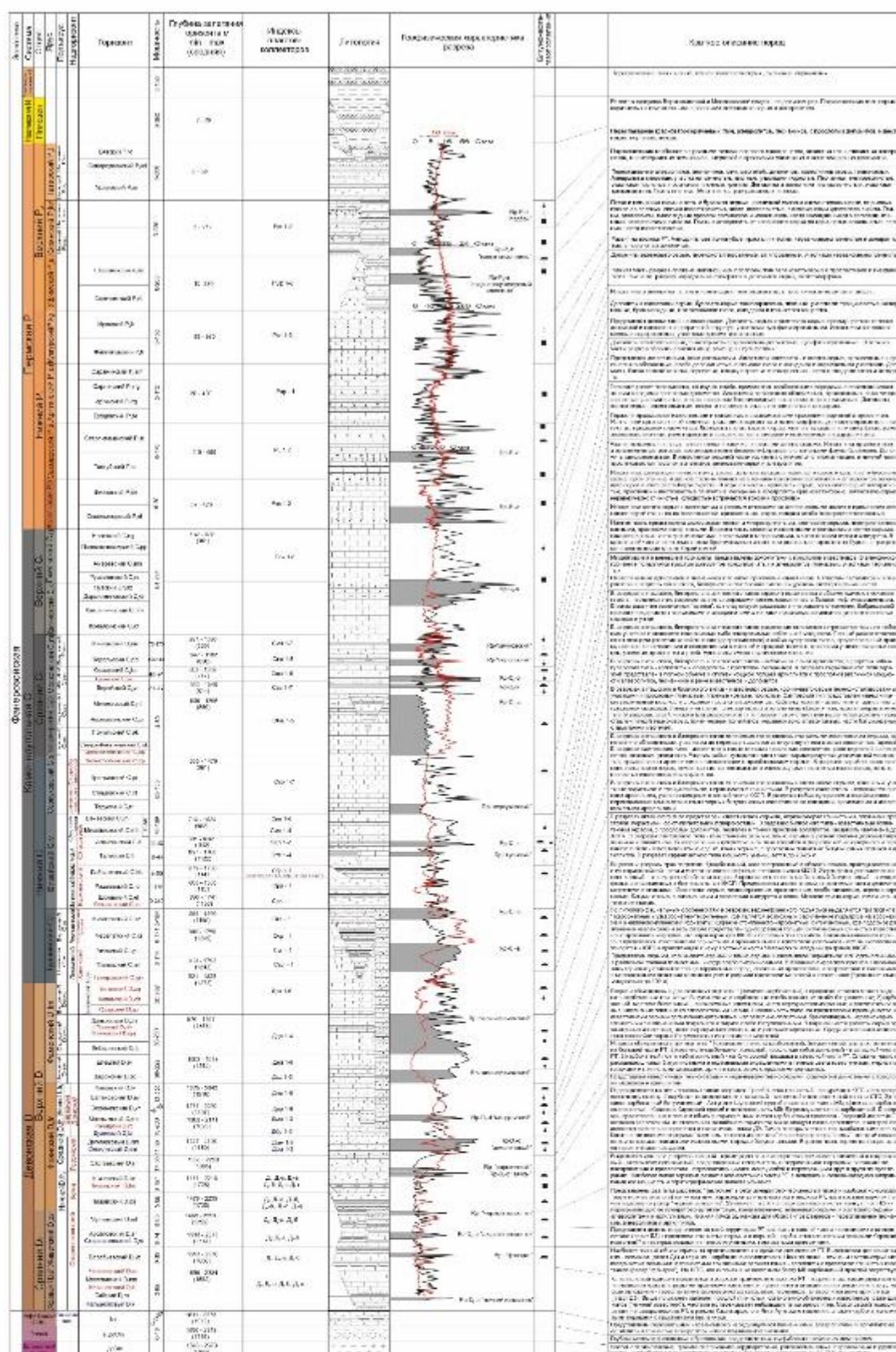


Рисунок 2.1. Сводный стратиграфический разрез (Червикова В.В.)

битуминозными, иногда с прослоями мергелей. Мощность отложений непостоянна, чаще от 10 до 50 м (максимальная в Алтунино-Шунакском прогибе).

В западных и центральных районах саргаевский горизонт сложен серыми, местами битуминозными известняками с прослоями мергелей (Кукморский выступ, Нижнекамский район) или небитуминозными известняками, мергелями и аргиллитами (Казанско-Кажимский авлакоген, западный борт Мелекесской впадины). Мощность отложений колеблется обычно от 17 до 55 м. Максимальные ее величины зафиксированы в зоне Казанско-Кажимского авлакогена и в Ветровском грабенообразном прогибе.

Семилукский (доманиковский) горизонт представлен двумя типами разрезов: типично доманиковым и переходными. Первый характерен для восточного и центрального Татарстана, где распространен примерно до линии Буинск-Рыбная Слобода. Он представлен толщей темноокрашенных битуминозных известняков, мергелей и сланцев, отличающихся резким битуминозным запахом. Разрезы переходного типа по своему облику близки к разрезам центральных областей Русской платформы и состоят из серых почти небитуминозных известняков, глинистых сланцев и мергелей. Они развиты на западе Татарстана. Мощность отложений изменяется от 10-15 до 50 м (Хисамов Р.С., 2006).

Верхнефранский подъярус согласно унифицированной стратиграфической схеме 1997 г. включает речичский (мендымский), воронежский и евлано-ливенский горизонты. Отложения мендымского горизонта представлены карбонатными и глинисто-мергельно-карбонатными в различной степени битуминозными слоями. Двучленное строение горизонта с преобладанием в верхней части светлых водорослевых известняков наблюдается в бортовых разрезах Камско-Кинельской системы прогибов. Изменение фаунистического состава и сокращение мощности отложений происходит в осевых зонах Камско-Кинельских прогибов (Хисамов Р.С., 2006).

Воронежский горизонт представлен серыми и темно-серыми известняками зернистыми и органогенными.

В отложениях евлано-ливенского горизонта выделяются три типа разрезов (карбонатный, карбонатно-терригенный и кремнисто-глинисто-карбонатный), участвующих в строении бортовой и осевой зон Камско-Кинельской системы прогибов. В пределах Южно-Татарского свода эти отложения представлены известняками зернистыми и органогенными с прослоями доломитов (Хисамов Р.С., 2006).

Фаменский ярус (D_3fm). представлены темно-серыми глинистыми известняками с прослоями доломитов, битуминозных сланцев, мергелей, местами встречаются гнезда и включения ангидритов. Органические остатки: фораминиферы, брахиоподы, конодонты, кораллы, остракоды, водоросли.

Каменноугольная система (С)

Каменноугольные отложения в пределах изучаемой территории распространены повсеместно. На западе, в зоне Карлинских дислокаций, установлены выходы каменноугольных отложений на дневную поверхность. На остальной территории кровля каменноугольных отложений залегает на глубинах от 150 м до 400 м. Характерной особенностью каменноугольных отложений является преобладание карбонатных пород. Терригенные породы залегают в основании визейского яруса (радаевский и бобриковский горизонты) и составляют нижнюю часть московского яруса (верейский горизонт). Мощность каменноугольных отложений изменяется от 800 м до 1400 м. Отложения каменноугольной системы представлены всеми тремя отделами.

Нижний отдел (C₁)

Нижний отдел включает турнейский, визейский и серпуховский ярусы.

Турнейский ярус (C_{1t}) сложен известняками серыми или темно-серыми битуминозными глинистыми с прослоями доломитов, аргиллитов, глин.

Визейский ярус (C_{1v}) представлен аргиллитами темно-серыми плитчатыми, алевролитами, песчаниками кварцевыми, глинами с прослоями углей и углистых сланцев, а также известняками с прослоями мергелей.

Серпуховский ярус (C_{1s}) представлен доломитами, известняками серыми глинистыми органогенными.

Средний отдел (C₂)

Среднекаменноугольные отложения повсеместно распространены в пределах Татарии. Они представлены башкирским и московским ярусами.

Башкирский ярус (C_{2b}) представлен известняками светло-серыми, иногда оолитовыми, с прослоями доломитов.

Московский ярус (C_{2m}) представлен красно-бурыми и зеленовато-серыми песчаниками, алевролитами и глинами с прослоями обломочных и органогенных известняков.

Верхний отдел (C₃)

Верхний отдел представлен касимовским и гжельским ярусами.

Касимовский ярус (C_{3k}) сложен известняками, доломитами с редкими прослоями известковистых мергелей и глин.

Гжельский ярус (C_{3g}) составляют известняки и доломиты светло-серые, часто загипсованные, прослоями органогенные, с редкими примазками зеленоватых глин.

Пермская система (Р)

Пермская система расчленяется на три отдела: приуральский, биармийский и татарский (Жамойда А.И. и др., 2006). Мощность пермских отложений на территории Татарстана достигает 720 м.

Приуральский отдел (P_1)

Ассельский ярус (P_{1a}) сложен доломитами и известняками с прослоями ангидритов и гипсов.

Сакмарский ярус (P_{1s}) представлен доломитами, известняками, ангидритами и гипсами.

Артинский ярус (P_{1ar}) представлен ангидритами, гипсами и доломитами, в меньшей мере известняками и глинами.

Кунгурский ярус (P_{1k}) представлен доломитами, ангидритами, гипсами с подчиненными прослоями известняков, мергелей, глин с немногочисленными фораминиферами, брахиоподами, пелециподами.

Уфимский ярус (P_{1u}) представлен известняками, доломитами, мергелями, глинами, алевролитами, песчаниками, брекчиями, ангидритами, гипсами.

Биармийский отдел (P_2)

Казанский ярус (P_{2kz}). В его составе выделяются четыре толщи (слоя): приказанская, печищинская, верхнеуслонская и морквашинская. Казанский ярус на западе представлен в основном морскими образованиями и характеризуется разнообразной фауной фораминифер, брахиопод, наутилоидей, конодонтов, кораллов, пелеципод, гастропод, мшанок.

Уржумский ярус (P_{2ur}) представлен пестроокрашенными карбонатно-глинисто-алевролитовыми породами с остатками солоноватоводной фауны.

Татарский отдел (P_3)

Северодвинский ярус (P_{3sv}) сложен переслаиванием красноцветных алевролитов, песчаников, глин; встречаются прослои известняков и мергелей; остракоды, пелециподы, гастроподы, филлоподы, чешуйки рыб, остатки позвоночных и растений, харовые водоросли.

Вятский ярус (P_{3v}) состоит из песчаников, алевролитов, глин с прослоями мергелей с остатками остракод и пелеципод.

Мезозойская эратема (MZ)

Мезозойские отложения ограниченно развиты на территории Республики Татарстан, занимая площадь около 4 % и встречаясь только на юго-западе. Восточной границей их распространения является р. Волга южнее г. Тетюши.

Юрская система (J)

Выделяются средний и верхний отделы. Первый из них развит на водоразделе рек Свияга, Улема, Кубня, Кильна, а также в обрывистом коренном склоне р. Волга. Верхнеюрский отдел встречается южнее и юго-восточнее Карлинской структуры вплоть до правого берега р. Волга. Севернее Карлинской структуры верхнеюрские отложения залегают на водоразделах в виде останцов.

Средний отдел (J_2)

Батский ярус (J_{2bt}) представлен песками мелкозернистыми с гравием и галькой кварца и кварцитов в подошве, алевролитами, глинами.

Келловейский ярус (J_{2k}). В нижней части яруса преобладает песчано-глинистый тип разреза с конкрециями пирита, стяжениями сидерита, лимонита, кристаллами гипса, а на отдельных участках – с фосфоритовыми конкрециями. Выше залегают мергели и глины с оолитами гетита, желваками фосфоритов, включениями глауконита и пирита.

Верхний отдел (J_3)

Оксфордский ярус (J_{3o}) представлен серыми глинами, залегающими на размытой поверхности келловея.

Кимериджский ярус (J_{3kt}) сложен известковыми глинами и глинистыми мергелями с обилием остатков аммонитов, фораминифер и пелеципод.

Титонский ярус (J_{3tt}) представлен глинами известковистыми со стяжениями пирита, желваками фосфоритов, мергелями, песчаниками с прослоями горючих сланцев. Фаунистические остатки включают аммониты, фораминиферы, пелециподы, гастроподы, белемниты, брахиоподы, отпечатки скелетов морских ежей, зубы акул.

Меловая система (K)

Меловые отложения распространены на крайнем юго-западе территории Татарии на водоразделе рек Волга и Свияга, а также на водоразделе левых притоков Свияги (реки Карла и Цильна). Отложения представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (K_1)

Берриасский ярус (K_{1b}) представлен глауконитово-кварцевыми песчаниками, песками с желваками и галькой фосфоритов. Фаунистические остатки включают аммониты и белемниты.

Готеривский ярус (K_{1g}) сложен конгломератами с гравием и галькой фосфоритов и черные глины. Из фауны здесь встречаются фораминиферы, пелециподы, криноидеи, серпулы, брахиоподы.

Барремский ярус (K_{1br}) представлен глинами песчанистыми, алевролитистыми, участками битуминозными, с прослоями песков, алевроитов, песчаников, конкрециями мергелей.

Аптский ярус (K_{1a}) представлен глинами с прослоями мергеля.

Альбский ярус (K_{1al}). В нижней части яруса преобладают пески с галькой фосфоритов и фосфоритовым конгломератом. Выше залегают темно-серые глины с прослоями опок и песков.

Верхний отдел (K_2)

Коньякский ярус (K_2k) представлен мергелями цеолитсодержащими плотными, опоковидными, светло-серыми, содержащими глауконит, с обилием пелеципод и фораминиферами.

Сантонский ярус (K_{2st}) представлен преимущественно мергелями.

Кампанский ярус (K_{2km}) представлен мергелями, песками глауконитово-кварцевыми с гнездами и стяжениями гидроокислов железа, фосфоритовой галькой и обилием белемнитов.

Кайнозойская эратема (KZ)

На территории республики Татарстан среди кайнозойских образований сравнительно полно представлены отложения неогенового и четвертичного периодов.

Неогеновая система (N)

Неогеновые отложения в пределах изучаемой территории представлены образованиями аллювиального, реже – аллювиально-озерного и озерно-болотного генезиса, которые формировались в позднем неогене (плиоцене).

Четвертичная система (Q)

Образования четвертичного периода (квартера) повсеместно распространены на территории Татарстана, отсутствуя лишь на обрывистых склонах речных долин. Четвертичные отложения представлены исключительно континентальными образованиями и относятся к аллювиальному, озерно-аллювиальному, элювиально-делювиальному, эоловому, болотному и техногенному генетическим типам, занимая значительные площади на левобережье р. Волга, правобережье р. Кама и в долинах рек Казанка, Меша (Сунгатуллин Р.Х., 2007).

2.2 Тектоника

В тектоническом отношении Волго-Уральская область расположена в пределах восточной части Русской плиты и Предуральского краевого прогиба. На севере ее ограничивают складчатые образования Тимана, на востоке – горный Урал, на юге и западе она граничит с Прикаспийской синеклизой, Сысольским и Токмовским сводами (Лозин Е.В., 2001). Территория Волго-Урала включает следующие крупные тектонические элементы (Рисунок 2.2): Токмовский свод, Южно-Татарский свод, Северо-Татарский свод,

рифейского времени заложения, отграничивающий свод от бортового уступа Камско-Бельского авлакогена (Рисунок 2.3). На юге он граничит с погребенным Серноводско-Абдуллинским авлакогеном (Хисамов Р.С., 2006).

По поверхности кристаллического фундамента свод представляет крупный массив, вытянутый с юго-востока на северо-запад. По основным направлениям погружения (кроме склонов, обращенных к авлакогенам) границы свода очерчены по кровле фундамента изогипсами -1700-1900 м, максимальные отметки вершины -1520-1540 м. Амплитуда колебания рельефа фундамента в пределах свода составляет 180-380 м (Хисамов Р.С., 2006).

В составе центральной части по поверхности фундамента с запада на восток можно выделить четыре крупных блока: Акташско-Ново-Елховский, Ромашкино-Миннибаевский, Павловско-Сулеевский (Сарманово-Лениногорский) и Азнакаевский. Блоки имеют форму линейных гряд субмеридианального простирания и отделяются друг от друга довольно узкими (2-5 км) и неглубокими (20-60 м) грабенообразными прогибами (Алтунино-Шунакский, Сулюковский, Уральский, Шигаевский). Ограничения блоков проходят по субмеридиональным разломам.

Азнакаевская, Березовская и Сармановская площади приурочены к структуре II порядка Ромашкинскому куполу (Рисунок 2.4). Ромашкинский купол занимает самое высокое гипсометрическое положение с отметками до -1410-1450 м против -1460-1510 м в пределах Акташско-Ново-Елховского вала. Склоны свода характеризуются пологим моноклинально-ступенчатым погружением. Размеры купольной части свода 80х90 км, высота 40-50 м, углы падения слоев не превышают один градус. Осложняющие Ромашкинский купол более мелкие структуры отличаются небольшими амплитудами и пологим строением (Хисамов Р.С., 2006).

Тлянчи-Тамакская площадь приурочена к Северному склону Южно-Татарского свода. В пределах склона выделяется ряд структур (валообразные зоны, террасы), выраженных в девонских и каменноугольных отложениях, имеющих меридиональное простирание и полого погружающихся в северном направлении вплоть до Прикамского глубинного разлома. На севере в зоне сочленения с Сарайлинской седловиной меридиональная система осложняется линейными структурами северо-восточного простирания (Сарайлинская и другие валообразные структуры). Распространены также небольшие поднятия тектонического типа со сквозным отображением структурных форм в разрезе (Сарайлинское, Бахчисарайское и др. месторождения) (Ступакова А.В. и др., 2014).

Сулинская площадь располагается на южном склоне Южно-Татарского свода. На южном и юго-восточном склонах большинство структурных форм представлены террасами, осложненными пологими локальными поднятиями северо-восточного

простираются, большинство из которых не имеет корней в девонских отложениях. На их фоне выделяется линейный Бавлинско-Туймазинский вал, который хорошо прослеживается по всем опорным горизонтам (сквозная структура). На юге он сочленяется по шовной зоне с погребенным Фоминовско-Кандызским выступом фундамента; по девон-каменноугольным отложениям выступ представляет моноклираль («структурный нос»), погружающийся в юго-западном направлении. В ее пределах выделены пологие поднятия, большинство из которых не выражены в отложениях девона и только Тат-Кандызское и Фоминовское поднятия прослеживаются в фундаменте и осадочном чехле (Хисамов Р.С., 2006).

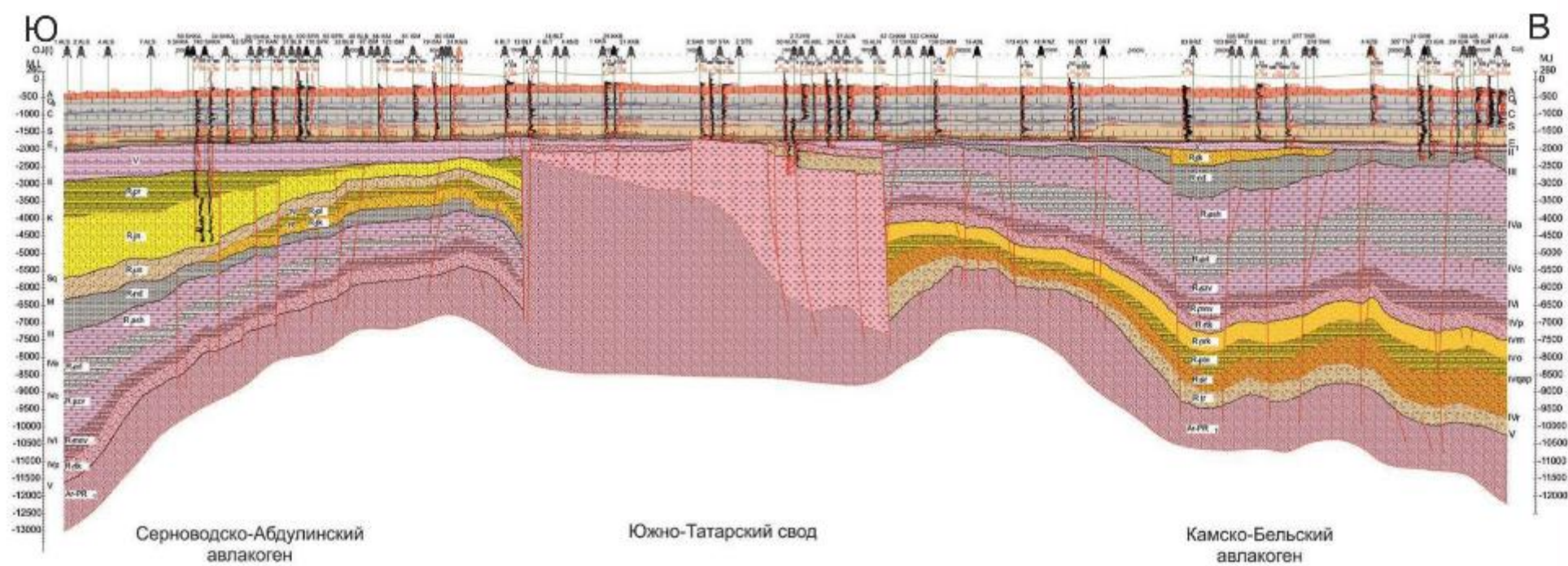


Рисунок 2.3. Сейсмогеологический разрез вкрест Татарского свода с юга на восток (ОАО Башнефтегеофизика [Ардашева и др., 2005])



Рисунок 2.4. Обзорная структурная карта Южно-Татарского свода по кровле семилукского горизонта (Хисамов Р.С., 2006)

2.3 История геологического развития

Формирование допалеозойских и палеозойских отложений на территории области происходило в условиях сложно расчлененного рельефа как кристаллического фундамента, так и допалеозойской поверхности. Море, трансгрессировавшее со стороны Уральской геосинклинали и Прикаспийской синеклизы, неоднократно наступало и отступало (Пантелеев А.С., 1997).

В соответствии с существующими представлениями платформенная стадия развития антеклизы, начало которой датируется вендом, включает четыре крупных тектонических цикла: байкальский (завершающий этап), каледонский, герцинский и альпийский.

К началу венда активные поднятия Волго-Уральского кристаллического щита и раскалывание его разломами прекратились. Ранее, в рифейское время, возникли, Камско-Бельский и Серноводско-Абдуллинский авлакогены и Кажимский грабен. Вместе с окружающей системой более мелких грабенов-ответвлений и многочисленной сетью разломов они обособили Татарско-Немскую глыбу, Фоминовско-Кандызский выступ и наметили трассу Казанско-Кажимского авлакогена (северный участок). Вендские отложения широким плащом покрыли авлакогены и частично распространились на окружающие выступы. Начался процесс перерастания авлакогенов в широкие плоские синеклизы и формирование Волго-Уральской антеклизы (Шатский Н.С., 1946, Хисамов Р.С., 2006).

В течение каледонского цикла антеклиза была охвачена восходящими движениями. Она представляла собой часть материка, где господствовали процессы эрозии и сноса материала. Континентальный режим просуществовал до среднедевонской эпохи.

Наступление герцинского цикла ознаменовалось кардинальным обновлением структуры Волго-Уральской антеклизы и повсеместного формирования палеозойского осадочного чехла. По интенсивности тектонических процессов герцинский цикл подразделяется на четыре седиментационно-тектонических этапа, соответствующих времени формирования структурно-тектонических этажей эйфельско-семилукского, речичко-тульского, окско-нижнепермского, верхнепермского. В течение каждого этапа происходила смена режимов тектонических движений и условий осадконакопления, с чем тесно связано преобразование структурного плана (Хисамов Р.С., 2006).

К началу среднедевонской трансгрессии и осадконакопления территория Волго-Уральской нефтегазоносной области представляла собой часть крупного, существенно пенеппенизированного континента. На его поверхности в западных районах обнажались породы кристаллического фундамента, слагавшие массивы каледонского Волго-Уральского щита, в восточных – преимущественно вендские отложения, которые выполняли Западно-Уральское перикратонное опускание, перекрывавшее погребенную рифейско-ранневендскую систему грабенов и горстовых выступов (Мкртчян О.М., 1980). Трансгрессия девонского моря распространялась со стороны Урала на запад и от Прикаспийской впадины на север, захватывая все более обширные пространства. Море покрыло большую часть современного Южно-Татарского свода. На месте распавшейся древней Татарско-Немской гряды выделился Северо-Татарский палеосвод, который

служил источником сноса обломочного материала (Хисамов Р.С., 2006). В течение эйфельско-пашийского времени сформировались две основные области региональных тектонических опусканий и накопления осадков – Казанско-Кажимская и Камско-Бузулукская, разделенные и ограниченные поднятиями. Поднятия выделяются сокращенной мощностью, частично сокращенным стратиграфическим разрезом или отсутствием эйфельско-пашийских отложений (Мкртчян О.М., 1980). Наиболее значительная трансгрессия прилась на ардатовское время. В результате произошло окончательное разделение Северо-Татарского и Токмовского сводов. На месте современного Южно-Татарского свода доминировало погружение, и накапливались преимущественно мелководно-морские осадки. (Хисамов Р.С., 2006).

Саргаевская трансгрессия моря привела к изменению режима морского бассейна и обусловила широкое развитие карбонатных и глинисто-карбонатных осадков. На этом этапе установился режим открытого моря с нормальной соленостью и газовым режимом вод (Хисамов Р.С., 2010). На месте депрессионной впадины еще преобладали мелководно-морские обстановки осадконакопления, за счет чего накапливались преимущественно микритовые биотурбированные известняки с редкими остатками морских беспозвоночных и водорослей. Вверх по разрезу органогенные обломки идут на убыль. В склоновых частях бассейна накапливающиеся в спокойных гидродинамических условиях микритовые известняки сменялись биокластовыми известняками с массой обломков гастропод, криноидей, брахиопод, остракод, мшанок. Мелководно-шельфовые карбонатные образования однотипны с породами склонов (Беляева Н.В., 1999). Характерным для саргаевского времени являлся периодический принос течениями терригенного материала, интенсивность которого особенно увеличивается в среднесаргаевское время (Хисамов Р.С., 2010).

Значительное число эйфельско-пашийских горстовых и грабеновых форм к началу кыновского времени перешло в погребенное состояние. На изучаемой территории преобладал преимущественно компенсирующий тектонические погружения характер осадконакопления (Мкртчян О.М., 1977).

В доманиковое время трансгрессия морского бассейна, начавшаяся в саргаевское время, достигла своего максимума (Рисунок 2.5). В западных районах Волго-Уральского бассейна областью максимального осадконакопления продолжала оставаться Казанско-Кажимская система впадин.

Основными чертами тектонической эволюции Волго-Уральской области доманикового времени являются: полное прекращение процесса формирования грабеновых форм всех типов; возникновение региональных сводовых поднятий над рядом крупных

погребенных рифейских грабенных или наиболее глубоких частей эйфельско-пашийских впадин, появление между ними остаточных тектонических депрессий (Мкртчян О.М., 1977).

На территории Южно-Татарского свода происходило неоднократное изменение знаков тектонического движения донного рельефа. Некоторые зоны, соответствующие древним прогибам, испытывали понижения. В то же время чередование пород высокоуглеродистых «доманикового типа» с осадками открытого моря обуславливали формирование прослоев светлых известняков с фауной открытого моря. Это свидетельствует о неоднократных изменениях условий осадконакопления и формирования, иногда, относительно приподнятых, склоновых и наиболее заглубленных участков донного рельефа (Хисамов Р.С., 2010).

В пределах глубоководных шельфовых зон (наиболее погруженные участки) накапливались высокоуглеродистые доманиковые отложения. Доманикиты образовывались в морском бассейне в условиях длительного некомпенсированного прогибания с низкими скоростями седиментации (2-5 м/млн. лет) (Ступакова А.В. и др., 2014). Породы представлены «толщей темноокрашенных сильно битуминозных кремнисто-глинистых известняков с прослоями доломитов в битуминозном сильно пиритизированном цементе, аргиллитов и глинисто-кремнистых сланцев с включениями черных кремней, часто раскристаллизованных до халцедона». В породах преобладает слоистая микротекстура. По комплексу органогенных остатков преобладают дакриоконариды (глубоководные виды тентакулитид), остракоды, двустворки и гастроподы, а также радиолярии (Беляева Н.В., 1999). В склоновых частях бассейна накопление керогеновых кремнисто-карбонатных пород сменялось глинисто-карбонатным со шламовым детритом. От подножья склона к его верхней части наблюдается постепенное увеличение карбонатных разностей. Текстуры пород на склоне чаще всего нарушенные, пятнистые, комковатые, брекчевидные.

Особенность условий образования высокоуглеродистых формаций заключается в повышенном содержании карбонатного материала и свободного кремнезема, источником которого могли служить подводные гидротермы или вулканогенные продукты, приносимые из Уральской геосинклинали. (Ступакова А.В., 2015, Зайдельсон М.И., 1990). Накопление осадков протекало в эпиконтинентальном бассейне, глубина которого достигала 100-300 м, в условиях нормального газового режима. Геохимическая среда осадконакопления представляла собой восстановительные обстановки. В результате сформировались карбонатно-кремнистые отложения с содержанием Сорг > 5% (Кирюхина Т.А. и др., 2013).

Довольно частыми были поступления глинистого материала. Источник сноса глинистого материала мог находиться на Урале, где в это время существовали островные участки суши (Хисамов Р.С., 2010).

Режим бассейна и условия осадконакопления, *в начале речичьего (мендымского)* в отличие от семилукского времени, претерпевают значительные изменения, возникают условия открытого морского бассейна, происходит смена относительно глубоководных условий на условия преимущественно мелководно-морского шельфа (Хисамов Р.С., 2010, Ступакова А.В. и др., 2015). Намечается контур Южно-Татарского свода, а унаследованные от структуры фундамента авлакогены определяют положение впадин на шельфе, которые начинают объединяться в единую систему, получившую название Камско-Кинельской системы прогибов (Беляева Н.В., 1999, Хисамов Р.С., 2010). В пределах этих прогибов продолжают господствовать относительно глубоководные условия по сравнению с единым мелководно-морским шельфом. Нарастание краевых зон территории за счет склоновых образований уже к концу мендымского времени привело к разности глубин седиментации, равной 180 м - началось формирование органогенных построек (Беляева Н.В., 1999).

Камско-Кинельская система прогибов контролируется положением Жигулёвского, Пугачёвского, Токмовского, Южно-Татарского, Северо-Татарского, Башкирского, Пермского, Коми-Пермяцкого сводов (Ступакова А.В. и др., 2014, Мкртчян О.М., 1980).

На территории Южно-Татарского свода и восточного борта Мелекесской впадины, а также на Северо-Татарском своде *в конце мендымского этапа* накопление осадков продолжает развиваться частично в условиях приподнятого рельефа дна мелководного моря с нормальной соленостью и газовым режимом вод, что обусловило широкое развитие сине-зеленых и багряных водорослей, криноидей, фораминифер, брахиопод, остракод. Однако на части Южно-Татарского свода сохраняются условия накопления осадков «доманикового» типа (Хисамов Р.С., 2010).

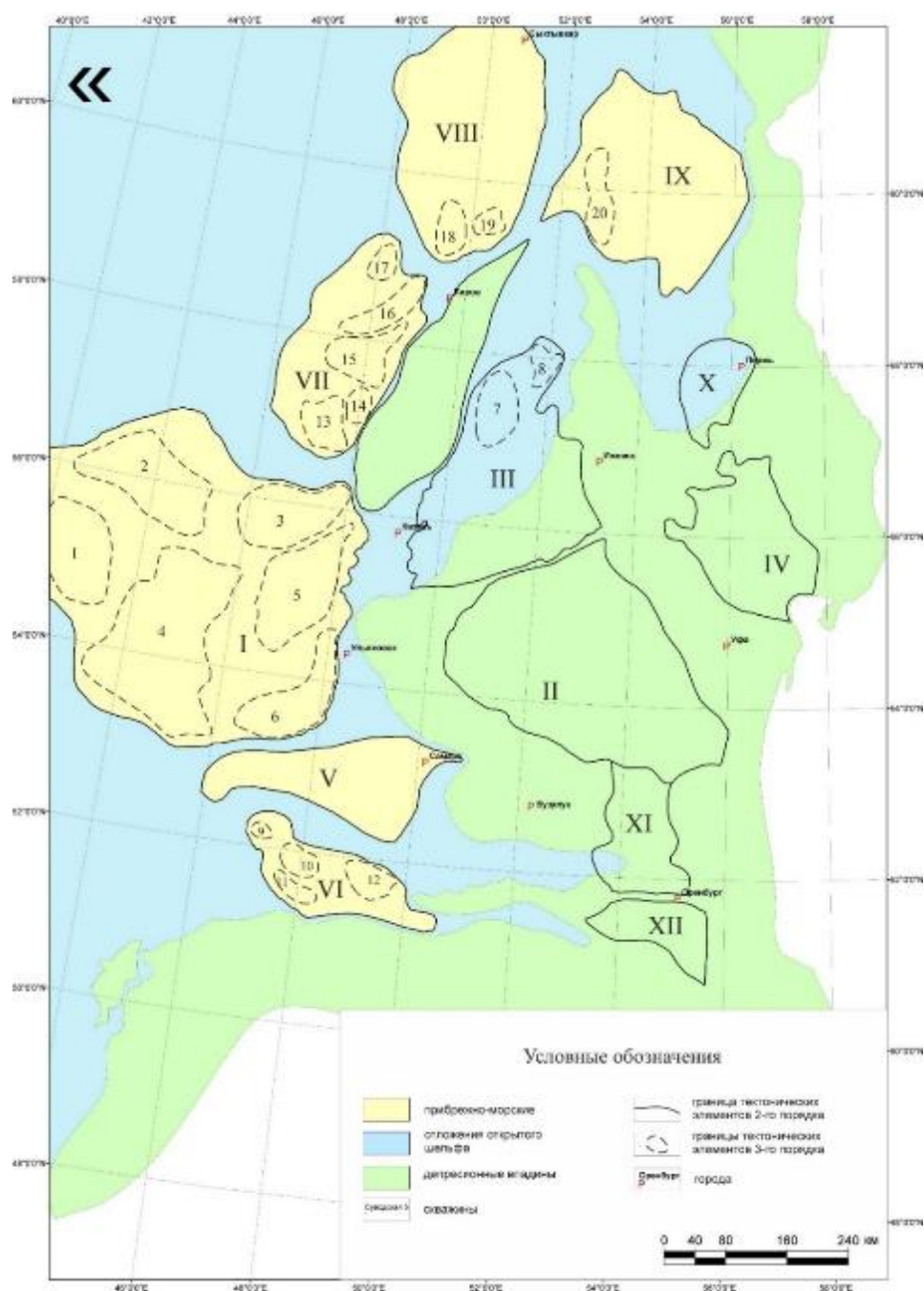


Рисунок 2.5. Палеогеографическая схема среднефранского времени (Ступакова А.В. и др., 2014). Границы крупных тектонических элементов: I – Токмовский свод, II – Южно-Татарский свод, III – Северо-Татарский свод, IV – Башкирский свод, V – Жигулевский свод, VI – Пугачевский свод, VII – Котельнический погребенный свод, VIII – Сыктывкарский погребенный свод, IX – Камский свод, X – Пермский свод, XI – Восточно-Оренбургское валообразное поднятие, XII – Соль-Илецкий выступ. Границы средних тектонических элементов: 1 – Темниковская вершина, 2 – Нижегородская вершина, 3 – Сундырская вершина, 4 – Токмовская вершина, 5 – Канашская вершина, 6 – Ульяновская вершина, 7 – Люмикский купол, 8 – Ярский купол, 9 – Терешкинская вершина, 10 – Балаковская вершина, 11 – Марьевская вершина, 12 – Клинцовская вершина, 13 – Санчурский выступ, 14 – Яранский выступ, 15 – Парфеновский выступ, 16 – Котельнический выступ, 17 – Даровский выступ, 18 – Летниковский выступ, 19 – Синегорский выступ, 20 – Лойнинский выступ

2.4 Нефтегазоносность

В настоящее время на территории Татарстана разведано 154 месторождения, включающих 2800 залежей нефти, из которых 74% приходится на Южно-Татарский свод, 24% - на Мелекесскую впадину, 2% - на Северо-Татарский свод. Промышленная нефтебитуминозность установлена в 33 стратиграфических горизонтах девона и карбона, выявлено 150 скоплений пермских битумов в Мелекесской впадине и на западном склоне ЮТС (Хисамов Р.С., 2006, Хисамов Р.С., 2010).

На баланс запасов поставлены залежи нефти, начиная с воробьевского, ардатовского и муллинского горизонтов живетского яруса среднего девона и кончая подольским горизонтом московского яруса среднего карбона.

Максимальная концентрация нефти приурочена к отложениям терригенного девона и к каменноугольным (турнейским, визейским и серпуховско-верейским) отложениям.

Всего в осадочном разрезе Татарстана выделено 11 нефтеносных и битуминозных комплексов. Выделение комплексов основывалось на стратиграфической приуроченности нефте- и битумопроявлений, оценке масштабов нефтенакопления, типах изолирующих покрышек (региональных, зональных, локальных), строении пластов-коллекторов и ловушек и других факторов (Хисамов Р.С., 2006).

К *региональным* относятся муллинско-пашийско-тиманский терригенный, турнейский карбонатный, визейский терригенный и серпуховско-верейский карбонатный нефтеносные комплексы. Они содержат более 80% всех выявленных залежей, приуроченных, в основном, к ловушкам структурного, структурно-литологического и литологического типов. Начальные дебиты скважин - 1-400 т/сут.

К *зональным* относятся эйфельско-ардатовский терригенный нефтяной комплекс, уфимский терригенный, нижеказанский терригенно-карбонатный и верхнеказанский карбонатно-терригенный битуминозные комплексы. Залежи в D₂ небольшие, пластово-сводовые, литологические. Начальные дебиты - 0,2-62 т/сут.

К *локальным* относятся среднефранско-фаменский карбонатный, каширско-гжельский карбонатный нефтеносные комплексы и нижепермский битуминозный карбонатный комплекс (Хисамов Р.С., 2006).

Площадь распространения залежей в среднефранско-фаменском карбонатном комплексе совпадает с площадями нефтеносности терригенного девона. С этим комплексом связано около 4% всех залежей, дебиты скважин 0,05-96 т/сут. Нефтеносность семилукского и мендымского горизонтов имеет широкое площадное распространение и приурочена к зонам максимальной тектонической трещиноватости (Ступакова А.В. и др., 2014).

В Южно-Татарской области залежи нефти распространены в девонских и каменноугольных отложениях, в Северо-Татарской – в основном в породах девона. В Мелекесской впадине относительно невысокие масштабы нефтеобразования установлены в девонских отложениях, залежи тяжелой нефти приурочены к каменноугольным отложениям, скопления битумов – к пермским отложениям. Они залегают на небольших глубинах (до 400 м) и представляют собой тяжелые высоковязкие гипергенно преобразованные нефти. Область максимального битумонакопления приурочена к Мелекесской впадине и прилегающей части ЮТС (Ступакова А.В. и др., 2014)

Нефтепроявления в саргаевских, семилукских и мендымских отложениях встречаются во многих скважинах, но залежи отмечены в нескольких месторождениях. В Южно-Татарской нефтеносной области в Бухарском многопластовом месторождении оно приурочено к локальной структуре III порядка и располагается на северном склоне свода. Залежь в семилукско-мендымских отложениях литологического типа приурочена к зоне трещиноватости карбонатных пород и имеет ограниченное распространение. Толщина нефтенасыщенного пласта составляет 4,2-11,2 м, дебит скважин 1,3-8,6 т/сут. В Муслюмовском нефтяном месторождении, расположенном на северо-восточном склоне ЮТС, залежь массивного типа установлена в карбонатных породах семилукского горизонта (Ступакова А.В. и др., 2014).

В пределах Ромашкинского месторождения в результате испытаний семилукского и мендымского горизонтов нефть и признаки нефти были получены на Сармановской, Березовской, Северо-Альметьевской, Минибаевской, Азнакаевской и Зеленогорской площадях (Рисунок 2.6). Отложения семилукского и мендымского горизонтов гидродинамически изолированы друг от друга – семилукский горизонт включает в себя пласт $См_3$, а мендымский - пласты $Мн_1$, $Мн_2$, $Мн_3$ и $Мн_4$. Разделом между этими горизонтами служит пачка глинисто-карбонатных и мергельных пород мощностью от 4 до 17 м, в подавляющем большинстве разрезов мощность более 10 м. Раздел является надежным флюидоупором для пласта-коллектора семилукского горизонта. Известняки раздела плотные, крепкие с прослоями плотных битуминозных мергелей. Редко в известняках встречаются вертикальные трещины и пористые разности пород. Нефтеносность отложений семилукского и мендымского горизонтов на Сармановской и Березовской площади связана в основном с пластами $См_3$ и $Мн_1$, хотя по пластам $Мн_2$, $Мн_3$ и $Мн_4$ также отмечаются нефтепроявления (Тимергалеева Р.Р., 1998).

Нефти из доманикового горизонта разных скважин Муслюмовского месторождения и из залежей Березовской и Азнакаевской площадей Ромашкинского месторождения тяжелые – плотность в поверхностных условиях составляет 0,892-0,902 г/см³, средняя

0,897 г/см³, вязкие. По групповому составу (парафины, смолы, асфальтены) они относятся к высокосмолистым (9,9-58%, среднее 30%), парафинистым (1,2-4,5%, среднее 3,4%), высокосернистым (2,99-4,27%, среднее 3,82%). Фракционный состав показал, что в нем преобладают фракции с температурой кипения выше 300°C (газойль) – более 60% (Ступакова А.В. и др., 2014).

Газонасыщенность нефтей низкая (13-14 м³/т) и газы полностью растворены в нефти. В составе углеводородных газов преобладают тяжелые УВ: C_{2+выш.} более 70% (Ступакова А.В. и др., 2014).

Состав органического вещества доманикового горизонта на территории Южно-Татарского свода

Особенностью пород доманикового горизонта является высокое обогащение органическим веществом. В зависимости от условий осадконакопления и минерального состава пород концентрации ОВ могут варьироваться в диапазоне 0,3-49,4%. В разрезе преобладают породы с высокими содержаниями ОВ. Среднее и модальное значение ОВ одинаково -10%. Генерационный потенциал отложений (S₁+S₂) в пределах рассматриваемого горизонта изменяется от 0,12 до 298,56 мг УВ/г породы, водородный индекс (НІ) – 200-800 мг УВ/г ТОС, кислородный индекс (ОІ) – 0-364 мг СО₂ /г ТОС, индекс продуктивности (PI=S₁/S₁+S₂) – 0,01-0,26. Породы обладают высокой битуминозностью (2,5-4,1%), в составе которых преобладают смолисто-асфальтеновые компоненты (67%), свободных УВ (S₁) не более 9 кг/т породы или 3% в ОВ (Хисамов Р.С., 2015).

Низкие значения генерационного потенциала характерны для наиболее «чистых» карбонатных разностей, в которых концентрации органического вещества, как правило, лежат в диапазоне от 0,1 до 0,5%, такие породы формируют группу субдоманикоидов.

Группа доманикоидов характеризуется содержанием органического вещества от 0,5 до 5% (Рисунок 2.7). Значения НІ от 150 до 600 мг УВ/г ТОС. Некоторые породы уже вошли в стадию нефтегазообразования, значения Т_{мах} варьируются от 410 до 445 °С. В данной группе встречаются, как светло-серые карбонатные разности, так и породы черного цвета чаще всего кремнисто-карбонатного или карбонатно-кремнистого состава, иногда с примесью глинистого материала до 18%.

Площади:

1 - Абдрахмановская	42 - Чегодайское	83 - Макаровское
2 - Южно-Ромашкинская	43 - Утямышское	84 - Соколкино-Сарапалинское
3 - Западно-Ленингорская	44 - Беркет-Ключевское	85 - Байдакинское
4 - Зай-Каратайская	45 - Ситниковское	86 - Мельнинское
5 - Куакбайская	46 - Становое	87 - Аксаринское
6 - Мишбишевская	47 - Екатерининское	88 - Кадыровское
7 - Альметьевская	48 - Тавельское	89 - Бастрыкское
8 - Северо-Алметьевская	49 - Ямшинское	90 - Зычевское
9 - Березовская	50 - Тюгеевское	91 - Елгинское
10 - Восточно-Сулеевская	51 - Кузайкинское	92 - Урнунское
11 - Алькеевская	52 - Березовское	93 - Артанское
12 - Чишминская	53 - Ерсубайкинское	94 - Шийское
13 - Ташлиарская	54 - Урмайтинское	95 - Соколыгорское
14 - Сармановская	55 - Ульяновское	96 - Елабужское
15 - Азнакаевская	56 - Ильмовское	97 - Бикляинское
16 - Карамалинская	57 - Старо-Кадеевское	98 - Ново-Сукшинское
17 - Павловская	58 - Кутушское	99 - Орловское
18 - Зеленогорская	59 - Нурлатское	100 - Сарайлинское
19 - Восточно-Ленингорская	60 - Осеннее	101 - Бахчисарайское
20 - Холмовская	61 - Урнякское	102 - Дружининское
21 - Южная	62 - Бурсайкинское	103 - Актанышское
22 - Актанская	63 - Некрасовское	104 - Контузлинское
23 - Ново-Елховская	64 - Николаевское	105 - Азеево-Салаушское
24 - Федотовская	65 - Максимкинское	106 - Кутузовское
25 - Ново-Шепинское	66 - Ананское	107 - Озерное
26 - Северо-Краснооктябрьское	67 - Степноозерское	108 - Луговое
27 - Краснооктябрьское	68 - Вишнево-Полянское	109 - Первомайское
28 - Летнее	69 - Зюзеевское	110 - Бондюжское
29 - Центрально-Краснооктябрьское	70 - Сунгеевское	111 - Комаровское
30 - Южно-Краснооктябрьское	71 - Пионерское	112 - Онбийское
31 - Западно-Краснооктябрьское	72 - Демкинское	113 - Муслимовское
32 - Ивашкино-М-Сулейкинское	73 - Аксубаево-Мокшинское	114 - Тумутуское
33 - Дачное	74 - Енорускинское	115 - Чекаевское
34 - Кутушское	75 - Мельниковское	116 - Сабанчинское
35 - Шегуринское	76 - Черемуховское	117 - Баклинское
36 - Красногорское	77 - Ившинское	118 - Сулинская
37 - Сиреневское	78 - Северное	119 - Алексеевское
38 - Ашальинское	79 - Владимирское	120 - Тат-Кандыское
39 - Лангуевское	80 - Архангельское	121 - Матросовское
40 - Черемшанское	81 - Шереметьевское	122 - Родниковское
41 - Новоисторское	82 - Урганчинское	123 - Урус-Тамакское
		124 - Тлячи-Тамакская

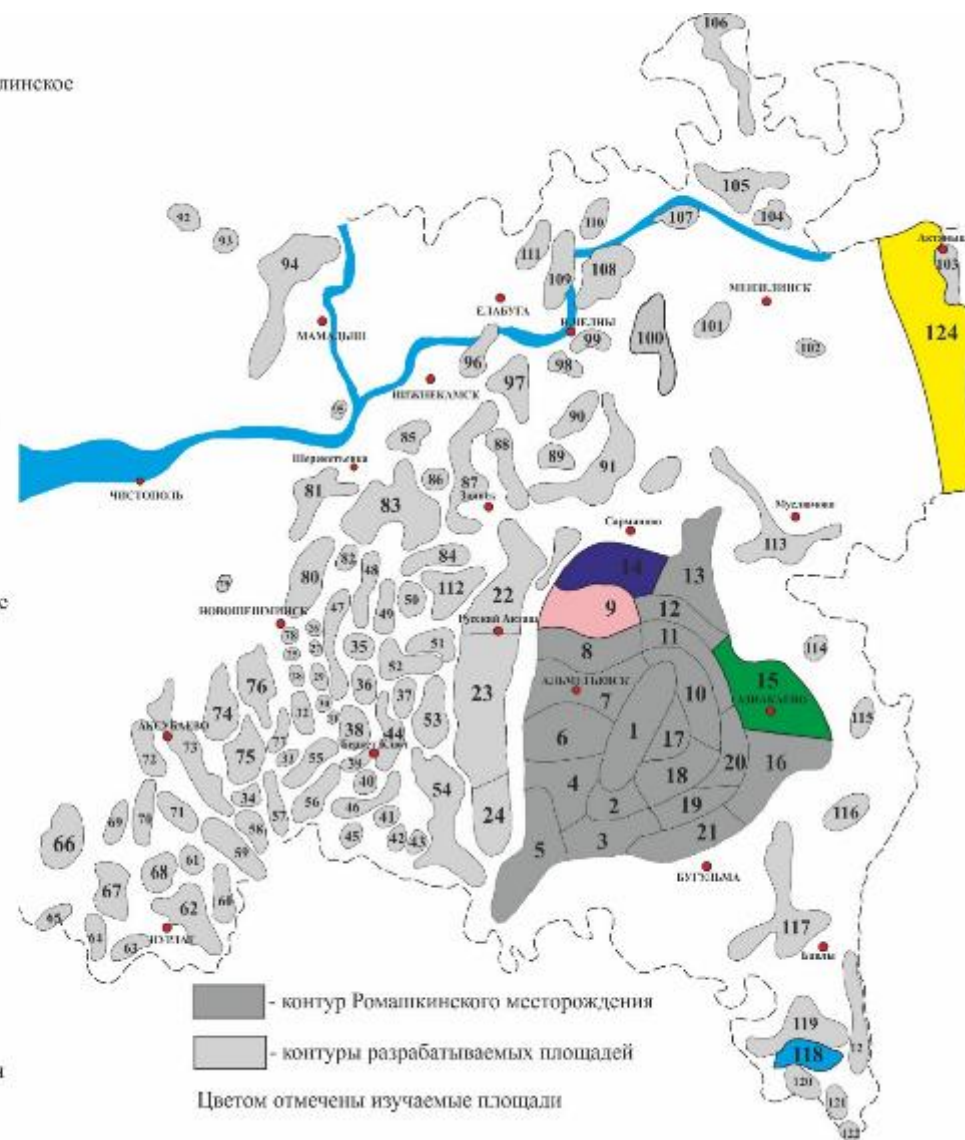


Рисунок 2.6. Обзорная карта расположения площадей Южно-Татарского свода с дополнениями (Полудеткина Е.Н., 2017)

Породы с содержанием ОВ 5-25% и >25%, доманикиты и сапропелиты, соответственно, характеризуются самыми высокими значениями водородного индекса, варьирующими в пределах 385-720 мг/г и степенью зрелости 406-443°C (Рисунок 2.7). Для этой группы пород характерны исключительно черные микрослоистые породы кремнистого, карбонатного или смешанного состава. Органическое вещество II типа.

Состав УВ отвечает морским условиям преимущественно карбонатной седиментации, геохимический режим в диагенезе восстановительный (от слабо- до резковосстановительных обстановок) (Полудеткина Е.Н., 2017).

Исходным материалом послужили фитопланктонные водоросли, возможно, и хитиновые элементы зоопланктона (тентакулиты), незначительно участие принимали липиды высшей растительности, что фиксируется небольшим преобладанием стерана C₂₉ (Fadeeva et al., 2015).

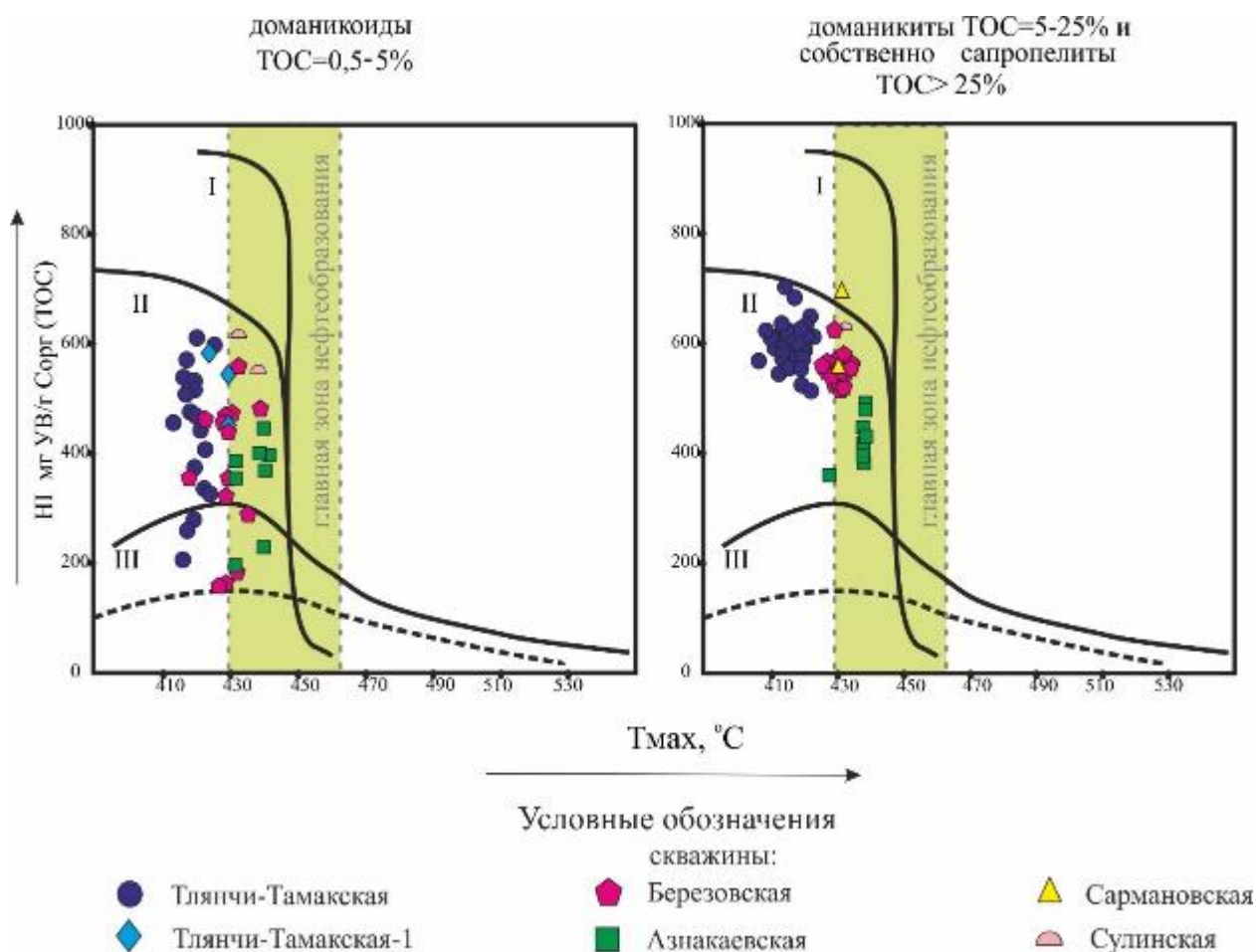


Рисунок 2.7. Типы керогена в породах доманикового горизонта Южно-Татарского свода по данным пиролиза Rock-Eval-6 (по данным автора)

Глава 3. Строение и состав пород доманикового горизонта

3.1 Формирование коллекции образцов. Предварительные исследования образцов

Объектом исследования являются отложения доманикового горизонта сформированные в средне-франский период в позднем девоне (D_3fr_2 dm). Для выявления закономерностей строения отложений доманикового горизонта литологом Шардановой Т.А. и Хомяком А.Н. (МГУ им. М.В. Ломоносова) было выполнено детальное описание керна, извлеченного из предложенных для данной работы скважин. В процессе описания производился отбор коллекции образцов. Таким образом была сформирована коллекция образцов в количестве 110 штук из шести скважин: Азнакаевская, Березовская, Тлянчи-Тамакская, Тлянчи-Тамакская-1, Сармановская, Сулинская (Таблица 3.1).

Таблица 3.1 Информация по скважинам

Скважина	Интервал, м	Вынос керна, м	Кол-во образцов	Возраст
Азнакаевская	1685,6-1703,73	18,6	26	D_3fr_2 dm
Березовская	1705-1728	21,8	30	
Тлянчи-Тамакская	1670,9-1694	22,1	40	
Тлянчи-Тамакская-1	1655-1665	6	6	
Сармановская	1738-1743, 1759-1764	10	3	
Сулинская	1871-1879	4,5	5	

С целью изучения строения и состава пород доманикового горизонта на коллекции отобранных образцов был проведен ряд предварительных анализов: определялся минеральный состав, были получены геохимические характеристики вещества. Все исследования пород проводились в рамках совместного проекта ТатНИПИнефть и МГУ имени М.В. Ломоносова под руководством Фадеевой Н.П.

Для определения минерального состава пород проводилась рентгеновская дифрактометрия на установке Ultima-IV фирмы Rigaku (Япония), приобретенного за счет средств Программы развития Московского университета в лаборатории грунтоведения и технической мелиорации грунтов кафедры инженерной и экологической геологии геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова. Использовался следующий рабочий режим – напряжение 40 кВ, ток - 40 mA, материал анода - медь, никелевый фильтр, диапазон углов сканирования – $3,6-65^\circ$, шаг по углу сканирования $0,02^\circ$, система фокусирующих щелей - фиксированная. Для ускорения съемки и повышения качества экспериментальных данных использовался полупроводниковый детектор нового поколения - DTex/Ultra: скорость сканирования – 5° в минуту.

Интерпретация минерального состава проводилась методом сопоставления экспериментального и эталонных спектров из базы данных PDF-2 в программном пакете PDXL компании Rigaku. Количественный анализ проводился методом полнопрофильной обработки рентгеновских картин от неориентированных препаратов (Пушаровский Д.Ю., 2000) в программном продукте RockJock (Eberl., 2003). Определение минерального состава пород были выполнены в МГУ им. М.В. Ломоносова, на геологическом факультете, Крупской В.В.

Петрографическое изучение пород проводилось на оптическом лабораторном микроскопе Axio Scope 40 Carl Zeiss Шардановой Т.А. Наиболее интересные по строению образцы фотографировались автором на микроскопе Axio Imager.A2m Carl Zeiss, приобретенный на кафедру геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова за счет спонсорской поддержки ПАО «НК «РОСНЕФТЬ».

Более детальное строение пород при участии автора исследовалось на микрозондовом комплексе на базе растрового (сканирующего) электронного микроскопа «JEOL 6610 LW» с энергодисперсионным анализатором элементного состава Oxford Instruments IncaXact. Растровые электронные изображения получены во вторичных электронах (морфология поверхности) (Калин Б.А., 2008).

Пиролитические характеристики вещества были получены Козловой Е.В. и Хамидуллиным Р.А. в МГУ имени М.В. Ломоносова на пиролизаторе Rock-Eval-6, который является новейшей модификацией прибора Rock-Eval. Методика пиролиза на аппаратуре Rock-Eval разработана во Французском институте нефти (Espitalie, 1993; Тиссо и Вельте, 1981).

Из ранее отобранных и детально изученных пород была сформирована представительная коллекция образцов в количестве 62 штук для проведения дальнейших работ. Образцы отбирались, исходя из их литологических характеристик: состава и строения, представляющих разные литотипы горных пород (см. Приложение 1).

Образцы цилиндрической формы диаметром 3 мм и высотой 4 мм выбуривались по напластованию керна (Рисунок 3.1). Для того, чтобы заранее исключить возможное разрушение пород в процессе постановки эксперимента, выбуривалось по несколько запасных образцов-близнецов. Из пород гетерогенного строения – состоящих из нескольких прослоев, цилиндрические образцы выбуривались из каждого прослоя.



Рисунок 3.1. Фотографии примера отбора экспериментальных цилиндрических образцов

3.2 Типизация пород доманикового горизонта

В рамках отобранной коллекции образцов автором была выполнена типизация горных пород доманикового горизонта с использованием результатов описания шлифов Шардановой Т.А. (Шарданова Т.А., 2017). В основу типизации легли такие признаки, как содержание ОВ, текстура и минеральный состав.

Первым критерием служило содержание органического вещества. Параметр «содержание ОВ» в работе представлен параметром ТОС, который измеряется в пиролизаторе и представляет собой процентное содержание органического углерода в породе. Для типизации по содержанию ОВ учитывалась классификация, согласно которой выделяется четыре группы пород: породы с содержанием ОВ $<0,5\%$; $0,5-5\%$ - доманикоиды; $5-25\%$ - доманикиты; $>25\%$ - сапропелиты (Шванов В.Н., 1998).

Вторым критерием при типизации изучаемой коллекции пород являлась микротекстура. Различное сочетание текстурных элементов пород позволяет охарактеризовать динамику среды и условия накопления осадка. С учетом этого, в самом общем виде было выделено два типа текстур: микрослоистые и неслоистые. В рамках рассмотренных микрослоистых пород доманикового горизонта отмечаются горизонтально слоистые и полого волнистые (Алексеев В.П., 2007).

Третьим критерием служил минеральный состав пород, который является следствием определенных обстановок осадконакопления и возможных вторичных преобразований, произошедших во время диагенеза и катагенеза. Особое внимание, также уделялось наличию и степени сохранности фауны.

Типизация пород проводилась по результатам исследования образцов под поляризационным микроскопом в шлифах, с учетом данных рентгенофазового анализа и

анализа Rock-Eval для определения содержаний органического вещества в породах. Типизация пород приведена в Таблица 3.2, где римскими цифрами (I, II, III, IV) обозначены группы пород по содержанию ОВ, арабскими (1, 2, 3) – минеральный состав пород, буквами (А и В) – текстуры. Все значения по минеральному составу горных пород, приведенные в Таблица 3.2 пересчитаны с учетом органического вещества.

Ниже будут приведены подробные описания каждого типа, проиллюстрированные соответствующими фотографиями шлифов.

Таблица 3.2. Типизация горных пород доманикового горизонта

Содержание ОВ		<0,5% (I)	Доманикоиды 0,5-5% (Углеродистые) (II)		Доманикиты (высокоугле- родистые) 5-25% (III)	Сапропелиты >25% (IV)
Текстуры		Неслоистые (А)	Неслоистые (А)	Слоистые (В)	Слоистые (В)	Слоистые (В)
Состав	1	Содержание* карбонатного материала до 80%; сумма примесей (крем., гл.) <20%	Содержание* карбонатного материала до 80%; сумма примесей (крем., гл.) <20%	Содержание* карбонатного материала до 80%; сумма примесей (крем., гл.) <20%	Содержание* карбонатного материала до 80%; сумма примесей (крем., гл.) <20%	
	2			Содержание* кремнистого материала до 80%; сумма примесей (карб., гл.) <20%	Содержание* кремнистого материала до 80%; сумма примесей (карб., гл.) <20%	Содержание* кремнистого материала до 75%; сумма примесей (карб., гл.) <20%
	3	Смешанный Содержание* глин: 21-37%, карб.: 13- 49%, крем.:27-46%	Смешанный Содержание* глин: 1-7%, карб.: 47- 74%, крем.:17- 41%	Смешанный Содержание* глин: 3-18%, карб.: 41-88%, крем.:8-57%	Смешанный Содержание* глин: 1-19%, карб.: 11-84%, крем.:7-88%	Смешанный Содержание* глин: 1,5-9,6%, карб.: 0,6-36%, крем.:14-64%

*примечание – Содержания минерального состава даны по результатам измерения коллекции образцов

I.A. Породы с содержанием ОВ <0,5%, неслоистые

IA1. Карбонатные породы

Среди пород карбонатного состава с содержанием ОВ <0,5% выделяются преимущественно **биокластовые известняки**. В составе пород изучаемой коллекции они имеют широкое распространение в разрезе скважины Азнакаевская. Породы характеризуются бикластовой структурой и имеют доломит-известковый состав (Рисунок 3.2). Биокласты представлены тентакулитами, брахиоподами, остракодами, крупными фрагментами аммонитов, а также неопределимым шламовым детритом. Распределение остатков хаотичное. Содержание детрита часто превышает 50% от обломочной части. На участках развития микритовой известковой массы выделяются идиоморфные кристаллы доломита. Редко внутри кристаллов отмечаются участки, сложенные агрегатом зеленоватого цвета, вероятно, глауконита. К ним приурочены выделения пирита.

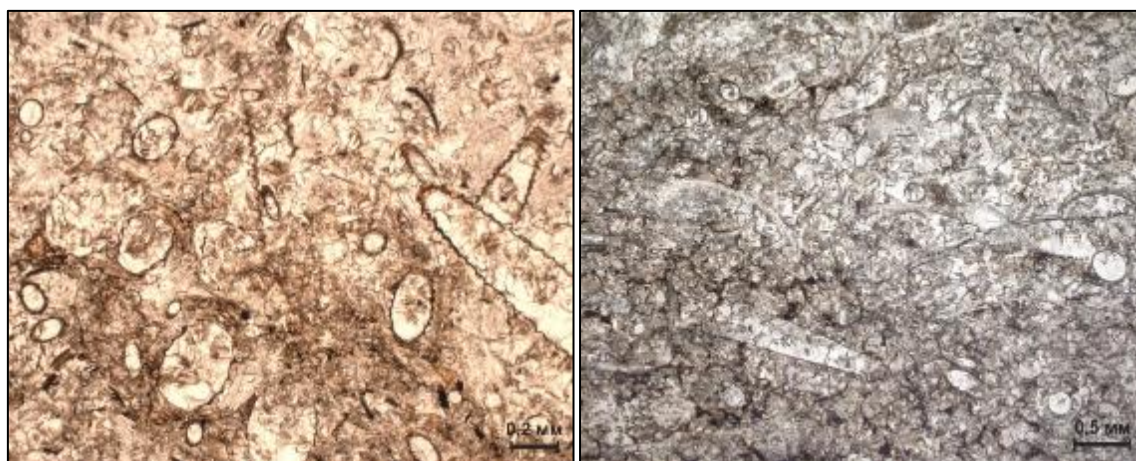


Рисунок 3.2. Тип пород I.A.1 – Образец 6-Аз, скважина Азнакаевская. Известняк биокластовый. Фотографии шлифов (николи II)

Реже встречаются **известняки тонко-среднезернистые с примесью биокластов** в виде единичных образцов в разрезе скважины Тлянчи-Тамакская. Состав основной массы известковый. В сильно перекристаллизованной массе встречаются единичные трудноопределимые биогенные остатки (двустворки, тентакулиты, брахиоподы, остракоды) (Рисунок 3.3).

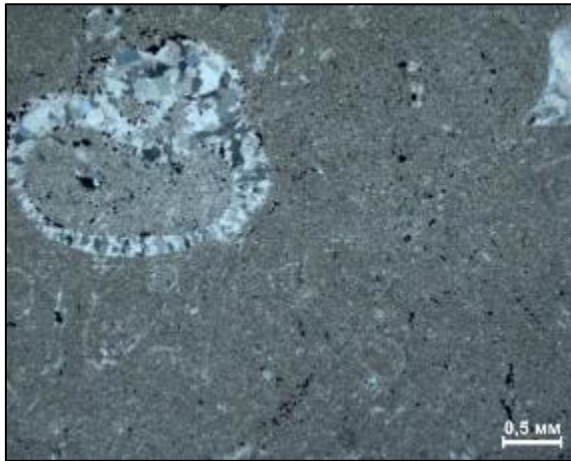


Рисунок 3.3. Тип пород I.A.1 – Образец 30-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская. Известняк тонкозернистый с примесью биокластов. Фотография шлифа (николи II)

В составе коллекции также встречаются **доломиты**, характеризующиеся неслоистой микротекстурой в шлифе. Структура разномзернистая (Рисунок 3.4). Идиоморфные кристаллы аутигенного доломита размером от 0,05 до 0,1 мм (количество 50-60%) создают облик порфировидной структуры. Основная глинисто-известковая пелитоморфная масса (количество 40-50%) выполняет роль пленочного, порового, базального «цемента». Для этих пород характерны многочисленные межзерновые пустоты, размером от 0,1х0,1 мм до 0,25х0,25 мм, реже до 0,25х3,0 мм, расположение которых приурочено к линейно вытянутым зонам, где присутствует криптозернистая известковая масса между кристаллами доломита.



Рисунок 3.4. Тип пород I.A.1 – Образец 23-Аз, скважина Азнакаевская. Доломит. Фотография шлифа (николи II)

Тонкозернистые известняки часто формируют известковые стяжения в разрезах скважин Азнакаевская, Березовская, Тлянчи-Тамакская. Структура основной массы тонко равномерно зернистая, размер зерен в среднем 0,01-0,05 мм. Состав основной массы

известковый, на отдельных участках могут встречаться процессы окремнения (Рисунок 3.5).

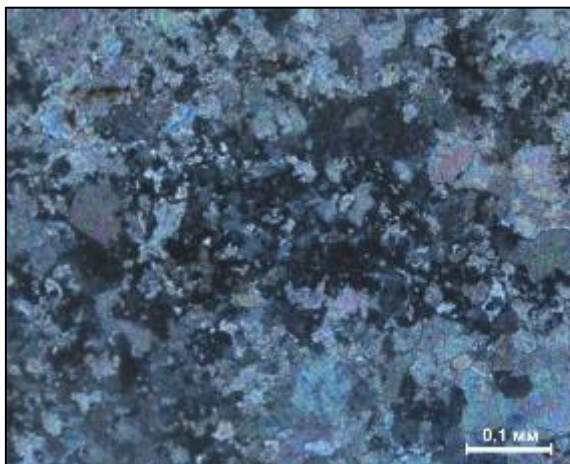


Рисунок 3.5. Тип пород I.A.1 – Образец 19-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская. Известняк тонкозернистый. Фотография шлифа (николи X)

IA3 Породы смешанного состава

В группу пород смешанного состава вошли единичные образцы из скважин Тлянчи-Тамакская и Сулинская. Состав аутигенных глинистых минералов гидрослюдистый, смешанослойный слюда-сметитовый. В скважине Тлянчи-Тамакская глинистый материал подчеркивает стилолитовые швы в породе – известняке тонко-криптозернистом с примесью биокластов (Рисунок 3.6).

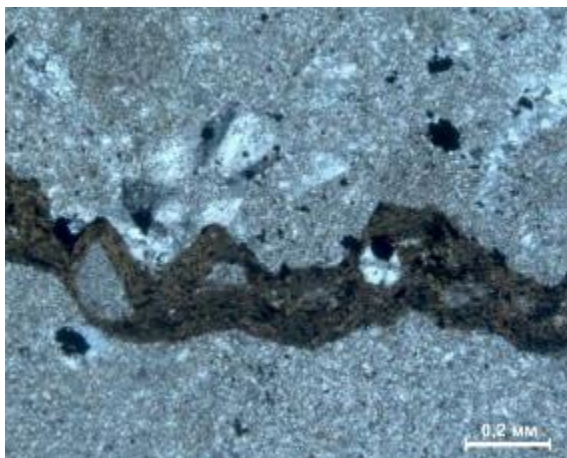


Рисунок 3.6. Тип пород I.A.1 – Образец 31-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская. Известняк тонко-криптозернистый со стилолитовым швом, выполненным глинистым материалом. Фотография шлифа (николи X)

II.A. Породы с содержанием ОВ 0,5-5%, доманикоиды, неслоистые, углеродистые

II.A1 Карбонатные породы

К этой группе пород относятся породы как известкового, так и доломитового состава. Микротекстура пород в шлифах неслоистая. Однако содержание керогена

повышается до 5%. Кероген, как правило, равномерно рассеян в основной микритовой массе, за счет чего породы становятся окрашены в светло-бурый цвет.

Среди пород данного типа отмечаются **шламово-биокластные, биокласт-шламовые известняки углеродистые**, широко представленные в скважинах Березовская и Азнакаевская. В образцах выделяются как целно раковинные остатки тентакулит, так и их обломки, а также ракушняковый шлам. Ориентировка фрагментов хаотичная. Распределение неравномерное. На отдельных участках кероген подчеркивает границы зерен, литокластов, либо биокластов. Единично отмечается поровое пространство, заполненное керогеном (Рисунок 3.7, Рисунок 3.8).

Также в составе коллекции выделяются **средне-мелко-криптозернистые известняки и доломиты углеродистые** иногда с примесью ракушнякового шлама и биокластов с участками доломитизации (Рисунок 3.9).

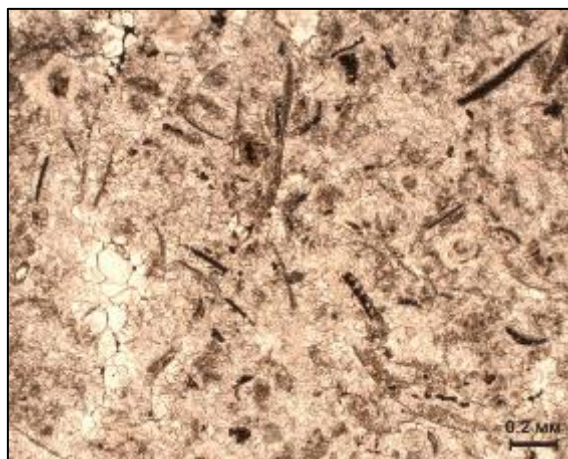


Рисунок 3.7. Тип пород II.A.1 – Образец 8-Аз, скважина Азнакаевская. Известняк тентакулитовый углеродистый. Фотография шлифа (николи II)

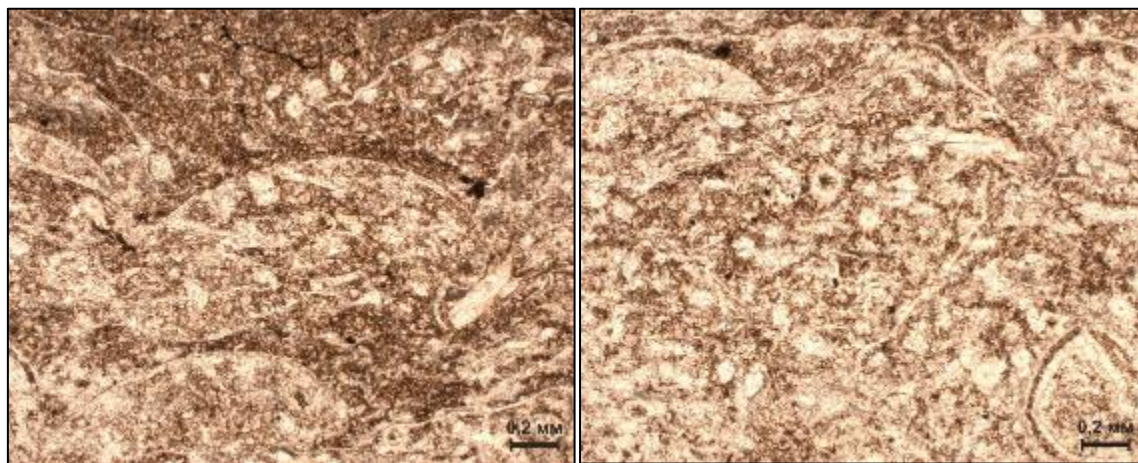


Рисунок 3.8. Тип пород II.A.1 – Образец 13-Б, скважина Березовская. Известняк шламово-биокластовый тентакулитовый углеродистый. Фотографии шлифов (николи II)

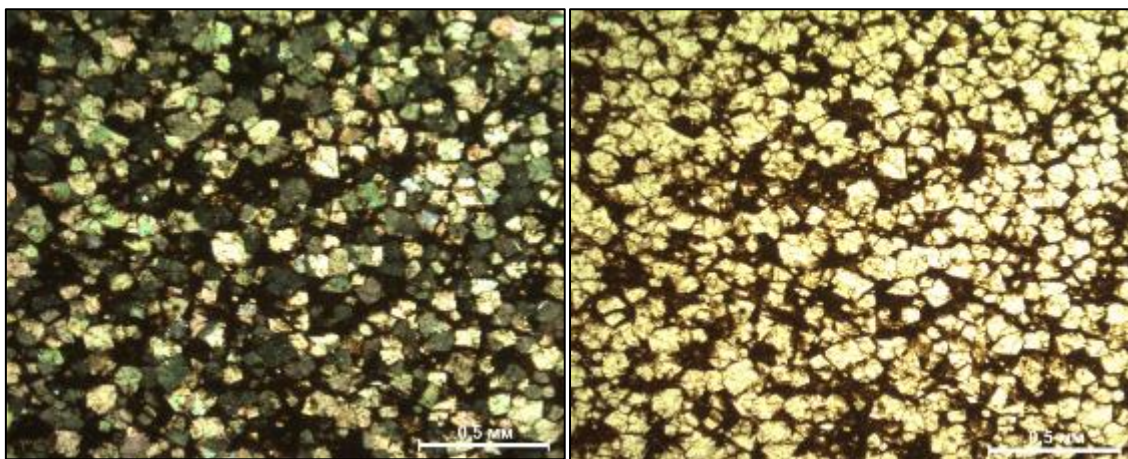


Рисунок 3.9. Тип пород II.A.1 – Образец 22-Аз, скважина Азнакаевская. Доломит углеродистый. Фотография шлифа (николи X, II)

II.A.3. Породы смешанного состава

Среди пород группы II.A также встречаются единичные образцы смешанного состава. Они были отмечены в нижней части рассматриваемого интервала скважины Тлянчи-Тамакская и представлены **доломитами с примесью терригенного материала углеродистыми**. В породах могут встречаться единичные остатки раковин. Терригенная примесь распределена неравномерно и представлена преимущественно кварцем и редким обломками полевых шпатов (Рисунок 3.10).

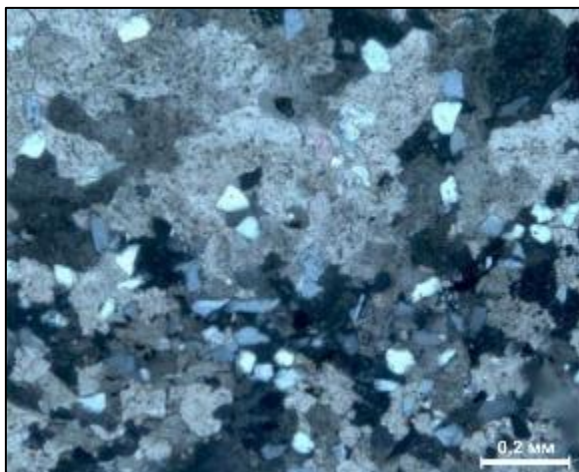


Рисунок 3.10. Тип пород II.A.3 – Образец 10-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская. Доломит с примесью терригенного материала углеродистый. Фотография шлифа (николи X)

II.B. Породы с содержанием ОВ 0,5-5%, доманикоиды, микрослоистые, углеродистые

II.B.1. Карбонатные породы

К этой группе пород относятся породы с содержанием карбонатного материала более 90% и керогена до 5%. Отличительной особенностью пород является микрослоистая текстура, которая может подчеркиваться ориентированным расположением удлиненных

фрагментов биокластов, литокластов, либо неравномерным распределением карбонатного материала (Рисунок 3.11)

Породы данного типа встречаются в единичных случаях в скважинах Азнакаевская и Тлянчи-Тамакская и представлены **ритмитами известковыми углеродистыми**. В породах выделяются линзы, фрагменты с микритовой структурой известкового состава размером от 0,05 до 0,2 мм, ориентированные по слоистости. На фоне основной керогеново-карбонатной массы отмечаются также остатки раковин тентакулит, стенки которых выполнены кальцитом, внутренние полости выполнены вмещающей массой.



Рисунок 3.11. Тип пород II.B.1 – Образец 49-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская. Ритмит известковый углеродистый. Фотография шлифа (николи X)

II.B.2. Кремнистые породы

К этой группе пород относятся породы в которых преобладает кремнистый материал в них также присутствует кероген, но не более 5%. Микротекстура пород микрослоистая, проявленная ориентировкой, количеством и размером биогенных остатков, а также прослоями, по-разному насыщенными органическим веществом. Основная масса представлена керогеново-кремнистым составом, на фоне которой выделяются остатки раковин тентакулит с известково-кремневыми стенками. Полости могут быть выполнены халцедоном, известково-кремневыми агрегатами, иногда органическим веществом. Встречаются также прослой, насыщенные радиоляриями, полностью замещенные халцедоном. Шламовый материал преимущественно кремнистый, ориентированный по слоистости породы. Породы данного типа характерны для скважины Березовская и представлены **ритмитами кремнистыми углеродистыми с остатками тентакулит** (Рисунок 3.12).

Более преобразованные кремнистые породы отмечаются в скважине Тлянчи-Тамакская. Преимущественно **фтаниты**, основная масса которых представлена битуминозно-халцедоновым составом, нередко встречаются остатки раковин тентакулит и радиолярий, полностью замещенные халцедоном. В породах отмечается широкое развитие

трещин, залеченных кварцем, иногда выполненных органическим веществом (Рисунок 3.13).

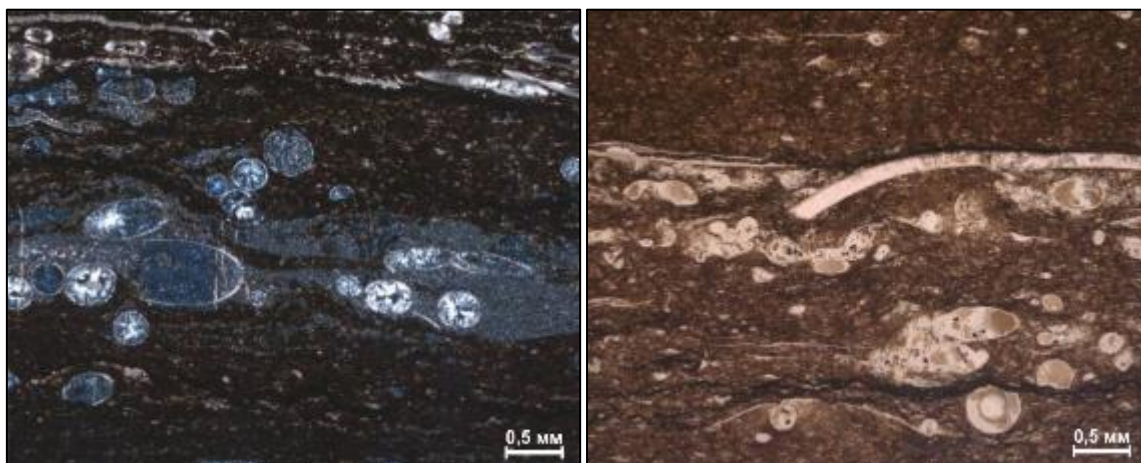


Рисунок 3.12. Тип пород II.B.2 – Образец 18-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская. Ритмит кремнистый с остатками тентакулит углеродистый. Фотографии шлифов (николи X, II)

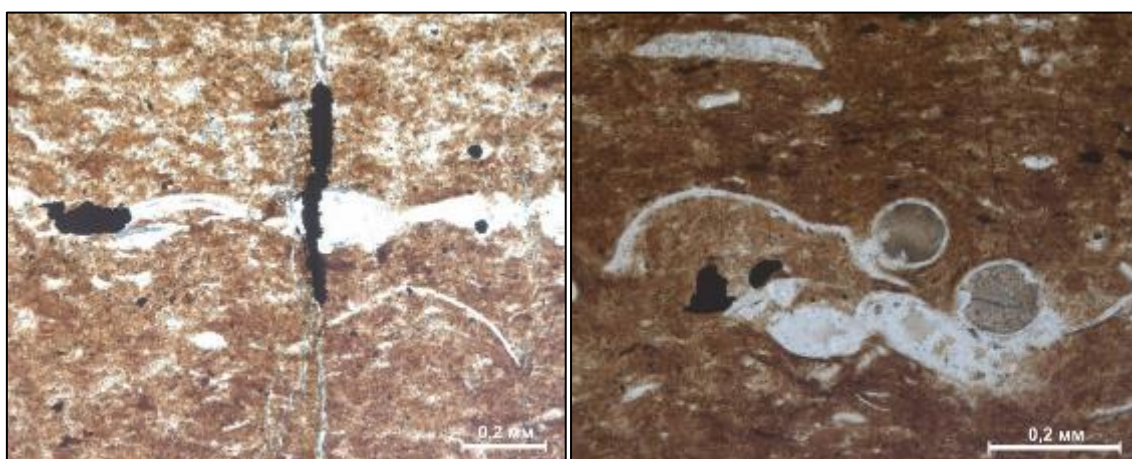


Рисунок 3.13. Тип пород II.B.2 – Образец 35-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская. Фтанит с реликтами тентакулит углеродистый. Фотографии шлифов (николи II)

II.B.3. Породы смешанного состава

Породы характеризуются слоистой микротекстурой в шлифах и представлены **ритмитами кремнисто-известковыми углеродистыми**. Слоистость может фиксироваться ориентированным расположением удлинённых фрагментов биокластов, литокластов, либо неравномерным послойным распределением кремнистого, карбонатного, глинистого материала. Присутствующий в породах кероген равномерно рассеян в основной микритовой массе, за счет чего породы приобретают светло-коричневый оттенок, либо распределен в виде микролинзочек и нитевидно, подчеркивая тем самым микрослоистую текстуру. Состав основной массы образцов керогеновый. В пелитоморфной керогеновой массе отмечаются известковый шлам, редкие известковые и кремневые остатки тентакулит, ориентированные согласно слоистости (Рисунок 3.14).

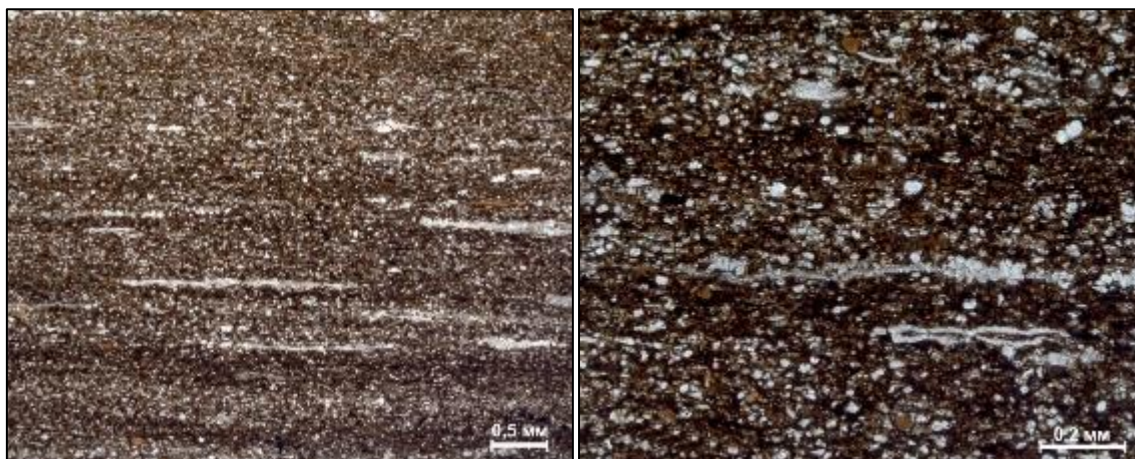


Рисунок 3.14. Тип II.B.3 – Образец 12-Аз, скважина Азнакаевская. Ритмит кремнисто-известковый углеродистый. Фотографии шлифов (николи II)

III.B. Породы с содержанием ОВ 5-25%, доманикиты, микрослоистые, высокоуглеродистые

III.B.1. Карбонатные породы

К этой группе относятся породы, в которых преобладает карбонатный материал, а содержание органического вещества может составлять от 5 до 25% - **ритмиты известковые высокоуглеродистые**. В породах часто выделяются остатки раковин тентакулит, ориентированных по слоистости, стенки которых также, как внутренние полости выполнены кальцитом, отдельные тентакулиты уплощены и деформированы. В породах преобладает известковый шлам и микрительная примесь (Рисунок 3.15).

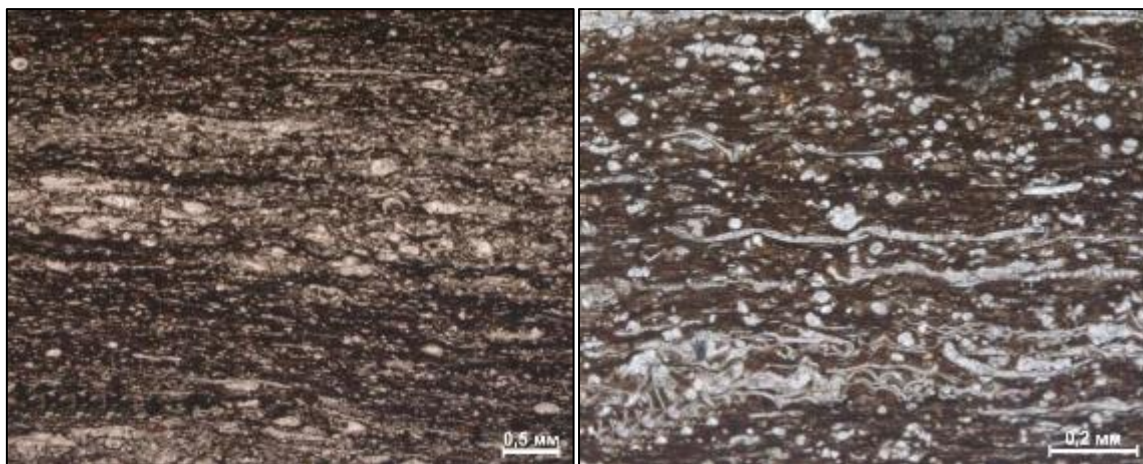


Рисунок 3.15. Тип III.B.1 – Образец 50-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская. Ритмит известковый высокоуглеродистый. Фотографии шлифов (николи II)

III.B. 2. Кремнистые породы

В этой группе пород присутствует также кероген в количестве 5-25%. Данную группу пород составляют **ритмиты кремнистые высокоуглеродистые**. Микротекстура пород в шлифе горизонтально слоистая, проявленная ориентировкой, количеством, размером и типом органогенных остатков, их составом и светло-бурой, темно-бурой

окраской основной массы, обусловленной разным содержанием керогена. В породах данного типа преобладает кремневый шлам и биокласты. Характерна примесь кремневых радиолярий, частично деформированных и корродированных. В более крупных формах внутрискелетное пространство выполнено халцедоном, в отдельных случаях - заполнено керогеном (Рисунок 3.16, Рисунок 3.17). Могут встречаться крупные остатки tentaкулит цельнораковинных (диаметром до 0,5 мм), недеформированных, выполненных керогеном или халцедоном. Для некоторых пород характерна нитевидная форма распределения органического вещества (Рисунок 3.18).

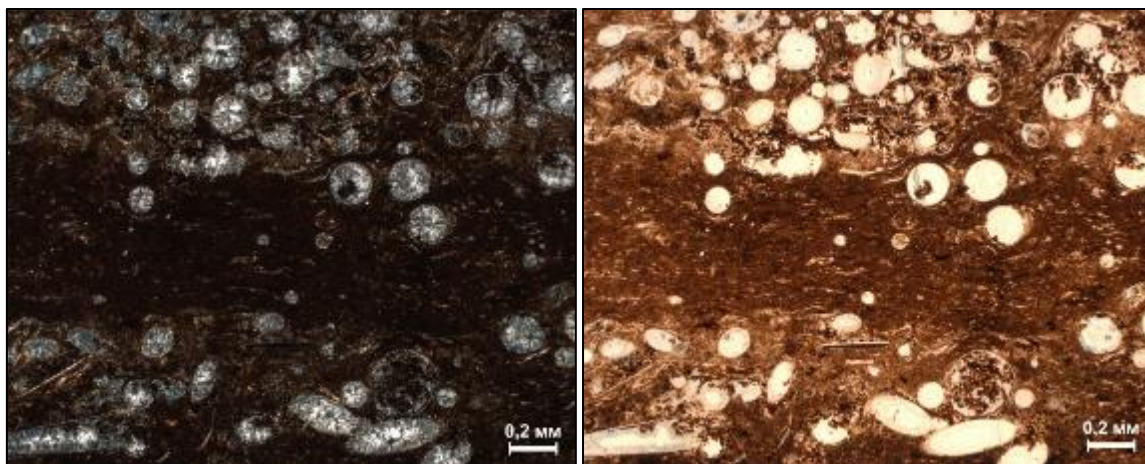


Рисунок 3.16. Тип III.B.2. – Образец 8-Б, скважина Березовская. Ритмит кремнистый высокоуглеродистый (внутрискелетное пространство раковин выполнено халцедоном). Фотографии шлифов (николи X, II)

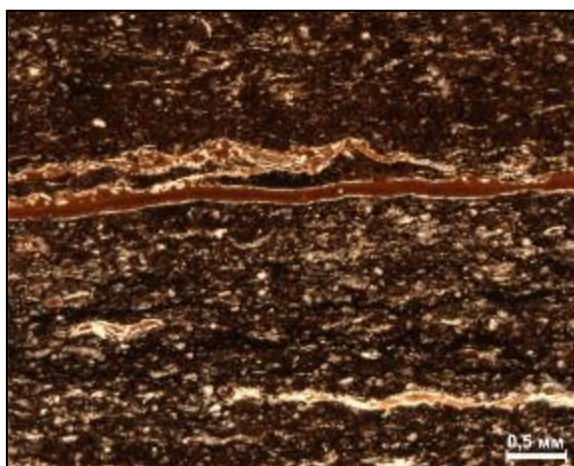


Рисунок 3.17. Тип III.B.2. – Образец 8-Б, скважина Березовская. Ритмит кремнистый высокоуглеродистый (вытянутые биоформы, выполненные керогеном). Фотографии шлифов (николи II)

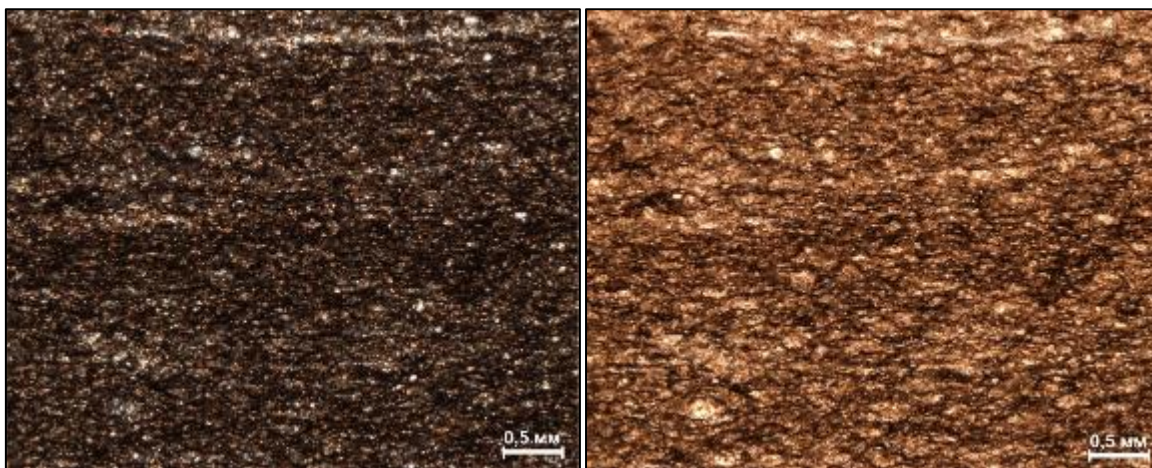


Рисунок 3.18. Тип III.B.2. – Образец 6-Б, скважина Березовская. Ритм кремнистый высокоуглеродистый (нитевидное распределение ОБ). Фотографии шлифов (николи X, II)

III.B.3. Породы смешанного состава

Среди пород данного типа отмечаются: **ритмиты кремнисто-известковые высокоуглеродистые, ритмиты известково-кремнистые высокоуглеродистые, ритмиты кремнисто-глинисто-известковые высокоуглеродистые, ритмиты известково-кремнисто-глинистые высокоуглеродистые.** Породы характеризуются слоистой микротекстурой в шлифах. Слоистость может фиксироваться ориентированным расположением удлиненных фрагментов биокластов, литокластов (Рисунок 3.19), либо неравномерным послойным распределением кремнистого, карбонатного, глинистого материала. Присутствующий в породах кероген равномерно рассеян в основной микритовой массе, за счет чего породы приобретают темно-коричневый оттенок, либо распределен в виде микролинзочек и нитевидно, подчеркивая тем самым слоистую микротекстуру (Рисунок 3.20). Часто кероген заполняет пустотное пространство межкристаллическое, либо внутри форменных компонентов.

Отмечаются остатки раковин тентакулит, которые могут быть выполнены халцедоном, керогеново-кремнистой массой или кальцитом (Рисунок 3.21). Встречаются как цельнораковинные, так и деформированные формы тентакулит, как правило, ориентированные по слоистости (Рисунок 3.22).

В породах также могут выделяться остатки радиолярий, стенки которых выполнены халцедоном. Внутренние полости выполнены: а) кварц-халцедоновым агрегатом; б) керогеном; в) редко кальцитом. Радиолярии деформированы (Рисунок 3.20). Отмечается редкий известковый и окремнелый шлам, а также биокласты окремнелые, ориентированные согласно слоистости (возможно, двустворки).

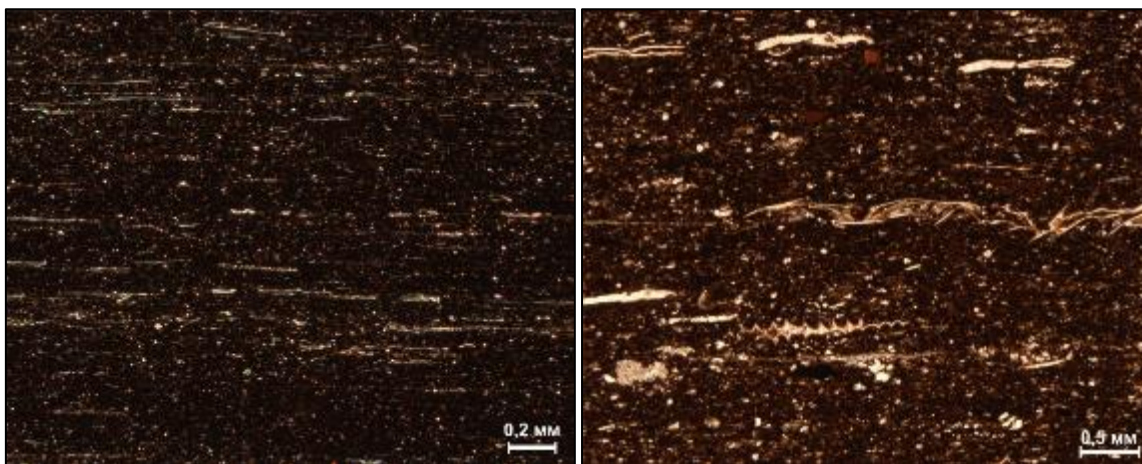


Рисунок 3.19. Тип III.B.3. – Образец 21-Б, скважина Березовская. Ритмист кремнисто-известковый высокоуглеродистый (параллельно слоистая ориентировка биокластов). Фотографии шлифов (николи II, X)

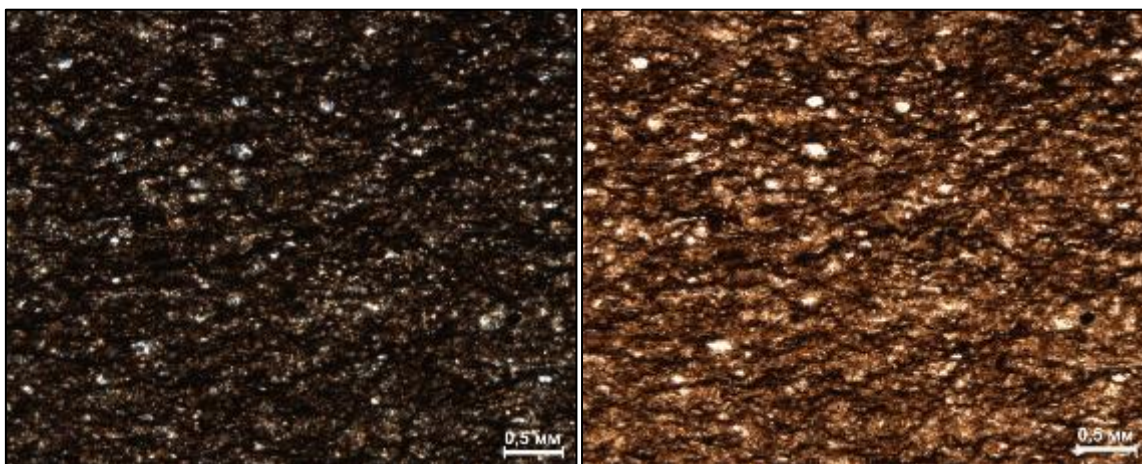


Рисунок 3.20. Тип III.B.3 – Образец 25-Б, скважина Березовская. Ритмист известково-кремнистый высокоуглеродистый (нитевидное распределение ОВ). Фотографии шлифов (николи II, X)

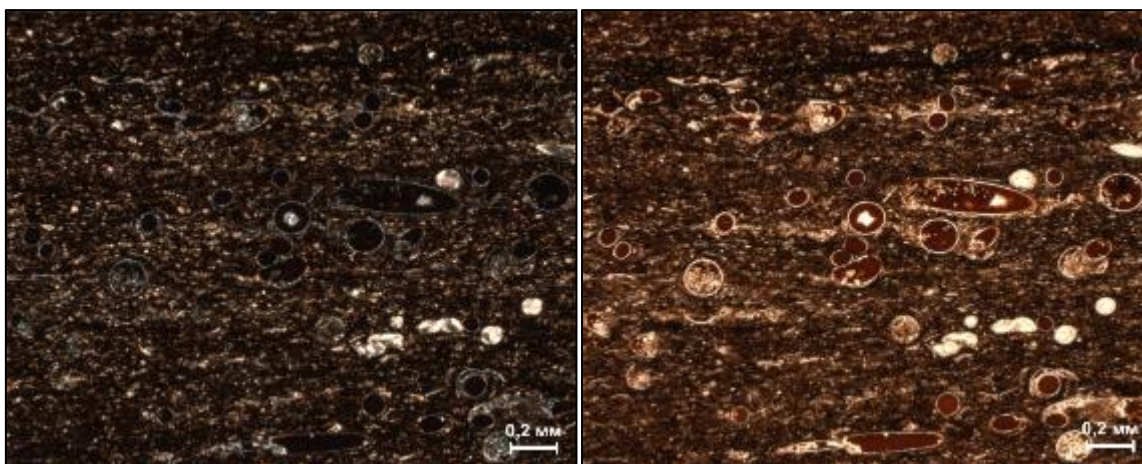


Рисунок 3.21. Тип III.B.3 – Образец 10-Б, скважина Березовская. Ритмист известково-кремнистый высокоуглеродистый (внутрискелетное пространство раковин выполнено керогеном). Фотографии шлифов (николи II, X)

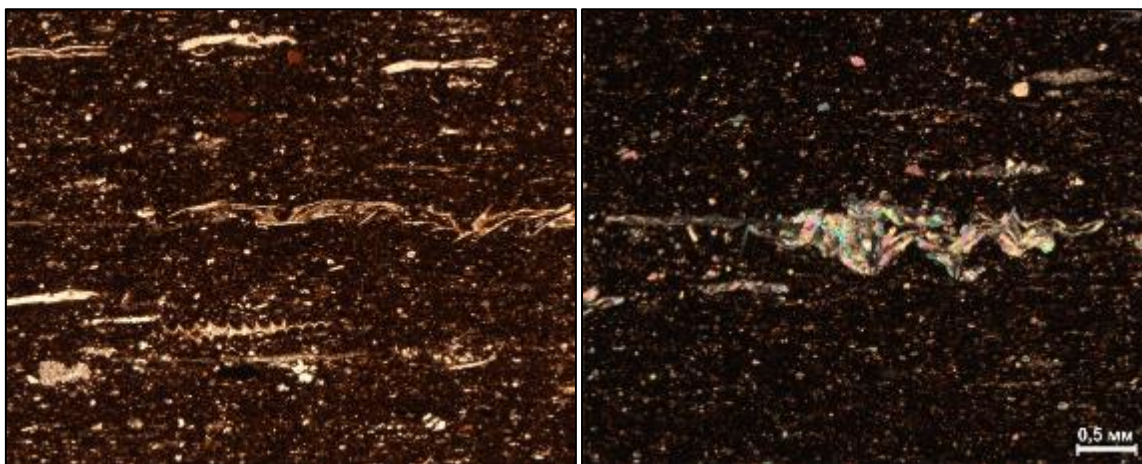


Рисунок 3.22. Тип III.B.3 – Образец 3-Аз, скважина Азнакаевская. Ритмит известково-кремнистый высокоуглеродистый (деформированные раковины фауны). Фотографии шлифов (николи II, X)

IV.B. Породы с содержанием ОВ >25%, сапропелиты, микрослоистые

IV.B.2. Породы кремнистого состава

Данная группа пород характеризуется высоким содержанием органического вещества >25% и кремнистым составом. Единичные образцы, представленные **фтанитами высокоуглеродистыми с реликтами тентакулит**, были отмечены в скважине Тлянчи-Тамакская. Структура основной массы пород пелитоморфная, состав битуминозно-халцедоновый. В породе выделяются остатки тентакулит, стенки которых выполнены халцедоном. Внутренние полости раковин могут быть выполнены керогеном и халцедоном. Может встречаться редкий окремненный шлам (Рисунок 3.23).

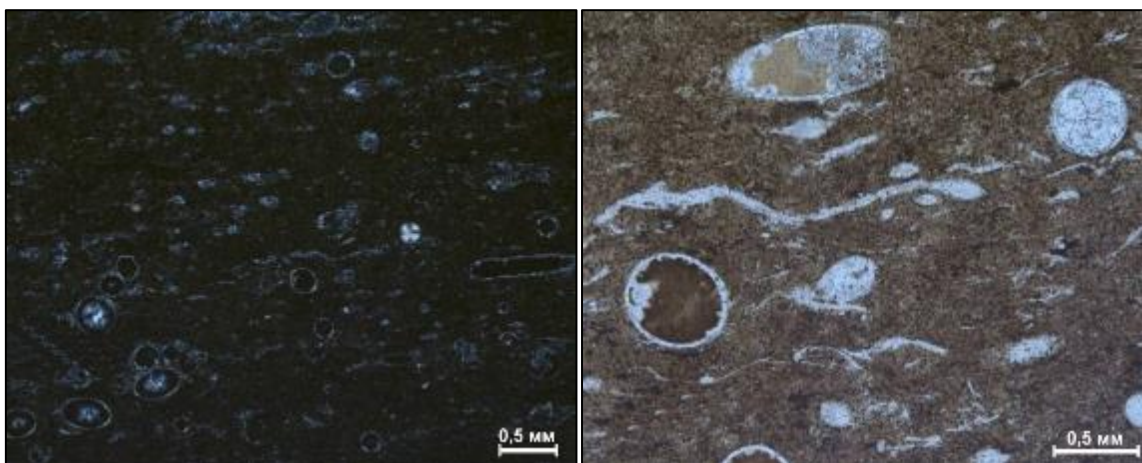


Рисунок 3.23. Тип IV.B.2 – Образец 23-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская. Фтанит высокоуглеродистый с реликтами тентакулит. Фотографии шлифов (николи X, II)

IV.B.3. Породы смешанного состава

К этой группе пород относятся высокоуглеродистые разности с содержанием керогена более 25%, представленные **ритмитами высокоуглеродистыми известково-**

кремнистыми и кремнисто-известковыми. Кероген равномерно распределен в основной микритовой массе, образует микролинзы, микропрослои. Высокое содержание керогена придает породам темно-коричневый до черного цвет. Для пород этой группы характерен непостоянный минеральный состав, породы могут содержать в разных количествах кремнистый, карбонатный и глинистый материал. Микротекстура в шлифе слоистая, проявленная главным образом ориентировкой, количеством и размером биокластов (Рисунок 3.24). Мощность слойков от 0,5 до 1,0 мм. В породе выделяются слойки, отличающиеся соотношением биогенных остатков и матрикса, а также его составом. Среди биогенных остатков отмечаются халцедоновые иногда известковые остатки раковин тентакулит (Рисунок 3.25), фрагменты двустворок, ориентированные по слоистости, нередко внутренние полости раковин выполнены керогеном.

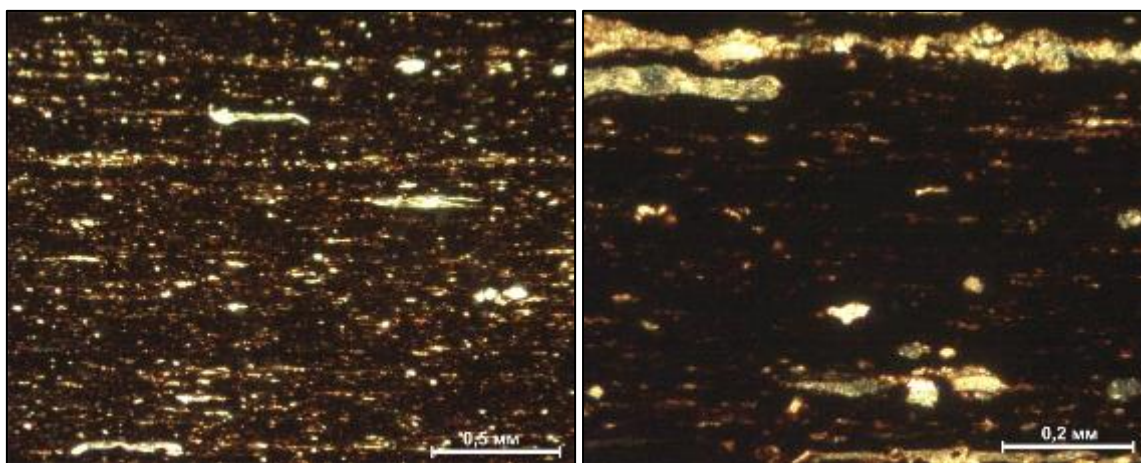


Рисунок 3.24. Тип IV.B.3. – Образец 43-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская. Ритмيت высокоуглеродистый известково-кремнистый (параллельно-слоистая ориентировка биокластов). Фотографии шлифов (николи X)

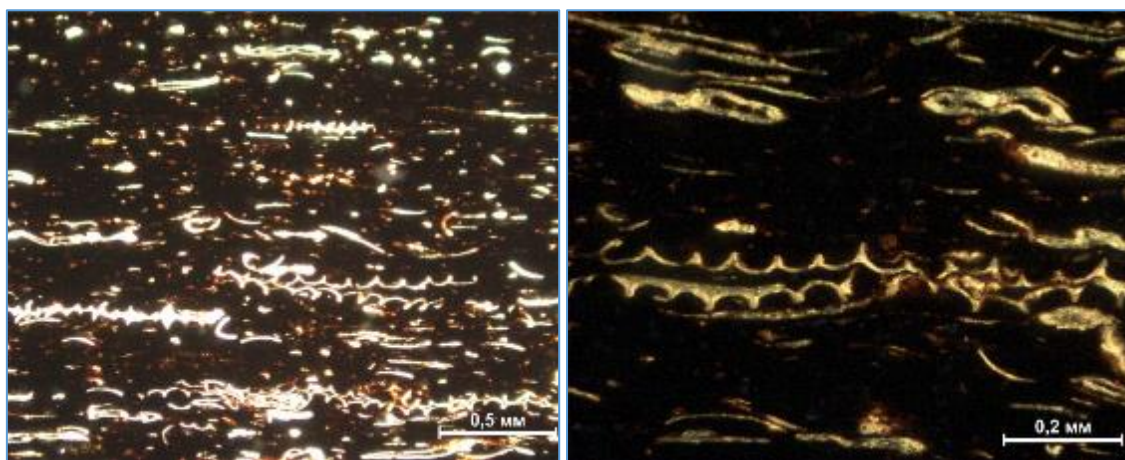


Рисунок 3.25. Тип IV.B.3. – Образец 23-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская. Ритмит высокоуглеродистый кремнисто-известковый (известковые остатки раковин тентакулит). Фотографии шлифов (николи X)

ВЫВОДЫ:

Группа пород с микрослоистыми текстурами является наиболее крупной и разнообразной. Микрослоистость в большинстве из них главным образом обусловлена ориентировкой, количеством и размером биокластов и окраской основной массы, которая зачастую характеризуется разным содержанием керогенового материала. В породах активно развиты процессы окремнения и карбонатизации. Среди пород с неслоистой текстурой преобладают массивные микротекстуры, карбонатный, реже смешанный состав. Часто развиты вторичные процессы кальцитизации и доломитизации.

Для эксперимента были отобраны следующие типы пород: IA1 (карбонатные неслоистые), IA3 (породы смешанного состава неслоистые), ПА1 (карбонатные неслоистые углеродистые), ПА3 (породы смешанного состава неслоистые углеродистые), ПВ1 (карбонатные микрослоистые углеродистые), ПВ3 (породы смешанного состава микрослоистые углеродистые), ПВ2 (кремнистые микрослоистые высокоуглеродистые), ПВ3 (карбонатные микрослоистые высокоуглеродистые), IVB3 (породы смешанного состава микрослоистые сапропелиты).

3.3 Характеристика разрезов доманикового горизонта

Характеристика разрезов проводилась на основе наличия и характера распределения выделенных типов пород доманикового горизонта по наиболее полно представленным разрезам трех скважин Азнакаевская, Березовская и Тлянчи-Тамакская (см. главу 3.2). Разрез скважин Сулинская, Сармановская и Тлянчи-Тамакская-1 в связи с недостатком кернового материала охарактеризован в более упрощенном виде.

Тлянчи-Тамакская скважина

Разрез скважины Тлянчи-Тамакская характеризуется следующими типами пород: IA1, ПА1, ПВ2, ПВ3, ПВ1, ПВ2, ПВ3, IVB2, IVB3 (Таблица 3.2). Преобладают породы смешанного и кремнистого состава, насыщенные органическим веществом. Реже встречаются чистые карбонатные разности. В разрезе черных керогенонасыщенных пород встречаются линзы и прослой серых карбонатных пород с бедным насыщением органического вещества типа IA и ПА, их мощности могут достигать от первых сантиметров до 15 см. Преобладающее большинство карбонатных линзообразных форм представляют собой стяжения, образованные в постседиментационный период (Рисунок 3.26). Карбонатные прослой и линзы серого, светло-серого цвета, как правило, характеризуются массивной текстурой.

Керогенонасыщенные породы черного цвета характеризуются высокими значениями содержания органического вещества от 5 до 50%. Максимальные значения ОВ

(тип IV) встречаются в образцах из интервала 1684-1691 м. Породы фоновой седиментации характеризуются слоистыми текстурами (Рисунок 3.27).

Особенностью строения разреза скважины Тлянчи-Тамакская является преобладание пород черного цвета со слоистыми текстурами кремнистого и смешанного состава с высокими содержаниями органического вещества, которые могли накапливаться в наиболее погруженных депрессионных частях шельфа бассейна (Беляева Н.В. 1999, Хисамов Р.С., 2010) (Рисунок 3.28, Рисунок 3.29).



Рисунок 3.26. Карбонатные прослои (слева) и линзообразные стяжения (справа) в породах скважины Тлянчи-Тамакская



Рисунок 3.27. Черные, керогенонасыщенные породы со слоистой текстурой скважины Тлянчи-Тамакская

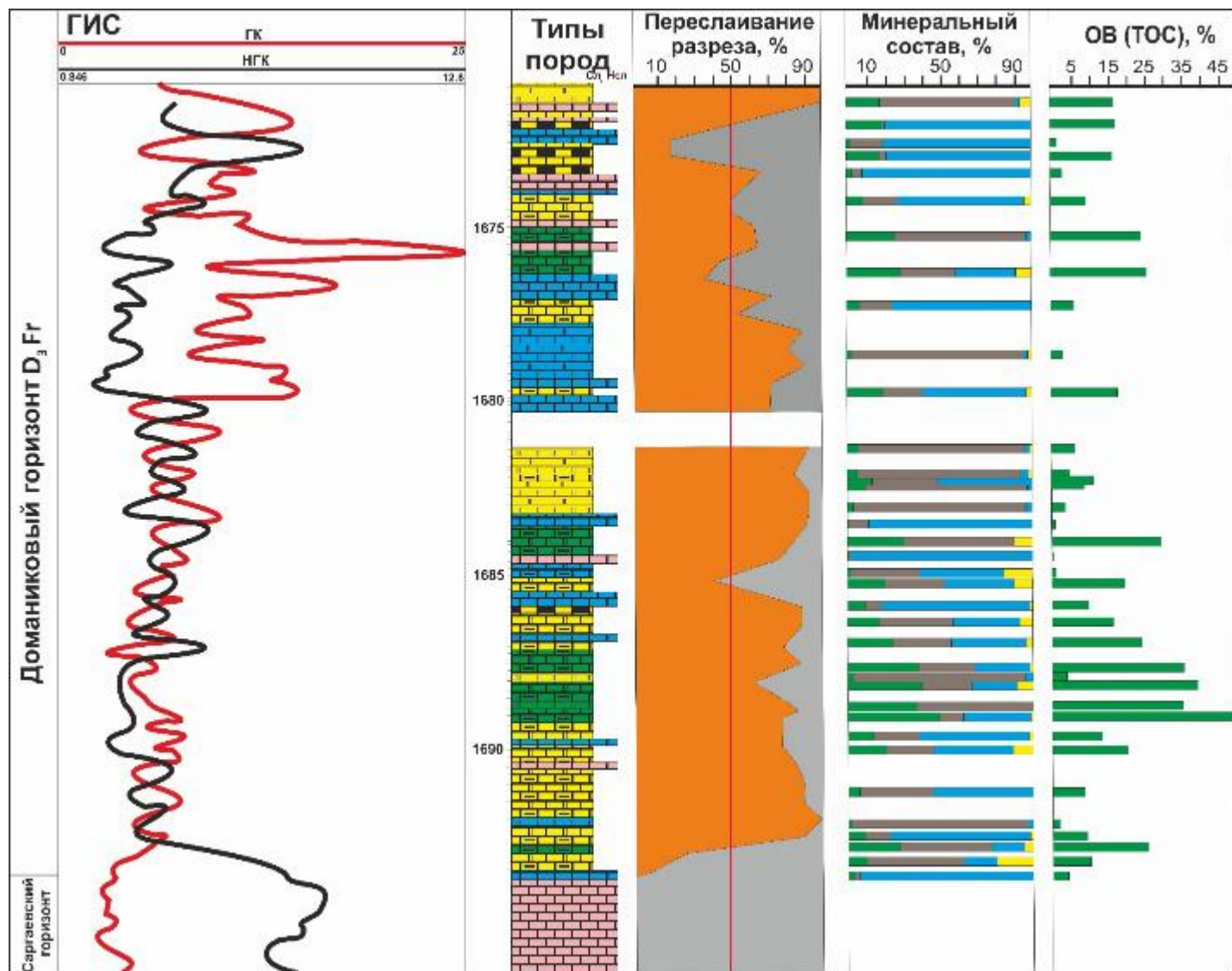


Рисунок 3.28. Планшет скважины Тлянчи-Тамакская

Условные обозначения

Типы пород:

Содержание ОВ <0,5%



Карбонатные, неслоистые

Содержание ОВ 0,5-5%



Карбонатные, неслоистые



Смешанные, слоистые



Кремнистые, слоистые



Карбонатные, слоистые

Содержание ОВ 5-25%



Смешанные, слоистые



Кремнистые, слоистые



Карбонатные, слоистые

Содержание ОВ >25%



Смешанные, слоистые

Переслаивание разреза



Керогеновые породы с содержанием ОВ >5%



Карбонатные породы с содержанием ОВ <5%

Минеральный состав



Содержание ОВ (по данным Rock-Eval)



Содержание кремнезёма (по данным РФА)



Содержание карбонного материала (по данным РФА)



Содержание глинистого материала (по данным РФА)

Рисунок 3.29. Условные обозначения

Березовская скважина

Разрез скважины Березовская представлен породами типов ПА1, ПВ2, ПВ3, ПВ1, ПВ3 (Таблица 3.2). В рамках рассмотренной коллекции образцов в разрезе отсутствуют породы с содержанием ОВ <0,5% и >25%. Преобладают образцы со слоистой текстурой карбонатного, кремнистого и смешанного состава, доманикиты.

Изучаемый интервал разреза характеризуется достаточно дифференцированным по составу керном. В разрезе скважины так же, как и в скважине Тлянчи-Тамакская, присутствуют линзообразные карбонатные стяжения серого, светло-серого цвета, но в меньшем количестве. Среди массивных карбонатных пород преобладают шламово-биокластовые известняки с хаотичным и неравномерным распределением обломков фауны и шлама, границы известняков с подстилающими отложениями резкие, неровные (волнистые), эрозионные (Рисунок 3.30). Помимо прослоев биокластовых известняков в разрезе скважины Березовская на глубине 1720 м также встречаются известняки с комковатой текстурой, нарушенной оползанием (Рисунок 3.30).

Из керогенонасыщенных пород со слоистой текстурой преобладают породы смешанного состава (Рисунок 3.31).

В интервале 1721-1728 м породы характеризуются максимальными содержаниями органического вещества. Прослой биокластовых известняков встречаются очень редко. Их

мощности не превышают 10 см, отмечаются конкреционные стяжения максимальной видимой мощностью до 4 см. Выше по разрезу отмечается увеличение карбонатного материала в составе образцов, а также увеличение мощностей и частоты прослоев биокластовых известняков до 1 м (Рисунок 3.32). В разрезе скважины преобладают прослои карбонатных известняков с резкими эрозионными границами, реже встречаются комковатые текстуры, нарушенные оползанием.

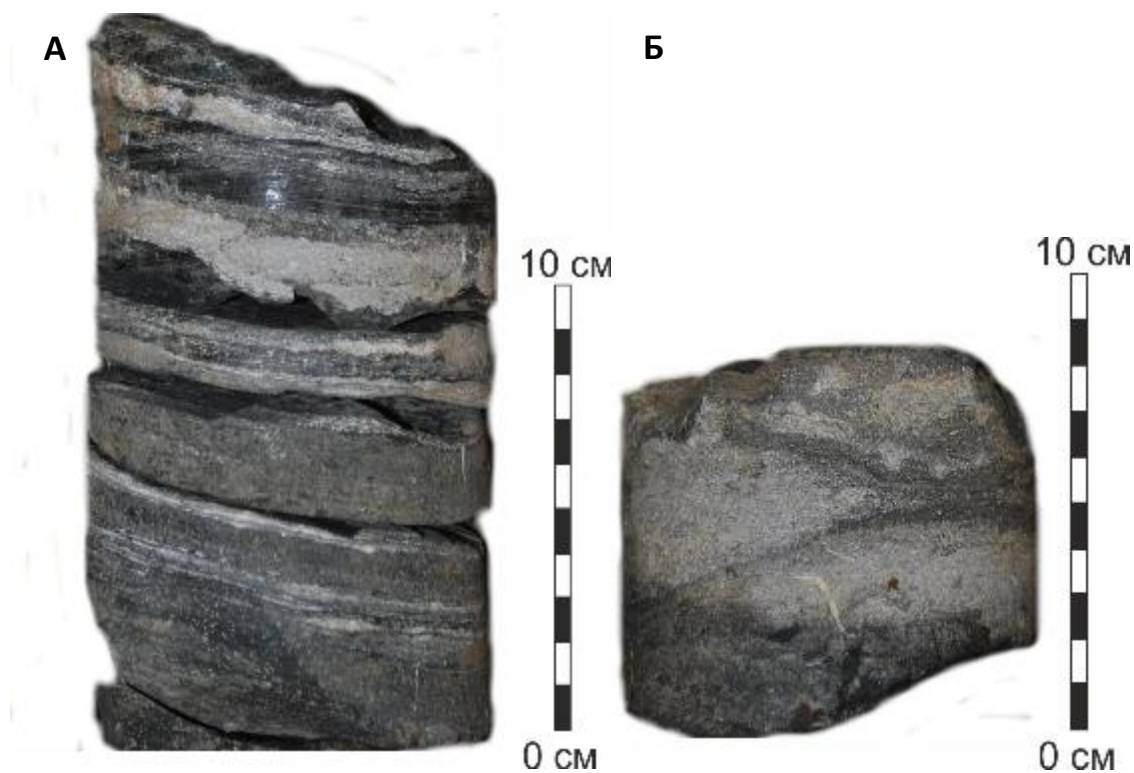


Рисунок 3.30. Фотографии образцов скважины Березовская: А – массивные, серые, иламово-биокластовые известняки; Б – Фрагменты серых биокластовых известняков размером от 0,5х0,5 см до 4х7 см с неровными извилистыми границами окружены темно-серыми породами

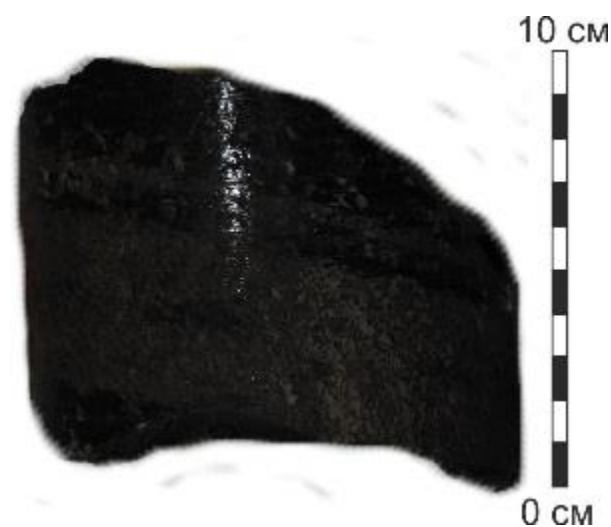


Рисунок 3.31. Фотография образца скважины Березовская: слоистые, черные, керогенонасыщенные породы

Азнакаевская скважина

Породы скважины Азнакаевская представлены типами IA1, IIА1, IIВ3, IIВЗ (Таблица 3.2). В разрезе преобладают породы карбонатного состава слабонасыщенные органическим веществом с нодулярными текстурами (Рисунок 3.33). Керогенонасыщенные породы черного цвета характеризуются слоистой текстурой, в них нередко встречаются карбонатные стяжения светло-серого цвета (Рисунок 3.34). Максимальное значение содержания органического вещества в разрезе достигает 13,4%.

Мощность карбонатных светло-серых прослоев иногда может достигать 1 метра. В целом, образцы скважины Азнакаевская характеризуются бедным насыщением органического вещества и нарушенными текстурами (Рисунок 3.37).

Сулинская скважина

Изученные в интервале 1876-1879 м породы доманикового горизонта представлены известняками глинистыми микритовыми с включениями тентакулитов и нитевидных прослоев сапропелевого вещества (Рисунок 3.35).

Тлянчи-Тамакская-1

Карбонатные отложения доманикового горизонта в скважине Тлянчи-Тамакская-1 представлены в интервале 1655-1665 м пачкой высокоуглеродистых пород смешанного состава с линзами и прослоями биокластовых известняков, сменяющиеся вверх по разрезу биоморфными, биокластовыми известняками и доломитами (Рисунок 3.35).

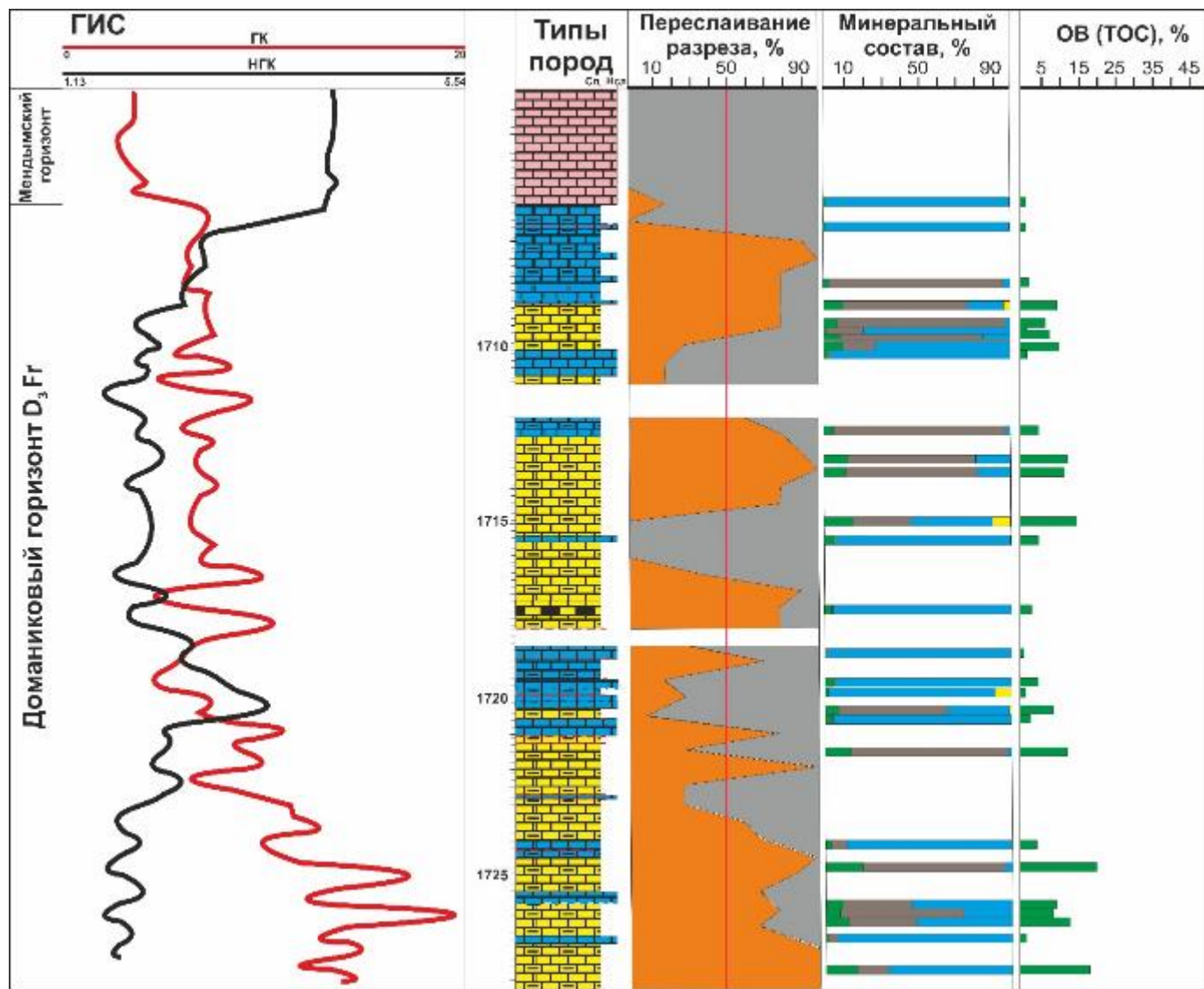


Рисунок 3.32. Планшет скважины Березовская, условные обозначения см. Рисунок 3.29

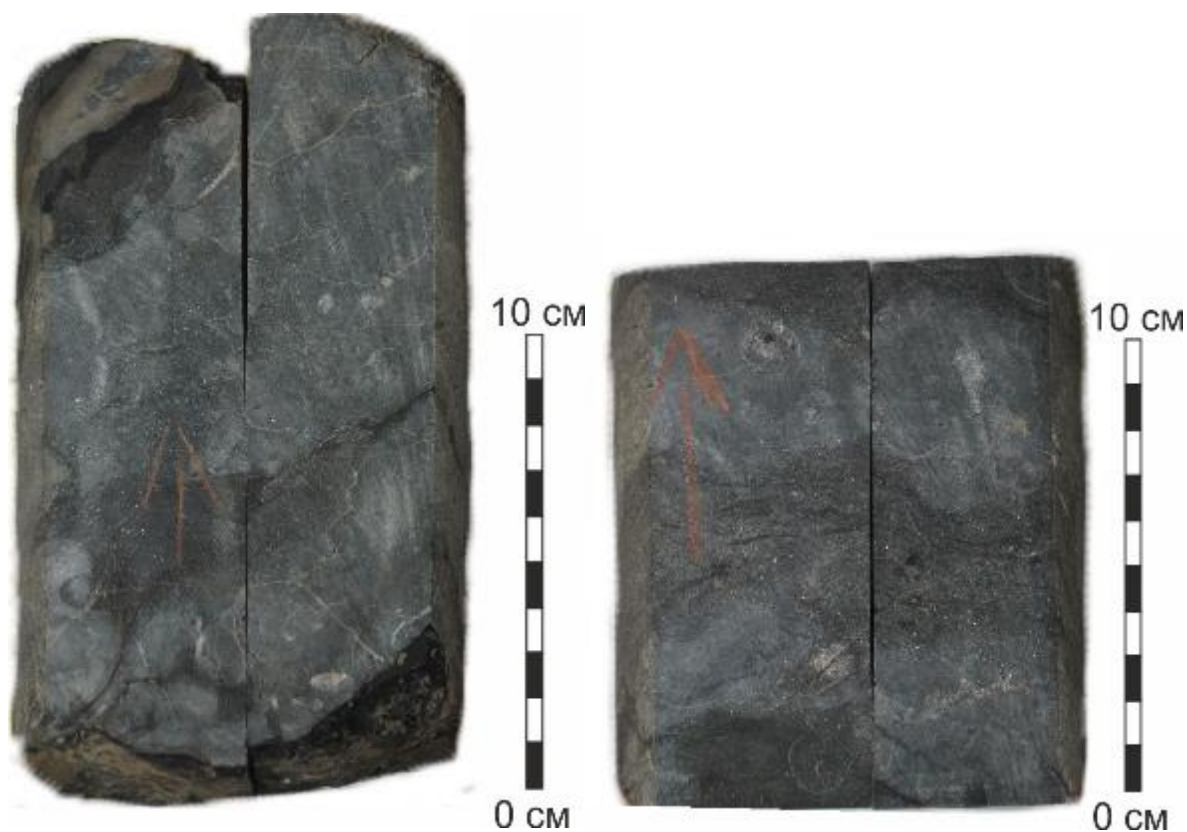


Рисунок 3.33. Фотографии образцов скважины Азнакаевская: серые, светло-серые известняки с нодулярной текстурой



Рисунок 3.34. Фотография образца скважины Азнакаевская: керогенонасыщенные слоистые породы, светло-серая карбонатная конкреция

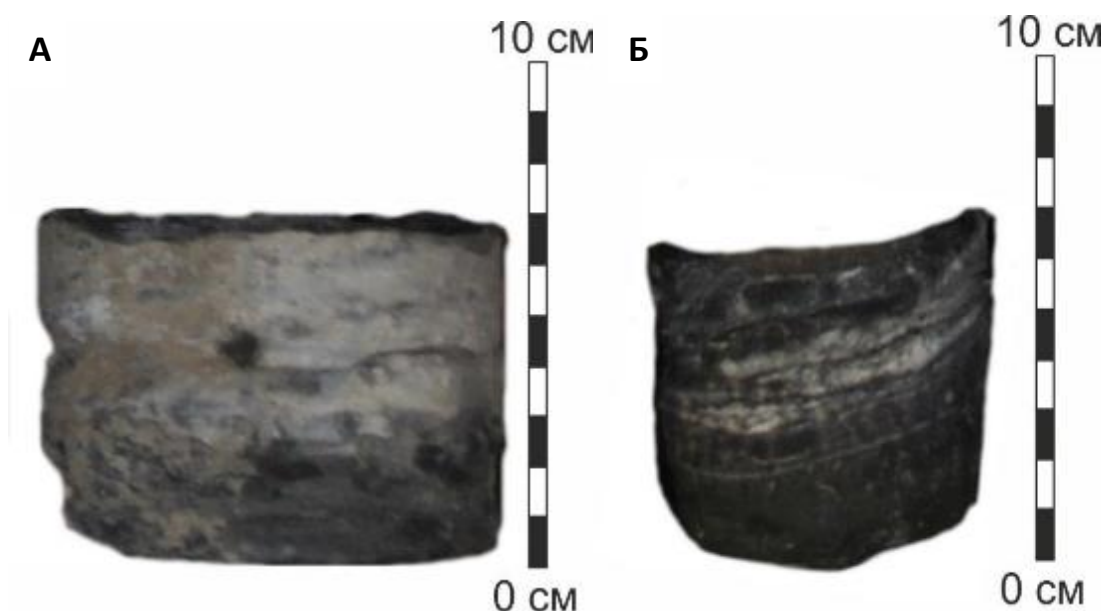


Рисунок 3.35. Фотографии образцов А - скважина Сулинская; Б – скважина Тлянчи-Тамакская-1

Сармановская скважина

Отложения скважины Сармановская в интервале 1738-1743 м представлены пачкой темно-серых почти черных высокоуглеродистых пород кремнисто-карбонатного состава с параллельной горизонтальной текстурой с известковыми линзовидными прослоями мощностью 0,1 см белого цвета и кремнисто-карбонатными толщиной до 5 см темно-коричневого цвета. В интервале 1759-1764 м разрез представлен высокоуглеродистыми глинисто-кремнисто-карбонатными породами черного цвета, с линзовидными прослоями толщиной 8-10 см чистых известняков белого цвета (Рисунок 3.36).

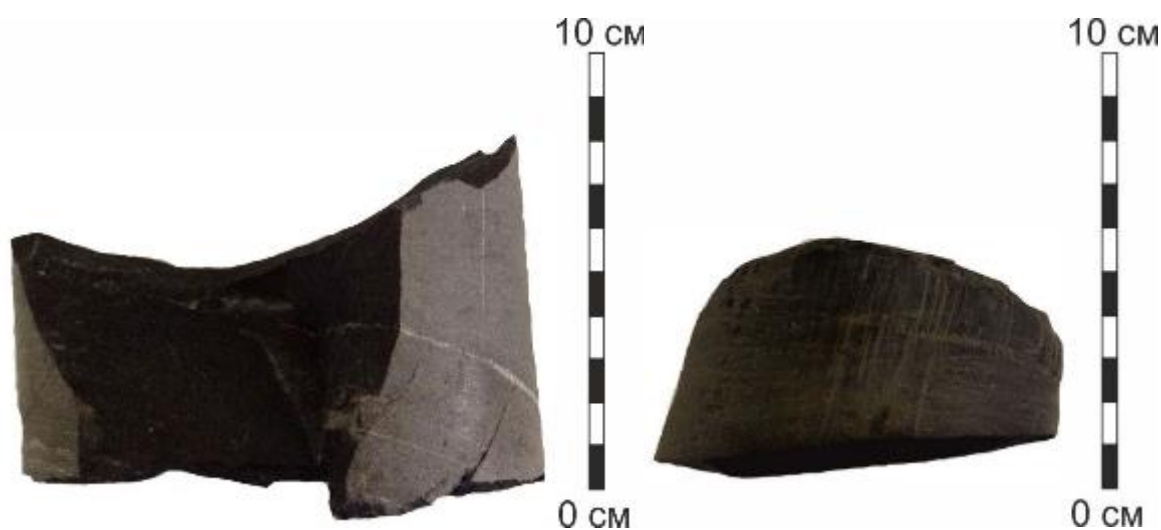


Рисунок 3.36. Фотографии образцов скважины Сармановская

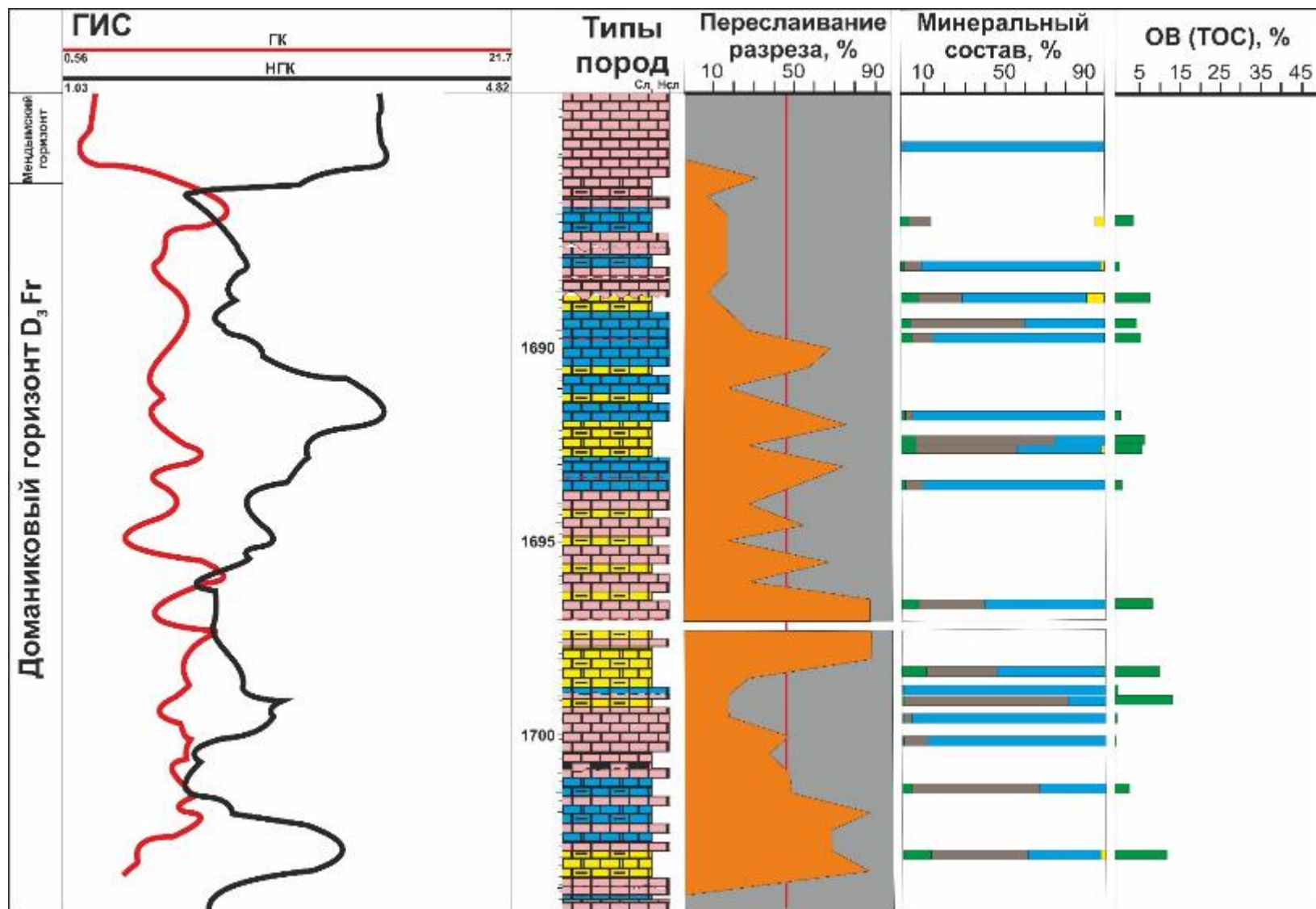


Рисунок 3.37. Планшет скважины Азнакаевская, условные обозначения см. Рисунок 3.29

Распределение в разрезе доманикового горизонта карбонатных и кремнисто-битуминозных отложений контролируется несколькими факторами, во-первых - топографией дна глубоководной впадины (Рисунок 3.38), а во-вторых – увеличение карбонатного материала вызвано некоторым уменьшением глубины бассейна за счет заполнения его осадками. Кроме того, большое значение на изменение глубины акватории, а значит и увеличение накопления в ее пределах осадков различного состава имели структурообразующие движения. На рубеж доманикового и мендымского времени приходится активное вздымание ЮТС (см. гл. 2.3) что несомненно не могло не отразиться на уменьшении глубины прилегающей к нему части доманиковой впадины. В соответствии с этим выделяется 3 типа разреза:

1. разрез наиболее погруженных участков донного рельефа;
2. разрез приподнятых участков донного рельефа
3. переходный разрез (от наиболее погруженных к приподнятым участкам)

Скважины Тлянчи-Тамакская, Березовская и Азнакаевская вскрыли разрез доманикового горизонта в разных его интервалах (Рисунок 3.39, Рисунок 3.40). Разрез с преобладанием керогенонасыщенных пород, представленных преимущественно доманикитами и сапропелитами кремнистого и смешанного состава, с редким чередованием по разрезу маломощных прослоев серых тонкозернистых известняков, был вскрыт в скважинах Тлянчи-Тамакская и Березовская в нижней части интервала (1721-1728 м). Данные отложения накапливались на раннем и среднем этапе доманикового горизонта. Начало активной трансгрессии бассейна вызвало седиментационный голод, что в условиях недокомпенсации бассейна привело к накоплению керогенонасыщенных пород. Учитывая топографию региона на момент накопления осадков семилукского горизонта, скважина Тлянчи-Тамакская располагается в наиболее погруженной части бассейна, так как породы скважины характеризуются относительно высокой обогащенностью ОВ. Выше по разрезу (1705-1721 м) скважина Березовская вскрыла отложения, представленные породами преимущественно карбонатного состава. Среди керогенонасыщенных пород преобладают доманикиты. Вскрытые скважиной отложения накапливались на среднем и позднем этапе доманикового горизонта и представляют собой переходный тип разреза от наиболее погруженной зоны донного рельефа к приподнятой. Скважина Азнакаевская характеризуется наиболее карбонатным разрезом, с частыми прослоями известняков. В целом, для пород скважины Азнакаевская характерно низкое насыщение органическим веществом: преобладают породы с содержанием ОВ <0,5% и доманикоиды. Данная скважина вскрыла разрез отложений накопление которых происходило на приподнятом

участке донного рельефа, т.е. в зоне максимального накопления карбонатного материала. При этом, вверх по разрезу объем карбонатного материала в скважине увеличивается. Это также связано с тем, что в период накопления отложений скважины Азнакаевская (поздний этап доманикового горизонта) начинается формирование ЮТС, которое само собой ведет к постепенному поднятию территории и уменьшению глубины бассейна, что провоцирует накопление карбонатного материала.

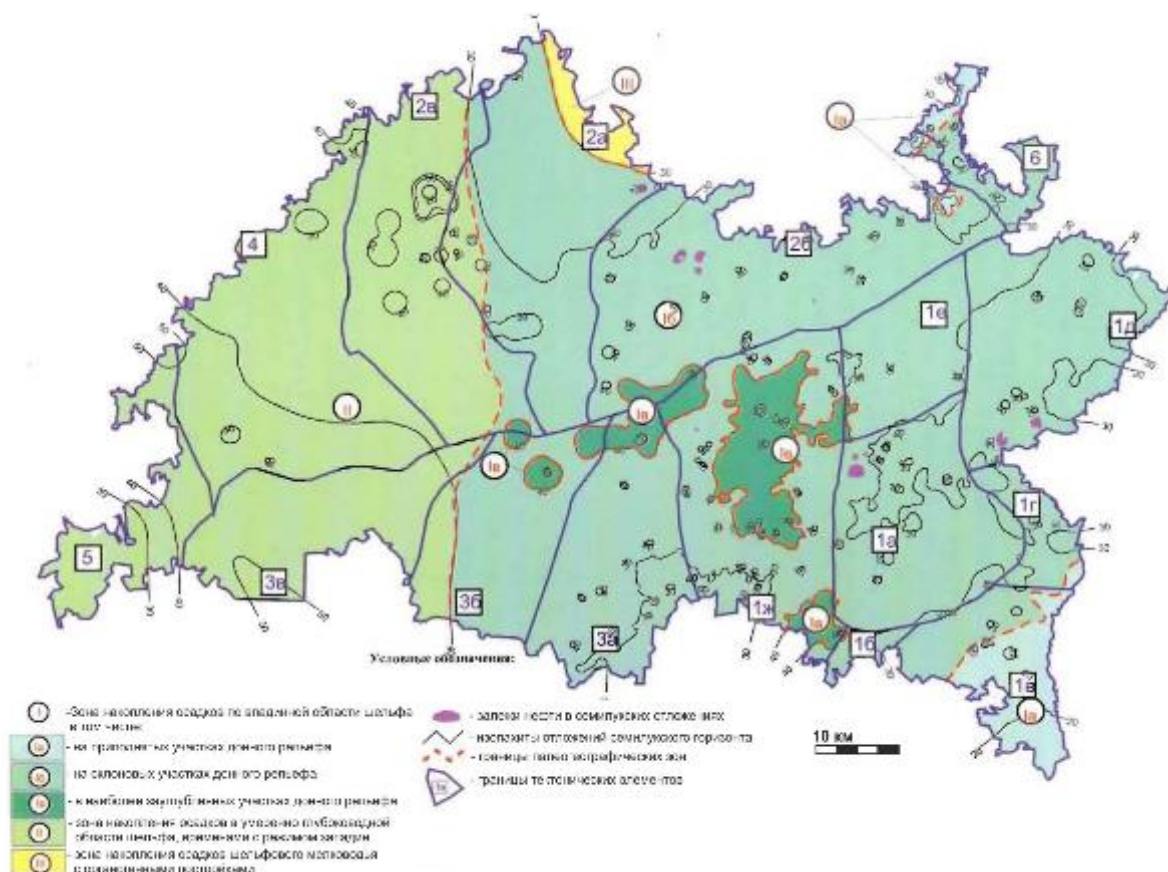


Рисунок 3.38. Схема палеогеографии Татарстана. Семилукское время (Хисамов Р.С., 2010)



Рисунок 3.39 Тектоническая карта с линией профиля

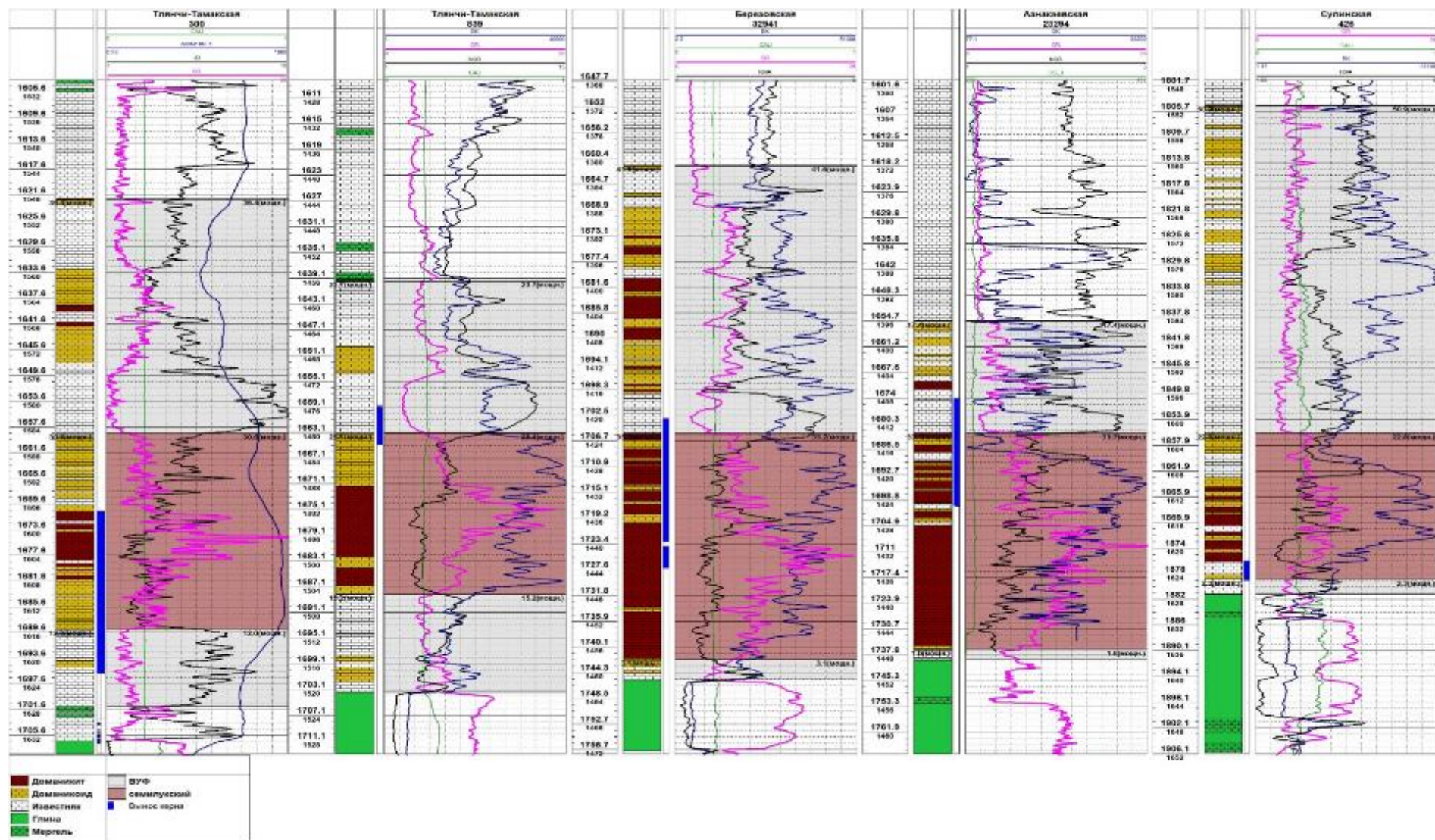


Рисунок 3.40. Геолого-геофизический профиль через опорные скважины Южно-Татарского свода с севера на юг, см. Рисунок 3.39 (Фомина М.М.)

Глава 4. Исследование трансформации порового пространства пород доманикового горизонта

4.1 Постановка эксперимента по исследованию трансформации порового пространства пород путем нагрева

На основе коллекции кернового материала (см. гл. 3.1) изучался характер преобразования органического вещества и порового (по Кобрановой В.Н., 1986) пространства пород в результате моделирования процессов нефтегазообразования путем нагрева пород, для чего на первом этапе ранее отобранные и детально изученные образцы сначала сканировались на рентгеновском компьютерном микротомографе (микро КТ) SkyScan-1172 (Bruker micro-CT), приобретенного за счет средств Программы развития Московского университета. Принцип работы аппаратуры системы основан на получении множественных рентгеновских теневых изображений объекта с различных углов, что обеспечивается движением объекта на высокоточном предметном столике. Из этих теневых изображений реконструируются изображения в поперечном сечении объекта при помощи модифицированного алгоритма конусного излучения Фелдкампа, посредством которого создается изображение внутренней микроструктуры и плотности по выбранной высоте в трансмиссионных изображениях. На получаемых рентгеновских сечениях образца более темному цвету соответствует меньшая рентгеновская плотность среды, а более светлому – большая плотность (R. Stock, 2009).

Образцы-цилиндры в строго заданном положении сканировались на компьютерном микротомографе с разрешением 1,3 мкм, при напряжении 70 кВ и силе тока 130 мА. Фильтр - из алюминия толщиной 0,5 мм.

После сканирования пород на втором этапе ненарушенные образцы помещались в тигель и прогревались в атмосфере азота по заданной (см. ниже) температурной программе в пиролизаторе RockEval 6. Максимальный нагрев образца в ходе эксперимента определялся температурой начала активного термического разложения карбонатов 540°C (Топор Н.Д., 1987).

После прогрева на третьем этапе образец снова помещался в рентгеновский компьютерный микротомограф в том же положении, что и до прогрева, и сканировался при тех же настройках.

Для расчетов объемов порового пространства по цифровым данным рентгеновской томографии, полученным в результате съемки пород, вырезались одинаковые по объему и строению кубы (1 мм³) до и после прогрева. На вырезанных объемах производились томографические расчеты, описание которых будет приведено в главе 4.1.2.

4.1.1 Определение оптимальных параметров прогрева пород

Скорость прогрева образца в пиролизаторе играет значительную роль в степени преобразования пустотного пространства горной породы.

Согласно экспериментальным исследованиям автора (Гафурова Д.Р., 2017) было выявлено, что оптимальной скоростью прогрева для пород доманикового горизонта является $30^{\circ}\text{C}/\text{мин}$. При такой скорости отмечаются максимальные изменения в поровом пространстве горной породы (Рисунок 4.1). Быстрое повышение температуры способствует стремительному образованию большого количества углеводородов, что приводит к возрастанию внутрипорового давления в прослоях с ОВ и, как следствие, нарушению его сплошности.

Очевидно, что, прогрев пород с увеличением скорости прогрева $> 30^{\circ}\text{C}/\text{мин}$ не повлияет значительно на изменение структуры порового пространства, так как график зависимости с увеличением скорости прогрева пород выходит на плато (Рисунок 4.2).

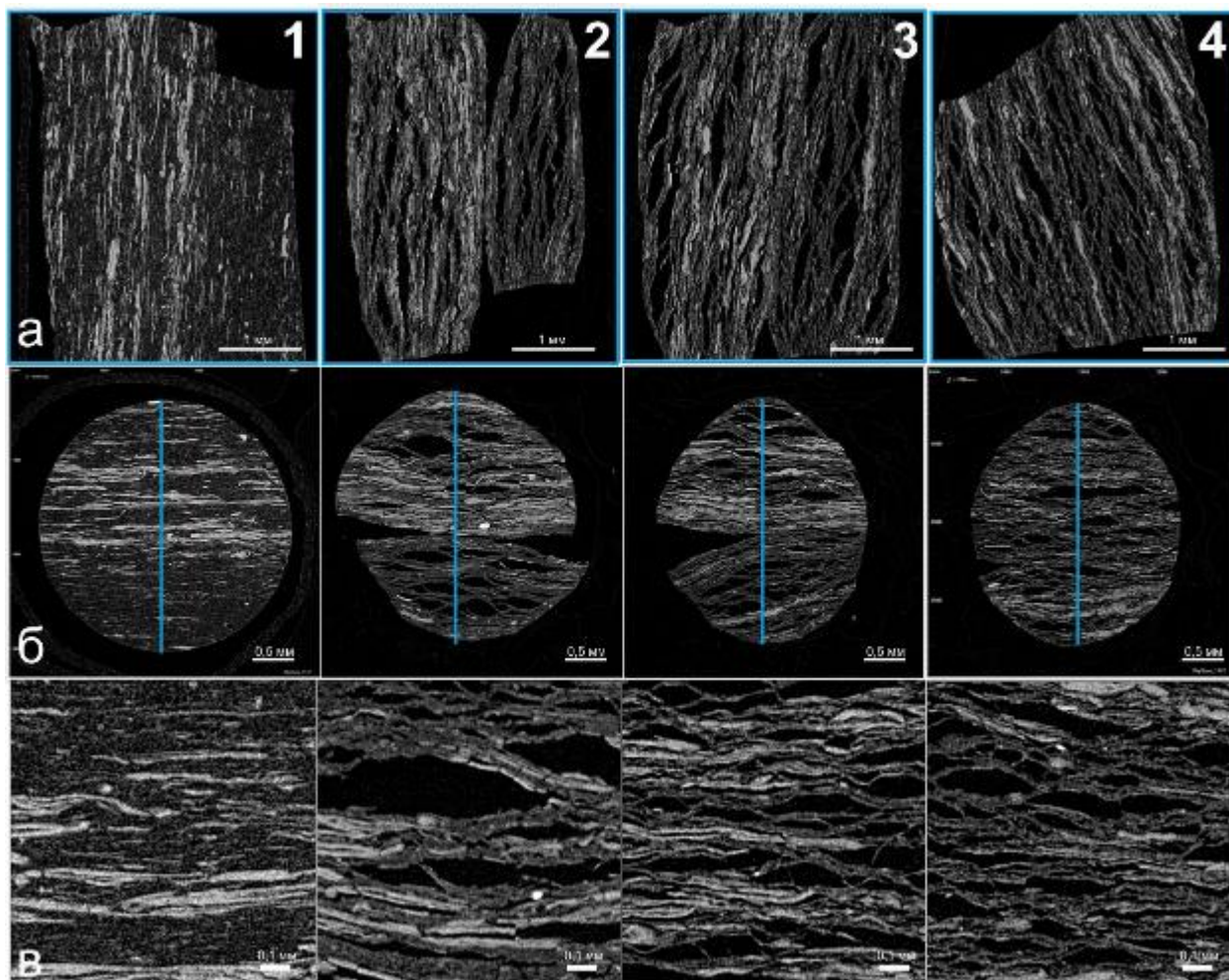


Рисунок 4.1. Рентгеновские плотностные срезы слоистой пород: 1 – неизменный образец, 2 – образец, прогретый со скоростью $2^{\circ}\text{C}/\text{мин}$, 3 – образец, прогретый со скоростью $10^{\circ}\text{C}/\text{мин}$, 4 – образец, прогретый со скоростью $30^{\circ}\text{C}/\text{мин}$; а – первоначально снятый образец (цилиндр 3×4 мм), б – поперечный срез образца, в – вырезанный куб (ребро куба 1 мм) (Гафурова Д.Р., 2017)

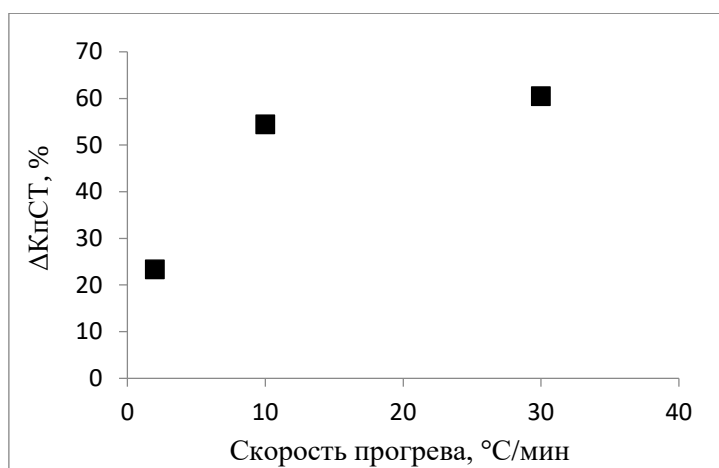


Рисунок 4.2. График зависимости $\Delta K_{пСТ}$ (изменение пористости) от скорости прогрева слоистой породы (Гафурова Д.Р., 2017)

Давление, как известно, является одним из важнейших условий катагенеза. Существующие на сегодняшний день экспериментальные установки с давлением не позволяют полноценно смоделировать пластовые условия (см. главу 1.2). В первую очередь это связано с тем, что в автоклавах после разрыва прослоев в породах, вызванного высокими температурами, внутрипоровое давление уравнивается с гидростатическим, создаваемым извне образца. То есть результат, получаемый на выходе эксперимента с повышенным давлением, практически ничем не отличается от результата, полученного при нормальном атмосферном давлении. Но проведение термических экспериментов на существующем уровне дает нам возможность изучить некоторые вопросы в данной области, хотя и несколько фрагментарно. Основываясь на опыте иностранных и отечественных ученых, а также самостоятельных методических исследований (см. главу 1.2, Гафурова Д.Р., 2017) по постановке эксперимента, были подобраны наиболее оптимальные условия по прогреву пород.

Ниже приведена таблица с основными техническими характеристиками постановки данного эксперимента (Таблица 4.1).

Таблица 4.1. Основные технические характеристики по прогреву пород

Конечная температура прогрева, °С	Время удерживания образца при максимальной температуре, мин	Давление, МПа	Скорость прогрева, °С/мин	Среда
540	15	0,1013	30	Азотистая

4.1.2 Основные расчетные томографические параметры для оценки степени трансформации порового пространства пород

Как указывалось, выше для наблюдений за соответствующими изменениями в структуре горной породы использовался компьютерный микротомограф. Цвет фазы, получаемый на рентгеноплотностных срезах образца, характеризует рентгеновское поглощение (R. Stock, 2009), которое зависит от плотности и состава минеральных и неминеральных компонентов пород. Так, для органического вещества рентгеновское поглощение будет минимальным за счет низкой плотности керогеновой составляющей породы, и приближено к плотности воздуха, то есть пустот в породе. Поэтому, при анализе томографических данных использование термина «коэффициент пористости» не корректно, так как при расчете объема «черной» фазы получается объем всех пустот плюс объем ОВ (Рисунок 4.3). Для того, чтобы упростить дальнейшие обсуждения, касательно межагрегатного пространства изучаемых пород, был введен термин «томографическая пористость» (КпСТ) - это весь объем, соответствующий межминеральной фазе породы с минимальным рентгеновским поглощением, то есть объем ОВ и пустот.

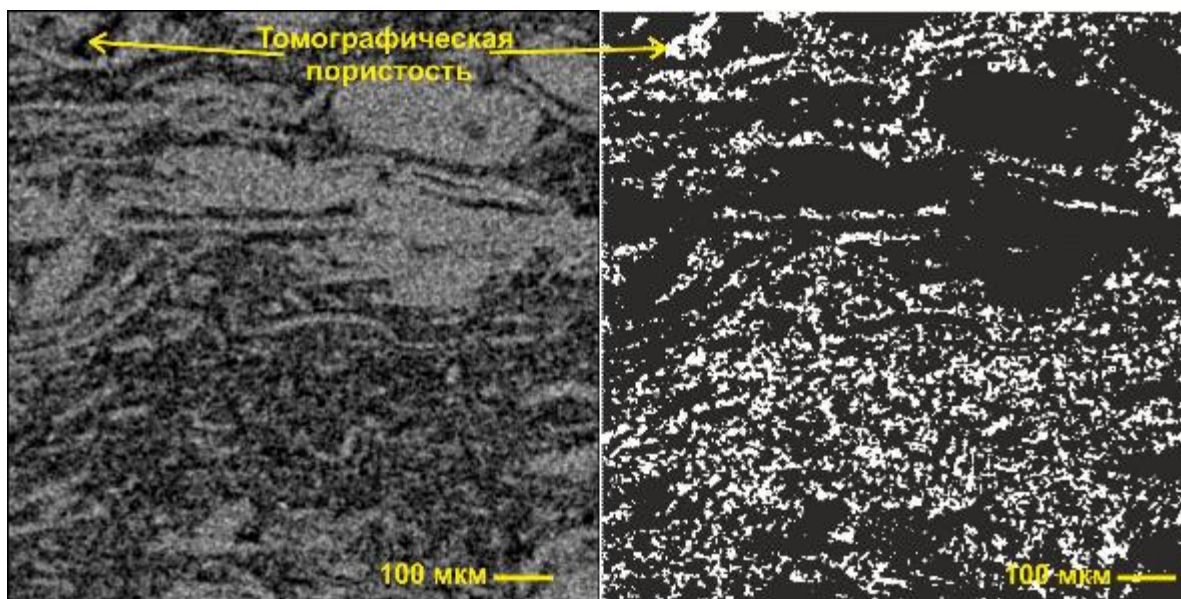


Рисунок 4.3. Пример рентгеновского томографического среза неизмененного образца: слева – оригинальный, справа – бинаризованный (двухцветный, белый цвет характеризует томографическую пористость)

Учитывая тот факт, что в изучаемых породах пустотное пространство как таковое практически отсутствует (заполнено ОВ), томографическая пористость будет соответствовать содержанию ОВ. После прогрева томографическая пористость будет представлять объем новообразованных пустот и остатки ОВ.

На основании данных микро КТ для всех образцов была выполнена оценка томографической пористости в объеме в неизмененных и прогретых образцах. Оценка

ОВ/пористости проводилась с помощью компьютерного анализа: разделения рентгеноконтрастных фаз на основании характерных для них яркостей (градиациях серого). По выделенной яркости, соответствующей поровому пространству пород, был произведен объемный расчет фазы. Для оценки трансформации пустотного пространства образца, в том числе, были оценены расчетные объемы томографической связанности пор. Параметр «связанность» характеризует степень соединенности выделяемых элементов пустотного пространства в объеме образца. Данный анализ позволяет рассчитать количество и параметры каждого отдельного объекта (поры). На основе статистического анализа всех пустот оценивалась объемная доля самого большого кластера, который и характеризует связанность элемента (в данном случае пустот) в объеме породы (Рисунок 4.4). Параметр «томографическая связанность» (SCT) позволяет оценить степень изменения пустотного пространства, так как в процессе прогрева пород поры, линзы и прослой видоизменяются и зачастую соединяются в единую систему.

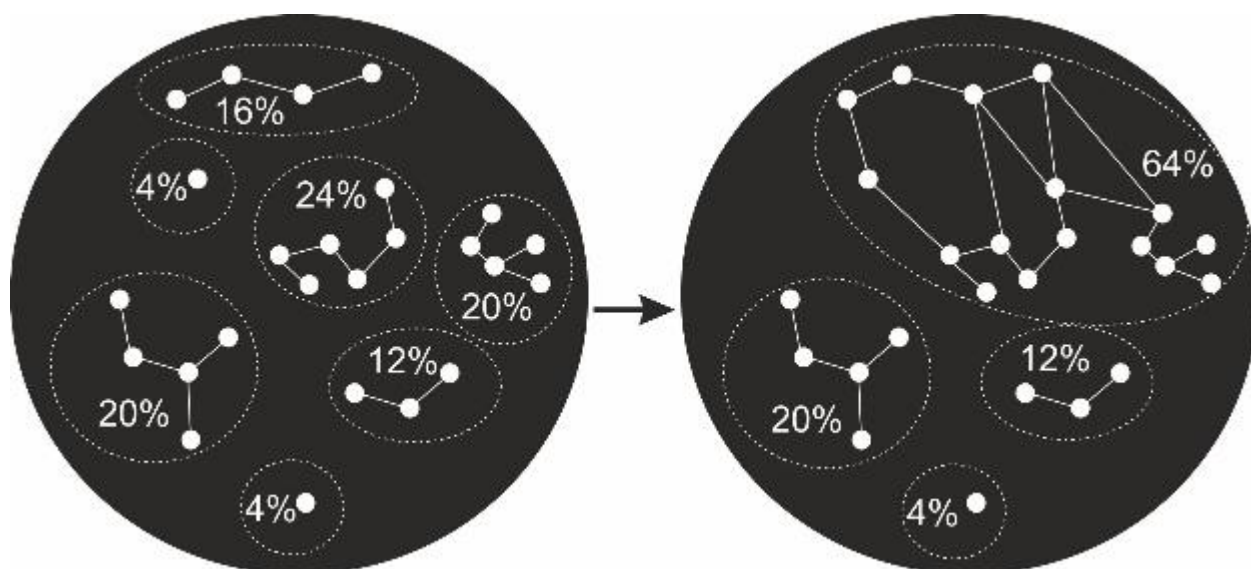


Рисунок 4.4. Схематическое представление изменения связанности породы в результате прогрева (слева – до прогрева, справа – после прогрева)

Для особенно интересных образцов с помощью алгоритма Maximal ball была построена сеточная модель (Per Henrik Valvante, 2004). Сеточная модель условно представляет поровое пространство в виде объемных пустот – пор, являющихся основным носителем пористости, соединенных в единую систему каналами – основными носителями проводимости, которые менее объемны и более продолговаты по форме (Рисунок 4.5).

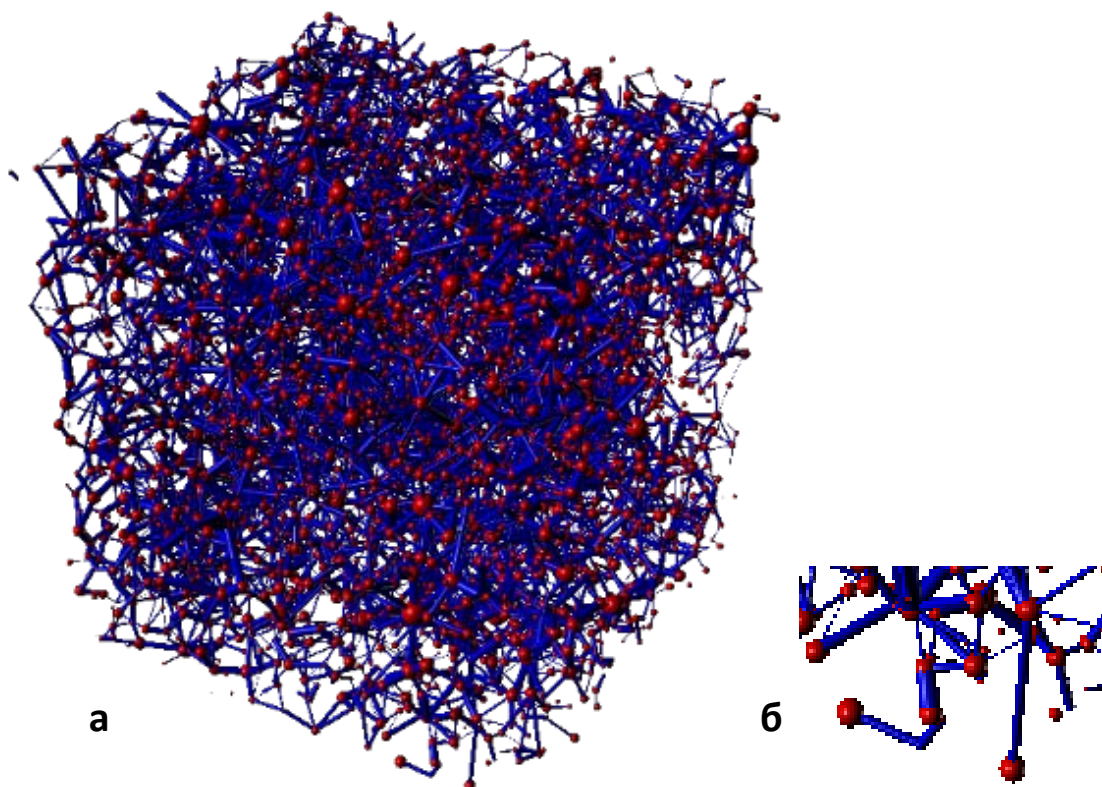


Рисунок 4.5. а) Трехмерная визуализация сеточной модели; б) красным цветом показаны поры, синим – каналы, их связывающие

4.2 Результаты прогрева пород

Органическое вещество является определяющим компонентом для высокоуглеродистых пород, содержание которого играет большую роль в степени и интенсивности преобразования пустотного пространства, а также в объемах, генерируемых углеводородов (Баженова О.К., 2000, P.R. Tisot, 1967, Корост Д.В., 2012, Гилязетдинова Д.Р., 2015). Именно по степени обогащения породы органическим веществом определяют нефтематеринскую породу. Баженова О.К. и др. ученые придерживаются мнения, что породы с насыщением ОВ $< 0,1\%$ не являются нефтематеринскими, при этом $0,1\%$ ОВ достаточно для того, чтобы порода обладала темным цветом и была способна генерировать и отдавать новообразованные углеводороды при средних градациях катагенеза (Баженова О.К., 2000).

Параметр пиролиза S1 определяет количество легких сорбированных углеводородов и остаточной нефти в закрытых порах, если таковые присутствуют в породе. Эти углеводороды в исследуемых образцах, как правило, содержатся в небольших количествах - до 17 мг УВ/г породы (Приложение 1.1). В процессе прогрева данные углеводороды выходят из породы в первую очередь.

В рамках рассматриваемой коллекции параметр S2, характеризующий ту часть керогена, которая потенциально может быть преобразована в углеводороды, и объем сорбированных породой тяжелых углеводородов и гетероатомных соединений, существенно преобладает над параметром S1. В результате термического воздействия как часть керогена, так и сорбированные тяжёлые органические соединения преобразуются, оказывая основной вклад в изменение структуры порового пространства. Поэтому в рамках данной работы изменения отслеживаются в зависимости от параметра S2, а не общего содержания ОВ.

Результаты исследований приведены в Приложениях 1 и 2.

4.2.1 Породы с содержанием органического вещества до 0,5%

В данную группу пород вошли образцы карбонатного и смешанного состава неслоистой текстурой. В результате выполненных томографических исследований было выявлено, что значительных изменений ($\Delta K_{пСТ} < 1,6\%$), доступных для разрешения микро КТ, в поровом пространстве пород при содержании ОВ до 0,5% не происходит (Рисунок 4.6). Для данного типа пород был построен кроссплот изменения томографической пористости от еще не преобразованных углеводородов параметра S2, полученных в результате пиролиза образцов (Рисунок 4.7), из которого видно, что линейной зависимости изменения томографической пористости от значений пика S2 не прослеживается ($R^2=0,1$). В образцах произошли незначительные преобразования в пустотном пространстве: томографическая пористость максимально изменилась на 1,6%, при значениях S2 0,91 мг УВ/г породы.

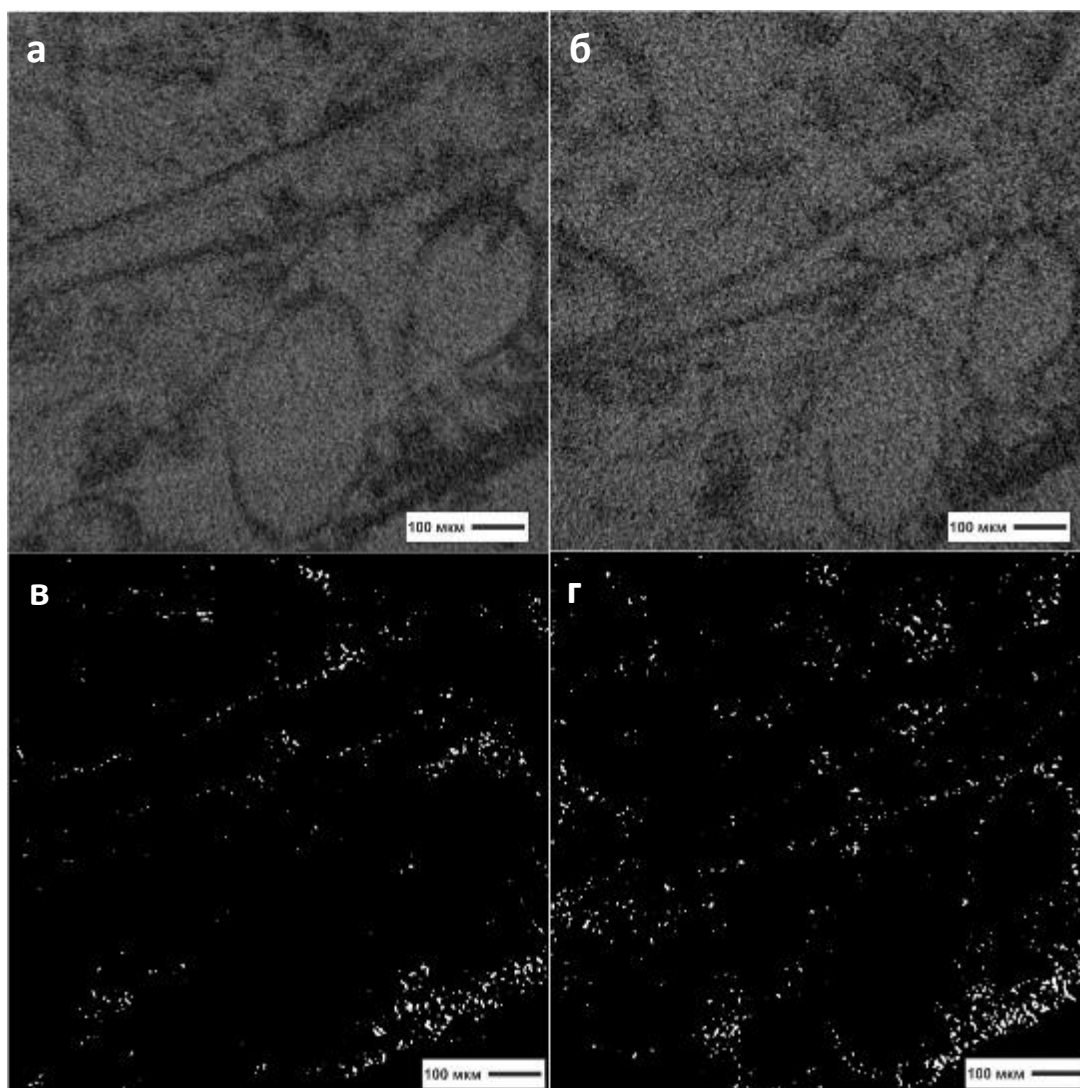


Рисунок 4.6. Результаты рентгеновской томографии образца 10-Аз, скважина Азнакаевская: рентгеновский плотностной срез образца а) до прогрева, б) после прогрева и бинаризованный рентгеновский плотностной срез образца в) до прогрева, г) после прогрева (белый цвет - поры)

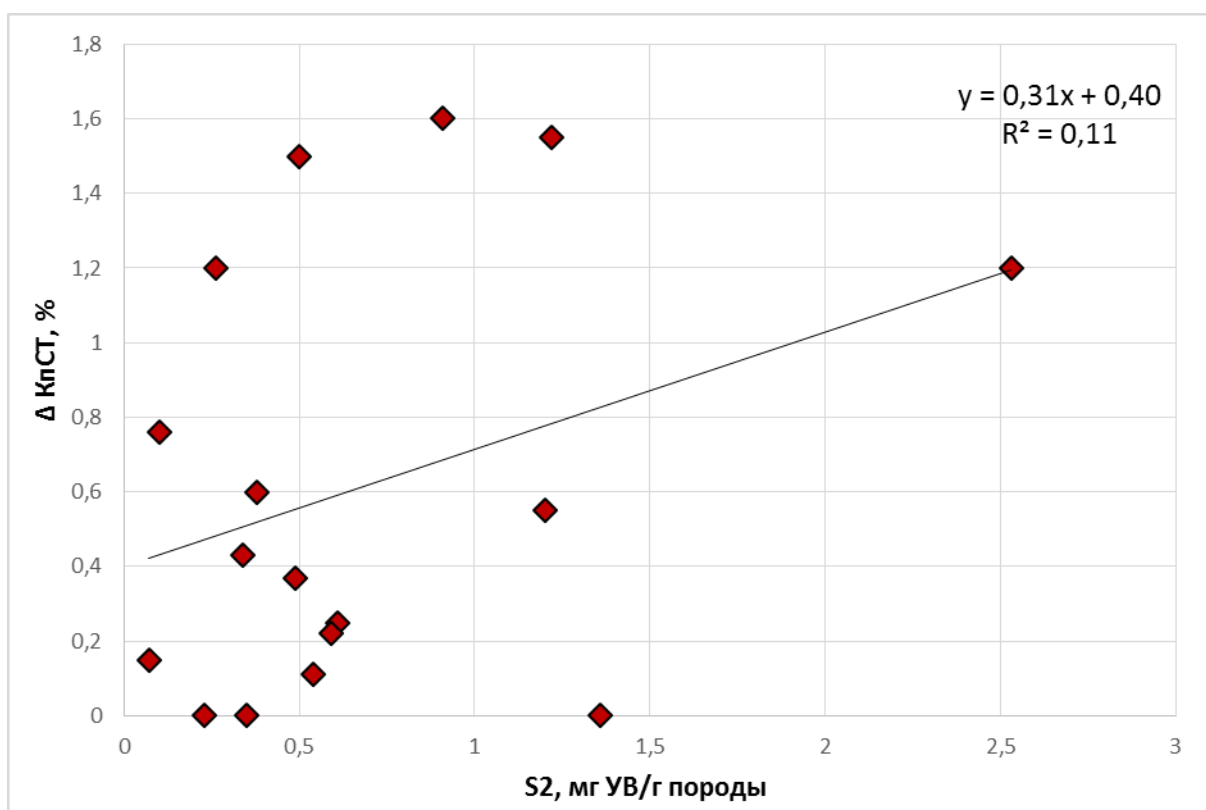


Рисунок 4.7. Кроссплот $\Delta KnCT$ - параметр S_2

Породы характеризуются относительно низкими значениями водородного индекса (HI), которые варьируются от 75 до 450 мг УВ/г ТОС. Значения S_2 не превышают 2,53 мг УВ/г породы, минимальное значение S_2 0,07 мг УВ/г породы. Степень преобразованности горных пород различная, большинство значений T_{max} варьируется в пределах 440-455°C, что соответствует середине и концу главной зоны нефтеобразования (МК2-МК3). Содержания ОВ (ТОС) в породах не превышают 0,5%, такие отложения относятся к группе пород с бедным (poor) нефтяным потенциалом (Magoon I.B 1994).

Таким образом, для дальнейшего анализа полученных экспериментальных результатов вышеописанный тип пород не принимался во внимание, исследовались все остальные образцы с содержанием ОВ >0,5%.

4.2.2 Породы с содержанием органического вещества более 0,5%

Породы с содержанием ОВ > 0.5% характеризуются разными составом и геохимическими характеристиками органического вещества, в том числе его содержанием (Глава 3.2). В результате прогрева пород, преобразование пористого пространства для разных образцов прошло по-разному.

В результате анализа минерального состава образцов был построен кроссплот «содержание органического вещества - кремнистая составляющая породы» (Рисунок 4.8).

На графике было выделено три области концентрации точек. Выделенные группы пород отличаются друг от друга, содержанием органического вещества и кремнезема.

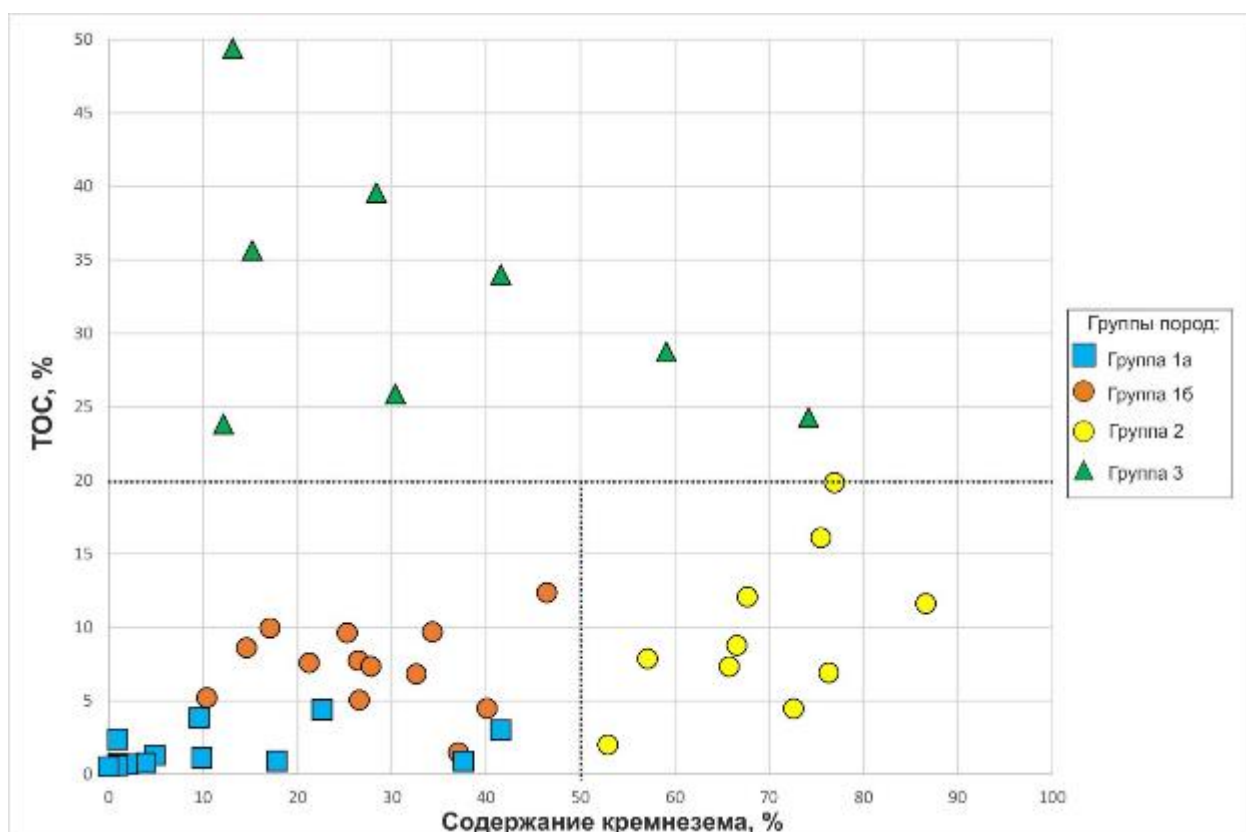


Рисунок 4.8. Кроссплот «содержание органического вещества - кремнистая составляющая породы»

Группа 1 (доманикоиды и доманикиты карбонатного и смешанного состава)

Группа 1 характеризуется повышенным содержанием карбонатного материала. Минимальное его содержание 39,4%, максимальное 99,5%. Содержание кремнистого материала в редких случаях достигает 50%, средние его значения около 20%. Содержание органического вещества варьируется от 0,5 до 12,34%. Значения водородного индекса находятся в широком диапазоне величин от 72 до 834 мг УВ/г ТОС. Преобразованность ОВ определяется значениями T_{max} от 400 до 442°C, что соответствует градациям катагенеза ПК-МК2. Породы данной группы характеризуются как микрослоистой, так и неслоистой текстурой. Поэтому в рамках данной группы было выделено две подгруппы, которые характеризовались разными текстурами: неслоистые – подгруппа 1а и микрослоистые – подгруппа 1б.

Подгруппа 1а. Органическое вещество в породах с неслоистой текстурой распределено обычно равномерно по породе и ассоциируется с межагрегатным

пространством (Рисунок 4.9). Часто в образцах с биогенными остатками полости раковин выполнены ОВ (Рисунок 4.10)

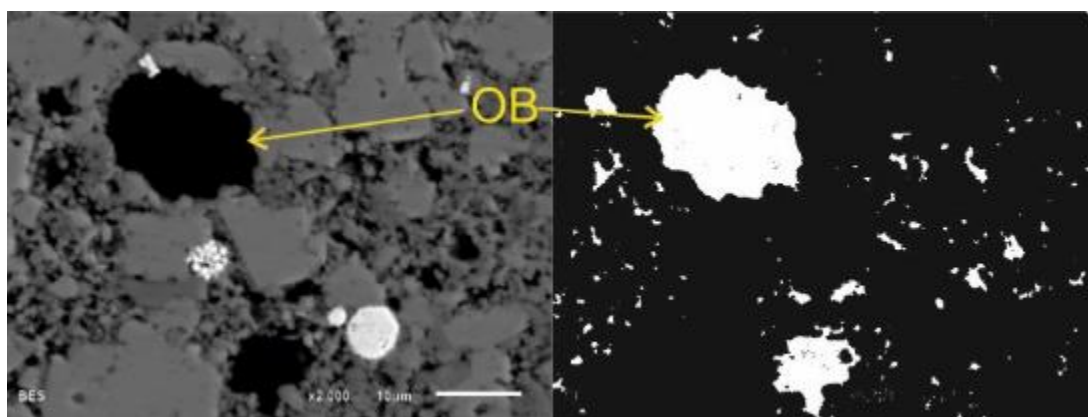


Рисунок 4.9. ОВ в межагрегатном пространстве породы. Снимки РЭМ образца 10-ТТ1, скважина Тлянци-Тамакская,: слева оригинальный снимок, справа – бинаризованный, белым цветом выделено ОВ

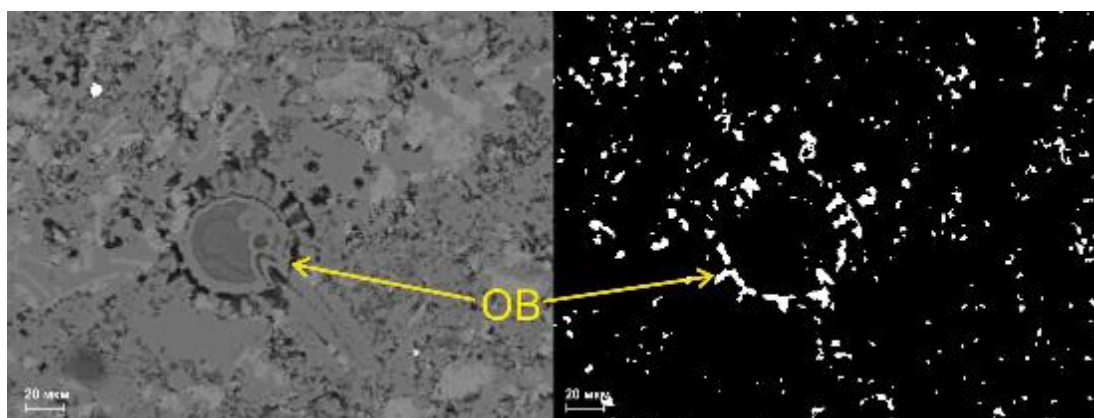


Рисунок 4.10. Полости раковин, выполненные ОВ. Снимки РЭМ образца 6-Аз, скважина Азнакаевская: слева оригинальный снимок, справа – бинаризованный, белым цветом выделено ОВ

В результате прогрева образцов в морфологии пород были отмечены новообразованные поры (Рисунок 4.11). Связанность большинства пород значительно увеличилась (см. Приложение 1.2), так, максимальное изменение связанности порового пространства (ΔSCT) произошло в образце 9-1-Аз, скважина Азнакаевская – 24,8%. Также отмечаются породы, в которых связанность после прогрева уменьшилась. Данные образцы также характеризуются незначительными изменениями в объемах порового пространства после прогрева $\Delta KпСТ$ максимально до 3,05%, в некоторых случаях изменений не было отмечено совсем, по крайней мере, в рамках разрешения съемки.

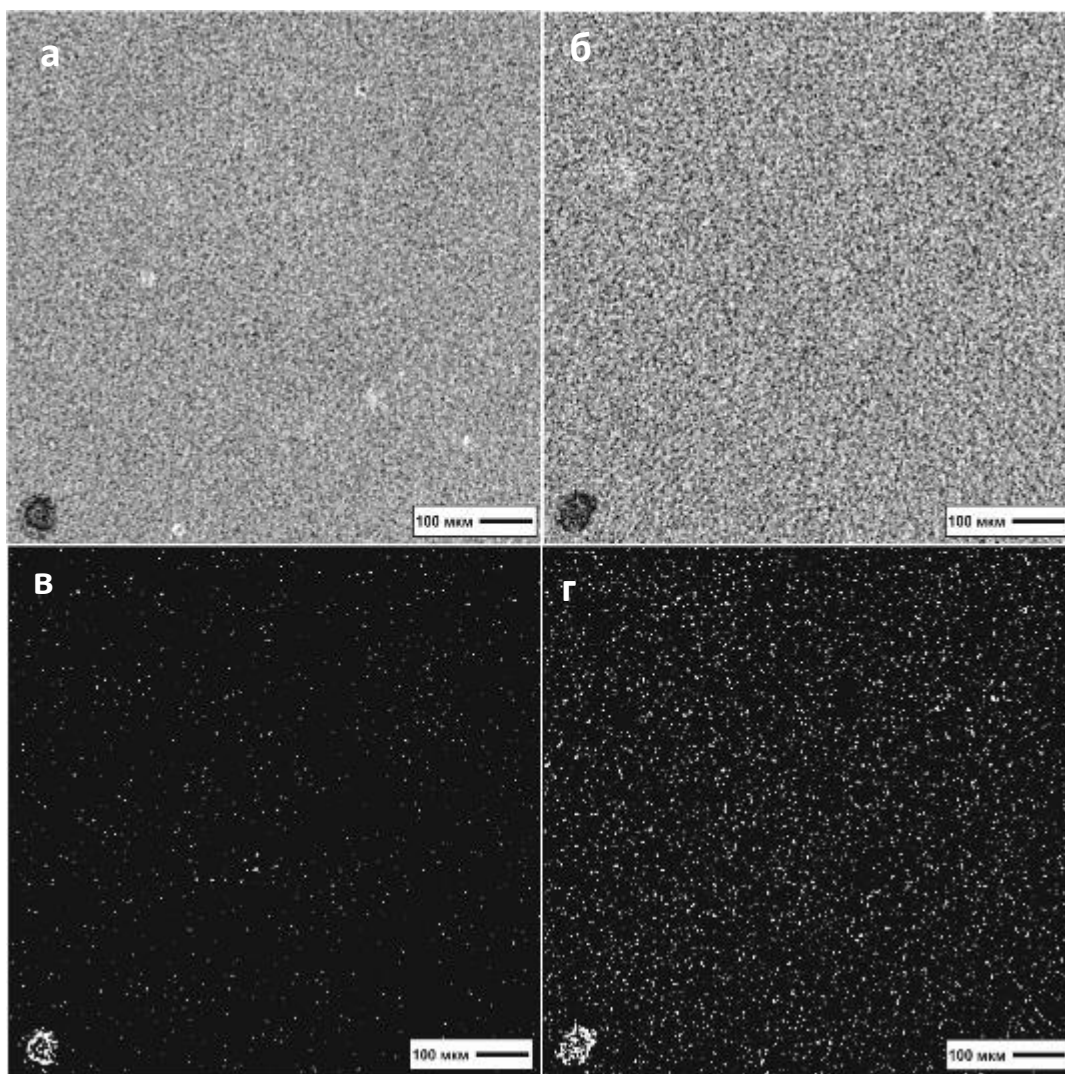


Рисунок 4.11. Результаты рентгеновской томографии образца 16-ТТ1, скважина Тлянчи-Тамакская-1: рентгеновский плотностной срез образца а) до прогрева, б) после прогрева и бинаризованный рентгеновский плотностной срез образца в) до прогрева, г) после прогрева (белый цвет - поры)

Микрослоистые образцы подгруппы 1б характеризовались относительно высоким содержанием кремнистого материала - до 46,5%. Слоистость породы обусловлена ориентировкой карбонатного материала, а также послойным распределением ОВ (Рисунок 4.12). В результате прогрева в большинстве случаев в породах образовывались трещины, ориентированные по слоистости образца (Рисунок 4.13).

Максимальное изменение связанности порового пространства произошло в образце 3-С, скважина Сармановская - 89,4% (Приложение 1.2). Значения $\Delta K_{пСТ}$ для образцов подгруппы варьируется от 0 до 10,8%. Максимальные изменения в объеме порового пространства, точно так же, как и в связанности, претерпел образец 3-С, скважина Сармановская (Рисунок 4.14).

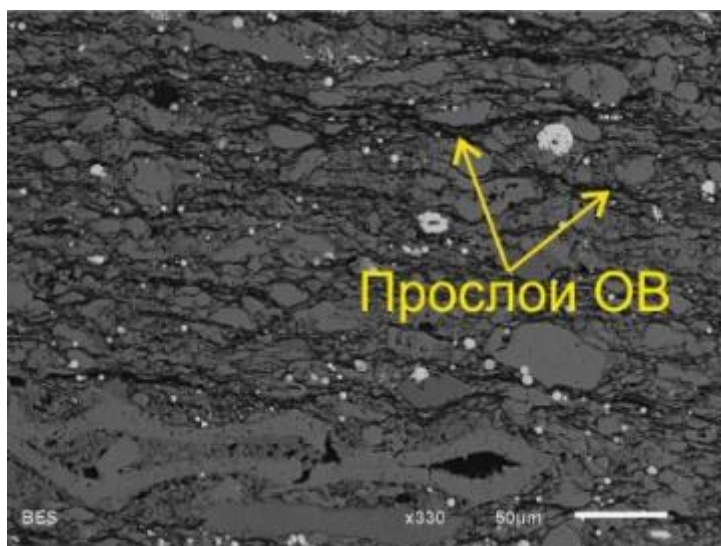


Рисунок 4.12. Послойное распределение ОВ. Снимок РЭМ образца 14-1-Аз, скважина Азнакаевская

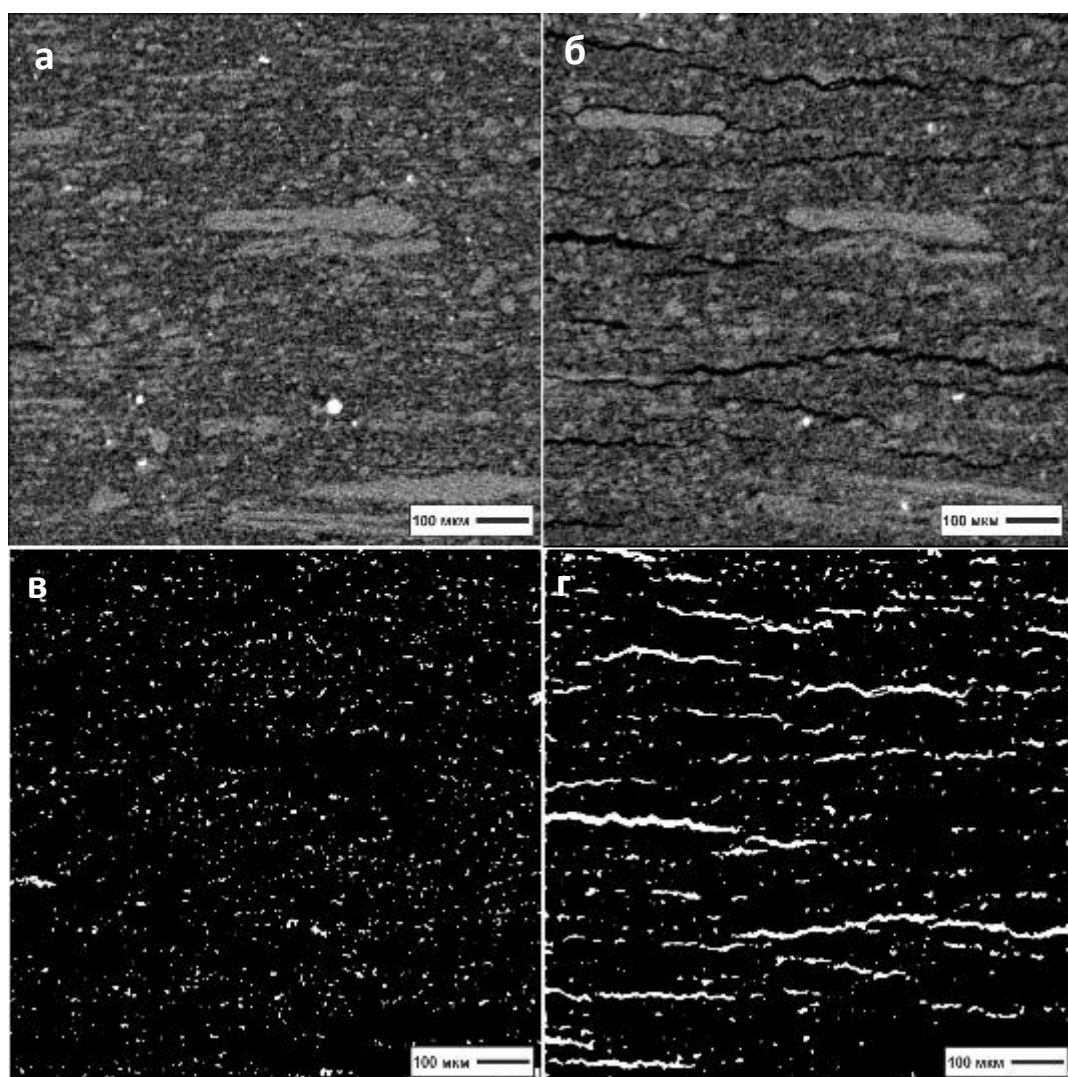


Рисунок 4.13. Результаты рентгеновской томографии образца 21-Б, скважина Березовская: рентгеновский плотностной срез образца а) до прогрева, б) после прогрева и бинаризованный рентгеновский плотностной срез образца в) до прогрева, г) после прогрева (белый цвет - поры)

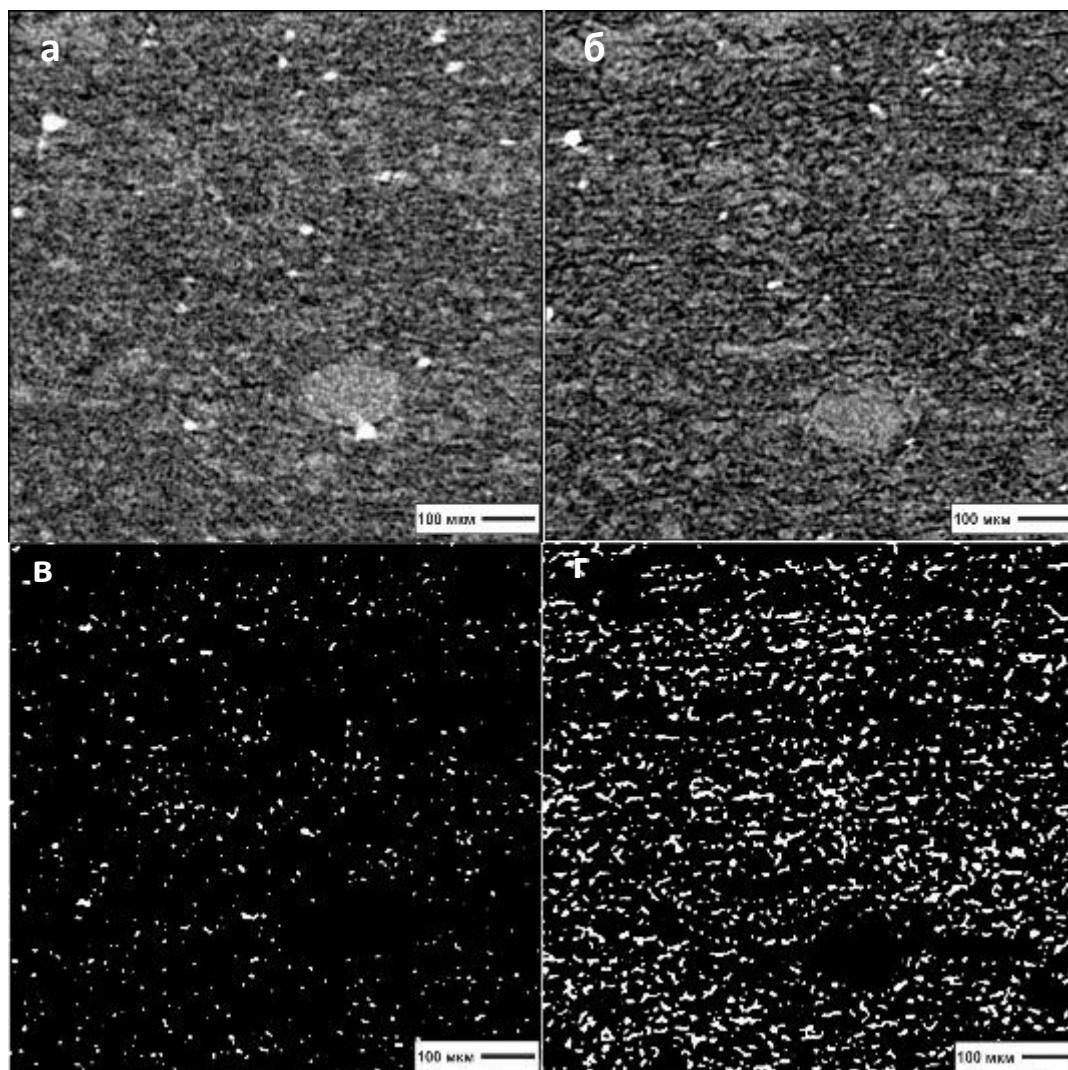


Рисунок 4.14. Результаты рентгеновской томографии образца 3-С, скважина Сармановская: рентгеновский плотностной срез образца а) до прогрева, б) после прогрева и бинаризованный рентгеновский плотностной срез образца в) до прогрева, г) после прогрева (белый цвет - поры)

На гистограмме распределения пор по размерам образца 21-Б после прогрева отмечается увеличение количества крупных пустот радиусом 5-10 мкм и уменьшение пор размерами до 5 мкм в радиусе. Связанность порового пространства значительно увеличилась на 78,4% (Рисунок 4.15).

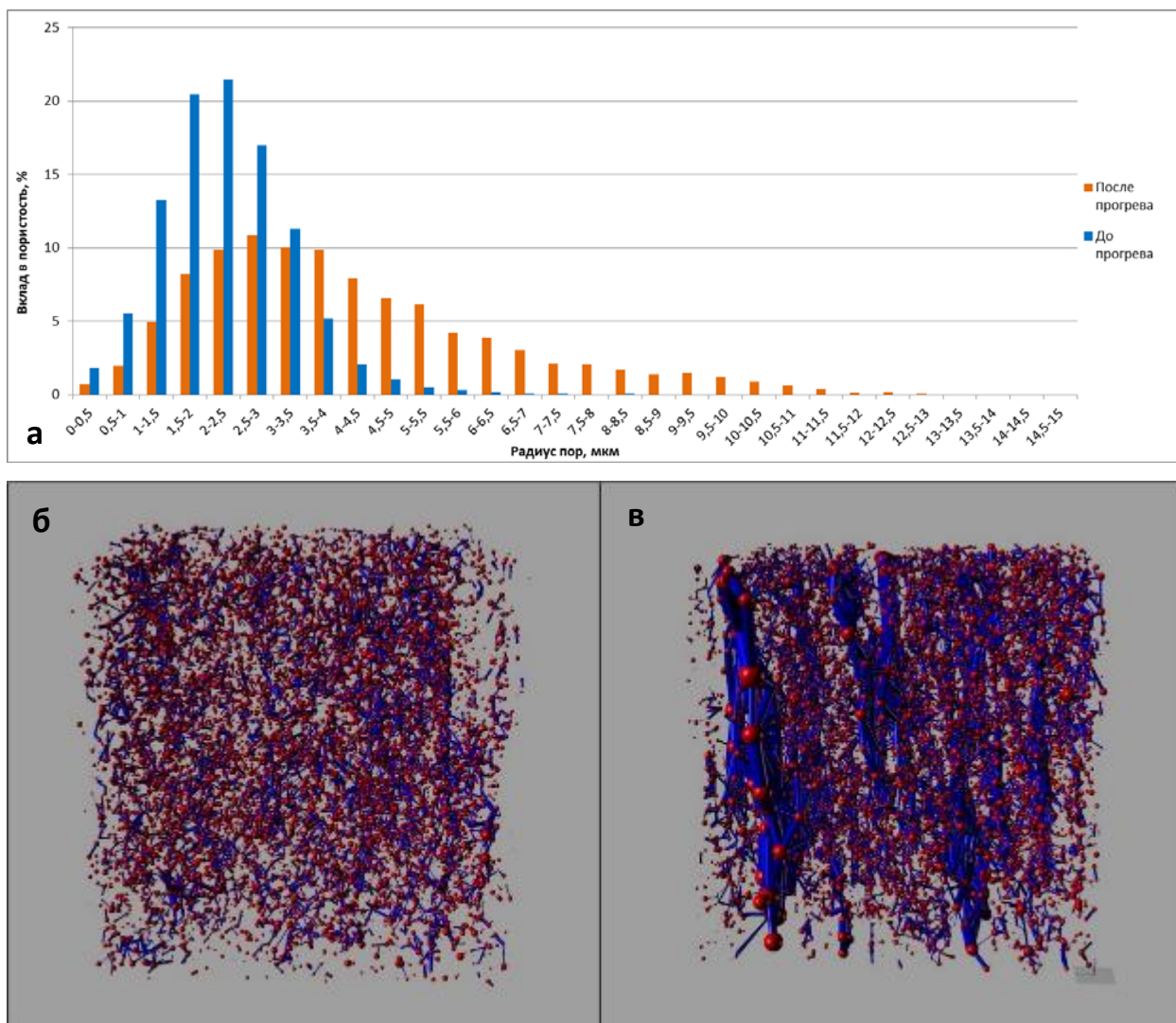


Рисунок 4.15. Характеристика структуры порового пространства до и после прогрева образца 21-Б (скважина Березовская). а) – гистограмма распределения порового пространства до и после прогрева, б) – трехмерная визуализация сеточной модели до прогрева, в) - трехмерная визуализация сеточной модели после прогрева

Группа 2 (доманикоиды и доманикиты кремнистого и смешанного состава)

Породы данной группы характеризуются минимальным содержанием кремнистого вещества 40%, максимальное содержание карбонатного материала достигает 50%. Породы характеризуются относительно высокими значениями содержания ОВ - 1,99-19,83%. Значения водородного индекса изменяются в диапазоне 483-617 мг УВ/г ТОС. Преобразованность ОВ соответствует значениям T_{max} 411-435°C - стадии ПК и МК1.

Все породы данной группы характеризуются микрослоистой текстурой, которая сыграла определяющую роль в типе трансформации порового пространства. В породах с микрослоистой текстурой чаще всего наблюдается формирование новых трещин, параллельных слоистости образца. В некоторых образцах возникали трещины, секущие слоистость и образующую вместе с параллельными трещинами систему (Рисунок 4.16).

Связанность порового пространства пород значительно увеличилась, в образце 8-Б ее значение достигло почти 60%. Как правило, микрослоистые образцы чаще всего имеют повышенные значения содержания органического вещества, что в свою очередь, повлияло на изменение порового пространства до 11% (Приложение 1.2).

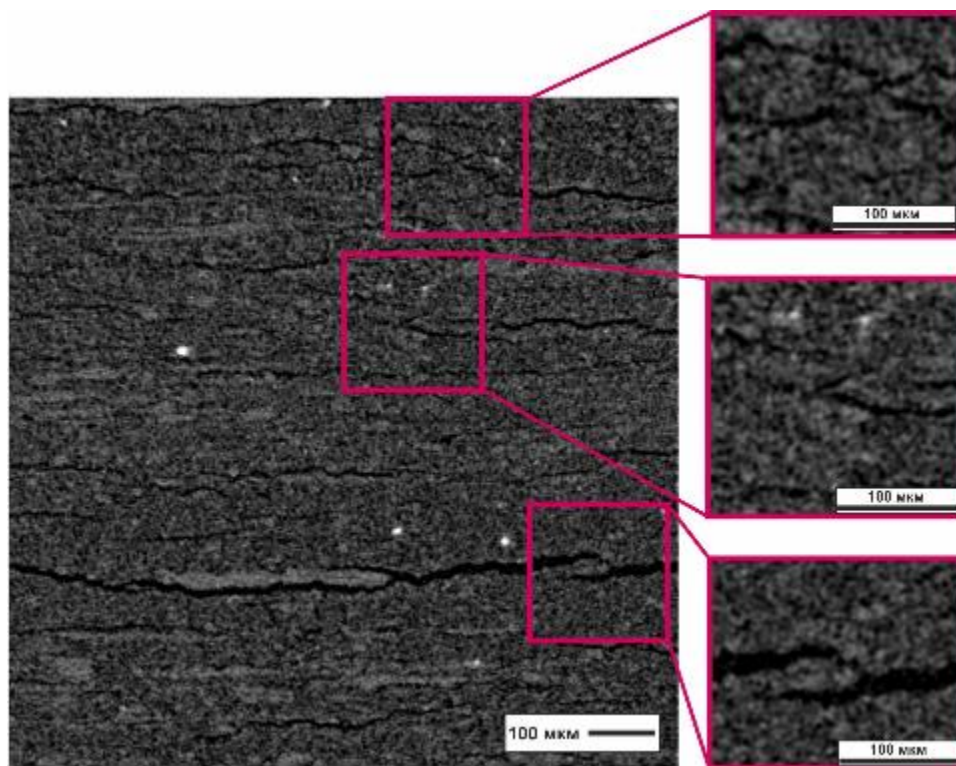


Рисунок 4.16. Образование системы связанных трещин. Образец 4-Б, скважина Березовская

В результате анализа изображений было отмечено два типа распределения ОВ в образцах данной группы. 1) Были выделены породы с нитевидным послойным распределением ОВ, которое вместе с минеральными компонентами создавало слоистую текстуру образца (Рисунок 4.17). После прогрева таких образцов на месте прослоев ОВ образовывались трещины, как правило, повторяющие прослои с ОВ, и в некоторых местах образующие связанную систему трещин (Рисунок 4.18). Породы такого типа характеризовались преимущественно кремнистым составом.

2) Второй тип характеризовался равномерным распределением ОВ в пределах кремнистых прослоев породы, которые нередко чередуются с карбонатными прослоями, сложенными остатками фауны (Рисунок 4.19). После прогрева в данных образцах образовывались трещины (Рисунок 4.20), преимущественно на границе прослоев, сложенных разными минеральными фазами (Рисунок 4.21). Полученные результаты согласуются с результатами эксперимента Kobchenko (Maya Kobchenko et al., 2011).

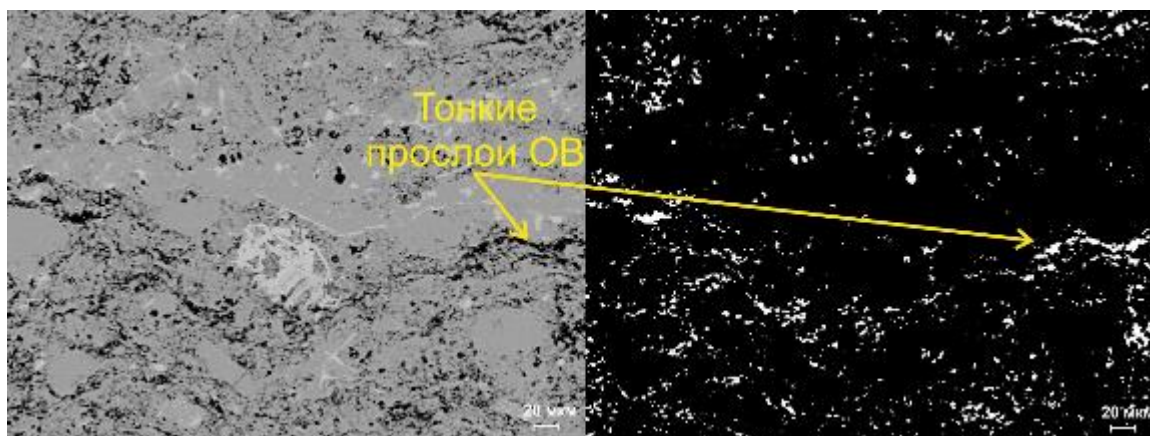


Рисунок 4.17. Тонкие прослойки ОВ. Снимки РЭМ образца 25-Б, скважина Березовская: слева оригинальный снимок, справа – бинаризованный снимок, белым цветом выделены прослойки ОВ

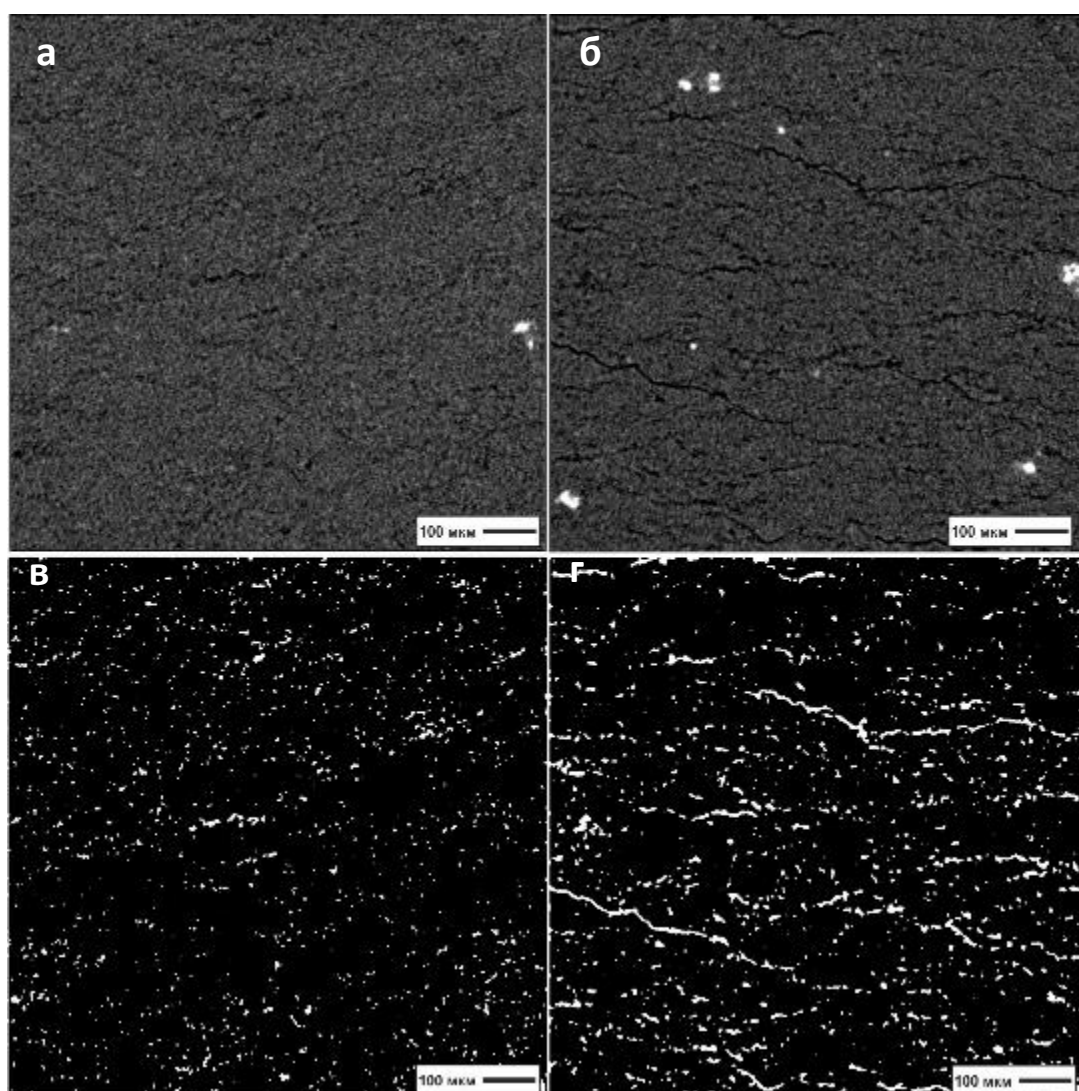


Рисунок 4.18. Результаты рентгеновской томографии образца 25-Б, скважина Березовская: рентгеновский плотностной срез образца а) до прогрева, б) после прогрева и бинаризованный рентгеновский плотностной срез образца в) до прогрева, г) после прогрева (белый цвет - поры)



Рисунок 4.19. Чередование кремнистых прослоев, насыщенных ОВ и карбонатных прослоев. Снимки РЭМ образца 18-Б, скважина Березовская

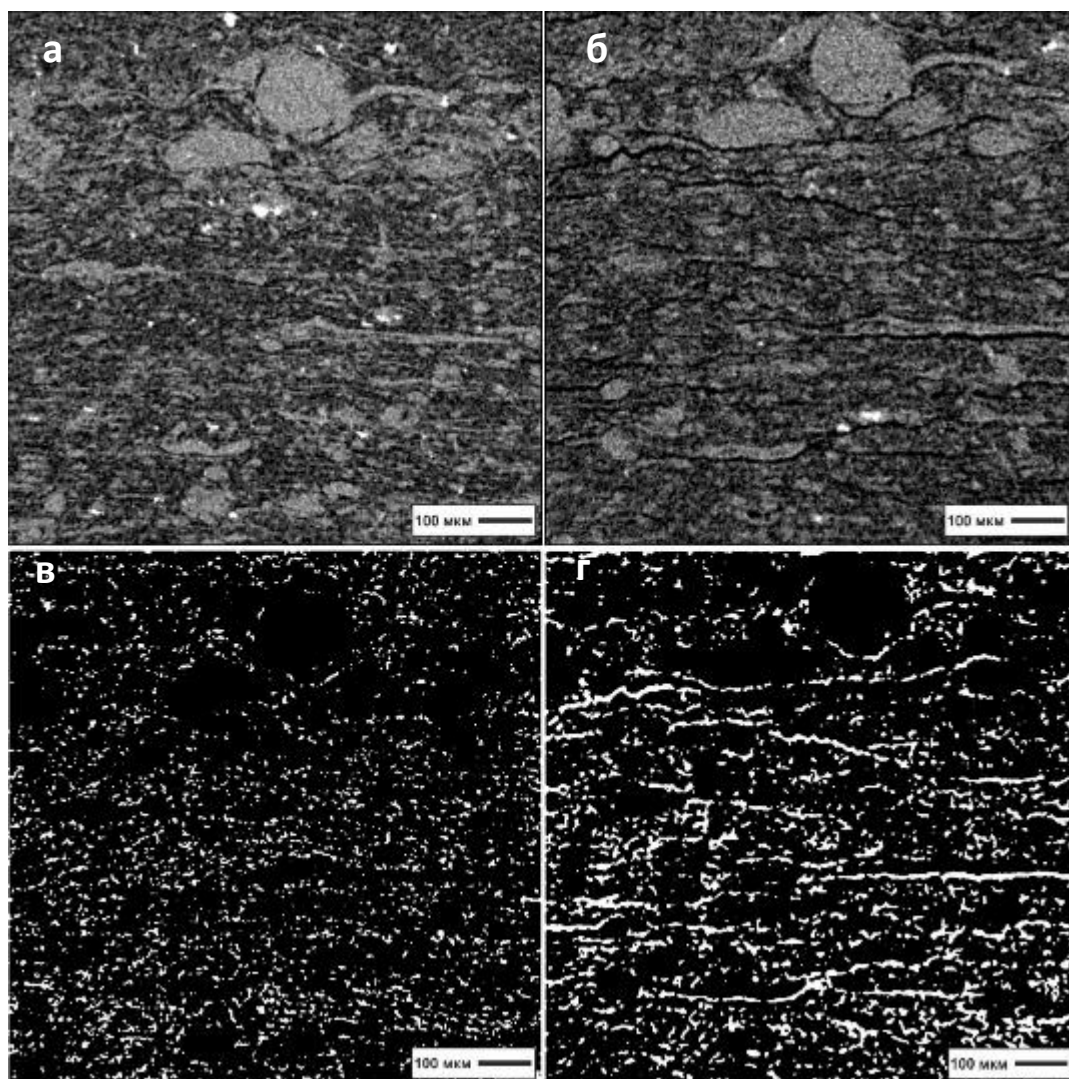


Рисунок 4.20. Результаты рентгеновской томографии образца 18-Б, скважина Березовская: рентгеновский плотностной срез образца а) до прогрева, б) после прогрева и бинаризованный рентгеновский плотностной срез образца в) до прогрева, г) после прогрева (белый цвет - поры)



Рисунок 4.21. Образование трещин по границе соприкосновения двух минеральных фаз. Образец 4-Б, скважина Березовская

Группа 3 (доманикиты и сапрепелиты кремнистого и смешанного состава)

Породы данной группы характеризуются максимальными содержаниями ОВ 23,81-49,4%, микрослоистой текстурой и значениями НІ 519-629 мг УВ/г ТОС (Приложение 1.1). ОВ изучаемых образцов незрелое и приурочено к стадии протокатагенеза. ОВ в данных образцах распределено по слоистости и образует отдельные самостоятельные прослои (Рисунок 4.22, Рисунок 4.23).

В результате прогрева максимальные изменения в поровом пространстве произошли в образце 22-ТТ, который характеризовался максимальным содержанием ОВ в рамках данной группы 49,37%. Во всех образцах преобразование порового пространства произошло одинаково, мощные прослои с ОВ трансформировались в крупные линзообразные формы. (Рисунок 4.24).

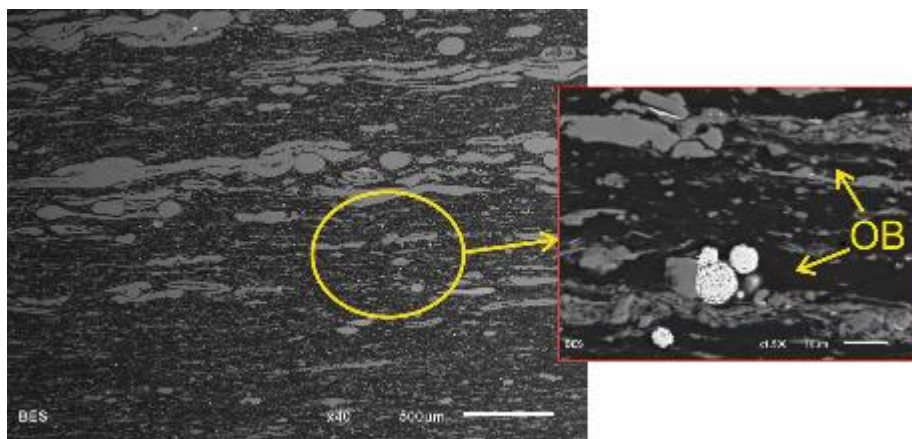


Рисунок 4.22. Послойное распределение ОВ. Снимки РЭМ образца 27-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская

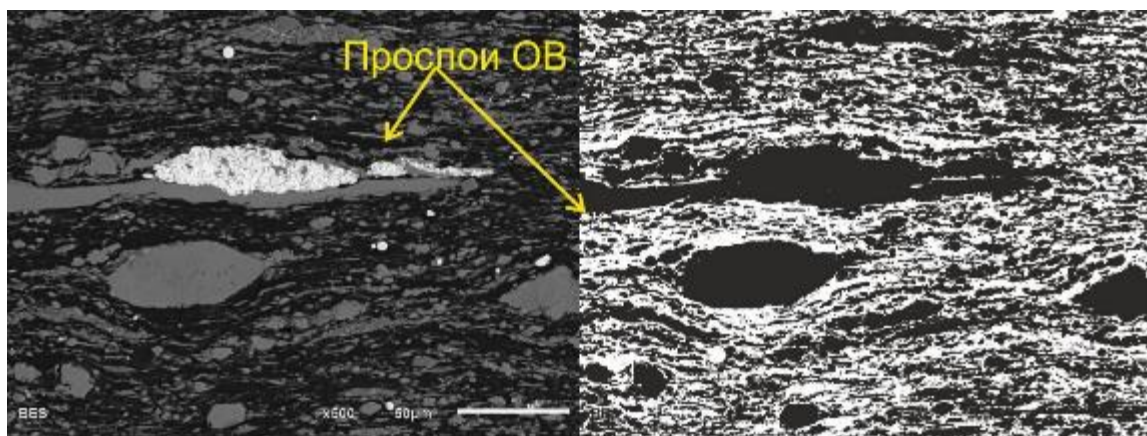


Рисунок 4.23. Послойное распределение ОВ. Снимки РЭМ образца 43-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская: слева оригинальный снимок, справа – бинаризованный снимок, белым цветом выделены прослой ОВ

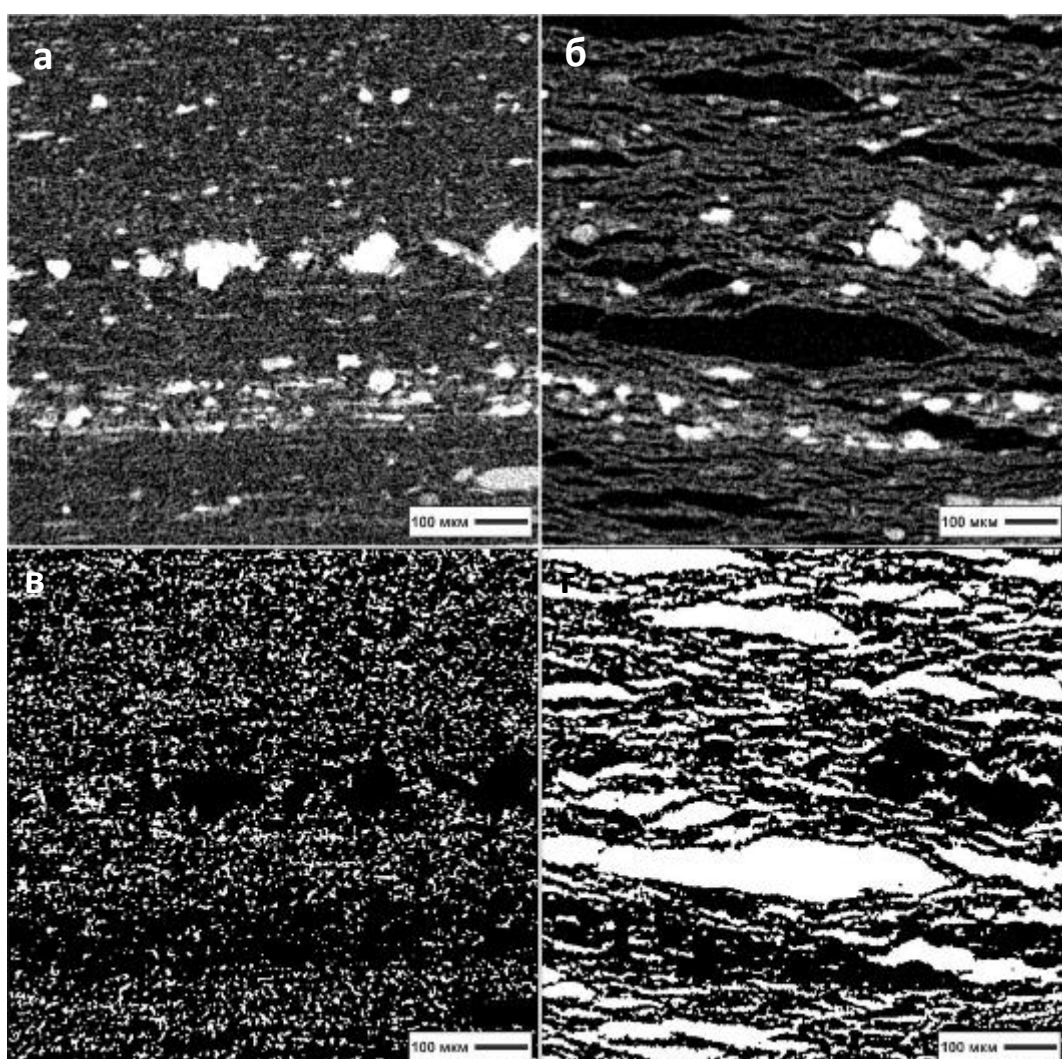


Рисунок 4.24. Результаты рентгеновской томографии образца 43-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская: рентгеновский плотностной срез образца а) до прогрева, б) после прогрева и бинаризованный рентгеновский плотностной срез образца в) до прогрева, г) после прогрева (белый цвет - поры)

Для выделенных групп пород (Рисунок 4.8) был проведен статистический анализ, в результате которого стало целесообразным объединить группы 1б и 2, так как средние значения содержания ОВ для данных групп незначительно отличаются друг от друга (Таблица 4.2). Также это подтверждается графиком (Рисунок 4.25) плотности распределения значений ТОС, где кривые групп 1б и 2 располагаются примерно в одном диапазоне значений ТОС.

Таблица 4.2. Параметры статистических распределений значений ТОС для различных групп

	Группа 1а	Группа 1б	Группа 2	Группа 3	Группа 1б и 2
Среднее значение	1,82	7,61	9,68	32,66	8,55
Среднее квадратичное отклонение	1,49	2,83	5,35	8,85	4,19

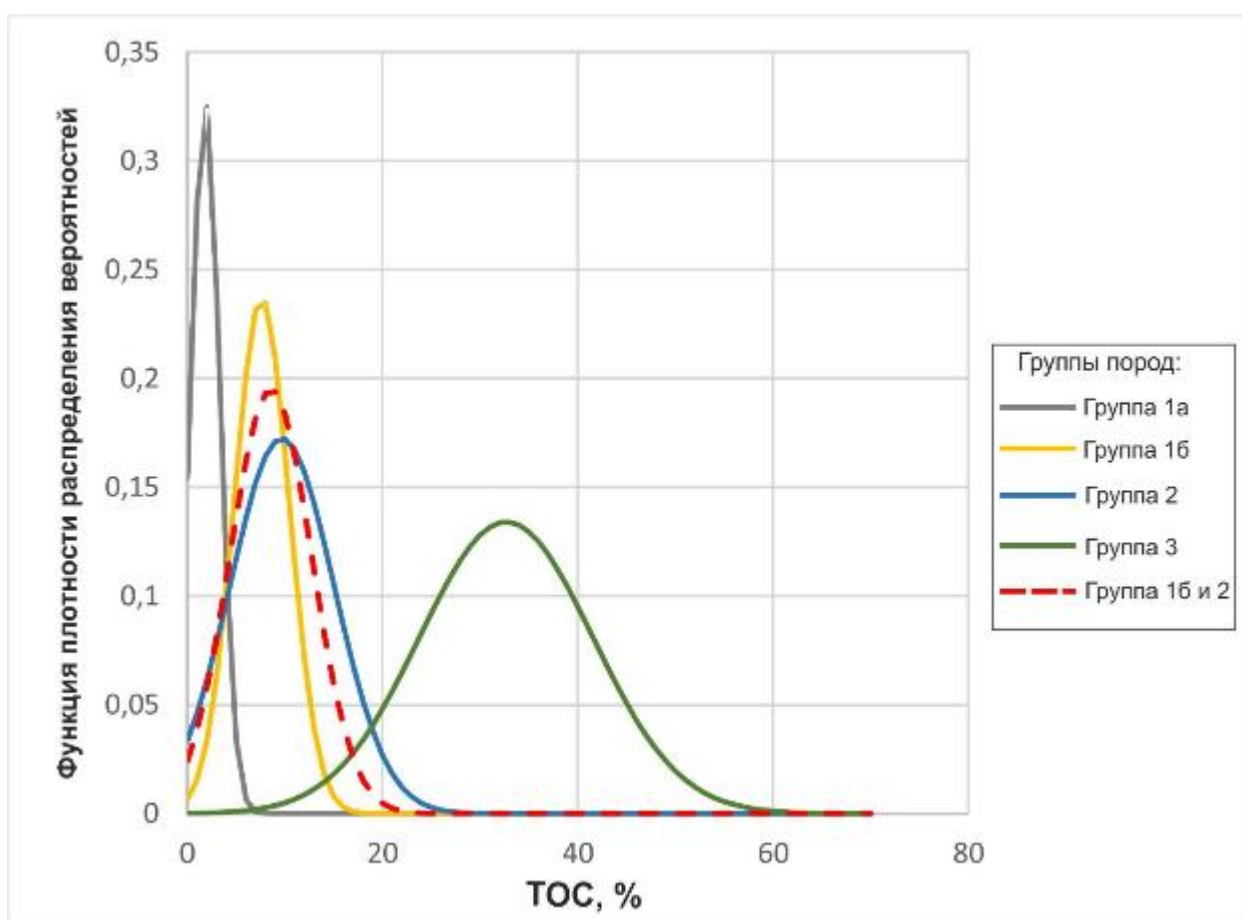


Рисунок 4.25. Плотности распределения значений ТОС для различных групп

Полученные группы пород (группа 1а, группа 1б+2 и группа 3) характеризуются разными типами трансформации порового пространства в результате прогрева. Так для группы 1а характерно образование новых пор и увеличение первичных пустот образца. Группа 1б+2 характеризуется формированием трещин. Поровое пространство пород группы 3 после прогрева преобразуется в линзы (Рисунок 4.26). Текстуры пород групп 1б+2

и 3 одинаковые – микрослоистые. В породах группы 1 – неслоистые (массивные). Таким образом, можно выделить первичные характеристики горных пород в зависимости от типа трансформации порового пространства в результате прогрева:

- Линзы образуются при $\text{ТОС} > 20\%$
- Трещины при $5\% < \text{ТОС} < 20\%$
- Поры при $\text{ТОС} < 5\%$ и содержании кремнезема $< 50\%$

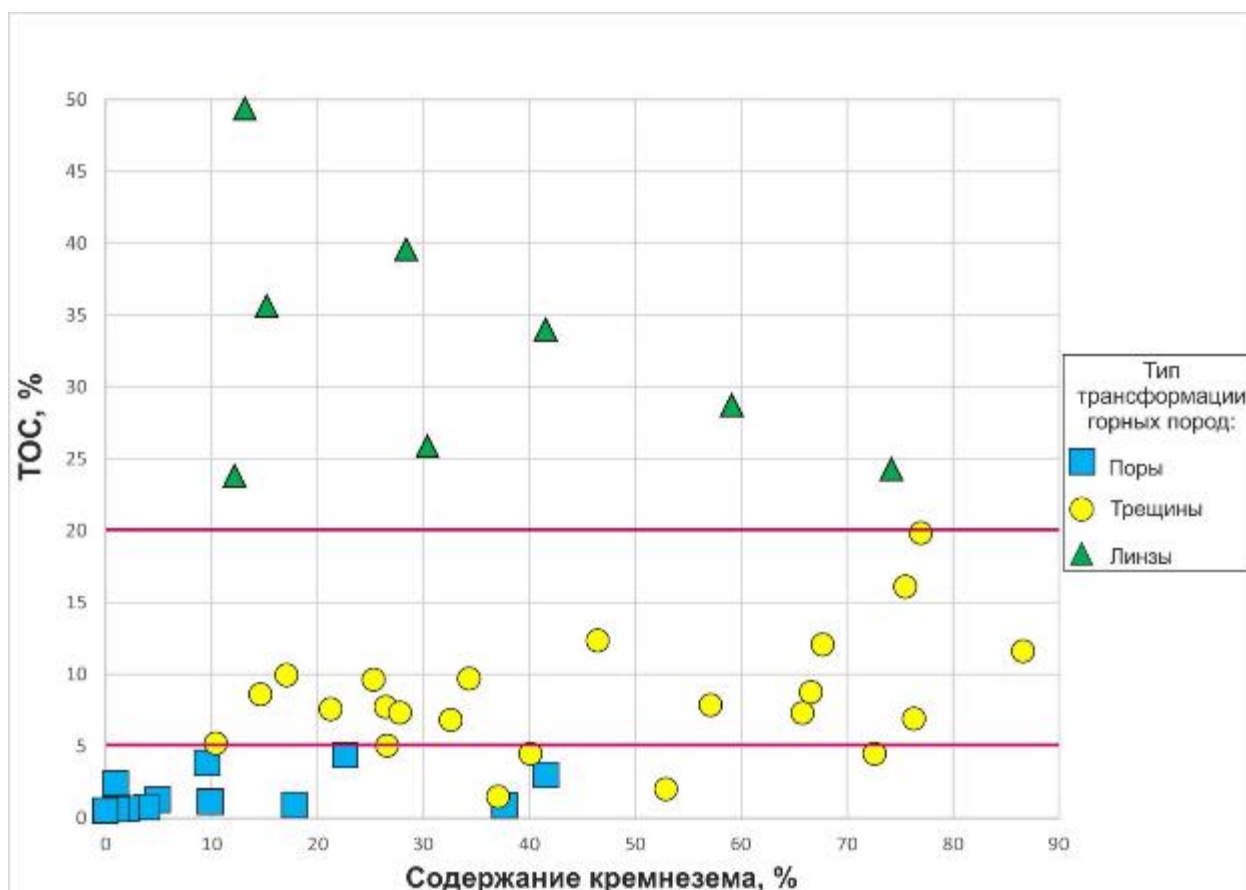


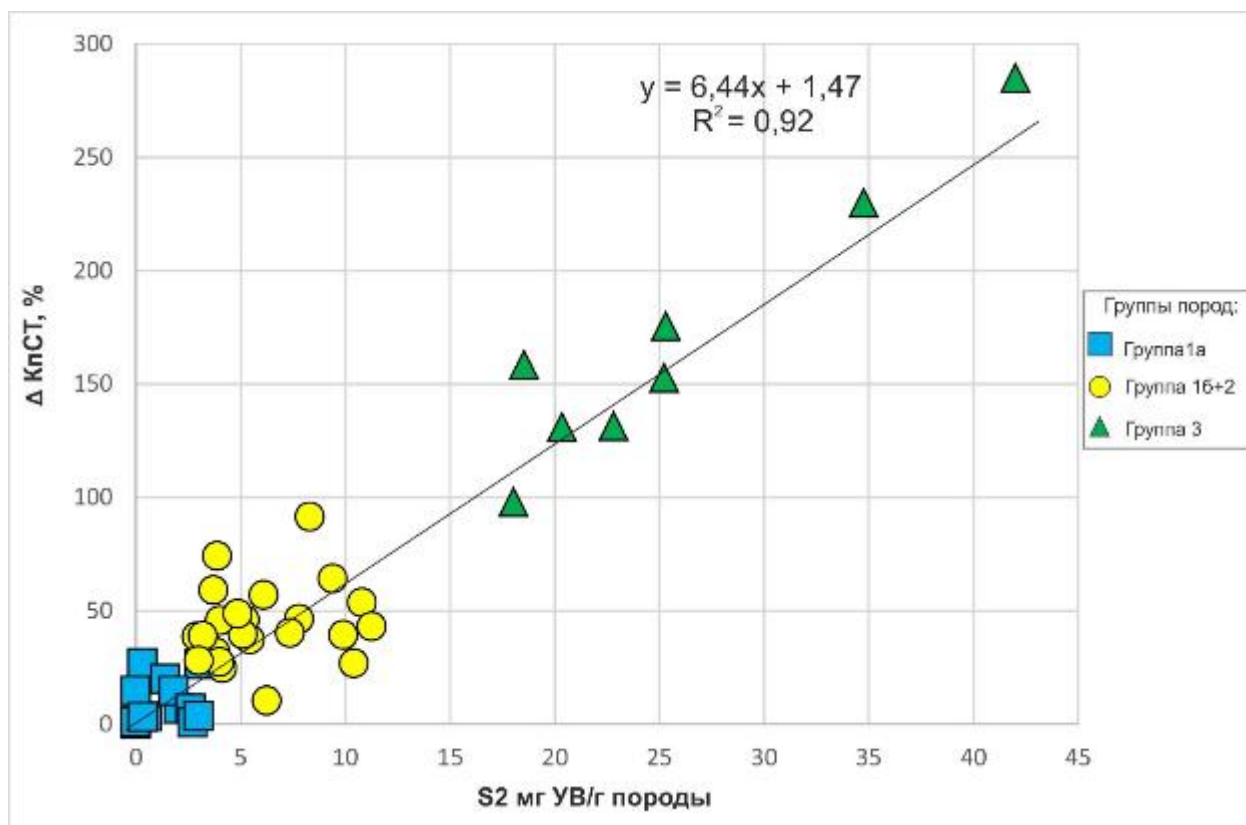
Рисунок 4.26. График зависимости ТОС от содержания кремнезема в породе с выделенными зонами по типу трансформации порового пространства после прогрева

В рамках рассматриваемой коллекции образцов наблюдается прямая зависимость степени изменения томографической пористости в результате прогрева от значений параметра S2 (Рисунок 4.27). Стоит отметить, что для большинства образцов третьей группы пород (группа 3) с повышенными значениями параметра S2 трансформация порового пространства значительно больше, относительно первой группы пород (группа 1а). Группа образцов 1б+2 занимает промежуточное положение и характеризуется средними значениями параметра S2 и $\Delta\text{КпСТ}$.

Выводы

Результаты выполненного эксперимента по прогреву пород с содержанием ОВ <0,5% позволили исключить расширение матрицы породы, как значимый фактор, влияющий на структуру пустотного пространства в процессе температурного воздействия на породу.

Для пород с содержанием ОВ >0,5% степень обогащения органическим веществом играет определяющую роль в объемах трансформации порового пространства пород.



действием избыточного порового давления, которое не может возникать в относительно связанной системе пустот. Для образования трещин необходима изолированность прослоев, насыщенных ОВ.

Образование линз, по-видимому, происходит не только благодаря слоистой текстуре образцов, а также в результате очень высоких значений содержания ОВ, где оно выступает в качестве породообразующего компонента.

Важно отметить, что образование новых трещин, как параллельных, так и перпендикулярных, для данных отложений возможно только в слоистых породах.

Особенностью образования трещин, которые являются каналами миграции новообразованных углеводородов, является их зарождение на границах двух минеральных фаз. В рамках рассматриваемой коллекции образцов максимальными значениями емкости после прогрева характеризуются слоистые породы группы 3.

Основные факторы, контролирующие трансформацию порового пространства пород:

1. **Содержание ОВ** является основным признаком, который влияет непосредственно на степень преобразования порового пространства.
2. **Текстурные признаки** определяют тип преобразования пустотного пространства пород (поры, трещины, линзы).

4.3 Преобразование органического вещества и формирование порового пространства горных пород доманикового горизонта

В рамках данной работы целью исследования являлось выявление особенностей и характера преобразования органического вещества и порового пространства пород в результате моделирования процессов нефтегазообразования путем нагрева пород. Нагрев пород осуществлялся в пиролизаторе Rock-eval 6, где значения параметра T_{max} соответствуют определенным стадиям катагенеза: $T_{max} < 430^{\circ}\text{C}$ – зона незрелого катагенеза (ПК - протокатагенез), $430^{\circ}\text{C} < T_{max} < 465^{\circ}\text{C}$ – главная зона нефтеобразования (МК1-МК3 - мезокатагенез), $T_{max} > 465^{\circ}\text{C}$ – главная зона газообразования (МК4) (Тиссо и Вельте, 1981). В работе конечной температурой прогрева породы являлась температура 540°C (см. главу 4.1.1), которая выбиралась исходя из начала процесса разрушения карбонатного материала. Согласно Вассоевичу Н.Б., одним из главных критериев выделения нефтематеринских пород является достижение породами главной зоны нефтегазообразования (ГЗН) (Вассоевич Н.Б., 1987). Справедливо также отметить, что нефтематеринский потенциал будет зависеть от степени катагенетической преобразованности органического вещества. Для исследования механизма формирования порового пространства за счет преобразования ОВ в рамках данной работы исследовались породы с ОВ, находящимся на разных стадиях катагенеза. Большинство пород групп 1а и 1б2 находятся в главной стадии нефтегазообразования МК1-МК2 (мезокатагенез), средние значения параметра T_{max} , характеризующий катагенетическую преобразованность - 431°C (Баженова О.К., 2000). Все породы 3-ей группы и небольшая часть первых двух групп вошли в стадию протокатагенеза. Средние значения T_{max} незрелого ОВ - 415°C (Рисунок 4.28, Приложение 1.1).

Для понимания природного процесса преобразования ОВ и пустотного пространства пород было выполнено сравнение структуры порового пространства образца, находящегося на стадии ПК ($T_{max}=417^{\circ}\text{C}$) с относительно зрелой породой со значением $T_{max}=435^{\circ}\text{C}$. В силу того, что рентгеновская компьютерная томография не способна диагностировать органическое вещество из образца 43-ТТ, скважины Тлянчи-Тамакская после прогрева был изготовлен аншлиф для детального его изучения под РЭМ.

На породе, преобразованной искусственным путем, после прогрева в прослоях, ранее насыщенных ОВ, сформировались поры удлиненной формы, размерами $\sim 10 \times 50$ мкм. Стенки пор выполнены остатками ОВ (Рисунок 4.29).

В породе со значениями $T_{max}=435^{\circ}\text{C}$ структура ОВ нарушена трещиноподобными порами размерами 1×10 мкм (Рисунок 4.30). Тем не менее, стоит обратить внимание на то, что породы на момент сравнения не отвечают одинаковым стадиям катагенеза, так как

прогрев образца 43-ТТ до температуры 540°C соответствует конечной стадии образования УВ – МК4-МК5. Несмотря на разные степени преобразования обоих образцов наличие пор в керогеновой части является фактом, доказывающим формирование порового пространства в породах в результате катагенетического созревания органического вещества. Наличие трещин (пор) в керогене при значениях $T_{max}=435^{\circ}\text{C}$ в образце 10-1-Аз говорит о том, что генерация УВ происходит уже на ранних стадиях нефтегазообразования. Данные результаты согласуются с работой автора (Гилязетдинова Д.Р., 2015): выполнялся аналогичный эксперимент по изучению динамики преобразования порового пространства породы при последовательном прогреве. На этапе прогрева образца до 430°C произошел максимальный выход новообразованных углеводородов, что было зафиксировано на пирограмме резким пиком, преобладающим над остальными пиками, приуроченными к температурным интервалам. Этот факт подтверждает предположение о том, что максимальная генерация УВ происходит до 430°C. Это наблюдение хорошо согласуется с работами М. Kobchenko, Б. Тиссо, В. Chanaa и Короста Д.В.

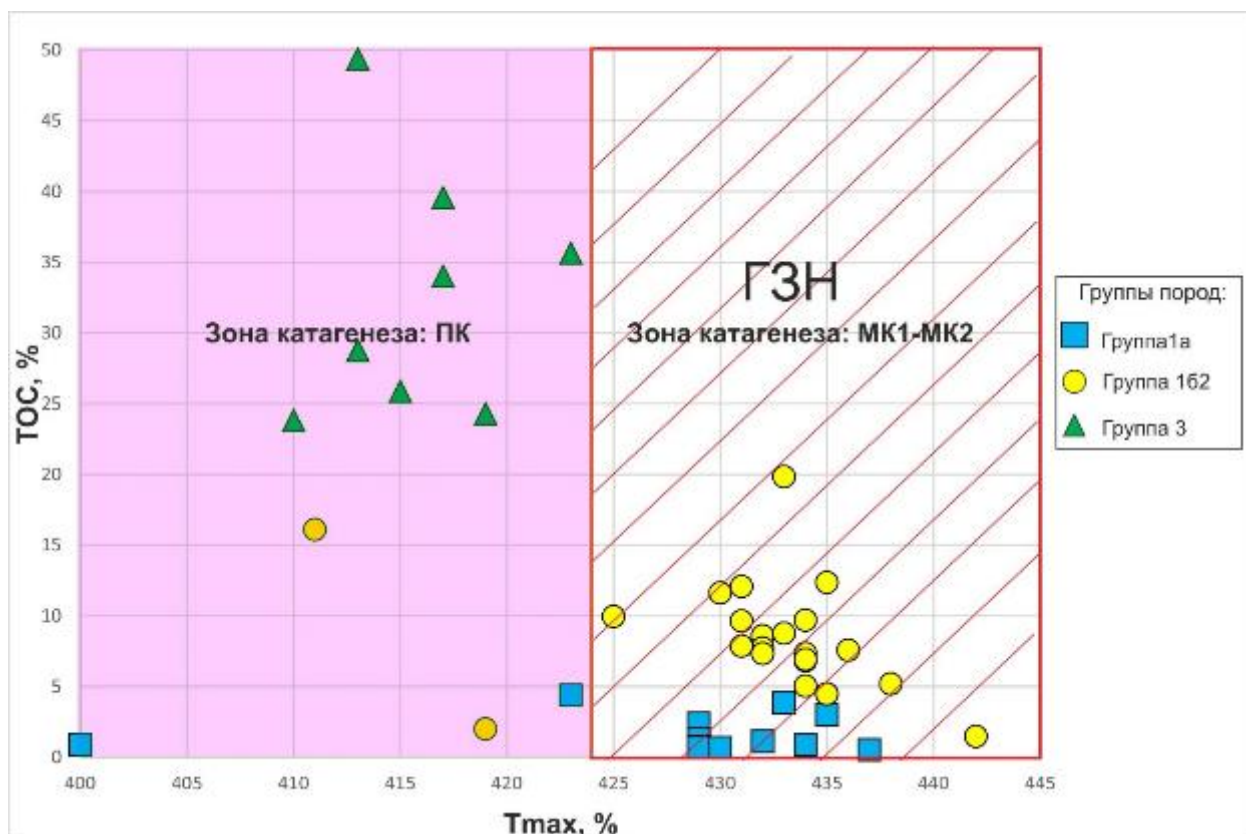


Рисунок 4.28. Связь значений параметра T_{max} и TOC

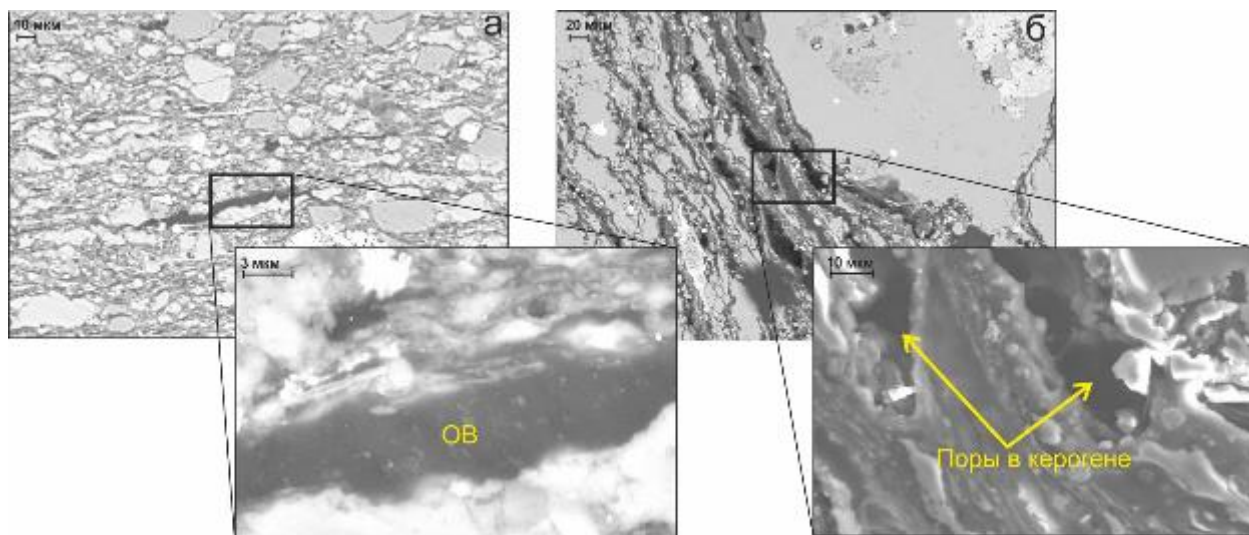


Рисунок 4.29. Образование пор в керогене в результате искусственного прогрева образца 43-ТТ, скважина Тлянчи-Тамакская: а) фотографии РЭМ образца до прогрева; б) фотографии РЭМ образца после прогрева

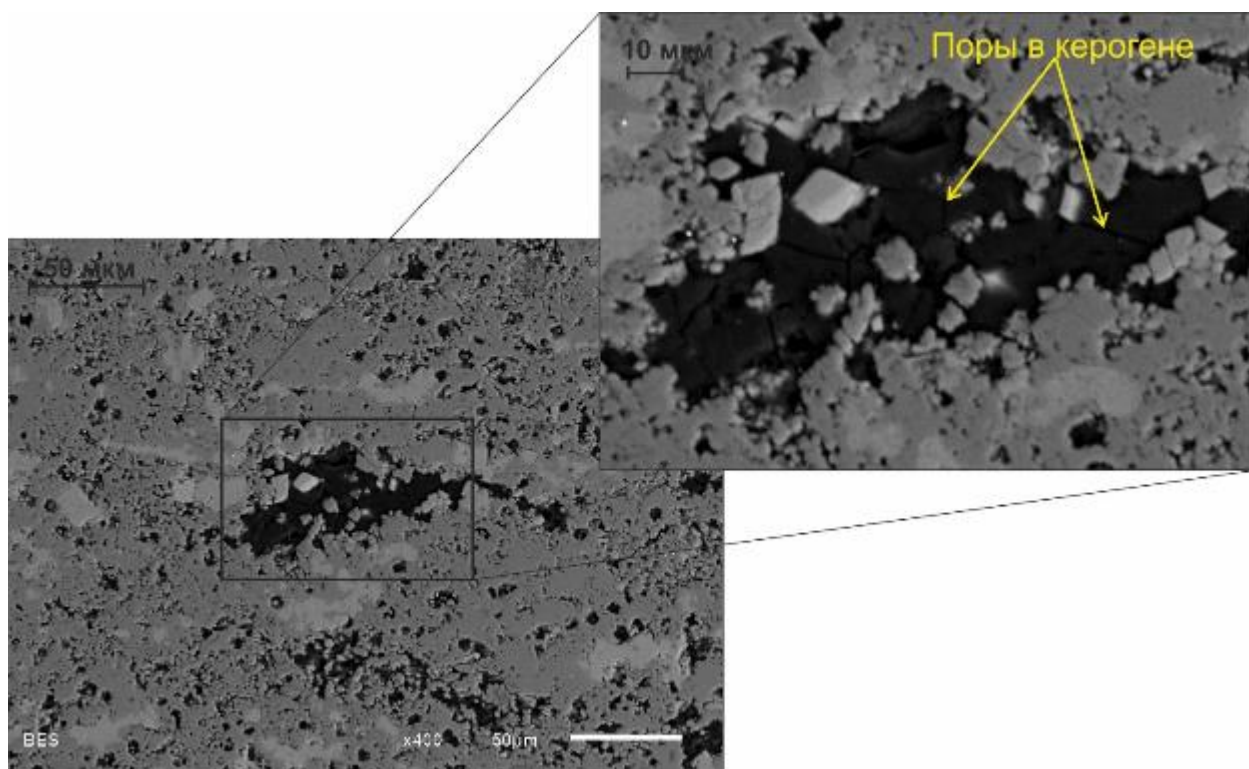


Рисунок 4.30. Поры в керогене природной преобразованной породы, образец 10-1-Аз, скважина Азнакаевская: фотографии РЭМ породы

Глава 5. Выделение перспективных типов разреза для преобразования органического вещества и формирования максимально развитой структуры порового пространства пород в результате термического воздействия

Одной из задач научной работы являлось выделение наиболее перспективных отложений для прогрева и характеристика особенностей их строения. Согласно результатам выполненных экспериментов, было установлено три экспериментальных группы пород, характеризующиеся разными типами и объемами преобразования пустотного пространства (см. главу 4.2.2). Каждая группа пород представляет собой определенные литологические типы: в группу 1а вошли такие типы, как ПА3 и ПА1, группа 1б+2 представлена типами ПВ3, ПВ2, ПВ3, и наконец, группу 3 составил тип пород IVB3.

Типы пород с содержанием ОВ <0,5%, ПА3 и ПА1 чаще всего встречаются в разрезе скважин Азнакаевская (Рисунок 5.1), Тлянчи-Тамакская-1 и Сулинская (приложение 1.1).

Скважина Березовская характеризуется наличием образцов преимущественно группы 1б+2, представленных породами смешанного и кремнистого состава с содержанием ОВ 5-25% (Рисунок 5.2).

Породы группы 3 были отмечены в скважине Тлянчи-Тамакская (Рисунок 5.3).

Как уже было отмечено в главе 3.3 породы, интенсивно насыщенные органическим веществом, накапливались в относительно глубоководных впадинах в условиях недокомпенсации. Частое чередование карбонатных прослоев в разрезах доманикового горизонта провоцирует понижение уровня насыщения органического вещества в породах, что неизбежно влияет на степень преобразования порового пространства и как следствие на объем новообразованных УВ.

Таким образом, можно сделать вывод, что наиболее перспективными отложениями для прогрева, с последующей трансформацией пустотного пространства и генерацией новых УВ является отложения, накопленные в наиболее погруженных частях шельфа, которые представлены в скважине Тлянчи-Тамакская (см. гл. 3.3). Вторыми по приоритету являются микрослоистые породы, вошедшие в группу 1б+2, ярко выраженные в разрезе скважины Березовская переходного типа. Карбонатные породы скважины Азнакаевская не рекомендуется рассматривать в качестве потенциальных незрелых пород, способных отдавать новые УВ и преобразовываться в процессе прогрева, в силу высокого обогащения разреза карбонатным материалом.

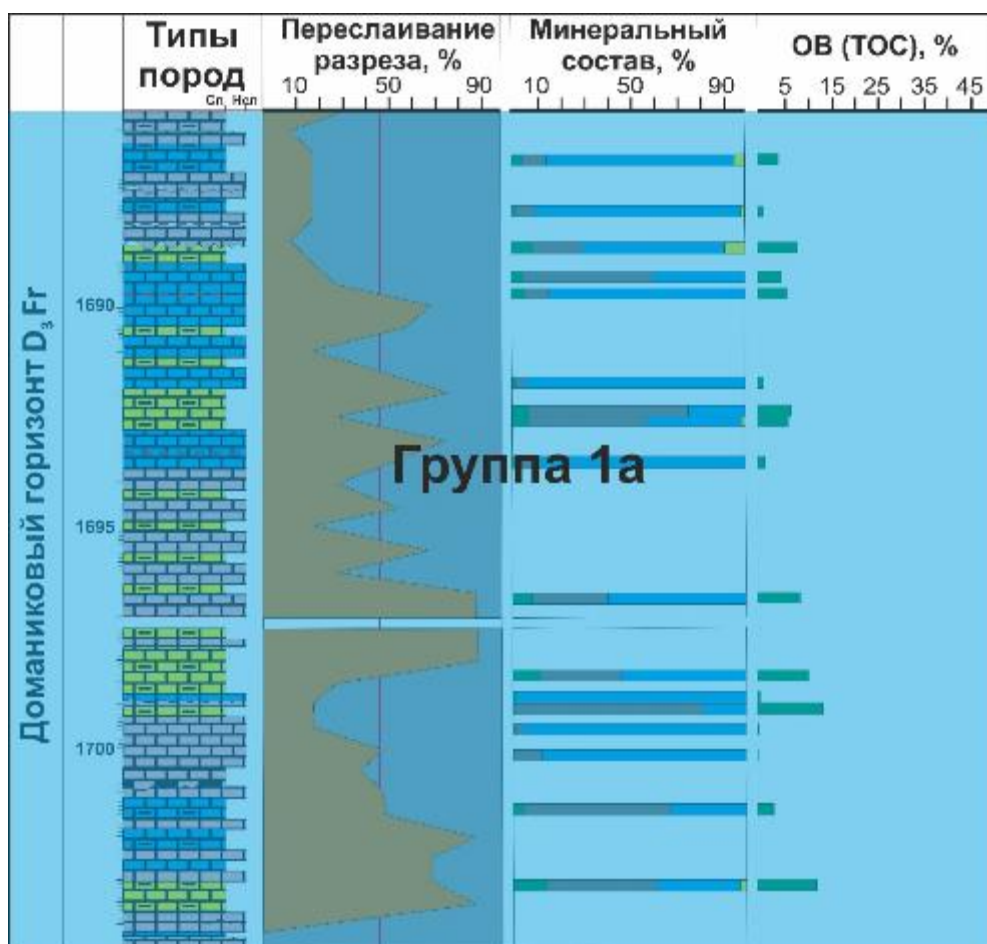


Рисунок 5.1. Разрез скважины Азнакаевская с выделенной областью распространения групп пород. Условные обозначения см. Рисунок 3.29

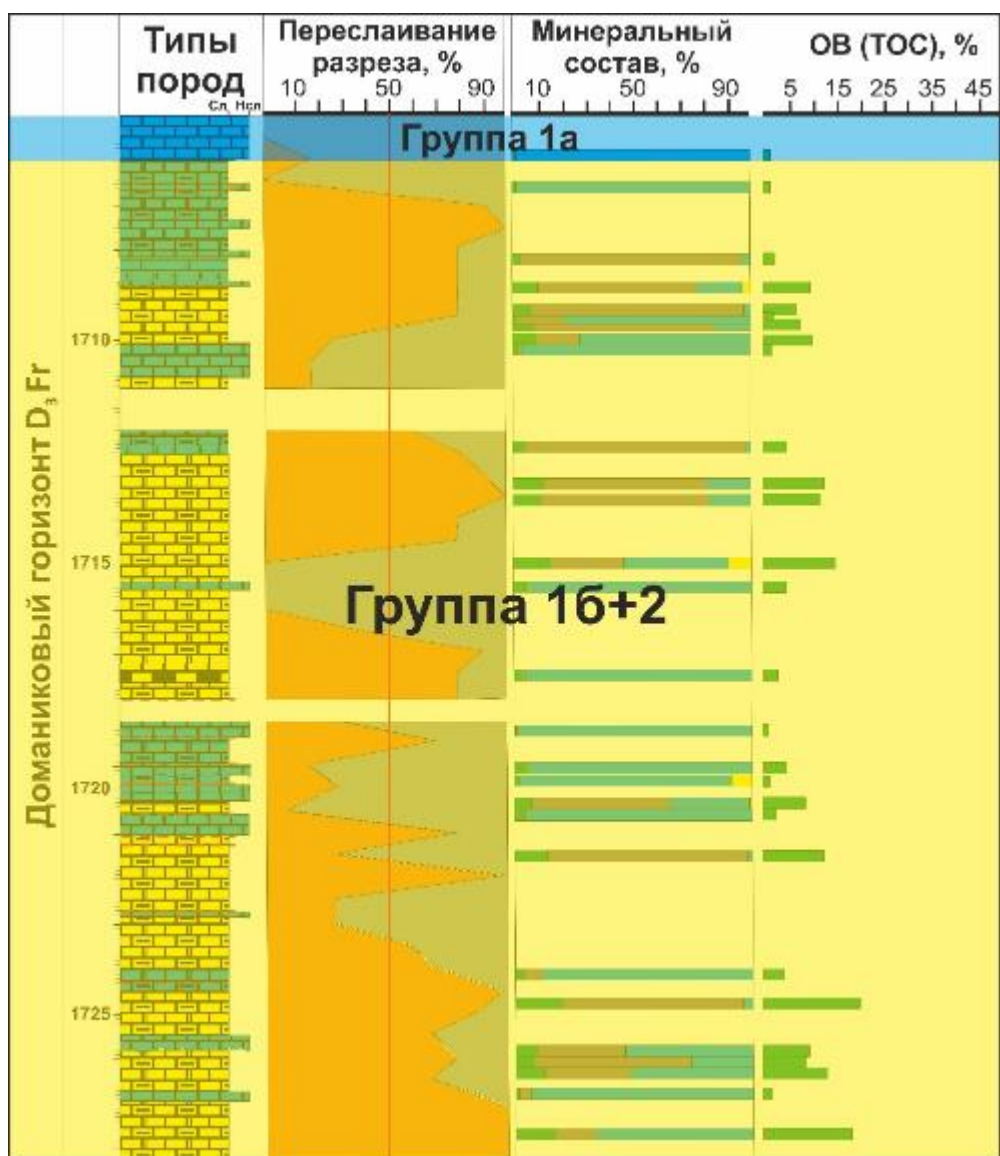


Рисунок 5.2. Разрез скважины Березовская с выделенной областью распространения групп пород. Условные обозначения см. Рисунок 3.29

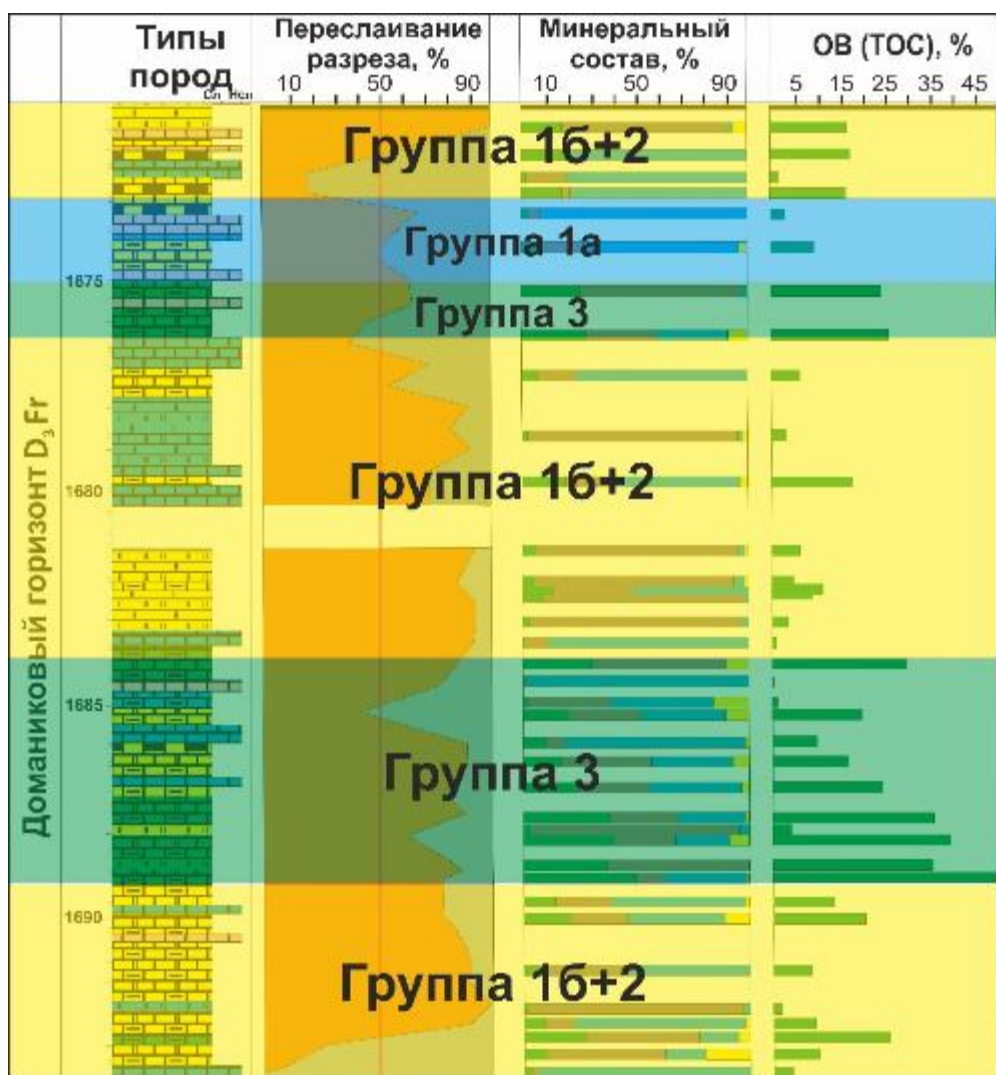


Рисунок 5.3. Разрез скважины Тлянчи-Тамакская с выделенной областью распространения групп пород. Условные обозначения см. Рисунок 3.29

Заключение

В результате работы был выполнен широкий комплекс литологических, петрофизических и экспериментальных исследований, позволивший установить детальное строение отложений доманикового горизонта Южно-Татарского свода, а также изучить трансформацию порового пространства пород, в результате преобразования ОВ методом теплового воздействия.

Была проведена типизация горных пород доманикового горизонта: в зависимости от состава и текстурных характеристик установлено 12 литологических типов пород. Особенности распределения типов пород по стволу каждой изученной скважины позволили детально охарактеризовать строение разрезов и определить обстановки осадконакопления.

Подробный аналитический обзор экспериментальных исследований по рассматриваемым вопросам лёг в основу проводимых экспериментов в работе, а также позволил разработать методику прогрева пород, с точки зрения максимальной трансформации пустотного пространства.

По результатам проделанных в работе термических экспериментов были определены особенности строения и состава горных пород, контролирующие степень и тип трансформации порового пространства отложений доманикового горизонта: 1) Распределение органического вещества в породе отражается в её текстуре. Послойное распределение ОВ в результате прогрева будет провоцировать образование трещин и линз; 2) Основной вклад в степень трансформации порового пространства пород вносит та часть органического вещества, которая потенциально может быть преобразована в УВ.

Были установлены перспективные типы разрезов доманикового горизонта способные отдавать «синтетическую нефть» в результате теплового воздействия: в доманиковое время наиболее погруженные части бассейна, как правило, характеризовались некомпенсированным типом осадконакопления и восстановительными условиями, что способствовало захоронению больших объемов органического вещества. Отложения, накопленные в погруженных зонах и находящиеся на ранней стадии катагенеза, являются перспективными для разработки методом теплового воздействия и позволяют рассматривать их, как альтернативные традиционным источники нефти и газа.

Список опубликованных работ по теме диссертации

1. **Гилязетдинова*** Д.Р., Корост Д.В. Трансформация пустотного пространства при моделировании генерации углеводородных флюидов на примере доманикового горизонта Южно-Татарского свода // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2015. № 5. с. 78-85
2. Баяк И.О., Белобородов Д.Е., Березина И.А., **Гилязетдинова*** Д.Р., Краснова М.А., Корост Д.В., Патонин А.В., Пономарев А.В., Тихоцкий С.А., Фокин И.В., Хамидуллин Р.А., Цельмович В.А. Сейсмоакустические исследования керн при пластовых условиях // Технологии сейсморазведки. том 2. 2015. №2. с. 36-45
3. Васильев Р.В., Шанина В.В., Герке К.М., Корост Д.В., **Гилязетдинова*** Д.Р., Фуникова В.В. Моделирование физико-механических свойств пород по данным микротомографии // 12th Conference and Exhibition Engineering Geophysics. 2016. с. 318-327
4. **Гафурова Д.Р.**, Корост Д.В., Козлова Е.В., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А. Изменение пустотного пространства различных литотипов керогеносыщенных пород доманиковой формации при разных скоростях нагрева // Георесурсы. Т. 19. 2017. №3. с. 251-255
5. **Гафурова Д.Р.**, Корост Д.В., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А. Исследование факторов, влияющих на трансформацию пустотного пространства в доманиковых отложениях при прогреве // EAGE/SPE Joint Workshop. Shale Science. 2017
6. **Dina Gilyazetdinova***, Dmitry Korost. Studying of shale organic matter structure and pore space transformations during hydrocarbon generation//Springer series in geomechanics and geoengineering, Advances in laboratory testing and modelling of soils and shales, 2017. с.382-387
7. Тихоцкий С.А., Баяк И.О., Белобородов Д.Е., Березина И.А., **Гафурова Д.Р.**, Дубиня Н.В., Корост Д.В., Краснова М.А., Макарова А.А., Патонин А.В. Разномасштабные экспериментальные исследования микроструктуры, упругих и геомеханических свойств пород доманиковой и баженовской свит в рамках единого петрофизического комплекса работ // EAGE/SPE Joint Workshop. Shale Science. 2017
8. Герке К.М., Карсанина М.В., Сизоненко Т.О., Миао Ш., **Гафурова Д.Р.**, Корост Д.В. Multi-Scale Image Fusion of X-Ray Microtomography and SEM Data to

Model Flow and Transport Properties for Complex Rocks on Pore-Level // SPE
Russian Petroleum Technology Conference. том 1. 2017. № 1
*** до 2016 г. фамилия Гафуровой Д.Р. была Гилязетдинова Д.Р.**

Список литературы

1. Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. 209 с.
2. Алиев М.М., Батанова Г.П., Хачатрян Р.О., Ляшенко А.И., Новожилова С.И., Назаренко А.М., Адлер М.Г., Федорова Т.И., Тюрихин А.М., Михайлова Н.А. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М., «Недра», 1978. 216 с.
3. Ананьев В.В., Смелков В.М., Пронин Н.В.. Прогнозная оценка ресурсной базы мендым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции// Геология нефти и газа. – 2007. - №1.
4. Анфимов А.Л. Биостратиграфия девонских карбонатных отложений Волго-Уральской области и Урала на основе фораминифер. Ежегодник-2011, Тр. ИГГ УрО РАН, вып. 159, 2012, с 3-7.
5. Афанасьева М.С., Бурзин М.Б., Михайлова М.В., Кузьменко Ю.Т.. Условия образования потенциально нефтематеринских пород// Геология нефти и газа. – 1995. - №4.
6. Бадамшин Э.З., Батырбаева Р.А., Лебедев Н.П., Смелков В.М., Тухватуллин Р.К. Геологические предпосылки рукавообразных углеводородных залежей в среднем Поволжье. Геология нефти и газа – 1997. №8.
7. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ, 2000. – 384 с.
8. Белецкая С.Н. Первичная миграция нефти. М.: Недра, 1990. – 288 с.
9. Белецкая С.Н. Механизмы и факторы первичной миграции нефти. Моделирование первично-миграционных процессов//Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. - №2.
10. Беляева Н.В., Корзун А.Л., Петрова Л.В.. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке европейской платформы. Санкт-Петербург «Наука», 1998.
11. Беляева Н.В., Сташкова Э.К. Модель седиментации франско-турнейских отложений Калининской впадины в системе Камско-Кинельских прогибов. Екатеринбург: УрО РАН, 1999.
12. Бурдельная Н.С., Бушнев Д.А., Мокеев М.В. Экспериментальное моделирование катагенеза средневожского горючего сланца\\ Вестник – 2012. №11.
13. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Власов И.Д. Экспериментальное моделирование термической эволюции керогена горючих сланцев и других углеродистых пород. Геоматериалы – 2010.

14. Васильев А.Л., Пичкур Е.Б., Михуткин А.А., Спасенных М.Ю., Богданович Н.Н., Балущкина Н.С., Калмыков Г.А. Исследования морфологии пустотного пространства керогена баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. №2. 2015.
15. Вассоевич Н.Б. Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М.: Наука, 1986. 368 с.
16. Гайсин И. Т., Денмухаметов Р. Р., Зяблова О. В. Республика Татарстан: краткий географический справочник. Казань: татар. кн. изд-во, 2013.
17. Гафурова Д.Р., Корост Д.В., Козлова Е.В., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А. Изменение пустотного пространства различных литотипов керогенонасыщенных пород доманиковой формации при разных скоростях нагрева // Георесурсы. Т. 19. 2017. №3. с. 251-255
18. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника / Гл. редактор Б.В.Буров. – М.: ГЕОС. – 2003.
19. Гилязетдинова Д.Р., Корост Д.В. Трансформация пустотного пространства при моделировании генерации углеводородных флюидов на примере доманикового горизонта Южно-Татарского свода // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2015. № 5. с. 78-85
20. Дмитриева Е.В., Ершова Г.И., Либрович В.Л., Некрасова О.И., Орешникова Е.И. Атлас текстур и структур осадочных горных пород. Часть 2 - Карбонатные породы. «Недра», 1968, стр. 700.
21. Жамойда А.И., Гиршгорн Л.Ш., Ковалевский О.П., Олейников А.Н., Прозоровская Е.Л., Храмов А.Н., Шкатова В.К. Стратиграфический кодекс России. Издание третье. - СПб.: Издательство ВСЕГЕИ, 2006.
22. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. – Москва: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014. – 232 с.
23. Жемчугова В.А., Макарова Е.Ю., Наумчев Ю.В., Макаров Н.Д., Панков В.В. Карбонатные резервуары подсолевых отложений прикаспийской синеклизы // Георесурсы. - 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 194-207.
24. Зайдельсон М.И, Суровиков Е.Я., Казьмин Л.Л., Вайнбаум С.Я., Семенова Е.Г. Особенности генерации, миграции и аккумуляции УВ доманикоидных формаций // Геология нефти и газа. – 1990. - №6.
25. Заграбянц М.Б., Николаевский А.С., Шевчук В.В. и др. Анализ и обобщение материалов параметрической скважины 250-Левкинской. Краснодар. Краснодарнефтегаз, 1990.
26. Ильменова, О.Д. Геолого-геохимические особенности доманиковых фаций девона башкирского приуралья и их влияние на формирование нефтяных залежей: дис. ... канд. г-м.н.: 25.0012/ Ильменова Ольга Дмитриевна. – Уфа, 2002. – 7 с.

27. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях. Учеб. Пособие. М., «Высшая школа», 1971. 368 с.
28. Калинин Б.А., Волков Н.В., Польский В.И. Растровая электронная микроскопия. Лабораторная работа. – М.: МИФИ. – 2008. – 56 с.
29. Кобранова В.Н. Петрофизика. Учебник для ВУЗов – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. – 392 с.
30. Корост Д.В., Надежкин Д.В., Ахманов Г.Г. Пустотное пространство нефтематеринской породы при генерации углеводородов: лабораторный эксперимент//Вестник Московского Университета. Геология. – 2012. - №4. – с. 32-37.
31. Клубова Т.Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. М., «Недра», 1973. 256 с. 1988.
32. Клубова Т.Т. Глинистые коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1988. 155 с.
33. Карпов В.А. Об особом типе природного резервуара УВ в баженовской свите Западной Сибири. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -№ 8.- 2013.-С. 28-34.
34. Кривошёков С.Н., Кочнев А.А., Санников И.В. Перспективы нефтегазоносности отложений доманикового типа на территории пермского края. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. №9. с. 18-26.
35. Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. Доманиковые отложения Тимано-печорского и Волго-уральского бассейнов. Геология нефти и газа. №3. 2013.
36. Лозин Е.В. Глубинное строение и нефтегазоносность Волго-Уральской области и смежных территорий// Литосфера. – 2002. - №3. – с. 46-68.
37. . Михайлова О.В. Новые данные о геологическом строении доманиковых отложений / Михайлова О.В. //Труды молодежной науч.-практ. конф. «ТатНИПИнефть», 2015. – С. 1–10.
38. Мкртчян О.М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты. М.: Недра, 1980.
39. Мкртчян О.М. О некоторых принципах нефтегеологического районирования и особенностях размещения региональных зон нефтенакпления в Волго-Уральской области. - В кн.: Геоструктурный анализ Волго-Уральской нефтегазоносной области. М., 1977.
40. Мкртчян О.М. Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур востока Урало-Поволжья. – М.: Наука. 1964. 117 с.
41. Неручев С.Г., Рогозина Е.С., Бекетов В.М. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. – Л.: Недра, 1986.

42. Пантелеев А.С. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. – Оренбург.: Оренбургское книжное издательство, 1997. – 272 с.
43. Полудеткина Е.Н., Смирнов М.Б., Фадеева Н.П., Козлова Е.В. Доказательство формирования органического вещества карбонатных и карбонатно-кремнистых отложений верхнего девона Южно-Татарского свода в условиях постоянной аноксии в фотическом слое // Геохимия. 2017. № 8, с. 730-740.
44. Пушаровский Д.Ю. Рентгенография минералов. М.: Геоинформмарк, 2000. 292 с.
45. Сунгатуллин Р. Х., Буров Б. В., Сунгатуллина Г. М. Геология Республики Татарстан. Учебно–методическое пособие. – Казань: Казанский государственный университет, 2007. – 74 с.
46. Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Шарданова Т.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Полудеткина Е.Н., Козлова Е.В., Митронов Д.В., Коркоц Ф.В. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. 2015. №2. с. 77-86.
47. Стрижнев К., Чернов А. Свой путь к бажену. / Нефтесервис, № 2.-2014.-С. 14-16.
48. Тимергалеева Р.Р., Галлямова Л.А., Доронкина И.И. Отчет по теме: Оценка перспектив нефтегазоносности семилукско-мендымских отложений на территории Чишминской, Ташляирской и Сармановской площадей. – 1998.
49. Топор Н.Д. Термический анализ минералов и неорганических соединений. Москва, 1987 г., 190 с.
50. Теодорович Г.И. Хачатрян Р.О., Соколова Н.Н. Новые данные по стратиграфии и литологии терригенных отложений нижнего карбона Среднего Поволжья. ДАН СССР. Т. 123. №5. 1958.
51. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти и газа. М.: Мир, 1981. 501 с.
52. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. –М.: Наука, 1979.
53. Хисамов Р.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б., Гатиятуллин Н.С., Войтович С.Е. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана. – Казань.: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2006. – 328 с.
54. Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана – Казань.: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2010. – 283 с.
55. Холодов В.Н. Геохимия осадочного процесса // Труды Геологического института. Вып. 574. -М.: ГЕОС, 2006.

56. Цветков Л.Д., Киселева Н.Л., Цветков Д.Л. Нефтегазоматеринские сланцевые толщи мира. Ярославль, Аверс Плюс. 2015 г., 492 с.
57. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов/ Ред.В.Н.Шванов.- СПб.: Недра, 1998.-352 с.
58. Шарданова Т.А., Фадеева Н.П., Хомяк А.Н., Косоруков В.Л. Особенности строения и формирования высокоуглеродистых комплексов\\ Отечественная геология. 2017. № 3. с. 74-84.
59. Шатский Н.С. Основные черты строения и развития Восточно-Европейской платформы // Изв. АН СССР. Сер. Геол. – 1946. - №1, 1946.
60. Шиманский В.К., Шапиро А.И. Эволюция углеводородного состава битумоидов в процессе катагенеза по данным лабораторного ступенчатого термолиза. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2006.
61. Audrey Ougier-Simonin, François Renard, Claudine Boehm, Sandrine Vidal-Gilbert. Microfracturing and microporosity in shales. *Earth-Science Reviews* 162 (2016) 198–226.
62. Anwar S., A. Cortis, and M.C. Sukop, 2008. Lattice Boltzmann Simulation of Solute Transport in Heterogeneous Porous Media with Conduits to Estimate Macroscopic Continuous Time Random Walk Model Parameters, *Progress in Computational Fluid Dynamics* 8:1-2, 213 - 221.
63. Ben Chanaa M., Lallemand M., Mokhlisse A., Pyrolysis of Timahdit, Morocco, oil shales under microwave field. *Fuel* 1994 Volume 73 Number 10.
64. Cunfei Ma, Derek Elsworth, Chunmei Dong, Chengyan Lin, Guoqiang Luan, Bingyi Chen, Xiaocen Liu, Jawad Munawar Muhammad, Aleem Zahid Muhammad, Zhengchun Shen, Fuchun Tian. Controls of hydrocarbon generation on the development of expulsion fractures in organic-rich shale: Based on the Paleogene Shahejie Formation in the Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, East China. *Marine and Petroleum Geology* 86 (2017) 1406e1416.
65. Eberl, D.D., 2003, User's guide to RockJock -- A program for determining quantitative mineralogy from powder X-ray diffraction data: U.S. Geological Survey Open-File Report 2003-78, 47 p.
66. Espitalie, J., Bordenave, M.L.. Rock-Eval Pyrolysis. *Applied Petroleum Geochemistry*, chapter II.2 “Screening Techniques for Source Rock Evaluation”, 1993.
67. Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Poludetkina E.N., Shardanova T.A., Pronina N.V., Stupakova A.V., Kalmykov G.A., and Khomyak A.N. (2015), The Hydrocarbon_Generation Potential of the Domanik Rocks in the Volga–Urals Petroliferous Basin, *Moscow University Geology Bulletin*, Vol. 70, No. 6, pp. 521–529.

68. Jing Zhao, Dong Yang, Zhiqin Kang, Zengchao Feng (2012), A micro-ct-study of changes in the internal structure of Daqing and Yan'an oil shales at high temperatures. *Oil Shale*, 2012, Vol. 29, No. 4, pp. 357–367 ISSN 0208-189X.
69. Kobchenko, M., H. Panahi, F. Renard, D. K. Dysthe, A. Malthe-Sørenssen, A. Mazzini, J. Scheibert, B. Jamtveit, and P. Meakin (2011), 4D imaging of fracturing in organic-rich shales during heating, *J. Geophys. Res.*, 116, B12201.
70. Lafargue E., Espitalie I.J., Brooks T.M., Nyland B. (1993), Experimental simulation of primary migration. *Advances in Organic Geochemistry*, 22: 575-586.
71. Magoon I.B., Dow W.G. The petroleum system – from source to trap: AAPG Memoir. 1994.
72. Mason G.M., Surdam R.C., 1992. Carbonate mineral distribution and isotope fractionation: An approach to depositional environment interpretation, Green River Formation, Wyoming, U.S.A. In: S.A. Macko and M.H. Engel (Guest-Editors), *Isotope Fractionations in Organic Matter: Biosynthetic and Diagenetic Processes*. *Chem. Geol. (Isot. Geosci.Sect.)*, 101: 311-321.
73. Marcello Goulart Teixeira, Frédéric Donzé, François Renard, Hamed Panahi, Efthymios Papachristos, Luc Scholtès. Microfracturing during primary migration in shales. *Tectonophysics* 694 (2017) 268–279.
74. Per Henrik Valvante. Predictive pore-scale modelling of multi-phase flow. PhD thesis. Imperial College, London, 2004.
75. Rudkiewicz J.L., Brevart O., Connan J., Montel F. (1994), Primary migration behaviour of hydrocarbons: from laboratory experiments to geological situations through fluid flow models. *Advances in Organic Geochemistry. Org. Geochem. Vol. 22, No. 3-5*, pp. 631-639, 1994.
76. Stuart R. Stock, *Microcomputed Tomography, methodology and applications*, Taylor & Francis Group, 2009.
77. Saif T, Lin Q, Bijeljic B, Blunt MJ. Microstructural imaging and characterization of oil shale before and after pyrolysis. *Fuel* 2017;197:562–74.
78. Tarik Saif, Qingyang Lin, Alan R. Butcher, Dranko Bijeljic, Martin J. Blunt. Multi-scale multi-dimensional microstructure imaging of oil shale pyrolysis using X-ray micro-tomography? Automated ultra-high resolution SEM, MAPS Mineralogy and FIB-SEM. *Applied Energy* 202 (2017)/ 628-647.
79. Tisot P.R. (1967), Alterations in Structure and Physical Properties of Green River Oil Shale by Thermal Treatment. *Journal of chemical and engineering data*.
80. Tiwari P., Deo M., Lin C.L., Miller J.D., Characterization of oil shale pore structure before and after pyrolysis by using X-ray micro CT. *Fuel* 107 (2013) 547–554.
81. Witsen N.C. Noord en Oost Tartarye. / N.C. Witsen.-Amsterdam, 1692, 1705 (2 ed.), 1785 (3 ed.).

Фондовые материалы

1ф Ардашева Т.С., Региональные геофизические профили NN3, 6, 7 через Башкирский свод, Благовещенскую впадину и Южно-Татарский свод (сейсморазведка МОГТ-2Д, грави и магниторазведка, аэрогеофизические исследования). Отчет с/п 6/02. 2004.

2ф Отчет по договору № № 100015/06524Д (окончательный) «Оценка ресурсов и выделение перспективных объектов освоения нефти и газа в доманиковых отложениях восточной части мухано-ероховского прогиба» / Научный руководитель Ступакова А.В. 2015.

3ф Отчет «Геохимические и петрофизические исследования керн (Франский ярус) скв. 300 Тлянчи-Тамакской площади с целью выделения перспективных интервалов и возможных коллекторов» / Научный руководитель Ступакова А.В. 2014

Приложение 1.1

Результаты минерального анализа и геохимическая характеристика ОВ

№ пп	№ Обр.	Скважина	Глуб. м	Типы пород	Текс- тура	Глины, %	Карбонаты, %	Кремнезем, %	Пирит ,%	Тмах °С	Нl, мгУВ/г ТОС	ТОС, %	S1, мгУВ/г	S2, мгУВ/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	31-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1684,94	IA3	н/сл	28,9	22,9	46,8	1,0	439	434	0,49	0,25	1,22
2	6-Аз	Азнакаевская	1699,6	IA1	н/сл	0,0	96,6	3,0	0,0	430	200	0,37	0,76	2,53
3	9-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1704,72	IA1	н/сл	4,0	92,7	2,0	1,0	435	183	0,36	0,2	0,34
4	23-Аз	Азнакаевская	1685,7	IA1	н/сл	0,0	95,7	0,0	4,0	433	303	0,34	0,35	0,91
5	131-С- Сар	Северо- Сарайлинская	1690,58	IA3	н/сл	37,9	14,0	36,9	11,0	445	395	0,21	0,37	0,82
6	5-Аз	Азнакаевская	1700,15	IA1	н/сл	0,0	89,9	10,0	0,0	439	238	0,16	0,22	0,61
7	30-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1685,25	IA1	н/сл	3,0	90,9	6,0	0,0	438	238	0,16	0,16	0,49
8	15-1-Аз	Азнакаевская	1689,68	IA1	н/сл	1,0	91,9	5,0	2,0	440	153	0,15	2,97	0,23
9	14-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1693,33	IA1	н/сл	5,0	88,9	5,0	1,0	443	282	0,11	0,22	0,54
10	21-Аз	Азнакаевская	1687,03	IA1	н/сл	2,0	93,9	1,0	3,0	432	171	0,07	0,57	1,2
11	116-Сул	Сулинская	1601	IA1	н/сл	10,0	82,0	8,0	0,0	410	75	0,04	0,52	0,5
12	2-Б	Березовская	1726,30	IA1	н/сл	0,0	93,3	4,9	0,0	434	184	0,04	1,14	0,35
13	122-Сул	Сулинская	1583,8	IA1	н/сл	0,0	100,0	0,0	0,0	455	100	0,04	0,2	0,26
14	17-ТТ1	Тлянчи- Тамакская-1	1655,75	IA1	н/сл	0,0	99,0	1,0	0,0	423	0	0,04	0,03	0,07
15	115-Сул	Сулинская	1598,5	IA1	н/сл	0,0	99,0	1,0	0,0	455	450	0,02	0,05	0,1
16	7-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1705,51	IA1	н/сл	0,0	99,2	0,5	0,0	413	150	0,32	0,2	0,38
17	106-Сул	Сулинская	1871	IA3	н/сл	21,3	49,3	27,8	1,0	434	622	0,4	0,33	1,36
18	14-2-Аз	Азнакаевская	1691,68	IA1	н/сл	0,0	89,8	10,0	0,0	437	236	0,25	1,35	0,59
19	10-1-Аз	Азнакаевская	1696,65	IIA3	н/сл	3,8	47,8	41,6	4,0	435	608	3	3,66	26,7
20	10-ТТ1	Тлянчи- Тамакская-1	1660,3	IIA3	н/сл	7,2	56,2	22,7	0,0	423	582	4,39	1,85	26,23

Продолжение Таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
21	22-Аз	Азнакаевская	1686,65	ПА1	н/сл	4,8	81,7	9,6	0,0	433	490	3,84	2,83	19,87
22	6-Аз	Азнакаевская	1699,6	ПА1	н/сл	1,0	95,7	1,0	0,0	429	571	2,39	0,91	3,26
23	16-ТТ1	Тлянчи- Тамакская-1	1656,3	ПА1	н/сл	1,0	92,8	4,9	0,0	429	555	1,28	0,75	6,64
24	5-ТТ1	Тлянчи- Тамакская-1	1662,4	ПА1	н/сл	0,0	87,0	9,9	2,0	432	87	1,12	0,79	14,47
25	10-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1703,65	ПА3	н/сл	4,0	74,3	17,8	3,0	400	834	0,9	0,04	0,08
26	9-1-Аз	Азнакаевская	1698,38	ПА3	н/сл	1,0	59,5	37,7	1,0	434	458	0,88	1,87	14,53
27	105-Сул	Сулинская	1876,67	ПА1	н/сл	3,0	91,3	4,0	1,0	429	118	0,77	0,34	1,02
28	13-Б	Березовская	1718,71	ПА1	н/сл	0,0	98,3	1,0	0,0	429	454	0,69		3,13
29	187- ТТ1	Тлянчи- Тамакская-1	1659,05	ПА1	н/сл	1,0	96,4	2,0	0,0	430	449	0,67	4,08	6,75
30	15-ТТ1	Тлянчи- Тамакская-1	1656,6	ПА1	н/сл	2,0	95,4	1,0	1,0		72	0,61	0,28	0,74
31	8-Аз	Азнакаевская	1698,99	ПА1	н/сл	0,0	99,5	0,0	0,0	437	310	0,52	0,96	3,59
32	10-Аз	Азнакаевская	1696,65	ПВ3	сл	0,0	60,6	32,6	0,0	434	585	6,81	3,54	38,54
33	23-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1688,75	ПВ3	сл	4,5	65,7	17,1	3,0	425	623	9,94	2,67	37,29
34	3-Аз	Азнакаевская	1703,17	ПВ3	сл	1,8	39,4	46,5	0,0	435	510	12,34	7,24	56,9
35	9-2-Аз	Азнакаевская	1698,38	ПВ3	сл	0,9	54,2	34,3	0,9	434	470	9,68	5,98	45,84
36	3-С	Сармановская	1760,25	ПВ3	сл	17,2	47,9	25,3	0,0	431	553	9,62	2,39	53,54
37	21-Б	Березовская	1710,03	ПВ3	сл	0,0	76,8	14,6	0,0	432	539	8,59	2,15	46,31
38	14-1-Аз	Азнакаевская	1691,68	ПВ3	сл	14,1	41,5	26,5	3,0	432	520	7,72	3,96	40,14
39	17-Аз	Азнакаевская	1688,6	ПВ3	сл	12,9	54,5	21,3	3,7	436	553	7,57	4,9	39,59
40	106-1- Сул	Сулинская	1871	ПВ3	сл	21,3	42,6	27,8	1,0	434	622	7,33	4,06	45,58
41	1-С	Сармановская	1742,17	ПВ3	сл	1,9	66,5	26,6	0,0	434	672	5,03	1,48	31,7
42	15-Аз	Азнакаевская	1689,68	ПВ3	сл	0,0	84,4	10,4	0,0	438	385	5,19	4,22	24,66
43	12-Аз	Азнакаевская	1692,55	ПВ3	сл	14,6	43,9	37,1	1,0	442	708	1,46	0,82	10,26
44	6-Б	Березовская	1724,74	ПВ2	сл	0,0	3,2	77,0	0,0	433	483	19,83	7,81	74,04

Продолжение Таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
45	53-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1671,4	ПВ2	сл	0,0	8,4	75,5	0,0	411	599	16,09	5,32	91,43
46	18-Б	Березовская	1713,16	ПВ3	сл	0,0	20,2	67,7	0,0	431	588	12,06	5,12	64,18
47	8-Б	Березовская	1721,51	ПВ2	сл	0,0	1,8	86,6	0,0	430	511	11,6	5,32	58,97
48	25-Б	Березовская	1708,81	ПВ3	сл	3,7	21,0	66,6	0,0	433	555	8,75		48,59
49	10-Б	Березовская	1720,23	ПВ3	сл	0,9	34,1	57,1	0,0	431	598	7,85	2,38	27,38
50	4-Б	Березовская	1725,47	ПВ3	сл	0,0	26,9	65,8	0,0	432	537	7,31		39,26
51	22-Б	Березовская	1709,61	ПВ3	сл	0,0	16,8	76,3	0,0	434	617	6,9	2,45	38,76
52	4-Аз	Азнакаевская	1701,4	ПВ3	сл	0,0	22,9	72,6	0,0	435	569	4,46	3,08	28
53	18-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1692,12	ПВ3	сл	2,9	41,2	52,9	1,0	419	525	1,99	1,84	43,02
54	10-1-Аз	Азнакаевская	1696,65	ПВ3	сл	3,8	47,8	40,1	4,0	435	608	4,47	3,18	26,7
55	23-1-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1688,75	IVB3	сл	3,8	29,4	15,2	1,0	423	543	35,64	5,65	97,86
56	27-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1686,92	IVB3	сл	3,0	58,7	12,2	3,0	410	612	23,81	11,34	130,9
57	43-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1678,63	IVB3	сл	9,2	13,9	41,6	2,0	417	519	34	8,39	131,37
58	33-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1684,05	IVB3	сл	0,0	12,1	59,1	0,0	413	610	28,75	16,55	175,32
59	46-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1676,31	IVB3	сл	9,6	30,4	30,4	3,0	415	612	25,86	6,76	158,36
60	47-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1675,3	IVB3	сл	0,0	1,5	74,2	0,0	419	629	24,28	9,01	152,62
61	24-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1688,16	IVB3	сл	7,9	23,0	28,4	0,0	417	581	39,57	0,1	229,84
62	22-ТТ	Тлянчи- Тамакская	1689,05	IVB3	сл	1,5	35,9	13,2	0,0	413	577	49,37	13,78	284,78

Примечание – н/сл – текстура неслойная, сл – текстура слоистая

Таблица 1.2 Результаты томографических исследований образцов

№	Образец	Экспериментальная группа	Тип трансформации	КпСТ "до", %	КпСТ "после", %	ΔКпСТ %	Вес, мг "до"	Вес, мг "после"	Δ веса, мг	SCT "до", %	SCT "после", %	Δ SCT, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	31-ТТ	ОВ<0,5%	поры	0,35	1,9	1,55	98,272	97,383	0,889	0,14	8,5	8,36
2	6-Аз	ОВ<0,5%	поры	5,5	6,7	1,2	103,672	103,077	0,595	45	46	1
3	9-ТТ	ОВ<0,5%	поры	0,17	0,6	0,43	95,788	95,158	0,63	2,3	1,6	-0,7
4	23-Аз	ОВ<0,5%	пора	0,9	2,5	1,6	152,283	151,445	0,838	2,12	0,8	-1,32
5	131-С-Сар	ОВ<0,5%	поры	1,1	3,8	2,7	117,186	116,121	1,065	0,225	0,1	-0,125
6	5-Аз	ОВ<0,5%	нет	0,35	0,6	0,25	84,252	84,002	0,25	0,2	0,3	0,1
7	30-ТТ	ОВ<0,5%	нет	0,13	0,5	0,37	106,435	105,837	0,598	0,03	0,34	0,31
8	15-1-Аз	ОВ<0,5%	пора	4,5	3,3	0	89,587	87,616	1,971	3,63	0,6	-3,03
9	14-ТТ	ОВ<0,5%	поры	0,19	0,3	0,11	81,343	80,585	0,758	0,14	0,08	-0,06
10	21-Аз	ОВ<0,5%	нет	1,05	1,6	0,55	101,419	100,466	0,953	0,5	5,6	5,1
11	116-Сул	ОВ<0,5%	поры	0,3	1,8	1,5	99,658	98,601	1,057	0,06	0,91	0,85
12	2-Б	ОВ<0,5%	нет	6,7	6,52	0	101,421	99,092	2,329	17	7,5	-9,5
13	122-Сул	ОВ<0,5%	поры	0,6	1,8	1,2	74,832	74,555	0,277	1,58	11	9,42
14	17-ТТ1	ОВ<0,5%	поры	0,05	0,2	0,15	106,375	106,104	0,271	0,16	0,04	-0,12
15	115-Сул	ОВ<0,5%	поры	0,04	0,8	0,76	85,688	85,547	0,141	0,82	0,05	-0,77
16	7-ТТ	ОВ<0,5%	нет	0,2	0,8	0,6	83,499	83,092	0,407	1,5	1,5	0
17	106-Сул	ОВ<0,5%	нет	6,56	14,4	0	126,159	125,24	0,919	6,79	77	70,21
18	14-2-Аз	ОВ<0,5%	нет	0,08	0,3	0,22	66,757	66,136	0,621	1	0,5	-0,5
19	10-1-Аз	Группа 1а	нет	4	4,3	0,3	97,075	93,133	3,942	53	49	-4
20	10-ТТ1	Группа 1а	поры	12,15	15,2	3,05	135,258	130,572	4,686	69,5	80	10,5
21	22-Аз	Группа 1а	поры, трещины	1,6	3	1,4	88,563	85,273	3,29	0,2	0,4	0,2
22	6-Аз	Группа 1а	нет	1,08	1,6	0,52	91,819	91,154	0,665	19,7	15	-4,7
23	16-ТТ1	Группа 1а	поры	0,17	2,2	2,03	88,971	87,95	1,021	0,965	0,3	-0,665
24	5-ТТ1	Группа 1а	поры	5,5	7,3	1,8	86,976	85,306	1,67	13	27	14
25	10-ТТ	Группа 1а	поры	1,1	0,9	0	112,61	111,869	0,741	1,01	0,4	-0,61
26	9-1-Аз	Группа 1а	нет	6,7	12,7	0	93,034	90,528	2,506	3,2	28	24,8

Продолжение таблицы 1.2

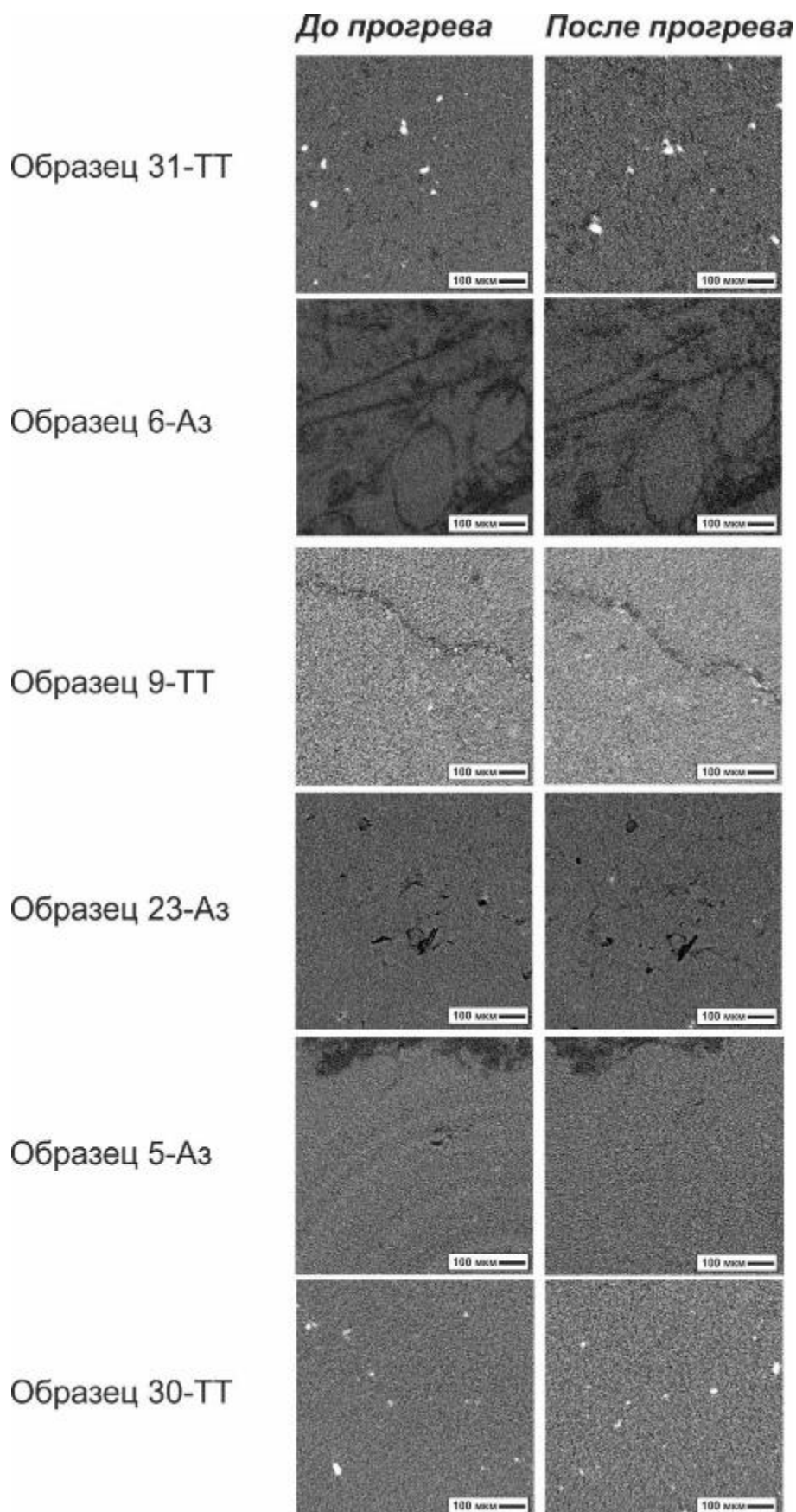
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
27	105-Сул	Группа 1а	нет	0,7	0,54	0	104,037	103,499	0,538	0,02	0,09	0,07
28	13-Б	Группа 1а	поры	0,08	0,4	0,32	111,9	111	0,9	14	7,4	-6,6
29	187-ТТ1	Группа 1а	поры	0,3	2,9	2,6	95,98	94,562	1,418	1,68	0,5	-1,18
30	15-ТТ1	Группа 1а	поры	0,5	3,2	2,7	92,132	91,563	0,569	0,58	0,08	-0,5
31	8-Аз	Группа 1а	трещины, поры	3,4	6,4	3	75,118	74,569	0,549	11	25	14
32	10-Аз	Группа 1б	поры	7,2	10,1	2,9	84,278	79,727	4,551	1,2	9,3	8,1
33	23-ТТ	Группа 1б	поры, трещины	7,15	12,6	5,45	36,7	33,6	3,1	37,4	85	47,6
34	3-Аз	Группа 1б	трещины	2,5	8,6	6,1	98,177	89,885	8,292	0,6	2,3	1,7
35	9-2-Аз	Группа 1б	трещины	2,4	7,6	5,2	70,794	65,719	5,075	0,05	1,4	1,35
36	3-С	Группа 1б	трещины	4,7	15,5	10,8	н/з	н/з	н/з	1,6	91	89,4
37	21-Б	Группа 1б	трещины	5,8	13,6	7,8	90,7	78	12,7	0,6	79	78,4
38	14-1-Аз	Группа 1б	трещины	5,35	12,7	7,35	87,5	81,3	6,2	3,56	70	66,44
39	17-Аз	Группа 1б	трещины	4,9	10	5,1	99,855	92,99	6,865	0,8	31	30,2
40	106-1-Сул	Группа 1б	трещины	12,19	16,2	4,01	120	110,4	9,6	76	90	14
41	1-С	Группа 1б	трещины	16,2	20	3,8	н/з	н/з	н/з	93,3	95,5	2,2
42	15-Аз	Группа 1б	трещины	7,97	12,1	4,13	102,534	97,383	5,151	0,3	47	46,7
43	12-Аз	Группа 1б	трещины	6,15	12,4	6,25	111,756	106,537	5,219	0,06	34	33,94
44	6-Б	Группа 2	трещины	3	6,87	3,87	117,276	101,942	15,334	1,3	6,5	5,2
45	53-ТТ	Группа 2	трещины	21,3	29,6	8,3	89,395	75,476	13,919	97	99	2
46	18-Б	Группа 2	трещины	10,8	20,2	9,4	82,916	75,188	7,728	75	96	21
47	8-Б	Группа 2	трещины	5,9	9,6	3,7	84,013	76,563	7,45	2,1	61	58,9
48	25-Б	Группа 2	трещины	6,6	11,45	4,85	97,9	92,6	5,3	23,6	63,4	39,8
49	10-Б	Группа 2	трещины	6,5	10,5	4	94,464	90,71	3,754	24	39	15
50	4-Б	Группа 2	трещины	6	15,9	9,9	97,7	85,8	11,9	0,5	39	38,5
51	22-Б	Группа 2	трещины	2,8	6	3,2	82,6	77,893	4,707	1	4,2	3,2
52	4-Аз	Группа 2	трещины	7,2	10,2	3	135,429	130,16	5,269	16	68	52
53	18-ТТ	Группа 2	поры, трещины	14,75	26	11,25	73,953	69,721	4,232	87	98	11
54	10-1-Аз	Группа 2	трещины	14,6	25	10,4	н/з	н/з	н/з	85	98	13
55	23-1-ТТ	Группа 3	линзы	29,78	47,8	18,02	27,3	19,5	7,8	99,3	99,48	0,18
56	27-ТТ	Группа 3	линзы	22,6	42,94	20,34	85,437	63,392	22,045	98	100	2

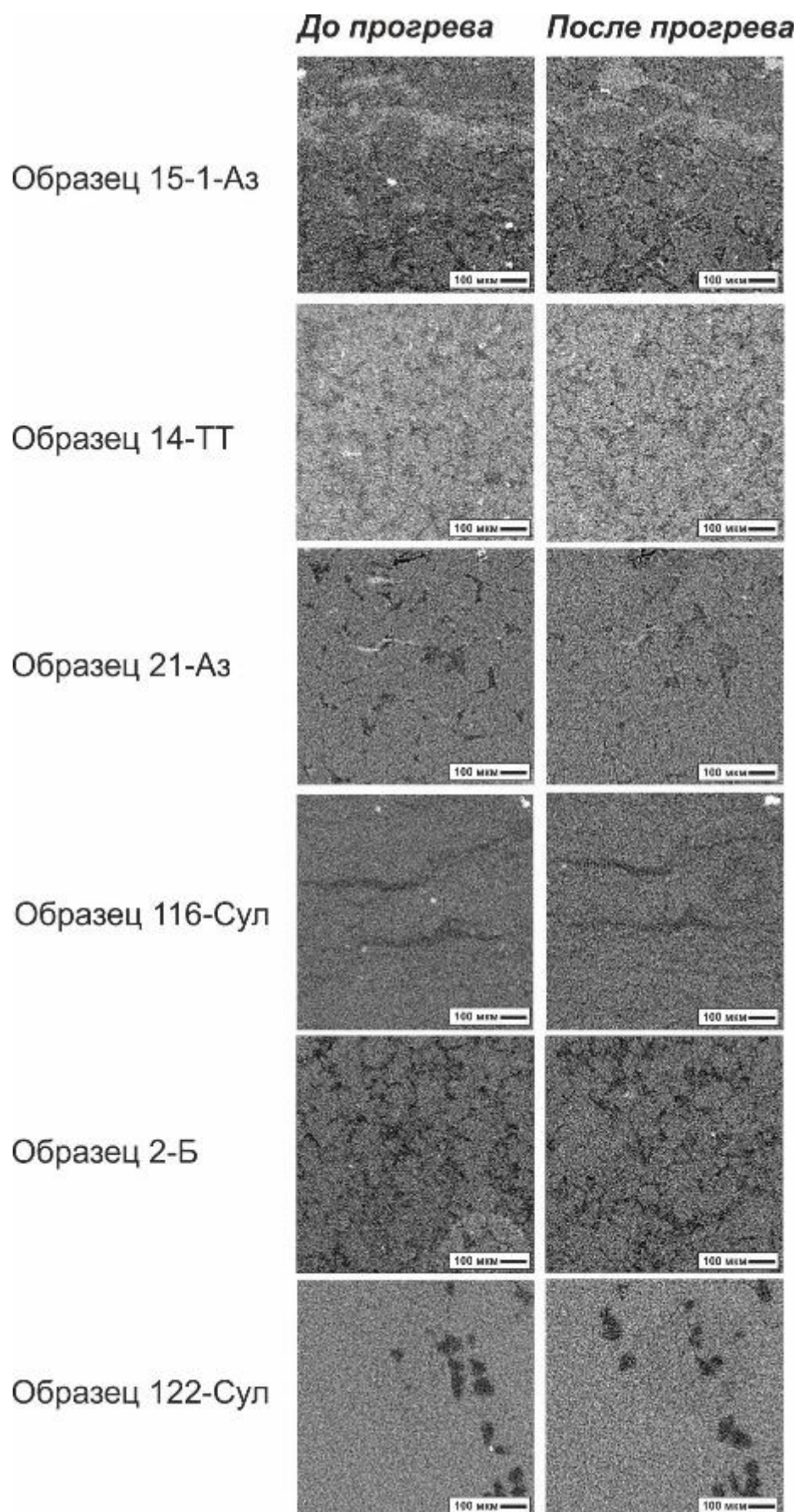
Продолжение таблицы 1.2

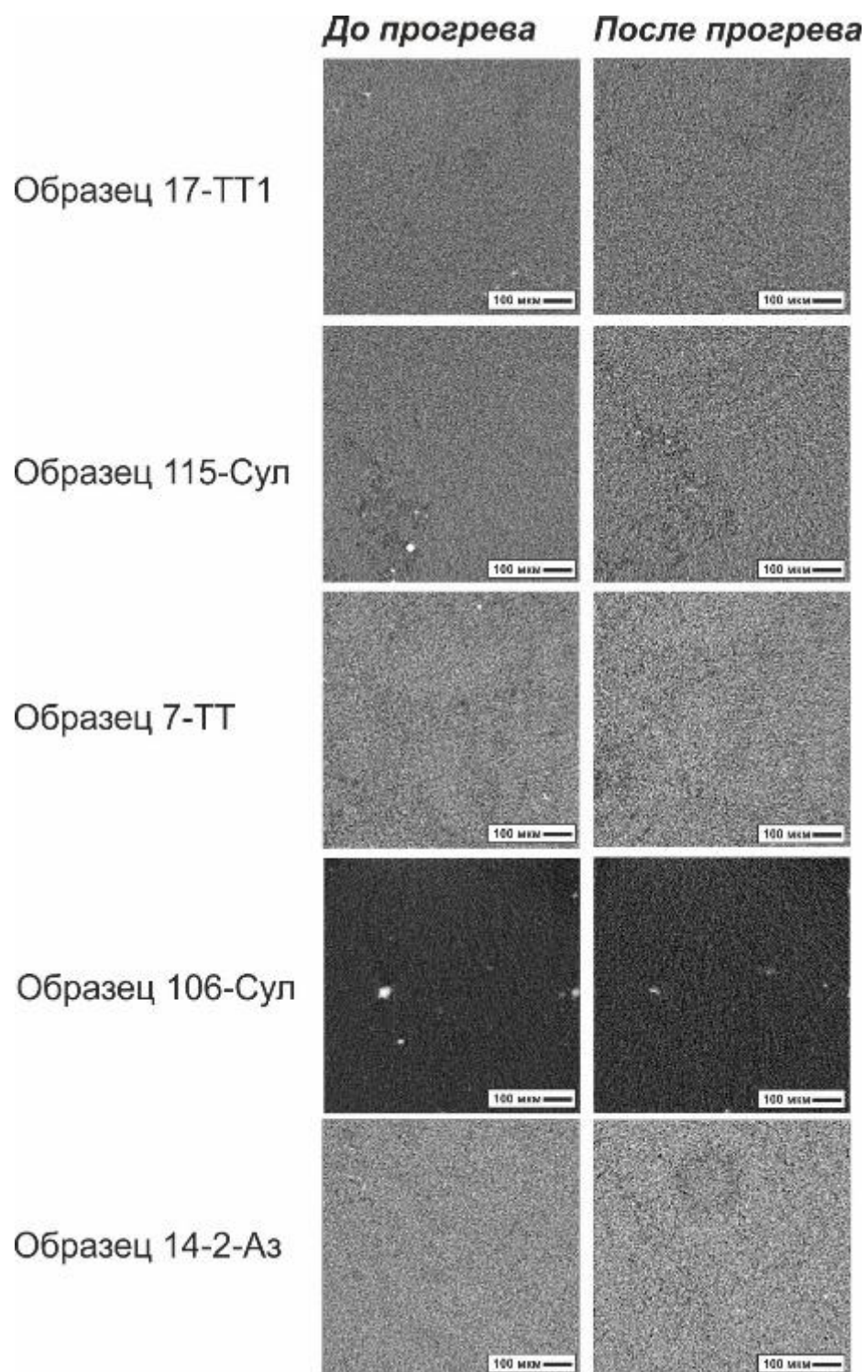
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
57	43-ТТ	Группа 3	линзы	16,7	39,5	22,8	79,19	59,017	20,173	42	99,3	57,3
58	33-ТТ	Группа 3	линзы	23	48,3	25,3	н/з	н/з	н/з	97,7	100	2,3
59	46-ТТ	Группа 3	линзы	20,6	39,14	18,54	н/з	н/з	н/з	98	99,5	1,5
60	47-ТТ	Группа 3	линзы	19,4	44,62	25,22	н/з	н/з	н/з	99,6	100	0,4
61	24-ТТ	Группа 3	линзы	31,6	66,36	34,76	н/з	н/з	н/з	95	100	5
62	22-ТТ	Группа 3	линзы	39	81	42	н/з	н/з	н/з	98	99,9	1,9

Результаты рентгеновской компьютерной томографии пород

Породы с содержанием ОВ<0,5%





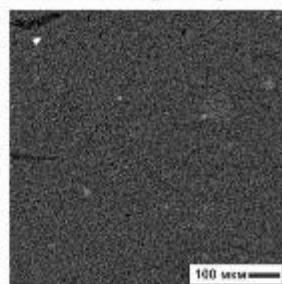
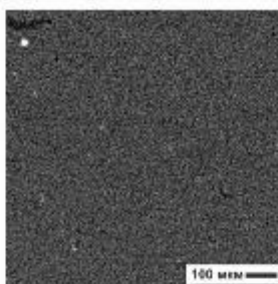


Группа 1а

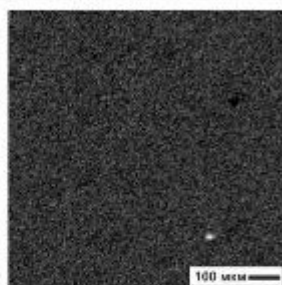
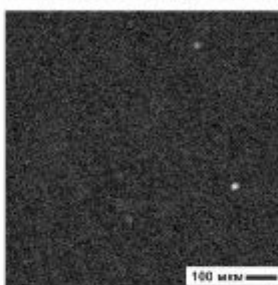
До прогрева

После прогрева

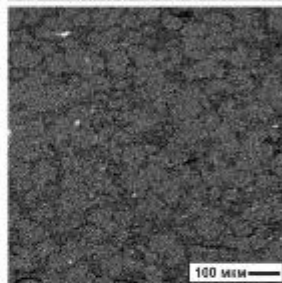
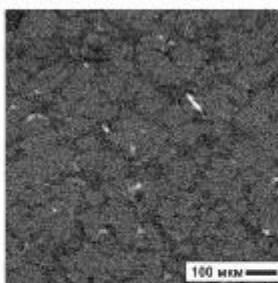
Образец 10-1-Аз



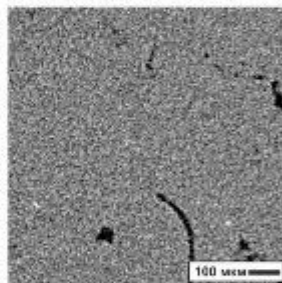
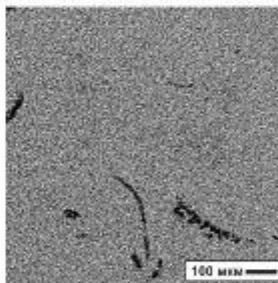
Образец 10-ТТ1



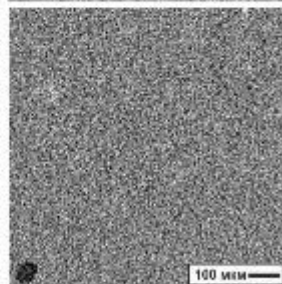
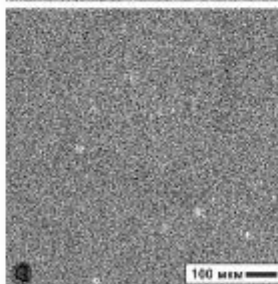
Образец 22-Аз



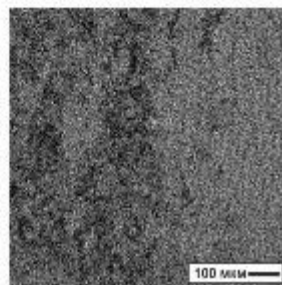
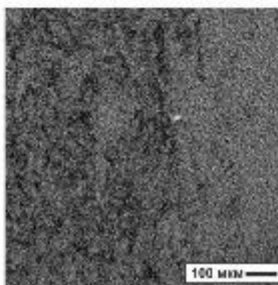
Образец 6-Аз

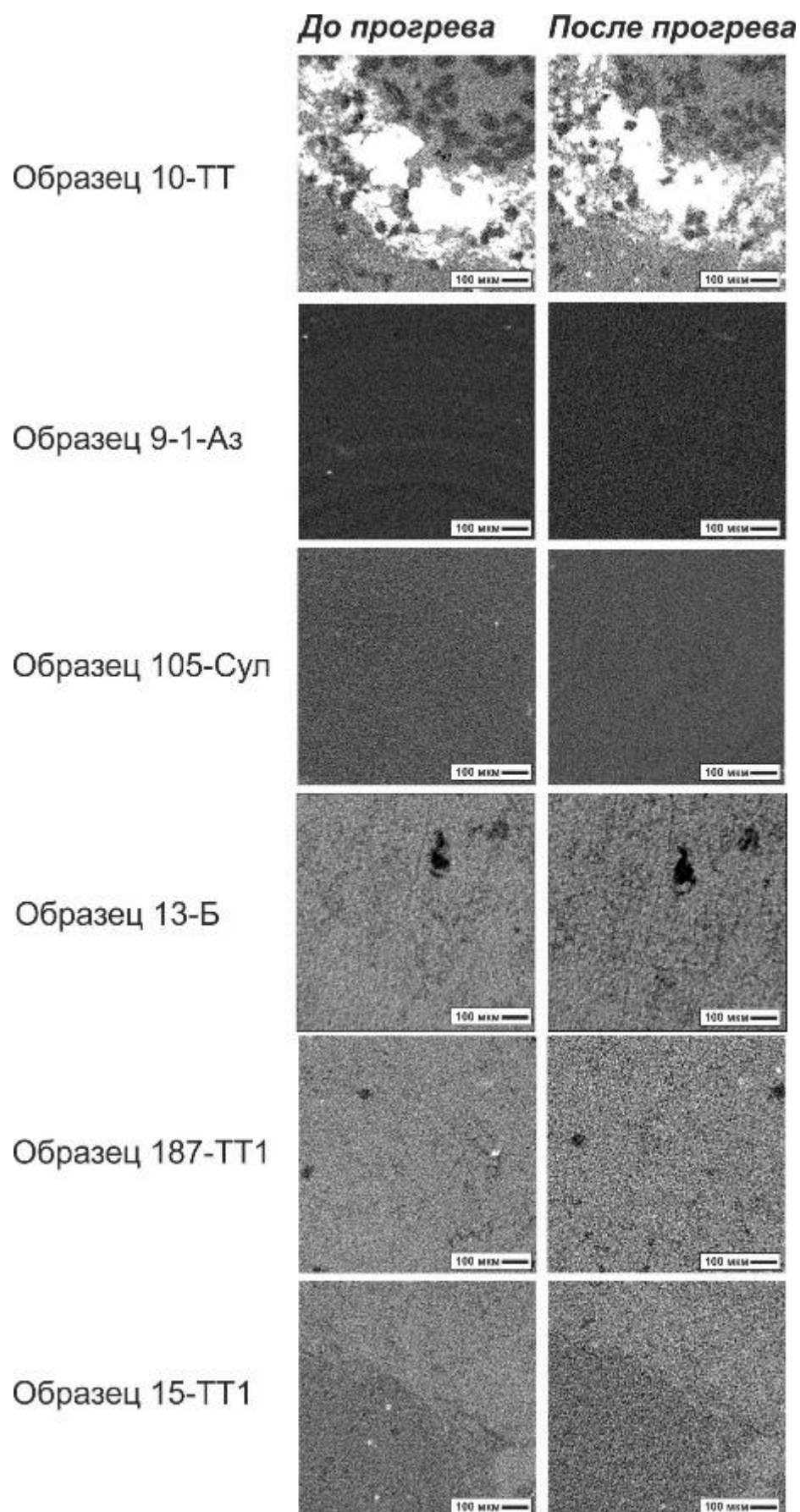


Образец 16-ТТ1



Образец 5-ТТ1

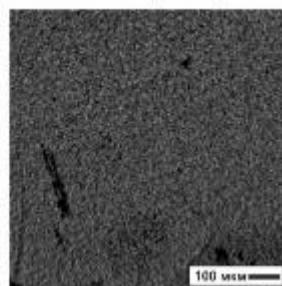
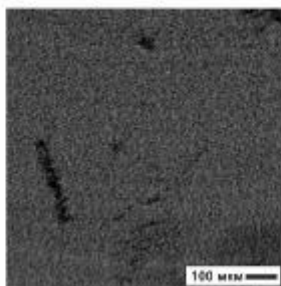




Образец 8-Аз

До прогрева

После прогрева

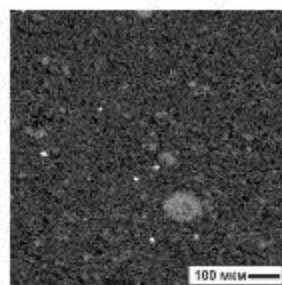
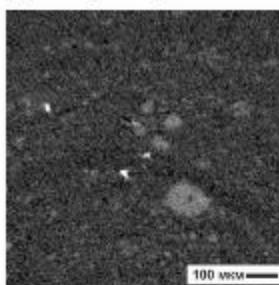


Группа 16+2

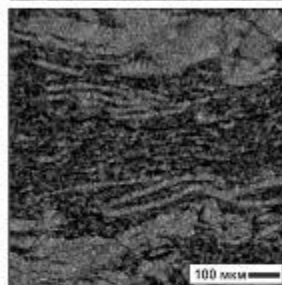
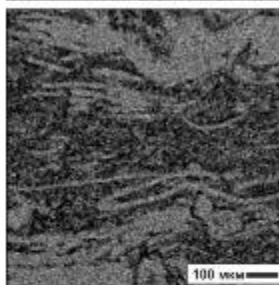
До прогрева

После прогрева

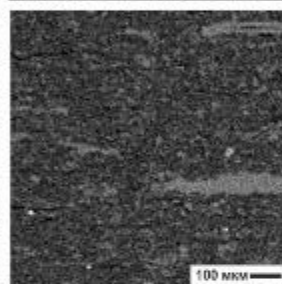
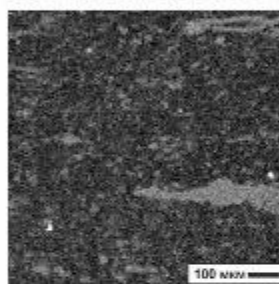
Образец 10-Аз



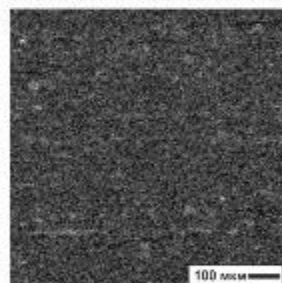
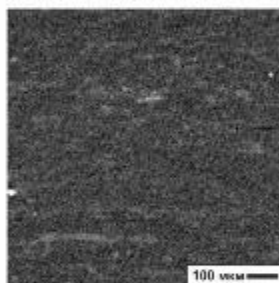
Образец 23-ТТ



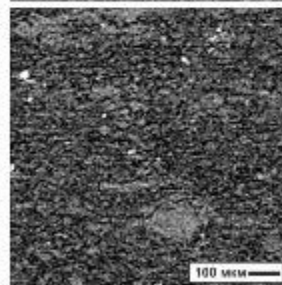
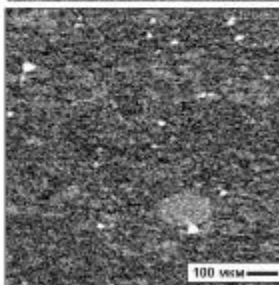
Образец 3-Аз



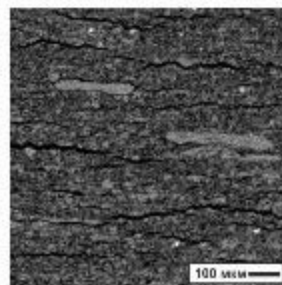
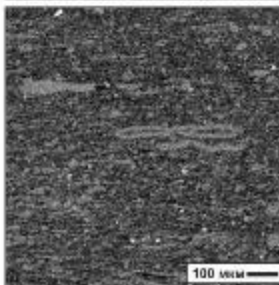
Образец 9-2-Аз

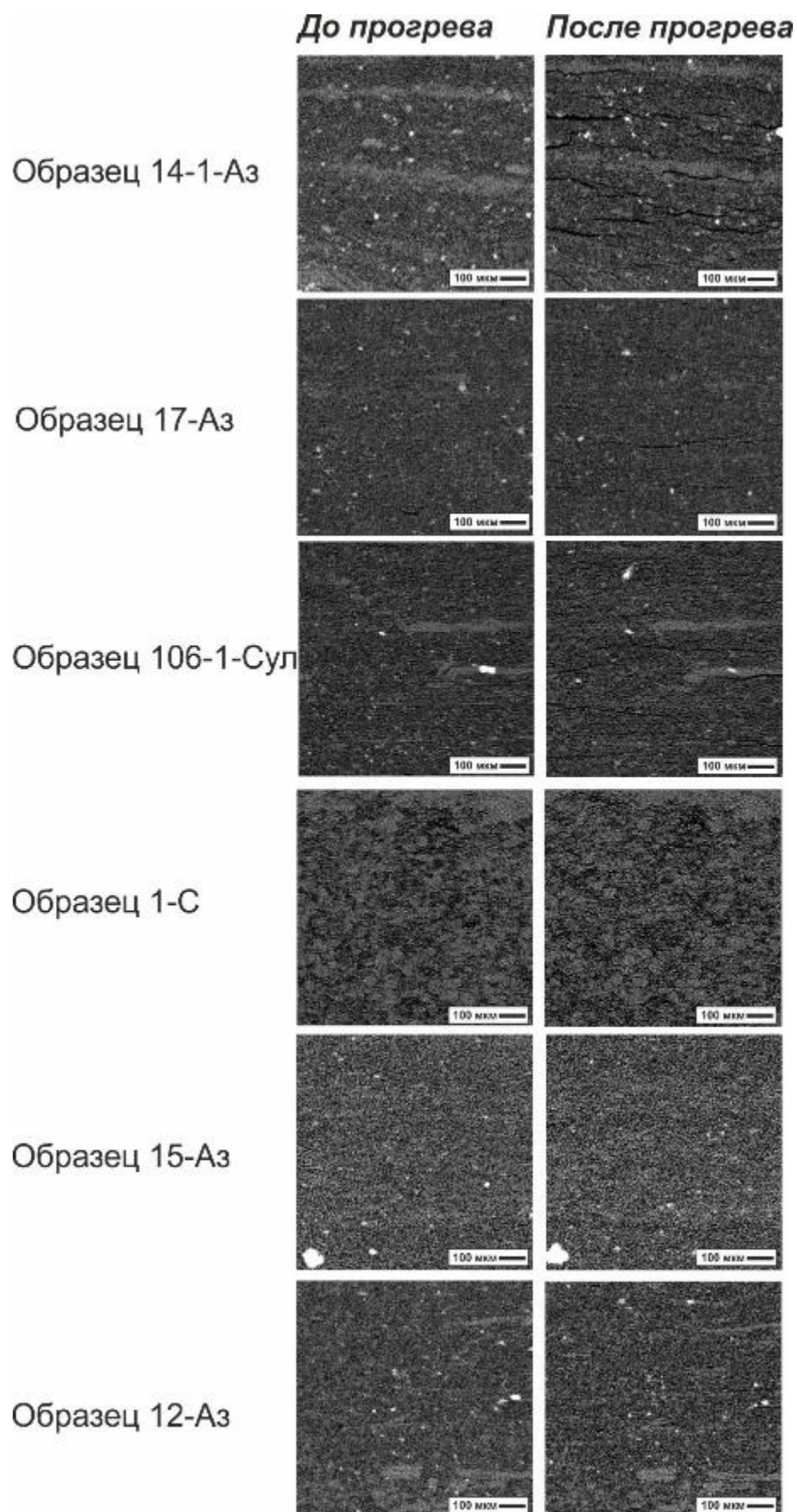


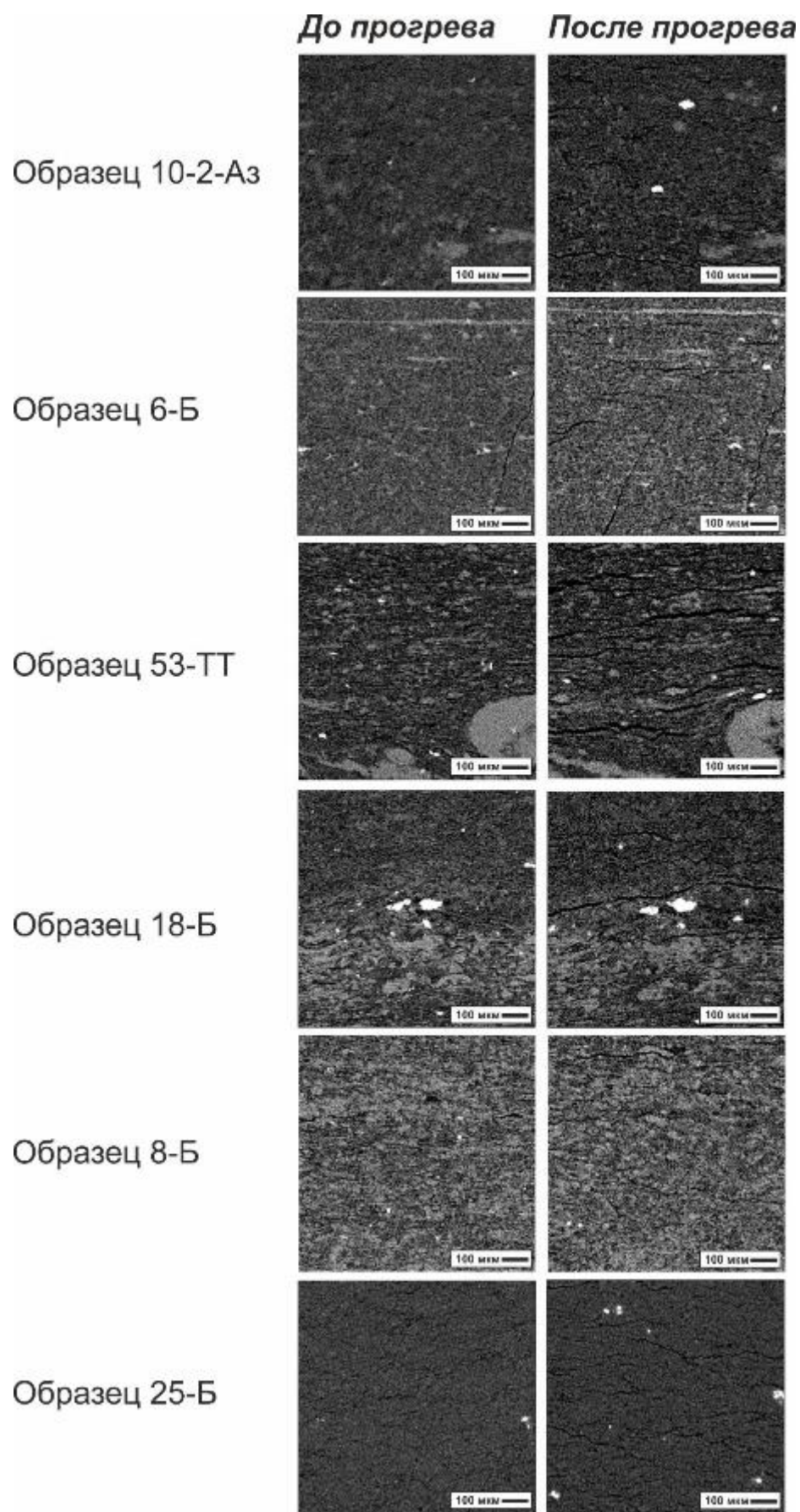
Образец 3-С

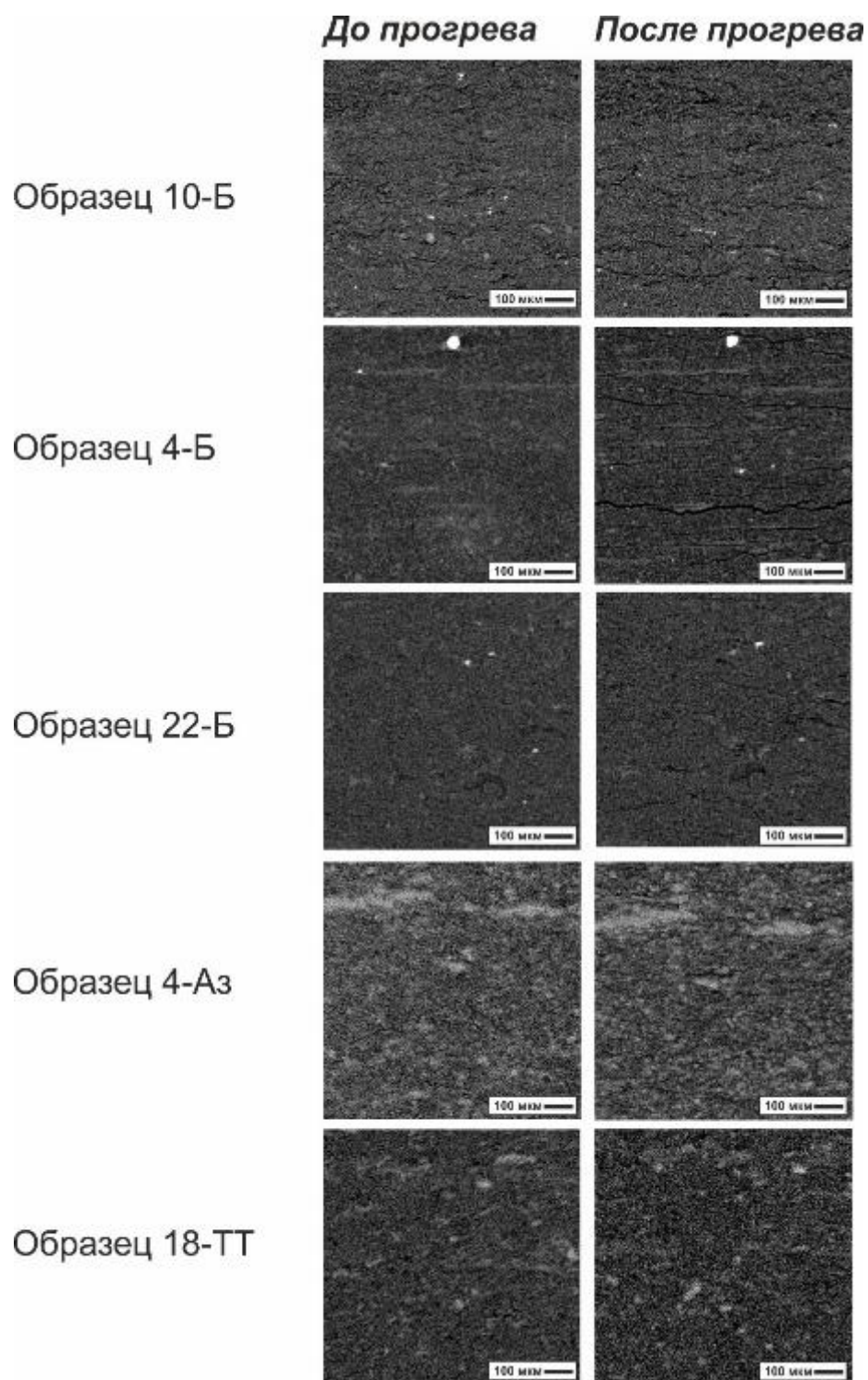


Образец 21-Б







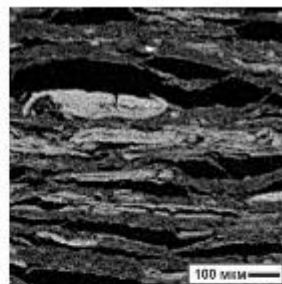
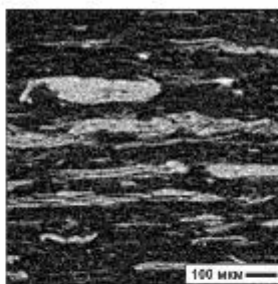


Группа 3

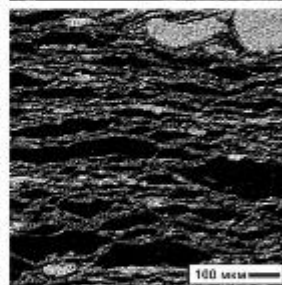
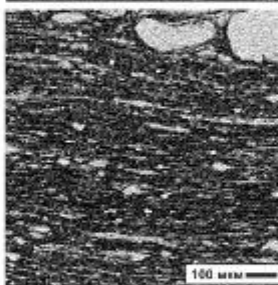
До прогрева

После прогрева

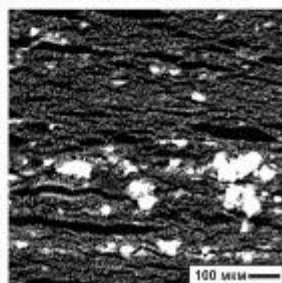
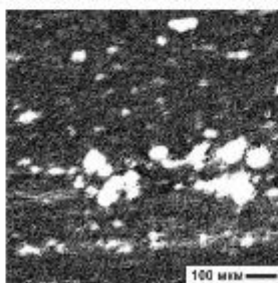
Образец 23-ТТ



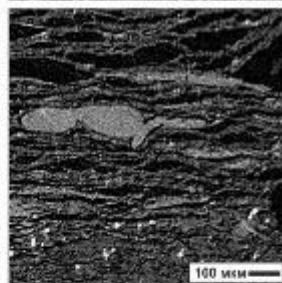
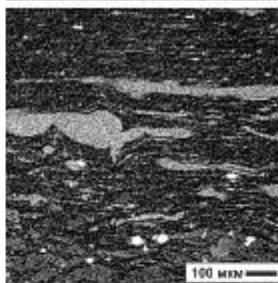
Образец 27-ТТ



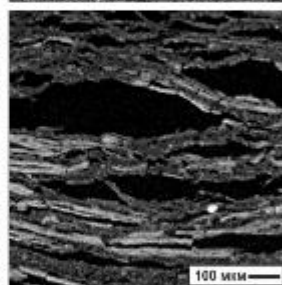
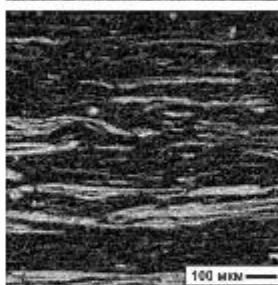
Образец 43-ТТ



Образец 33-ТТ



Образец 46-ТТ



Образец 47-ТТ

