

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие  
СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ и МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ  
(ФГУП «СНИИГГиМС»)

На правах рукописи

УДК 553.98:551.762 (571.1)

04200910149



ВИДИК СВЕТЛАНА ВЛАДИМИРОВНА

НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И ПЕРСПЕКТИВЫ  
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ  
ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка горючих ископаемых

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель – д. г.-м. н. В.П. Девятов

Новосибирск – 2009

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	10
1. ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ РАЙОНА .....	16
2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ .....	25
2.1. Стратиграфия нижней- средней юры .....	25
2.2. Тектоника .....	33
2.3. Литолого-фациальная характеристика и палеогеография ранней и средней юры центральной части Западно-Сибирской плиты .....	41
2.4. Нефтегазоносность нижней и средней юры. ....	56
3. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩИ .....	67
3.1. Содержание органического вещества.....	67
3.2. Тип органического вещества .....	72
3.3. Созревание органического вещества.....	85
3.4. Пиролитические методы оценки нефтегенерационного потенциала.....	91
3.5. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности.....	94
4. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОВ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕЙ-СРЕДНЕЙ ЮРЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ .....	103
4.1. Рассеянное органическое вещество .....	103
4.2. Концентрированное органическое вещество .....	178
5. НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕЙ- СРЕДНЕЙ ЮРЫ .....	189
5.1. Распределение органического вещества .....	189
5.2. Катагенез органического вещества ниже-среднеюрских отложений .....	201
5.3. Нефтегенерационный потенциал ниже- среднеюрских отложений и перспективы нефтегазоносности .....	204
5.4. Очаги повышенной генерации углеводородов .....	216
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	219
ЛИТЕРАТУРА .....	223

## СПИСОК РИСУНКОВ

2.1	Схема структурно-фациального районирования нижней и средней юры (без келловей) Западной Сибири (Решение..., 2004)	27
2.2	Фрагмент корреляционной региональной стратиграфической схемы нижне-среднеюрских (без келловей) отложений Западной Сибири (Решение..., 2004)	28
2.3	Тектоническая схема фундамента Западно-Сибирской плиты (по О.Г. Жеро и др., 1981)	35
2.4	Структурно-тектоническая схема изученного района	37
2.5	Литолого-фациальная схема шараповского горизонта (по Казакову А.М., Девятову В.П., 1990)	43
2.6	Литолого-фациальная схема китербютского горизонта (по Казакову А.М., Девятову В.П., 1990)	46
2.7	Литолого-фациальная схема надояхского горизонта (по Казакову А.М., Девятову В.П., 1990)	47
2.8	Литолого-фациальная схема лайдинского горизонта (по Казакову А.М., Девятову В.П., 1990)	49
2.9	Литолого-фациальная схема вымского горизонта (по Казакову А.М., Девятову В.П., 1990)	51
2.10	Литолого-фациальная схема леонтьевского горизонта (по Казакову А.М., Девятову В.П., 1990)	53
2.11	Литолого-фациальная схема малышевского горизонта (по Казакову А.М., Девятову В.П., 1990)	55
2.12	Распределение месторождений по наличию залежей в стратиграфическом разрезе	62
2.13	Распределение месторождений по величине извлекаемых запасов	63
3.1	Основные типы и эволюционные кривые керогенов типов I, II и III, наиболее распространенных в природе (Диаграмма Ван-Кревелена)	79

		4
3.2	Интенсивность генерации нефти и газа и распределение их ресурсов в стратисфере (Конторович, 1976)	88
3.3	Изменение интенсивности нефтеобразования (на 0,5 км глубины) и распределение крупных скоплений нефти по глубинным зонам осадочного чехла, по С.Г.Неручеву (1973)	89
3.4	Общая схема разложения керогена	96
3.5	Диаграмма HI/Tmax	100
3.6	Показатели преобразования, рассчитанные для различных типов органического вещества	102
4.1	Схема расположения эталонных скважин	104
4.2	Конгломераты базального слоя шараповского горизонта. Сква. Тундринская-37	105
4.3	Содержание органического углерода в породах шараповского горизонта	107
4.4	Групповой состав битумоидов шараповского горизонта	108
4.5	Диаграмма HI – Tmax пород шараповского горизонта	109
4.6	Содержание органического углерода в породах китербютского горизонта	113
4.7	Содержание органического углерода в породах надояхского горизонта	116
4.8	Групповой состав битумоидов надояхского горизонта	118
4.9	Диаграмма HI – Tmax пород надояхского горизонта	119
4.10	Породы лайдинского горизонта	127
4.11	Содержание органического углерода в породах лайдинского горизонта	128
4.12	Групповой состав битумоида лайдинского горизонта	130
4.13	Диаграмма HI – Tmax пород лайдинского горизонта	132
4.14	Породы вымского горизонта	136
4.15	Содержание органического углерода в породах вымского горизонта	138

		5
4.16	Изменение группового состава битумоида в разрезе вымского горизонта скв. Восточно-Мытаяхинская-565	140
4.17	Диаграмма HI – Tmax пород вымского горизонта	141
4.18	Групповой состав битумоида вымского горизонта скв. Верхнеляминская-556	144
4.19	Групповой состав битумоида вымского горизонта скв. Верхнеляминская-7502	148
4.20	Содержание органического углерода в породах леонтьевского горизонта	158
4.21	Диаграмма HI – Tmax пород леонтьевского горизонта	159
4.22	Породы малышевского горизонта. Скв. Восточно-Рогожниковская-739.	161
4.23	Содержание органического углерода в породах малышевского горизонта	163
4.24	Групповой состав битумоида малышевского горизонта скв. Восточно-Рогожниковская-739	164
4.25	Диаграмма HI – Tmax пород малышевского горизонта	165
4.26	Породы малышевского горизонта. Скв. Сосновская-743	167
4.27	Породы малышевского горизонта. Скв. Верхнеляминская-556	170
4.28	Породы малышевского горизонта. Скв. Тундринская-37	174
4.29	Микрофотографии аншлифов углей малышевского горизонта в отраженном свете	185
4.30	Микрофотографии шлифов углей малышевского горизонта в проходящем свете	186
5.1	Схематическая карта распределения органического углерода в породах шараповского горизонта	192
5.2	Схематическая карта распределения органического углерода в породах китербютского горизонта	194

5.3	Схематическая карта распределения органического углерода в породах надояхского горизонта	195
5.4	Схематическая карта распределения органического углерода в породах лайдинского горизонта	197
5.5	Схематическая карта распределения органического углерода в породах вымского горизонта	198
5.6	Схематическая карта распределения органического углерода в породах леонтьевского горизонта	199
5.7	Схематическая карта распределения органического углерода в породах малышевского горизонта	200
5.8	Схема катагенетической превращенности органического вещества по подошве юрских отложений	203
5.9	Схема катагенетической превращенности органического вещества по кровле малышевского горизонта	205
5.10	Плотность генерации УВ породами шараповского горизонта	207
5.11	Плотность генерации УВ породами китербютского горизонта	208
5.12	Плотность генерации УВ породами надояхского горизонта	209
5.13	Плотность генерации УВ породами лайдинского горизонта	211
5.14	Плотность генерации УВ породами вымского горизонта	212
5.15	Плотность генерации УВ породами леонтьевского горизонта	214
5.16	Плотность генерации УВ породами малышевского горизонта	215
5.17	Очаги генерации углеводородов	217

## СПИСОК ТАБЛИЦ

2.1	Охарактеризованность горизонтов нижней- средней юры керновым материалом эталонных скважин	30
2.2	Нефтегазоносность нижней и средней юры района работ	58
2.3	Результаты испытаний ниже-среднеюрских отложений (продуктивные скважины)	60
3.1	Основные методы, применяемые для оценки материнских пород и степень их эффективности	68
3.2	Переводные коэффициенты для подсчета общего содержания органического вещества по содержанию органического углерода	69
3.3	Ориентировочные субкларки органического углерода для осадочных пород континентального сектора стратисферы – КСС (по Вассоевичу, 1973)	70
3.4	Кларки и субкларки Сорг в осадочных породах (по Г.А. Амосову и др, 1980)	70
3.5	Средние содержания органического углерода в древних осадках, обладающих низкими емкостными характеристиками (по Б.Тиссо и Д.Вельте, 1981)	71
3.6	Вещественно-петрографическая классификация углей по И.Э.Вальц, А.И.Гинзбург и Н.М.Крыловой (1968)	74
3.7	Параметры НОВ (керогена) основных генетических типов в мезокатагенезе на примере терригенных отложений (средние значения на начало градаций катагенеза) (по Богородской Л.И., 2005)	77
3.8	Элементный состав основных типов керогена (по Б.Тиссо и Д.Вельте, 1981)	78
3.9	Шкала катагенеза по отражательной способности витринита и предполагаемая палеотемпература	90

- 3.10 Глубинная зональность катагенеза регионов Сибири по данным публикаций различных авторов (м, на начало градации катагенеза) 92
- 3.11 Сравнительная характеристика нефтематеринских отложений по содержанию Сорг в породе и пиролитическим характеристикам ОВ (Лопатин и др., 1997) 94
- 3.12 Энергии активации и генетический потенциал главных типов керогена (Тиссо, 1981) 97
- 5.1 Основные геохимические параметры рассеянного органического вещества глинистых ниже-среднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты 190
- 5.2 Исходные данные для расчета нефтегенерационного потенциала 193

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- Ar – ароматические углеводороды
- Me – метановые углеводороды
- Nn – нафтеновые углеводороды
- Ra – отражательная способность витринита в воздухе
- Ro – отражательная способность витринита в масле
- $\beta$  – битумоидный коэффициент
- Бхл – хлороформенный битумоид
- ГЖХ – газо-жидкостная хроматография
- ГЗГ – главная зона газообразования
- ГЗН – главная зона нефтеобразования
- ГРР – геологоразведочные работы
- ГФН – главная фаза нефтеобразования
- КОВ – концентрированное органическое вещество
- НГК – нефтегазоносный комплекс
- НГО – нефтегазоносная область
- НГП – нефтегенерационный потенциал
- НГР – нефтегазоносный район
- ОВ – органическое вещество
- ОС – отражательная способность
- РОВ – рассеянное органическое вещество
- скв. – скважина
- Сорг – органический углерод
- УВ – углеводороды
- УД – углистый детрит

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность работы.**

Российская Федерация является одним из ведущих мировых производителей товарной нефти. Федеральный бюджет страны на 50%, а консолидированный – на 30% связан с нефтегазовыми доходами. Для обеспечения потребностей в потреблении и экспорте нефти важно поддержание определенного уровня её добычи. Таким образом, процесс воспроизводства минерально-сырьевой базы является вопросом экономической безопасности. Западная Сибирь на протяжении многих лет остается главным нефтедобывающим районом страны. При этом основные ресурсы жидких углеводородов сконцентрированы в её центральной части.

Мезозойские отложения чехла Западно-Сибирской плиты, их состав, структурная позиция, геохимическая характеристика исключительно благоприятны для образования нефти и газа, концентрации их в крупнейших многозалежных месторождениях [19]. В результате более интенсивного освоения происходит истощение ресурсов наиболее богатых в нефтегазоносном отношении отложений неокомского НГК, а роль запасов юрских отложений в нефтедобыче постепенно возрастает. Однако вопрос о нефтематеринских свитах, послуживших источником углеводородов для залежей нижней-средней юры, до сих пор не решен окончательно, что затрудняет прогнозирование перспективных участков и горизонтов. Подавляющее большинство исследователей считает, что основными генераторами углеводородов являются юрско-нижнемеловые отложения. В связи с этим оказалось необходимо посвятить специальные исследования оценке нефтегенерационного потенциала нижне-среднеюрских отложений.

**Цели и задачи исследования.** Основная цель диссертации – прогноз нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений на территории центральной части Западно-Сибирской плиты на основе определения нефтегенерационного потенциала.

Для достижения поставленной цели решались следующие комплексные задачи:

1. Определение концентраций, состава и закономерностей распределения органического вещества пород в разрезе и по площади по данным исследования керна глубоких скважин, вскрывших ниже-среднеюрские отложения;
2. Установление степени и закономерностей катагенетических преобразований органического вещества, прогноз фазового состава углеводородов в отдельных районах и горизонтах;
3. Количественная оценка нефтегенерационного потенциала ниже-среднеюрских отложений;
4. Выделение основных нефтематеринских толщ и очагов генерации углеводородов в разрезе нижней-средней юры.

**Фактический материал.** Исходный геологический материал представлен более чем 1000 образцами кернового материала, отобранными автором и её коллегами в период с 2003 по 2007гг в геологических организациях гг. Сургута, Тюмени, Когалыма, Ханты-Мансийска. В процессе выполнения работы использованы результаты геохимических и литологических исследований керна 15 глубоких скважина, выбранных в качестве эталонных. Эталонные скважины пробурены в 2001-2003г, расположены на различных структурах I и II порядка исследуемой территории и наиболее полно представлены керном. Для характеристики мальшевского горизонта привлекались дополнительные данные по 20 скважинам территории Сургутского свода. Кроме того, использовались результаты геохимических исследований из базы данных лаборатории инструментальных методов анализа ФГУП «СНИИГГиМС» (около 3000 образцов), фондовые и опубликованы материалы.

#### **Основные защищаемые положения.**

1. Основные закономерности распределения органического углерода в разрезе и по площади. На базе лито-фациальных реконструкций составлен пакет соответствующих погоризонтных карт. Среднее содержание  $C_{org}$  в

породах меняется в пределах 1-4%, наиболее богаты органическим веществом породы китербютского, вымского и малышевского горизонтов. В шараповском, китербютском, надояхском и лайдинском горизонтах повышенные концентрации Сорг приурочены к Фроловской и Краснolenинской НГО, а в вымском, леонтьевском и малышевском – к Среднеобской НГО.

2. По геохимическим параметрам установлены благоприятные термодинамические условия генерации УВ и сохранности нефтяных залежей. Уровень катагенеза на большей части территории соответствует ГЗН. Резкое повышение степени катагенеза зафиксировано во впадинах, а также на Северо-Сургутской ступени и в районе Ляминского вала, где возможно обнаружение газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных залежей. Преобразованность нижнеюрских отложений выше, чем среднеюрских.
3. Дана оценка нефтегенерационного потенциала ниже-среднеюрских отложений. Процессы образования углеводородов происходили во всей толще, но основной вклад обеспечили породы китербютского, вымского и малышевского горизонтов, в меньшей степени – лайдинского (в пределах Краснolenинской НГО). Плотность генерации углеводородов ниже-среднеюрскими отложениями составляет от 1 до 20 кгУВ/тону породы.
4. Выявлены основные очаги генерации УВ, которые являются первоочередными объектами дальнейших исследований. Они приурочены к различным частям положительных (северные части Краснolenинского, Сургутского сводов, Нижневартовского сводов, Ляминского вала), отрицательных (Ярсомовский прогиб, Вынглорская впадина) и промежуточных (Среднеазымская структурная ступень, Северо-Вартовская ступень) структур первого и второго порядков.

#### **Научная новизна работы и личный вклад автора.**

Впервые на основе комплексного анализа и интерпретации геолого-геохимических данных, в том числе данных пиролиза, с учетом литолого-фациальных особенностей пород, определены нефтегенерационные свойства

каждого горизонта и рассчитаны плотности генерации УВ (реализованный нефтегенерационный потенциал).

Построены погоризонтные карты распределения органического углерода в породах и карты катагенеза для двух уровней – подошвы юрских отложений и кровли малышевского горизонта. Установлено, что органическое вещество относится к смешанному типу – преимущественно III с примесью II, иногда I, преобразовано в диапазоне МК<sub>1</sub><sup>1</sup> – МК<sub>3</sub><sup>2</sup> («длиннопламенная» – «отощенно-спекающаяся» стадии по углемарочной шкале).

Для малышевского горизонта территории Сургутского свода проведено детальное изучение концентрированного органического вещества (КОВ), что позволило выявить закономерности распространения углей разных генетических типов по площади.

**Практическая значимость** заключается в качественной комплексной оценке перспектив нефтегазоносности нижней- средней юры центральной части Западно-Сибирской плиты по геолого-геохимическим данным. Выделены очаги генерации углеводородов - потенциальные зоны нефтегазонакопления и концентрации УВ.

Полученные данные в совокупности с другими методами могут быть использованы для выделения прогнозных перспективных участков при проведении ГРП, для более точных оценок ресурсного потенциала территории.

Материалы, положенные в основу работы, использовались при выполнении отчетов ФГУП «СНИИГГиМС»: «Оценка ресурсов УВ в приконтактной зоне осадочного чехла и доюрского основания на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» в Широтном Приобье» [61], «Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» [60], «Седиментационное моделирование пластов группы ЮС<sub>2</sub> восточной части Сургутского свода с целью выделения зон высокоемких коллекторов и ловушек, оценки локализованных ресурсов УВ и выработки рекомендаций по направлению геологоразведочных работ» [62], «Геолого-геохимическое обеспечение региональных работ на нефть и газ по западным

и восточным районам Ханты-Мансийского автономного округа и Томской области» [63].

### **Публикации и апробация работы.**

Материалы, изложенные в диссертации, докладывались на Международной научной конференции «Природные битумы и тяжелые нефти России» посвященной 100-летию В.А.Успенского (Санкт-Петербург, 2006) [11], Всероссийской научной конференции (с международным участием) «Проблемы геологии и разведки месторождений полезных ископаемых (Томск, 2005) [13, 56], рабочем геологическом совещании «Геологические модели строения, нефтегазоносность и проблемы освоения ресурсного потенциала юры Западно-Сибирской геосинеклизы» (Тюмень, 2005), Второй международной конференции «Геодинамика нефтегазоносных бассейнов» (Москва, 2004) [10, 35]. Материалы опубликованы также в тезисах седьмой и восьмой международных конференций «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа», (Москва, 2004, 2005) [49, 12], в «Вестнике Томского Гос. Университета» (2003) [37], в журнале «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» (№11, 2003г) [36], а также в журнале «Региональная геология и металлогения» (№38, 2009г). Результаты исследований и использовались при составлении отчетов по договорам. Всего по теме диссертации опубликовано 11 работ, в том числе 3 статьи в рецензируемых изданиях.

### **Структура и объем работы.**

Диссертация состоит из введения, 5 глав и заключения. Работа содержит 149 страниц текста, 66 рисунков и 17 таблиц. Список использованной литературы включает 63 наименования.

Работа выполнена в период работы автора в отделе геохимических исследований ФГУП «СНИИГГиМС» и отделе литологии ФГУП «ВСЕГЕИ». Автор выражает глубокую признательность научному руководителю д.г.-м.н. В.П. Девятову и научному консультанту к.г.-м.н. А.С. Фомичеву, за постоянное внимание и всестороннюю помощь.

Автор выражает искреннюю благодарность за ценные консультации и творческие советы сотрудникам ФГУП «СНИИГГиМС»: Еханину А.Е., Захряминой М.О., Кроль Л.А., Малюшко Л.Д., Матвиенко Н.И., Меленевскому В.Н., Паршину А.В., Рязановой Т.А., Сухоручко В.И., Черновой Л.С., Чуйковой Т.Э., Шигановой О.В. и другим. Большую помощь в обработке геохимических данных и оформлении графических приложений автору оказали специалисты Центра аналитических исследований ФГУП «СНИИГГиМС» Губина М.М., Михайлова А.Е., Молчанова Г.В., Сазоненко Г.Н., которым автор также глубоко признателен. С благодарностью хочется отметить коллектив ФГУП «ВСЕГЕИ»: Бергера А.Я., Гузеву Я.А., Оленникову Е.В., Чеканова В.И., Чеканову В.Н. за поддержку и помощь в оформлении. Особую признательность автор выражает зам. генерального директора ФГУП «ВСЕГЕИ» к.г.-м.н. А.И.Ларичеву за ценные консультации.

Автор благодарит коллектив ОАО «Сургутнефтегаз»: Медведева Н.Я., Коса И.М., Митягина А.В., Соснина В.Г., Батурина Ю.Е., Минченкова Н.Н., Кудрявцева В.А., Кириченко Н.Н. за содействие в предоставлении керн и геолого-геофизических материалов.

## 1. ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ РАЙОНА

**Геологические исследования** Центральной части Западно-Сибирской плиты начались с конца XIX века. С этого периода и до 40-х годов XX века эти работы посвящаются, главным образом, вопросам стратиграфии третичных и четвертичных отложений, обнажающихся по р.р. Оби, Иртышу и их притокам Лямину, Агану, Пиму и др. Н.К.Высоцким в 1897 г. [14] дано первое стратиграфическое расчленение с описанием третичных и четвертичных отложений, обнажающихся по р. Оби. Его работа способствовала дальнейшему изучению геологии Западно-Сибирской низменности.

С начала XX века вопросами геологии плиты занимался ряд исследователей: А.А.Дунин-Гаркавич, Л.Р.Шульц, И.Н. Шухов, Б.Н.Городков, В.Н.Сукачев, С.Г.Боч, А.Л.Максимов, И.П.Герасимов, В.И.Громов. В 1931г. В.А.Обручев дал краткий геологический очерк северной части Западной Сибири по литературным данным. Начиная с 30-х годов XX века, после предложения И.М. Губкина начать целенаправленные поиски нефти и газа в Западной Сибири, все геологические исследования подчиняются главной цели – оценке перспектив нефтегазоносности этого огромного района.

С 1939 по 1946 г. опубликован ряд работ В.Г. Васильева, посвященных вопросам геологического строения и нефтеносности северо-западной части Западно-Сибирской низменности. Исследования В.Г.Васильева касаются правобережья рр. Оби и Иртыша. Он описал стратиграфию и тектонику третичных и четвертичных отложений, привел список ископаемых растительных форм, результаты минералогического анализа морены и указал на некоторые признаки нефтеносности района. Общие вопросы геологии Западно-Сибирской низменности в этот период освещались М.К.Коровиным, Н.К.Туаевым, И.П.Герасимовым, К.К.Марковым, Н.И.Архангельским, Н.А.Кудрявцевым и многими другими. Большую ценность на этом этапе представляют стратиграфические исследования В.Н.Сакса.

В начале 50-х годов XX века территория покрывается геологической съемкой масштаба 1:1 000 000, работы проводились под руководством С.Г.Максименко, С.Б.Шацкого. Изучение мезозойских отложений и палеозойского фундамента началось в 1951г. с заложения в г. Ханты-Мансийске и в с. Березове глубоких опорных скважин трестом Тюменьнефтегеология. В это же время начали проводиться геофизические работы трестами Запсибнефтегеофизика, Тюменьнефтегеофизика, Сибирским геофизическим трестом. Полученные данные уже тогда позволили наметить наиболее крупные поднятия I порядка. На основании этих данных и анализа геологической обстановки района Н.Н.Ростовцевым в докторской диссертации был дан прогноз о наличии крупных месторождений нефти в районе Усть-Балыка и Мегиона. Первый приток нефти получен в 1952г. в Колпашевской опорной скважине (Томская область) в подтогурских отложениях; в 1953г. Березовской опорной скважиной открыто первое газовое месторождение.

Дальнейшие геофизические исследования позволили установить, что в Сургутском Приобье имеется большое количество локальных поднятий, благоприятных для поисков нефти. В 1958г. одновременно выходят две монографии, посвященные геологическому строению и перспективам нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. В монографии под редакцией Н.Н.Ростовцева подведены итоги работ коллектива ВСЕГЕИ. В монографии под редакцией Д.В.Дробышева и В.П.Казаринова обобщены тематические работы производственных организаций (тресты Сибнефтегеофизика, Запсибнефтегеофизика, Запсибнефтегеология, Тюменьнефтегеология) и институтов ВНИГРИ и НИИГА. Оба коллектива высоко оценили перспективы нефтегазоносности центральной части Западно-Сибирской низменности.

Начиная с 1959г. объединенные коллективы геологов и ученых, работающих на территории Западно-Сибирской низменности, стали составлять сводные карты для всей низменности (схематическая структурная карта по подошве платформенного чехла, тектоническая схема мезо-кайнозойского платформенного чехла, карта прогноза нефтегазоносности, карта плана региональ-

ных работ). Редактором первого выпуска карт был В.П.Казаринов, последующих – Н.Н.Ростовцев.

Сведения о более глубоком строении земной коры впервые получены в 1959г. после проведения глубинных сейсмических исследований вдоль р.Оби. Под поверхностью фундамента выделены три сейсмические границы, характеризующие строение консолидированной коры на всю ее мощность. Первая граница (преломляющая) с выдержанной величиной граничной скорости (6,2-6,4 км/сек) залегает на глубинах 6-8 км. Породы, заключенные между этой границей и поверхностью фундамента, имеют скорость распространения упругих волн около 5,3-5,6 км/сек. Таким образом, мощность пород фундамента, ограниченных первой преломляющей границей, составляет 3-4 км. Следующая граница (отражающая) отмечена на глубинах 17-25 км. Она относится к так называемому базальтовому слою. Среднепластовые скорости упругих волн в покрывающем и подстилающем ее слоях равны соответственно: 6,4-6,7 и 7,0 км/сек: Подошва земной коры, ограничиваемая по скорости 7,9-8,1 км/сек, в районе Сургута установлена на глубине 36 км, в районе Александровского на 41 км.

В июне 1960 г. в пределах Трехозерной площади Тюменской области открыто первое нефтяное месторождение. Нефть получена из верхнеюрских отложений.

В 1961 г. коллективами СНИИГТиМС, ВНИГРИ, ВСЕГЕИ, НИИГА, Тюменского и Новосибирского геологических управлений под общей редакцией Н.Н.Ростовцева была составлена тектоническая схема фундамента Западно-Сибирской плиты. В марте 1961 г. Мегионская скважина 1-Р возвестила об открытии нового нефтеносного района в Западно-Сибирской низменности. С этого времени Западная Сибирь стала местом небывалой концентрации нефтепоисковых работ. В октябре 1961 г. фонтаны нефти ударили на Усть-Балыкской, в августе 1962 г – на Соснинской площадях. Первые же скважины, давшие нефть, показали, что месторождения сводов многопластовые. С этого времени начинается новый этап в освоении и изучении региона.

Объемы поисковых работ в конце 60-х – начале 70-х годов наращивались высокими темпами, открывались всё новые и новые месторождения, преимущественно крупные по запасам. Значительными темпами наращивалась и годовая добыча УВ. Создание научно-исследовательских центров в Новосибирске, Томске, Тюмени привело к появлению многочисленных научных школ и образованию новых направлений в количественном прогнозе нефтегазоносности.

Крупный вклад в научное обобщение материалов по геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты, в разработку теоретических проблем нефтяной геологии и геофизики внесли коллективы ВСЕГЕИ, ВНИГРИ, СНИИГТИМС, ЗапСибНИГНИ, НИИГА, ИГГ СО АН СССР, ИГиРГИ, тематических партий Главтюменьгеологии, НТГУ, ТТГУ, треста КНГР.

В пределах Западно-Сибирской равнины за 1948-1973 гг. проведены детальные и региональные геофизические работы. Вся территория равнины покрыта среднемасштабной аэромагнитной съемкой, региональными сейсмозондированиями, электроразведкой. Все это позволило при минимальных затратах в короткие сроки изучить основные особенности геологического строения, дать обоснованный прогноз распределения запасов нефти, конденсата и газа, сосредоточить поисковые и разведочные работы в наиболее перспективных районах и подготовить к эксплуатации месторождения. На основе подготовленной минерально-сырьевой базы быстрыми темпами стали развиваться нефте- и газодобывающая промышленность.

Современные представления о геологическом строении района, закономерностях размещения залежей нефти и газа содержатся в работах больших коллективов исследователей, выполненных в институтах ЗапСибНИГНИ, СНИИГТИМС, совместно с производственными и научно-исследовательскими подразделениями Главтюменьгеологии и др. К настоящему времени территория центральной части Западно-Сибирской плиты достаточно детально изучена. Вся территория плиты и складчатого обрамления засняты аэромагнитной (масштаба 1:50 000) и гравиметрической съемкой (масштаба 1:200 000). По ре-

зультатам работ составлены карты магнитного поля ( $\Delta T$ ) и карты распределения магнитных масс по минимальным глубинам залегания. Практически вся территория покрыта сейсмической съемкой масштаба 1:25 000 или 1:50000, гравиметрической и магнитной 1:200 000. На изученной территории пробурено около 4500 глубоких скважин.

### **Геохимия органического вещества Западно-Сибирской плиты.**

В комплексе методов, применяемых для поисков нефтяных и газовых залежей, важная роль принадлежит геохимическим исследованиям. Работы в этом направлении широко проводятся в Западно-Сибирской низменности с начала 50-х годов XX века. Аналитические исследования кернового материала опорных и разведочных скважин, пластовых вод, газов и нефтей выполнены в больших объемах в лабораториях Тюменского, Новосибирского и Красноярского геологических управлений, СНИИГГиМСа, ВНИГРИ, ВСЕГЕИ, НИИГА, ИГиРГИ и других организаций. Первые работы по геохимии мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности были начаты в 1949 г. во ВСЕГЕИ под руководством Н.Н.Ростовцева. В 1951г. была организована Восточная комплексная нефтегазовая экспедиция АН СССР, производившая в течение ряда лет фациально-геохимические исследования в приуральской и южной частях низменности. Ее работой руководил С.Ф.Федоров. С этого же времени проводятся аналитические исследования кернового материала опорных скважин в лабораториях Новосибирского и Тюменского геологических управлений. В 1955-1956 гг. были созданы партии по обобщению геохимических материалов и начаты тематические геохимические исследования в СНИИГГиМСе и ВНИГРИ.

После 1956 г. большое число исследований по геохимии осадочных пород, рассеянного органического вещества, нефтей и газов было выполнено в НТГУ Н.П.Запиваловым и К.А.Черниковым, в ТТГУ В.Ф.Никоновым, в СНИИГГиМСе Ф.Г.Гурари, А.Э.Конторовичем, О.Ф.Стасовой, А.С.Фомичевым,

Л.И.Богородской, во ВНИГРИ В.А.Успенским, Е.А.Дряхловой, Г.П.Сверчковым, Г.П.Парпаровой, Е.А.Рогозиной и др.

В результате этих исследований выявлены основные закономерности в распределении органического углерода, битуминозных веществ и степени их восстановленности в породах осадочного чехла на площади распространения отдельных свит и по разрезу. Отдельные сведения получены о качественном составе исходного органического вещества и степени его метаморфизма, а также рассмотрены вопросы геохимии нефтей и газов Западно-Сибирской низменности. Проведенные исследования позволили сделать вывод о существовании благоприятных условий для нефтеобразования в центральной части Западно-Сибирской низменности. В СНИИГГиМСе Ф.Г.Гурари [23, 24] один из первых применил имеющийся в то время комплекс геохимических данных для оценки перспектив нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья и других районов Западной Сибири.

Начиная с 1961 г. систематические исследования геохимии осадочных пород, рассеянного органического вещества и нефтей Западно-Сибирской низменности проводились в СНИИГГиМСе большим коллективом исследователей под руководством А.Э.Конторовича. На примере мезозойских отложений Сибири А.Э.Конторовичем, совместно с коллективом авторов, рассмотрены процессы нефтеобразования в терригенных осадочных толщах [31]. Определены средние концентрации органического вещества в породах мела, юры, триаса. Проанализирована связь закономерностей накопления органического вещества с палеоландшафтом, оценены абсолютные массы концентрированного и рассеянного ОВ (современные и исходные). Установлены катагенетические превращения органического вещества. Детально изучена геохимия мезозойских нефтей Сибири. Установлено, что в нижнеюрских отложениях самые большие массы органического вещества приурочены к внутренним впадинам Западно-Сибирской плиты, где их плотности достигают 7-15 млн.т/км<sup>2</sup>. Скорости накопления органического вещества в этих впадинах (4-6 т/км<sup>2</sup>\*год) являлись максимальными по территории всей Сибири в раннеюрскую эпоху. Органическое

вещество накапливалось как в рассеянной, так и в концентрированной формах, причем преобладающей являлась рассеянная, которая составляет 80-90% и более от общего количества органического вещества. Органическое вещество континентальных ландшафтов ранней юры имеет преимущественно гумусовую природу. Однако в отдельных районах в озерных образованиях (шеркалинская и тогурская пачки) преобладает сапропелевое ОВ. В среднеюрских отложениях схема распределения органического вещества на площади близка описанной для нижнеюрских образований. Наиболее высокие скорости его накопления (5-8 т/км<sup>2</sup>\*год) и максимальные плотности абсолютных масс (40-50 млн.т/км<sup>2</sup>) фиксируются в зонах, находящихся на значительном удалении от областей питания и испытавших длительное прогибание. ОВ захоронялось в концентрированной и рассеянной формах, преобладающей для большей части плиты являлась рассеянная. В среднеюрских областях континентальной седиментации захоронялось в основном гумусовое органическое вещество. Оно представлено гумолитами, сапрогумолитами и липоидолитами. В накоплениях зарастающих озер и болот отмечаются гумито-сапропелиты и сапропелиты.

Этими же исследователями детально освещены вопросы метаморфизма органического вещества. Степень углефикации органического вещества в базальных слоях ниже-среднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты изменяется от бурогоугольной до коксовой стадии метаморфизма, увеличиваясь от периферии к наиболее погруженным ее частям. В верхней части среднеюрских отложений, в центральных районах Западно-Сибирской плиты, метаморфизм органического вещества на значительной территории не превышает газовой, и лишь в отдельных участках – переходной от газовой к жирной стадии. Метаморфизм органического вещества на Западно-Сибирской плите следует относить к региональному статическому метаморфизму, поскольку он возникает на фоне относительно слабой тектонической активности.

Первая попытка систематизации материалов по геохимии нефтей, связанных с базальными слоями осадочного чехла, была предпринята в 1964 г. А.Э.Конторовичем, О.Ф.Стасовой и А.С.Фомичевым. Ими установлено, что

зона наиболее тяжелых нефтей пространственно тяготеет к Юганской впадине и юго-восточному склону Сургутского свода. Тяжелые и средней плотности нефти ( $>0,87 \text{ г/см}^3$ ) предполагаются на юго-западном склоне Нижневартовского свода и северном – Верхнедемьяновского. Легкие нефти с плотностью до  $0,82 \text{ г/см}^3$  получены к востоку от Колтогорского мегапрогиба. В пределах Ханты-Мансийской впадины распространены нефти средней плотности. Картина изменения содержания серы в нефтях ниже-среднеюрских отложений повторяет картину изменения плотности. По содержанию асфальто-смолистых компонентов все нефти относятся к малосмолистым, содержание их не поднимается выше 4-5%, лишь на Сургутском своде и в прилегающей к нему части Юганской впадины получены нефти с повышенными содержаниями смолистых компонентов. Зональность наблюдается и в распределении парафинов. Таким образом, анализ многочисленных материалов по геохимии ниже-среднеюрских нефтей Западной Сибири показывает, что они не образуют единую группу, а разделяются, по крайней мере, на две. Первую образуют легкие и средней плотности малосернистые, малосмолистые, высокопарафинистые, метановые и существенно метановые нефти. Зона распространения нефтей этой группы пространственно совместима с зоной развития газовых и газоконденсатных месторождений на положительных структурах Васюганской нефтегазоносной области. Вторую группу образуют более тяжелые, средней сернистости и сернистые, смолистые нефти. Наиболее яркими представителями этого типа являются нефти Юганской впадины и юго-восточного склона Сургутского свода. Состав верхнеюрских и нижнемеловых нефтей в Среднеобской нефтегазоносной области и районах, примыкающих к ней, наоборот, весьма сходен.

Первая сводка по геохимии рассеянного органического вещества, нефтей, битумов, а также малых химических элементов в мезо-кайнозойских породах Западно-Сибирской низменности опубликована в 1971г. коллективом сотрудников СНИИГГиМСа [21]. В работе детально рассмотрены особенности химического состава пород, содержание и распределение в них органического угле-

рода. На основании полученных данных определены условия осадконакопления и проведено геохимико-фациальное районирование Западной Сибири. Большое внимание уделено геохимии рассеянного органического вещества и нефтей, рассмотрены вопросы генезиса нефтей осадочного чехла Западно-Сибирской плиты.

Также вопросы особенностей накопления и преобразования рассеянного органического вещества, битумоидов, нефтей и газов в палеозойских, юрских и меловых отложениях Западной Сибири изучались большим коллективом ученых ЗапСибНИГНИ [18, 20, 55].

## 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

Фундамент Западно-Сибирской плиты представляет собой сегмент земной коры, сложенный осадочными, метаморфическими и магматическими формациями докембрия, палеозоя и эффузивно-осадочными толщами нижнего-среднего триаса. В его строении выделяются три структурно-формационных комплекса (этажа). Нижний сложен докембрийскими метаморфическими толщами кристаллических сланцев, гнейсов, кварцитов, мраморов, средний - метаморфическими орто- и метасланцами нижнего-среднего палеозоя с толщами карбонатных пород, интрузиями кислого, основного и ультраосновного состава, верхний (рифтогенный) - эффузивно-осадочными толщами нижнего-среднего триаса. Каждый структурно-формационный комплекс ограничивается угловым и стратиграфическим несогласием.

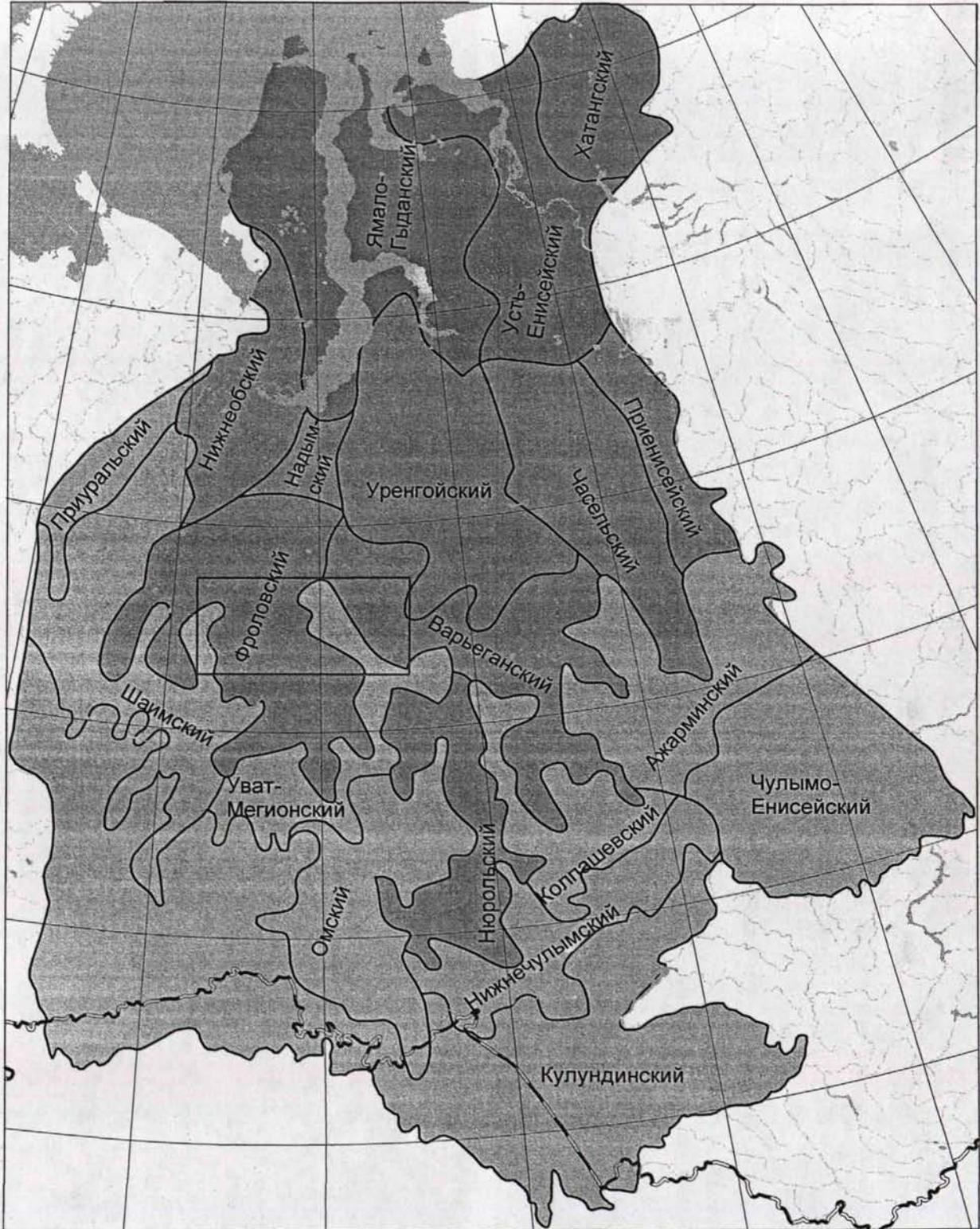
### 2.1. Стратиграфия нижней- средней юры

Нижне- и среднеюрские отложения на территории Западной Сибири распространены практически повсеместно, залегают на различных горизонтах триаса, палеозоя и докембрия, с угловым и стратиграфическим несогласием. Для них характерно падение слоев, не превышающее 1-2°. Кровля тюменской свиты в изученном районе располагается на глубинах 2500-2950м. Наиболее полные разрезы изучены в центральных частях депрессий. Фациальное районирование и стратиграфическое расчленение нижне-среднеюрских отложений произведено в соответствии с Решением 6 Межведомственного стратиграфического совещания (МРСС-2003) по мезозою Западной Сибири [46]. Территория Западно-Сибирской плиты отвечает трем седиментационным областям: морской на севере (Ямало-Гыданская), переходной от суши к морю (Обь-Тазовская) и преимущественно континентальной на юге (Обь-Иртышская). В качестве региональных стратиграфических подразделений приняты горизонты, которые для юры Западной Сибири устанавливались не на биостратиграфиче-

ской основе, а как толщи, отражающие специфические этапы осадконакопления. Границы горизонтов отвечают изменениям режима осадконакопления в стратотипической местности (Усть-Енисейский район).

Изученный район расположен в пределах двух фациальных областей, в которых различия осадочных толщ имеют фациально-генетический характер: в Обь-Тазовской нижне-среднеюрская толща сложена прибрежно- и мелководно-морскими образованиями с участием дельтовых и континентальных, в Обь-Иртышской почти исключительно континентальными. Указанные области включают четыре структурно-фациальных района: Фроловский и Варьеганский, Шаимский и Уват-Мегионский, соответственно (рис. 2.1).

Наибольшая мощность нижне-среднеюрских отложений (до 1045м) характерна для Варьеганского района, Фроловский район характеризуется разрезами меньшей мощности (до 700м). В основании юрского разреза там выделяются *береговая* и *ягельная свиты*, соответствующие зимнему и левинскому горизонтам (рис.2.2). В Шаимском районе нижнеюрские отложения отсутствуют, мощность средней юры в наиболее полных разрезах составляет всего 150м. В Уват-Мегионском районе мощность нижней- средней юры не превышает 550м., разрез нижней юры редуцирован. Выше *ягельной свиты* выделяются *котухтинская свита* (Варьеганский район), *горелая* и *шеркалинская свиты* (Фроловский район) и *шеркалинская свита* (Уват-Мегионский район). Свиты имеют одинаковое строение: каждая делится на две подсвиты, а подсвиты – на две пачки, нижняя из которых (пачка 1) представлена преимущественно песчаными породами (региональный резервуар), а верхняя (пачка 2) – глинистыми (региональный флюидоупор). Пачки соответствуют горизонтам в региональной части стратиграфической схемы и имеют собственные названия. Перекрывающая эти отложения *тюменская свита* во всех районах подразделяется на три подсвиты, соответствующие вымскому, леонтьевскому и малышевскому горизонтам; во Фроловском и Варьеганском районах подсвиты тюменской свиты имеют собственные синонимические названия – нижняя *толькинская*, средняя *сандибинская*, верхняя *надымская*. В связи с неоднозначно-



200 0 200 400 километры

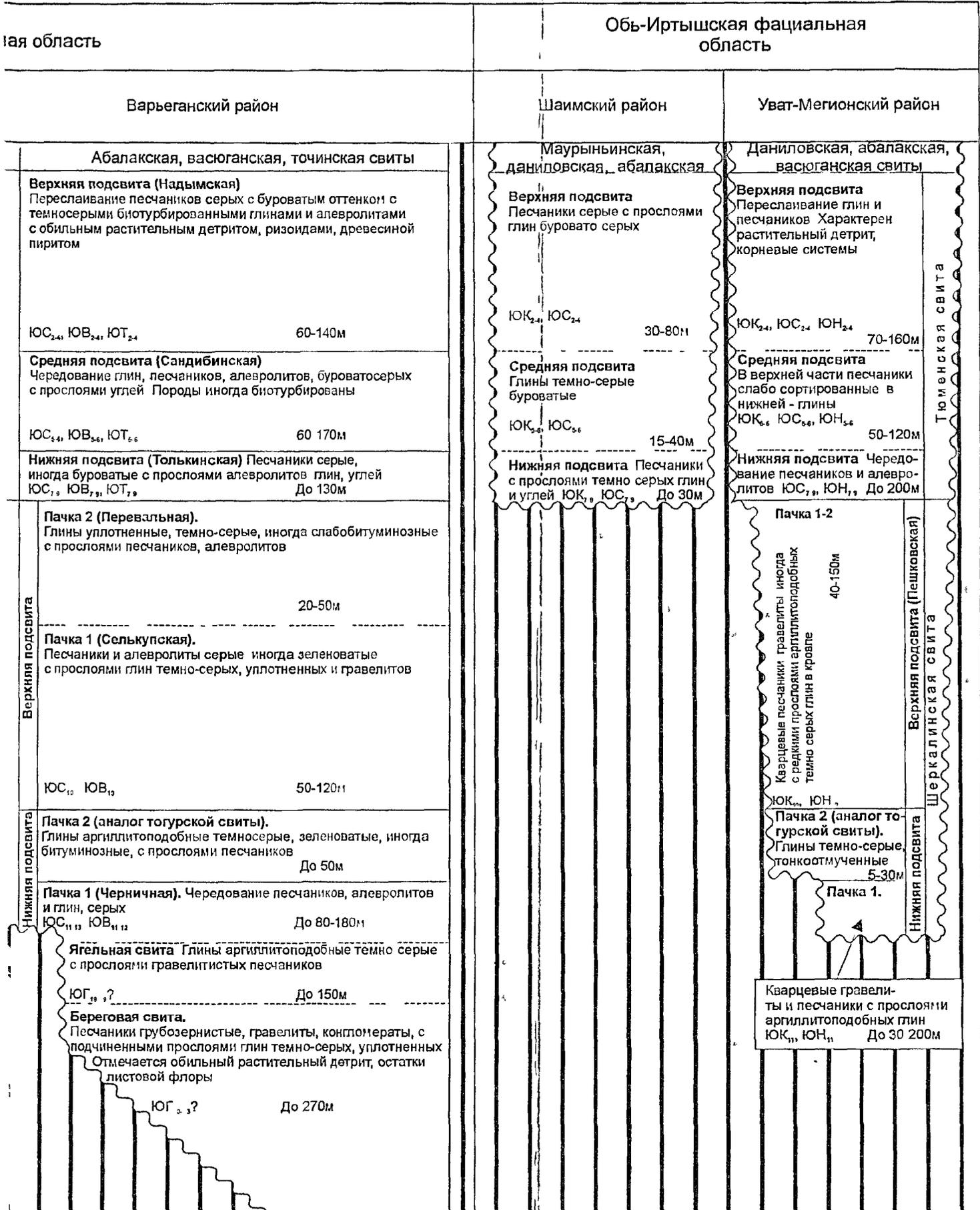
Фациальные области

- Обь-Иртышская (область континентального седиментогенеза)
- Обь-Тазовская (область переходного седиментогенеза)
- Ямало-Гыданская (область морского седиментогенеза)
- Граница Российской Федерации
- Граница изученной территории

Рис. 2.1. Схема структурно-фациального районирования нижней и средней юры (без келловей) Западной Сибири (Решение..., 2004)

Общая шкала				Региональные стратиграфические подразделения	Обь-Тазовская фациаль				
Система	Отдел	Ярус	Подярус	Горизонт	Фроловский район				
Юрская	Средний	Батский	Верхний	Васюганский	Даниловская, абалакская, васюганская свиты				
			Средний	Малышевский	Тюменская свита	Верхняя подсвита (Надымская) Переслаивание глин серых, темно-серых, биотурбированных с глинистыми песчаниками и алевролитами. Характерен растительный детрит, пирит, ризоиды ЮК <sub>2,4</sub> , ЮС <sub>2,4</sub> , ЮВ <sub>2,4</sub> , ЮН <sub>2,4</sub> 30-140м			
			Нижний			Средняя подсвита (Сандибинская) Неравномерное чередование глин с алевролитами. Отмечаются прослои углей ЮК <sub>3,5</sub> , ЮС <sub>3,5</sub> , ЮВ <sub>3,5</sub> , ЮН <sub>3,5</sub> 30-110м			
		Верхний	Леонтьевский	Нижняя подсвита (Толькинская) Переслаивание песчаников и алевролитов ЮК <sub>7,8</sub> , ЮС <sub>7,8</sub> , ЮВ <sub>7,8</sub> , ЮН <sub>7,8</sub> До 110м					
		Байосский	Верхний	Вымский	Лайдинский	Шеркалинская свита	Верхняя подсвита (Тугровская) Пачка 2 (Радомская) Глины аргиллитоподобные прослоями битуминозные Сейсмогоризонт ТЗ 15-70м	Горелая свита	Верхняя подсвита (Тугровская) Пачка 2 (Радомская) Глины аргиллитоподобные прослоями битуминозные, углистые с прослоями песчаников 15-30м
			Нижний						
	Ааленский	Верхний	Надояхский	Китербютский	Нижняя подсвита Пачка 2 (аналог тогурской свиты). Глины темно-серые, тонкоотмученные 5-30м	Верхняя подсвита Пачка 2 (аналог тогурской свиты). Глины темно-серые, тонкоотмученные 20-30м	Нижняя подсвита Пачка 1. Глины темно-серые, алевролиты с прослоями песчаников и гравелитов ЮС <sub>11,12</sub> , ЮВ <sub>11,12</sub> до 80м		
		Нижний						Шараповский	Пачка 1. Кварцевые гравелиты и песчаники с прослоями глин темно-серых, аргиллитоподобных ЮК <sub>11</sub> , ЮН <sub>11</sub> 30-200м
	Нижний	Тоарский	Верхний	Левинский	Зимний	Верхняя подсвита Пачка 1. Кварцевые гравелиты и песчаники с прослоями глин темно-серых, аргиллитоподобных ЮК <sub>11</sub> , ЮН <sub>11</sub> 30-200м	Горелая свита	Верхняя подсвита (Тугровская) Пачка 1. Переслаивание глин темно-серых, с песчаниками, алевролитами, углями ЮС <sub>10</sub> , ЮВ <sub>10</sub> 50-70м	
			Нижний						Шараповский
		Плинсбахский	Верхний	Левинский	Зимний	Нижняя подсвита Пачка 1. Кварцевые гравелиты и песчаники с прослоями глин темно-серых, аргиллитоподобных ЮК <sub>11</sub> , ЮН <sub>11</sub> 30-200м	Верхняя подсвита Пачка 2 (аналог тогурской свиты). Глины темно-серые, тонкоотмученные 20-30м	Нижняя подсвита Пачка 1. Глины темно-серые, алевролиты с прослоями песчаников и гравелитов ЮС <sub>11,12</sub> , ЮВ <sub>11,12</sub> до 80м	
			Нижний						Шараповский
		Синеморский	Верхний	Зимний	Зимний	Нижняя подсвита Пачка 1. Кварцевые гравелиты и песчаники с прослоями глин темно-серых, аргиллитоподобных ЮК <sub>11</sub> , ЮН <sub>11</sub> 30-200м	Верхняя подсвита Пачка 2 (аналог тогурской свиты). Глины темно-серые, тонкоотмученные 20-30м	Нижняя подсвита Пачка 1. Глины темно-серые, алевролиты с прослоями песчаников и гравелитов ЮС <sub>11,12</sub> , ЮВ <sub>11,12</sub> до 80м	
			Нижний						Шараповский
	Геттангский	Верхний	Зимний	Зимний	Нижняя подсвита Пачка 1. Кварцевые гравелиты и песчаники с прослоями глин темно-серых, аргиллитоподобных ЮК <sub>11</sub> , ЮН <sub>11</sub> 30-200м	Верхняя подсвита Пачка 2 (аналог тогурской свиты). Глины темно-серые, тонкоотмученные 20-30м	Нижняя подсвита Пачка 1. Глины темно-серые, алевролиты с прослоями песчаников и гравелитов ЮС <sub>11,12</sub> , ЮВ <sub>11,12</sub> до 80м		
		Нижний						Шараповский	Пачка 1. Кварцевые гравелиты и песчаники с прослоями глин темно-серых, аргиллитоподобных ЮК <sub>11</sub> , ЮН <sub>11</sub> 30-200м
						? Ягельная свита. Глины аргиллитоподобные темно-серые с подчиненными прослоями гравелесчаников и алевролитов 30-50м			
						? Береговая свита ЮК <sub>12</sub> , ЮН <sub>12</sub> 30-100м			
					Песчаники с прослоями гравелитов и алевролитов				

Рис. 2.2. Фрагмент корреляционной региональной стратиграфической схемы



нижне-среднеюрских (без келловей) отложений Западной Сибири. (Решения..., 2004)

стью отношения разных исследователей к выделяемым свитам, описание будет проводится по стратиграфическим горизонтам, которые большинством геологов понимаются однозначно. Стратиграфическая схема района работ приведена на рис. 2.2. Необходимо отметить, что зимний и левинский горизонты на территории исследования отсутствуют.

**Шараповский горизонт** распространен в прогнутой части территории и является базальным. Представлен нижней пачкой серии нижнеюрских подсвит (рис. 2.2). Залегаet со стратиграфическим несогласием на породах доюрского основания. В целом горизонт представлен преимущественно песчаниками (пласты Ю<sub>11-13</sub>), чередующимися с алевролитами и глинами [26, 28]. В нижней части обычно встречаются прослой гравелитов и конгломератов. Мощность шараповского горизонта меняется в зависимости от палеорельефа и регионального уклона дна осадочного бассейна. Наибольшие ее значения достигают 75-100м в центральной части Ярсомовского прогиба. Керном охарактеризован и изучен в трех скважинах: Тундринской-37, Западно-Котухтинской-150 и Кечимовской-153 (табл. 2.1).

**Китербютский горизонт** залегает согласно на породах шараповского горизонта или на фундаменте и развит на несколько большей площади. В стратиграфических схемах часто фигурирует как маркирующая «тогурская свита (пачка, толща или её аналоги)» [46]. Представлен морскими, лагунными, озерными темно-серыми тонкоотмученными глинами и аргиллитами, иногда битуминозными, с тонкими линзами и прослоями алевролита с редким растительным детритом. Отмечаются зеркала скольжения, зоны смятия. Мощность тогурской пачки колеблется в пределах 5-50м, в среднем около 30м. Горизонт не охарактеризован керновым материалом эталонных скважин, и изучен по результатам предыдущих исследований.

**Надояхский горизонт** распространен шире китербютского, но также отсутствует на приподнятых участках Краснолененского, Сургутского и Нижневартовского сводов, а также на некоторых локальных поднятиях. Он является базальным на большей части Ляминского вала и на участках Средненазымской

Таблица 2.1

Охарактеризованность горизонтов нижней- средней юры керновым материалом эталонных скважин

Площадь	Скв.	Интервалы отбора керна	Кол-во образцов							
			общее	MI	Ln	Vm	Ld	Nd	Kt	Shr
Восточно-Рогожниковская	739	2529-2541, 2553-2564, 2577,5-2589,7, 2589,7-2599,3	62	62						
Сосновская	743	2532-2546, 2546-2560, 2560-2574, 2587-2601	40	40						
Верхнелеямнинская	7502	2892-2899, 2899-2907, 2907-2915, 2915-2923	43			43				
Верхнелеямнинская	556	2893-2905, 2905-2918, 2918-2931, 2991-3003, 3046,5-3060, 3050-3072,4, 3072,4-3083,9	106	69		37				
Восточно-Мытаяхинская	565	3041,5-3054, 3054-3066,5, 3066,5-3075,5, 3066,5-3075,5, 3075,5-3088,5, 3088,5-3099,5	56			56				
Южно-Студеная	3403	2937-2949,5, 2949,5-2961,5, 2961,5-2973,5, 2973,5-2986, 2986-2998,5, 2998,5-3011, 3011-3023, 3029,0-3032,5, 3185-3197,5, 3197,5-3209,5, 3209,5-3221,5	108	77		15	16			
Тундринская	37	2916,5-2923,5, 2923,5-2930,5, 2930,5-2936,5, 2936,5-2942,5, 2972-2979, 2979-2983, 3286-3292,5	43	38						5
Кониглорская	5022	2897-2909, 3152,5-3164,5, 3164,5-3178,2	37	1			15	21		
Урьевская	21	2882-2894, 2919-2931, 2939-2949, 2985-2995	85		31	54				
Ключевая	172	2962-2970, 3011-3017, 3062-3070, 3112-3120, 3161-3169	35			20		15		
Кечимовская	153	3217-3225,5, 3225,5-3232,5, 3249-3259, 3259-3269,7, 3269,7-3279, 3279-3287,8, 3287,8-3297,5, 3337-3346, 3347-3357,7, 3360-3369, 3374-3379, 3440-3445, 3445-3450, 3450-3457	102			23	23	48		8
Кечимовская	155	3256-3263, 3263-3270, 3270-3277, 3277-3283, 3283-3289, 3375-3378	11					11		
Западно-Котухтинская	150	3052-3061, 3061-3062,5, 3062,5-3069,5, 3069,5-3077, 3190-3200, 3290-3300, 3390-3400, 3490-3500, 3590-3601	132	67		35		12		18
Тевлинско-Русскинская	50	3037-3053, 3203-3210, 3210-3218, 3233-3240, 3240,0-3248, 3263-3270, 3270-3278, 3293-3308, 3323-3338, 3353-3363, 3383-3398, 3413-3428	71	12	6	33	7	13		
Нонг-Еганская	195	3263-3268,4, 3272,4-3277,8, 3277,8-3283,2,	11					11		

структурной ступени, склонах Сургутского и Нижневартовского сводов. Сложен преимущественно песчаниками светло-серыми мелко- среднезернистыми с прослоями гравелитов и конгломератов, черных маломощных углистых аргиллитов. Во Фроловском районе на этом уровне выделена пачка 1 верхней (тугровской) подсвиты шеркалинской и горелой свит, в Варьеганском районе – селькупская свита (1 пачка верхней подсвиты котухтинской свиты). Селькупская свита представлена дельтовыми, лагунно-озерными, мелководноморскими и аллювиальными переслаивающимися песчаниками серыми, светло-серыми мелко- и крупнозернистыми, иногда крупно-косослоистыми, с прослоями гравелитов, конгломератов, алевролитов и аргиллитов. На территории Западной Сибири горизонт включает группу пластов Ю<sub>10</sub> (в классификации тюменских геологов). Мощность горизонта изменяется в широких пределах, и в полном объеме составляет в среднем около 100м. Изучен по керновому материалу следующих скважин: Западно-Котухтинская-150, Кечимовская-153, Кечимовская-155, Ключевая-172, Конитлорская-5022, Нонг-Еганская-195, Тевлинско-Русскинская-50 (табл. 2.1).

**Лайдинский горизонт** – радомская пачка во Фроловском районе, перевальная в Варьеганском, – относится уже к среднеюрским отложениям; принят в объеме верхней части нижнего и нижней части верхнего аалена. Распространен практически повсеместно, отсутствует лишь на возвышенных локальных поднятиях. На надояхском горизонте залегает согласно. В составе преобладают глины уплотненные аргиллитоподобные, темно-серые, прослоями битуминозные, а также темно-серые плотные аргиллиты, тонкоплитчатые с зеркалами скольжения. Иногда отмечаются маломощные прослои крупнозернистых алевролитов и песчаников, по напластованию – растительный детрит. Мощность отложений достигает 40м. Геохимическое изучение горизонта произведено по керну четырех скважин: Кечимовской-153, Конитлорской-5022, Тевлинско-Русскинской-50, Южно-Студеной-3403.

**Вымский горизонт** соответствует нижней подсвите тюменской свиты. Это, главным образом, переслаивание песчаников и алевролитов, в меньшей

мере аргиллитов, с линзами и пропластками углей. Во Фроловском и Варьеганском районах – толькинская свита, – прибрежно- и мелководно-морские, дельтовые, лагунные, озерно-аллювиально-болотные серые, светло-серые мелко-среднезернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты с прослоями темно-серых аргиллитов и мелкозернистых глинистых алевролитов, с пластами углистых аргиллитов и углей. Горизонт включает песчаные пласты Ю<sub>7.9</sub>. Мощность отложений достигает 200м (Уват-Мегионский район), в среднем около 70м. Горизонт достаточно хорошо представлен керновым материалом (9 скважин – Верхнеляминские-556, 7502, Восточно-Мытаяхинская-565, Южно-Студеная-3403, Урьевская-21, Ключевая-172, Кечимовская-153, Западно-Котухтинская-150, Тевлинско-Русскинская-50).

**Леонтьевский горизонт** (средняя подсвита тюменской свиты) характеризуется преобладанием глинисто-алевритовых пород, не повсеместно развиты песчаные пласты группы Ю<sub>5-6</sub>. В Обь-Тазовской фациальной области выделена сандибинская свита (рис. 2.2)– мелководно- и прибрежно-морские, лагунные темно-серые, коричневатые аргиллиты с прослоями алевролитов и мелкозернистых песчаников, с пакетами тонкого чередования аргиллитов и алевролитов. В Обь-Иртышской области горизонт представлен лагунными, озерными, болотными, озерно-аллювиальными и дельтовыми мелкозернистыми глинистыми алевролитами, аргиллитами, пакетами флишоидов, прослоями песчаников и крупнозернистых алевролитов с пластами углей и углистых пород. Мощность отложений изменяется главным образом в пределах 30-80м, максимальные значения характерны для Варьеганского района (рис. 2.2). Керном охарактеризован по двум скважинам: Урьевской, 21 и Тевлинско-Русскинской, 50.

**Малышевский горизонт** (верхнетюменская подсвита). На территории Западной Сибири представлен преимущественно переслаиванием песчаников с глинами темно-серыми биотурбированными и алевролитами. Характерен обильный растительный детрит и прослои углей различной мощности, ризоиды, пирит. В Обь-Тазовской фациальной области соответствует надымской свите. Горизонт включает группы песчаных пластов Ю<sub>2-Ю4</sub>, которые обычно

хорошо прослеживаются в разрезах скважин. Мощность на изученной территории составляет 30-160м. Малышевский горизонт наиболее полно охарактеризован керновым материалом (скв. Восточно-Рогожниковская, 739, Сосновская, 743, Верхнеляминская, 556, Южно-Студеная, 3403, Тундринская, 37, Конитлорская, 5022, Западно-Котухтинская, 150, Тевлинско-Русскинская, 50).

Тюменская свита перекрывается морскими отложениями верхнего бата – келловей – нижневасюганским горизонтом. В Центральной части Западно-Сибирской плиты ему соответствуют нижние подсвиты абалакской и васюганской свит. Это аргиллиты и глины аргиллитоподобные, темно-серые, тонкоотмученные, с редкими прослоями алевролитов и песчаников. Мощность меняется в пределах 5-30м, в среднем около 10м. Эти породы представляют собой региональный флюидоупор, обладающий способностью удерживать скопления УВ в ловушках малышевского горизонта.

## 2.2. Тектоника

Западно-Сибирская низменность представляет собой молодую платформу, или плиту, в строении которой выделяется три структурных этажа – нижний (фундамент), промежуточный (триасовый), и верхний (платформенный чехол). Некоторые исследователи рассматривают промежуточный этаж в составе верхней части фундамента. Платформенный чехол образован пологозалегающими слабодислоцированными отложениями мезозоя и кайнозоя.

По современным представлениям в геологической истории Западно-Сибирской плиты выделяются два этапа: рифейско-палеозойский (ранний неогей) и мезозойско-кайнозойский (поздний неогей) [17]. В рифейско-палеозойский этап проявились четыре тектономагматических цикла, в результате которых образовались покровно-складчатые системы байкальского, салаирского, каледонского и герцинского циклов. К концу палеозойского периода эта территория представляла собой гетерогенное складчато-глыбовое горное сооружение, входящее в состав Урало-Монгольского складчатого пояса (рис.

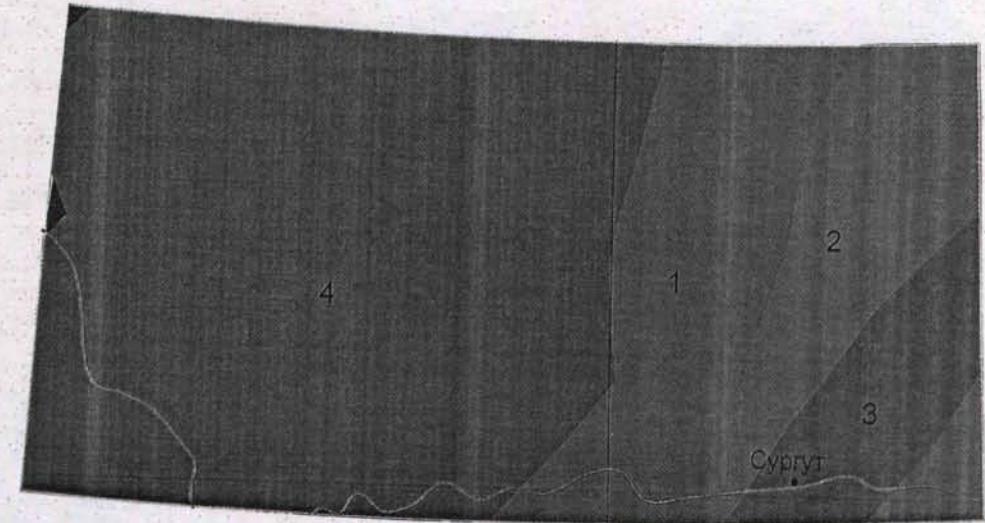
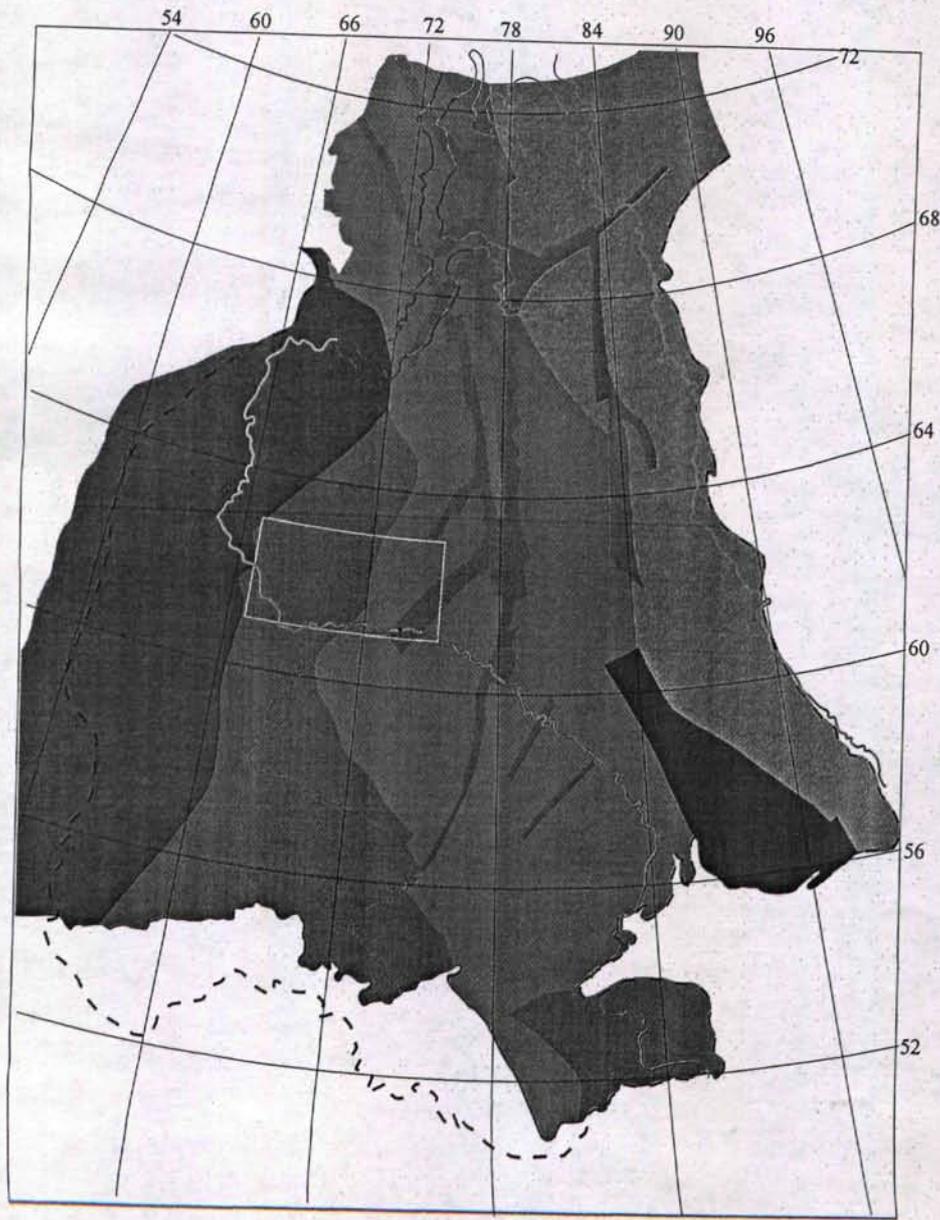
2.3). В раннем мезозое огромные пространства Арктики и Северной Атлантики были охвачены рифтогенезом, на территории Сибири с ним связано образование Западно-Сибирской континентальной раннетриасовой рифтовой системы [51].

В пределах изученной территории фундамент сложен тремя разновозрастными группами образований: каледонидами, представленными Уват-Хантымансийским массивом, герцинидами Центрально-Западносибирского блока (Сургутско-Пурпейский инверсионный антиклинорий и Югано-Покурская впадина) и раннетриасовым Аганским рифтом (рис. 2.3). Эти разновозрастные по времени консолидации тектонические блоки граничат между собой по зонам разломов, четко выраженных в гравитационном и магнитном аномальных полях, а по данным ГСЗ – и в глубинной структуре земной коры.

Платформенный чехол по особенностям развития, распространения и состава осадков подразделяется на три структурных этажа: нижне-, средне- и верхнеплитный. Объектом исследования настоящей работы является нижнеплитный комплекс, охватывающий ниже-среднеюрские отложения.

Сформированные тектоническими циклами и рифтогенезом структурные элементы в зависимости от их возраста и степени эрозии находят отражение как в рельефе поверхности доюрского фундамента, так и в структуре платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. Тектонические движения в орогенных системах после завершения складчатости не затухали, а в ослабленной форме проявлялись в течение 150-200 млн. лет [52, 59]. Для зон герцинид время между завершением складчатости и началом формирования платформенного чехла не превышает 40 млн. лет, для каледонид – около 140 млн. лет. Поэтому структурный план мезозойских отложений, особенно нижнеплитного структурного этажа, в зоне герцинской и каледонской складчатостей Западно-Сибирской плиты наиболее интенсивно формировался под воздействием унаследованных движений складчатых структур фундамента.

Наиболее ярко в структуре нижнеплитного этажа и всего платформенного чехла, в соответствии с принципом унаследованности, отражены структурные зоны, образованные рифтогенезом в раннем триасе. К ним, прежде всего,



Условные обозначения

- |   |   |   |  |
|---|---|---|--|
|    | Уральский блок герцинид                   |    | Государственная граница Российской Федерации   |
|   | Центрально-Западносибирский блок герцинид |   | Граница Западно-Сибирской плиты                |
|  | Казахстанско-Салымский блок каледонид     |  | Граница района работ                           |
|  | Алтае-Саянский блок салаирид              | <b>Структурные элементы фундамента:</b>   |  |
|  | Енисейский блок байкалид                  | 1   | Сургутско-Пурпейский инверсионный антиклинорий |
|  | Рифты раннего триаса                      | 2   | Югано-Покурская впадина                        |
|   |   | 3   | Аганский рифт (ранний триас)                   |
|   |   | 4   | Уват-Хантымансийский массив                    |

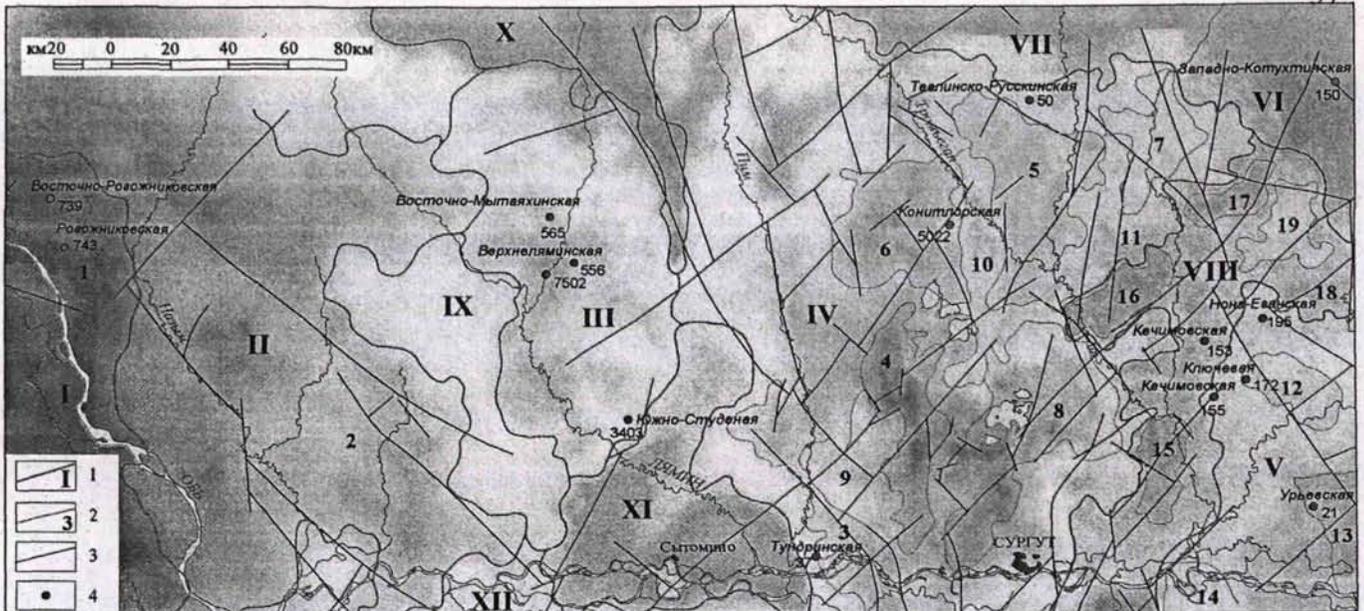
Рис. 2.3. Тектоническая схема фундамента Западно-Сибирской плиты (по О.Г. Жеро и др., 1981)

относятся надрифтовые желоба и межрифтовые поднятия. В юго-восточной части изученной территории проявлен Аганский надрифтовый желоб. Он имеет сложное строение. Основная его часть простирается в юго-западном направлении и является ответвлением Колтогорско-Уренгойского. Зоны надрифтовых желобов в раннесреднеюрское время унаследовано прогибались, между желобами были сформированы межрифтовые поднятия. К числу таких поднятий относятся Сургутское и Нижневартовское. Формирование структур типа надрифтовых желобов и разделяющих их поднятий происходило с разной интенсивностью не только в раннесреднеюрское время, но и на протяжении всего мезозоя и кайнозоя.

Изученная территория относится к Центральной тектонической области Западно-Сибирской плиты, где преобладают замкнутые структуры I и II порядков типа сводов, мегавалов, валов, куполовидных поднятий, мегавпадин, мегапрогибов, впадин и прогибов. Своды и мегавалы имеют амплитуду по поверхности фундамента преимущественно 400-600м, при этом вверх по разрезу амплитуда их уменьшается примерно в 10 раз по отложениям верхнего мела и палеогена. Локальные поднятия являются конседиментационными, в большинстве случаев также отмечается снижение темпов их относительного роста по мере накопления осадочного чехла. Преобладают северо-западные и северо-восточные простирания осей положительных структур I и II порядков.

Основные унаследованные структурные элементы мезо-кайнозойского чехла представлены на структурно-тектонической схеме по отражающему горизонту А (рис 2.4). Карта составлена по материалам отчетов [60, 61], с использованием тектонических построений А.В.Паршина и А.Е.Еханина (СНИИГГиМС).

В пределах района наиболее высокое гипсометрическое положение занимает Красноленинский свод, где на Рогожниковской площади доюрские образования вскрыты на абсолютной отметке -2400м. Свод оконтуривается изогипсой -2700 и имеет амплитуду около 300м. В пределах территории исследо-



- 1 - границы структур первого порядка,  
 2 - границы структур второго порядка,  
 3 - разломы,  
 4 - изученные (эталонные) скважины

	Структуры		
	I порядка	II порядка	
I	Красноленинский свод	Рогожниковское куполовидное поднятие	1
II	Среднеазымская структурная ступень	Западно-Ляминская зона поднятий	2
III	Ляминский вал (Среднеляминский и Ай-Пимский валы)		
IV	Сургутский свод	Пимский вал	3
		Минчимкинский вал	4
		Тевлинский вал	5
		Вэнглинский структурный мыс	6
		Ягунское куполовидное поднятие	7
		Федоровское куполовидное поднятие	8
		Пилогинский прогиб	9
V	Нижневартовский свод	Восточно-Вэнглинский прогиб	10
		Западно-Ягунский прогиб	11
		Покачевский вал	12
VI	Северо-Вартовская ступень	Северо-Покурский структурный мыс	13
		Локосовский структурный мыс	14
VII	Северо-Сургутская ступень		
VIII	Ярсомовский мегапрогиб	Еловый прогиб	15
		Южно-Ягунский прогиб	16
		Южно-Грибной прогиб	17
		Южно-Ватьеганский прогиб	18
		Ватьеганское куполовидное поднятие	19
IX	Балинская впадина		
X	Вынглорская впадина		
XI	Тундринская впадина		
XII	Ханты-Мансийская впадина		

Рис. 2.4. Структурно-тектоническая схема изученного района (по материалам А.В. Паршина)

вания осложнен структурой II порядка – Рогожниковским куполовидным поднятием.

Далее к востоку располагается Средненазымская структурная ступень. В ее пределах отчетливо выделяется приподнятый, ограниченный разломами блок, где кровля доюрских образований картируется на глубинах от -2800м на осложняющих его куполах, до -3150 м в локальных опусканиях. В структуре чехла этому приподнятому блоку соответствует Западно-Ляминская зона поднятий.

Восточнее, отделяясь Балинской впадиной, расположен Ляминский вал, оконтуривающийся изогипсой -3200м по подошве юрских отложений. Амплитуда поднятия составляет 350м. В структуре мезозойского чехла ему соответствуют Среднеляминский и Ай-Пимский валы.

Сургутский свод расположен в центральной области изученной территории. Он имеет амплитуду около 700м и ограничивается изогипсой -3350. Наиболее высокое гипсометрическое положение кровли доюрских образований зафиксировано сейсморазведкой на глубине -2650 м в пределах Вачимской и Быстринской площадей. Склон осложняется рядом структурных элементов II порядка (Пимский, Минчимкинский валы и разделяющий их Пилюгинский прогиб, Вэнглинский структурный мыс и Тевлинский вал, разделенные Восточно-Вэнглинским прогибом, Ягунское и Федоровское куполовидные поднятия, Западно-Ягунский прогиб) и самостоятельными локальными поднятиями. Структуры II порядка имеют амплитуду от 100 до 450м. и, в свою очередь, также осложнены локальными поднятиями. Амплитуды локальных поднятий редко превышают 50 метров.

Юго-восточную часть территории занимает северный склон Нижневартовского свода, граница которого здесь проводится по изогипсам -3350 и -3400м. Эта часть свода осложнена структурами II порядка - Покачевским валом, Северо-Покурским и Локосовским структурными мысами. Между Покачевским валом и Северо-Покурским с. м. расположена Урьевская группа локальных поднятий. В пределах структур второго порядка выделяется ряд локальных поднятий с амплитудами 50-100м.

Крайнюю северо-восточную часть территории занимает Северо-Вартовская ступень (терраса), в пределах которой кровля доюрских образований погружается в северо-восточном направлении с глубины -3400 до -3650 метров. На севере эта структура смыкается с Северо-Сургутской моноклиной (ступенью). Для Северо-Вартовской ступени характерно развитие преимущественно мелких незамкнутых структур типа заливов и мысов.

Положительные структуры первого порядка разделены крупными депрессиями с глубинами погружения кровли фундамента от -3400 до -3900м. Это Балинская, Вынглорская, Тундринская и Ханты-Мансийская впадины и Ярсомовский мегапрогиб.

Балинская впадина разделяет Средненазымскую структурную ступень и Ляминский вал, амплитуда ее около 200м. В приосевой части присутствуют единичные малоамплитудные локальные поднятия. Ханты-Мансийская впадина расположена к юго-востоку от Средненазымской структурной ступени. На изученной территории она представлена только незначительной северной частью, на северо-востоке переходит в Тундринскую впадину. Максимальные глубины погружения поверхности фундамента в Тундринской впадине достигают -3900м, амплитуда около 550м. Вынглорская впадина, как и Ханты-Мансийская, в изученный район входит только частично, имеет амплитуду около 300м и в приосевой части достигает глубин -3850м. Вынглорская, Тундринская и Ханты-Мансийская впадины соответствуют зоне контакта двух разновозрастных тектонических блоков фундамента – Уват-Хантымансийского массива и Сургутско-Пурпейского антиклинория.

Ярсомовский мегапрогиб, разделяющий Сургутский и Нижневартовский своды, ограничивается изогипсой -3350м. Он протягивается с юго-запада на северо-восток, где раскрывается в Северо-Вартовскую ступень. В наиболее прогнутых его частях, выделяемых как Еловый, Южно-Ягунский, Южно-Грибной и Южно-Ватьеганский прогибы, кровля доюрского фундамента погружается на глубину более 3500 метров. Крайнюю северо-восточную часть мегапрогиба осложняет положительная структура второго порядка – Ватьеган-

ское к. п. Ярсомовский мегапрогиб осложнен многочисленными локальными поднятиями. В большинстве случаев они оконтуриваются изогипсами -3350 и -3400, а амплитуды поднятий редко превышают 50 метров.

**Дизъюнктивная тектоника** Западно-Сибирской плиты изучена несравненно хуже, чем пликативная. По протяженности и соотношению с пликативными структурами все выявленные нарушения условно могут быть разделены на локальные, соизмеримые со структурами III порядка, и более крупные – региональные. Разрывы, осложняющие структуры III порядка, выделяются преимущественно по данным детальной площадной сейсморазведки и материалам бурения. Более крупные по протяженности разрывные нарушения устанавливаются в основном по комплексу данных грави-магниторазведки, региональной сейсморазведки и геоморфологии.

Поскольку основная масса выявленных в настоящее время разрывных нарушений устанавливалась по косвенным признакам, не представляется возможным охарактеризовать такие их свойства, как величина, направление и угол смещения, ширина зоны дробления и т.п. Количественно можно оценить лишь протяженность и ориентировку нарушений. Длина разломов, проявляющихся в фундаменте и не проникающих в осадочный чехол, изменяется от 5 до 360км, преобладают разрывы протяженностью 30-90км. [25]. Разрывы в фундаменте, проникающие в осадочный чехол не выяснено, имеют протяженность от 10 до 290 км; преобладающими являются нарушения длиной от 30 до 80км. Протяженность разрывов, затухающих в различных горизонтах чехла, изменяется от 10 до 240км, преобладающее их количество имеет длину 90-190км. В целом по всем группам дизъюнктивных нарушений длины разрывов изменяются от 5 до 450км, преобладают разрывы протяженностью от 10 до 80км. Отдельные разрывы часто группируются в крупные зоны, протягивающиеся на значительные расстояния. Зоны представлены многочисленными нарушениями различной длины, удаленными друг от друга на небольшие расстояния.

Ориентировка разрывов различная. В основном нарушения имеют следующие направления: северо-западное, северо-восточное, субмеридиональное

и субширотное. Амплитуды выявленных детальной сейсморазведкой локальных разрывов варьируют в широких пределах – от десятков до нескольких сотен метров. Наибольшую амплитуду все выявленные нарушения имеют по поверхности фундамента, уменьшаясь вверх по разрезу. Так, амплитуда некоторых сбросов по поверхности фундамента достигает 300м, а по подошве палеоценовых отложений вертикального смещения не отмечается. Таким образом, в нижних горизонтах чехла проявляется значительно большее количество разрывов, чем в более молодых отложениях. В зоне многих выявленных дизъюнктивных нарушений на приподнятых крыльях мощность мезозойских отложений уменьшается.

Обращает на себя внимание достаточно тесная связь планового положения разрывных нарушений с ориентировкой, размерами и формой пликативных структур различных порядков. Так, в районе Сургутского и Нижневартовского сводов намечается четкое совпадение простирания структур с субмеридиональными ( $340-20^\circ$ ) разрывами в фундаменте, проникающими в чехол, и с аналогичными выявленными только по поверхности разрывными нарушениями северо-восточной ( $30-70^\circ$ ) и субширотной ( $70-90^\circ$ ) ориентировки.

### 2.3. Литолого-фациальная характеристика и палеогеография ранней и средней юры центральной части Западно-Сибирской плиты

Начало формирования осадочного чехла Западно-Сибирской плиты соотносится со временем завершения раннетриасовых рифтогенных процессов и постепенного заполнения осадками с севера на юг разрастающейся топографической мегавпадины начиная со среднего триаса. Дифференцированное тектоническое прогибание фундамента предопределило фациальные неоднородности нижней – средней юры. Так, надрифтовые желоба и прогибы являлись тектоническими структурами, по которым происходил транзит терригенного материала с межрифтовых горных сооружений в область морской седиментации, в окраинной зоне которой формировались дельты, бары, эстуарии, заливы,

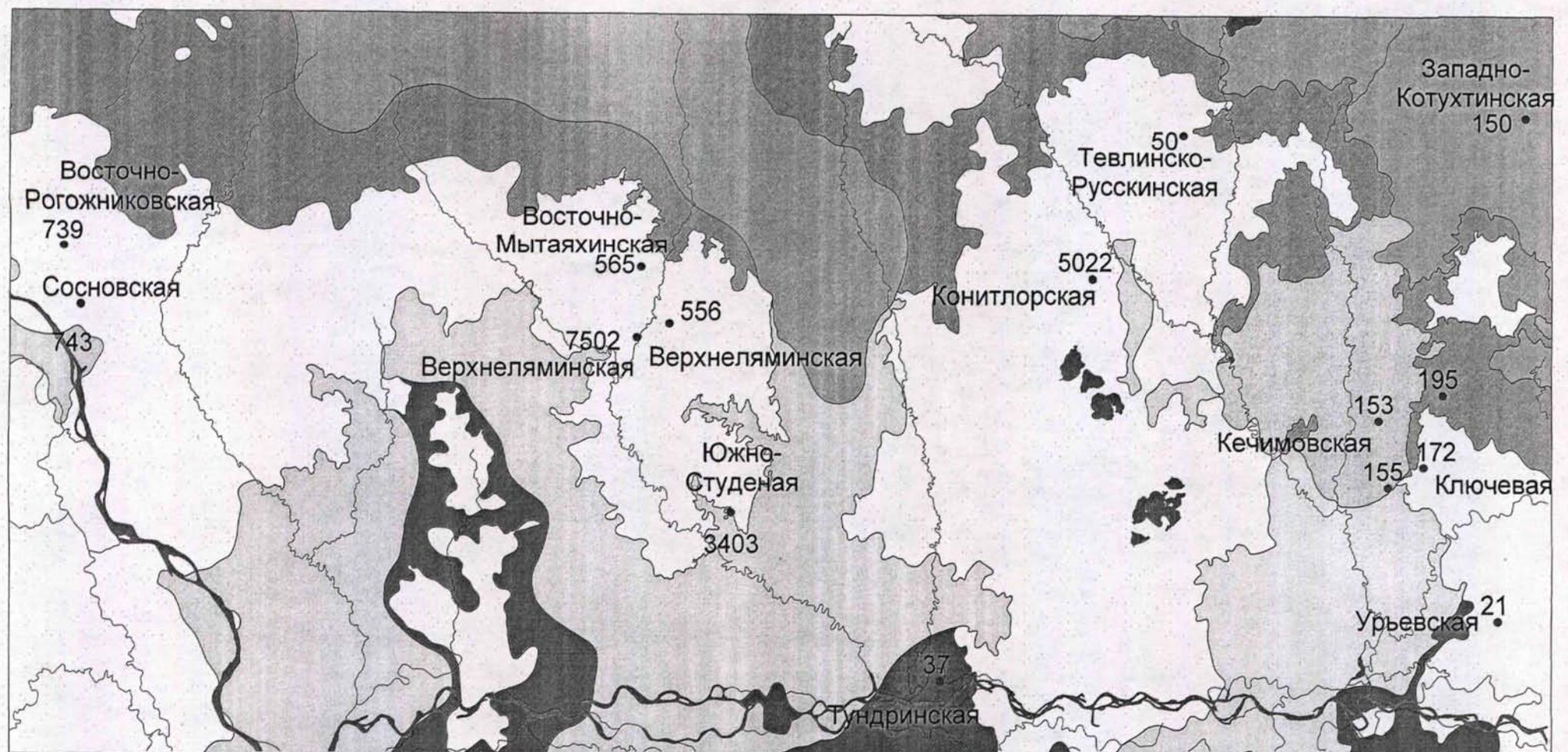
подводные возвышенности. В результате в отложениях нижней – средней юры формировались в основном ловушки неструктурного типа. По этим же отрицательным структурам при трансгрессиях происходило активное проникновение моря в пределы континентальной части плиты и формировались нефтематеринские и экранирующие породы. Межрифтовые поднятия, как более устойчивые, контролировали сток терригенного материала в области седиментации.

На территории исследований в течение всей ранней юры существовал сильно расчлененный рельеф. Осадконакопление контролировалось основными крупными единицами палеорельефа: Красноленинской, Верхнеляминской, Сургутской и Вартовской горными системами, другими нагорьями, равнинами и впадинами между ними.

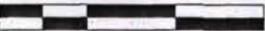
На протяжении ранней и средней юры на территории Сибири существовал теплый безморозный равномерно влажный климат с обильными атмосферными осадками, близкий современному субтропическому и палеоумеренному гумидному, способствовавший развитию как химического, так и механического выветривания в области питающих провинций, пышному развитию наземной растительности, полноводности рек.

*Шараповская регрессия* конца позднего плинсбаха обусловила резкое обмеление левинского моря (Девятков, 1991), однако региональное опускание территории привело к увеличению площади аккумуляции (рис. 2.5).

В Обь-Газовской мелководной части шельфа и обрамляющих его дельтах, эстуариях, прибрежных низменных равнинах, периодически заливавшихся морем, системах лагун, озер, болот, речных долин, накапливались осадки черничной свиты (Варьеганский район). Водораздельные пространства были либо возвышенными и денудировались, либо были заняты верховыми болотами и озерами. Мелководные морские осадки накапливались в наиболее прогнутых частях палеобассейна. В составе исходных биопродуцентов эпизодически преобладали высшие растения или фитопланктон. На склонах поднятий, представлявших собой останцы фундамента (Сургутский, Нижневартовский, Красноленинский, Ляминский выступы) осадконакопление шло на прибрежных равни-



20 0 20 40 километры



- Изученные скважины
- Область отсутствия отложений
- море, мелкая часть шельфа и прибрежная зона
- эстуарий, залив
- подводная возвышенность, временами осушавшаяся
- равнина прибрежно-морская в зоне неустойчивого положения береговой линии
- озерно-болотная равнина
- аллювиально-озерная равнина

Рис. 2.5. Литолого-фациальная схема шараповского горизонта (по Казакову А.М., Девятову В.П., 1990)

нах, временами заливавшихся морем, и на озерно-аллювиальных равнинах с короткими речными долинами. Быстрое по сравнению с заполнением седиментационного бассейна погружение территории приводило к формированию эстуариев. В Обь-Иртышской области на завершающем этапе формирования шараповского горизонта существовал озерно-аллювиальный режим осадконакопления. Речные долины располагались в пределах линейных надрифтовых долин, а на водоразделах и поймах размещались озера и болота.

Шараповский горизонт на большей части территории является базальным. В северной и северо-восточной части рассматриваемой территории реконструируется мелководный морской бассейн, вероятнее всего опресненный из-за близости суши, окаймленный прибрежной равниной, временами заливавшейся морем (рис. 2.5). В южной половине района существовала крупная аллювиальная равнина, охарактеризованная двумя наборами фаций: аллювиально-озерными, характерными для наиболее погруженных частей территории и водораздельными, преимущественно озерно-болотными. Главные водные артерии были приурочены к Хантымансийско-Тундринскому и Ярсомовскому районам. Палеорельеф шараповского времени был весьма контрастным, с крупными участками развития эрозионно-денудационных останцов доюрского фундамента. Наиболее возвышенной территорией была северная и центральная часть Сургутского свода, отроги Краснотеннинского и Вартовского сводов, где в настоящее время на доюрском основании залегают среднеюрские осадочные комплексы.

Шараповский горизонт, представленный преимущественно песчано-алевритовыми породами, рассматривается в качестве самостоятельного регионального резервуара и перекрывается китербютским (тогурским) региональным флюидоупором, одновременно рассматриваемым в качестве основной нижнеюрской нефтематеринской толщи.

*Китербютское время.* Раннетоарская трансгрессия по данным Хеллема (1983) фиксируется практически во всех регионах Земного шара), в т.ч. в Западной Сибири [57]. Трансгрессия сопровождалась существенным потеплени-

ем и аридизацией климата. Произошло повышение регионального базиса эрозии, в связи с чем на огромной территории стали формироваться преимущественно глинистые, часто битуминозные отложения. Большая часть островов шарاپовского времени погрузилась под уровень моря.

Северные районы изученной территории представляли собой относительно глубокий шельф (рис. 2.6). В пределах верхней и средней сублиторали накапливались глинисто-алевритовые осадки с маломощными прослоями алевритовых турбидитов. Многие участки дна бассейна имели небольшие глубины, закисные, с пониженной соленостью условия. На территории работ основными источниками питания остались Сургутский и отроги Красноленинского сводов, ряд небольших выступов доюрского фундамента и подковообразная полоса от Рогожниковской структуры к Верхнеляминской. Преимущественно глинистый состав отложений и практическое отсутствие прибрежных фаций свидетельствует о последующем размыве последних. Континентальные, видимо озерные, отчасти болотные фации, сохранились лишь на отдельных участках Красноленинского свода.

*Надояхское время* характеризовалось более интенсивным градиентом расширения площади осадочного бассейна, нежели предыдущие эпохи, несмотря на регрессивный характер седиментогенеза. Падение уровня моря во второй половине тоара и начале аалена при еще высоком рельефе суши и наличии внутренних выступов фундамента обеспечивало поступление в осадочный бассейн значительного количества крупнообломочного материала. Это был завершающий этап раннеюрского седиментогенеза, характеризующегося накоплением значительного количества грубокластического материала. Значительную часть Обь-Тазовской области занимало мелкое островное море.

На изученной территории от большинства выступов фундамента сохранились лишь фрагменты и только Сургутское и Красноленинское нагорья оставались крупными монолитами – основными поставщиками кластогенного материала (рис. 2.7). Обстановки осадконакопления напоминали шараповское время, но площадь морской акватории слегка увеличилась, языками вдаваясь

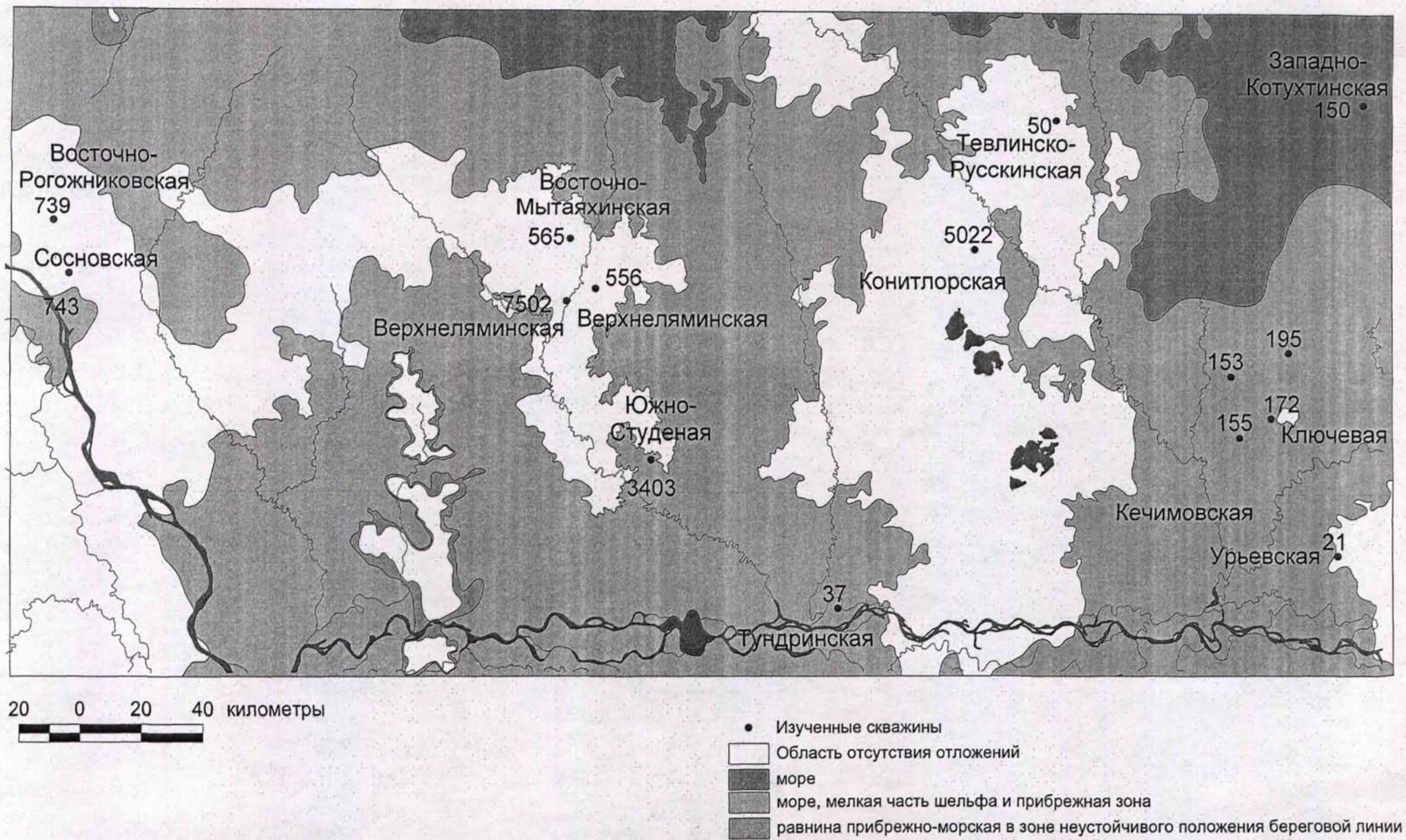
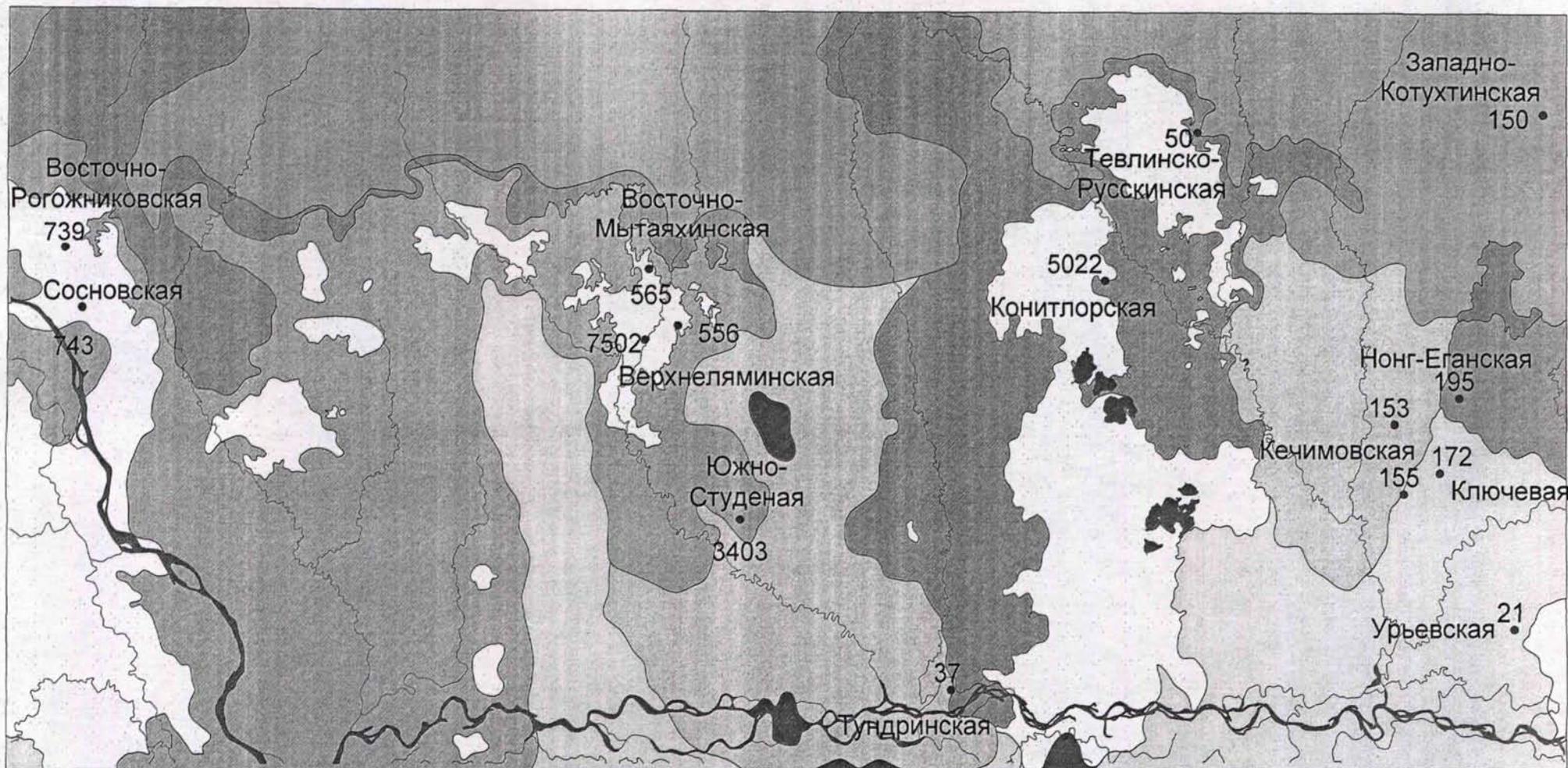


Рис. 2.6. Литолого-фациальная схема китерб'ютского горизонта (по Казакову А.М., Девятову В.П., 1990)



20 0 20 40 километры

● Изученные скважины

□ Область отсутствия отложений

□ море, мелкая часть шельфа и прибрежная зона

□ островная часть шельфа

□ эстуарий, залив

■ подводная возвышенность, временами осушавшаяся

■ равнина прибрежно-морская в зоне неустойчивого положения береговой линии

■ озерно-болотная равнина

■ аллювиально-озерно-болотная равнина

■ аллювиально-озерная равнина

Рис. 2.7. Литолого-фациальная схема надояхского горизонта (по Казакову А.М., Девятову В.П., 1990)

между Сургутской, Вартовской и Ляминской возвышенностями. Большая часть моря территории и морской залив (эстуарий) были довольно мелкими, практически весь разрез представлен преимущественно проницаемыми по ПС песчаниками с маломощными прослоями алевролитов и аргиллитов. На юге Ярсомовской погруженной зоны они переходили в аллювиальную равнину, где формировались породы аллювиального типа, заканчивающиеся маломощными пластами углей. Внутренние склоны Вартовской системы занимала аллювиально-озерная и прибрежная равнины временам заливаемого морем, на севере сменяющиеся на прибрежную, также временами заливаемую морем. Такие же континентальные обстановки характерны для большей части юга и запада территории, где в условиях аллювиально-озерной и аллювиально-озерно-болотной равнины накапливались песчаники с прослоями алевролитов и глин, иногда углистых. Наряду с последними на водораздельных пространствах формировались линзы углей. Главные водные артерии, как видимо и ранее, отражены в разрезе повышенной мощностью, песчаностью отложений, характеризуются соответствующей электрометрической характеристикой и были ориентированы с юга на север. Лишь вдоль западного борта Ляминского района намечается приток Эргинско-Приобской палеореки с противоположной ориентировкой, с которым могут быть связаны зоны повышенной песчаности разреза.

*Лайдинская* трансгрессия и региональное погружение плиты обусловили дальнейшее расширение площади осадочного бассейна и накопление преимущественно глинистых илов (радомская пачка). Морские условия седиментогенеза распространились на огромную территорию (рис. 2.8).

Южная часть Обь-Тазовской области представляла собой зону островного шельфа с неустойчивым солевым, батиметрическим, гидродинамическим, кислородным режимами. Мелкое островное море тяготело к системам унаследованных валов и куполовидных поднятий, склонам архипелагов. Часть островов надояхского времени была затоплена, размеры других и высота над уровнем моря резко сократились. Там отлагались глинистые осадки с алевролитовыми прослойками, с линзами и пластами углей и углистых аргиллитов верхней час-

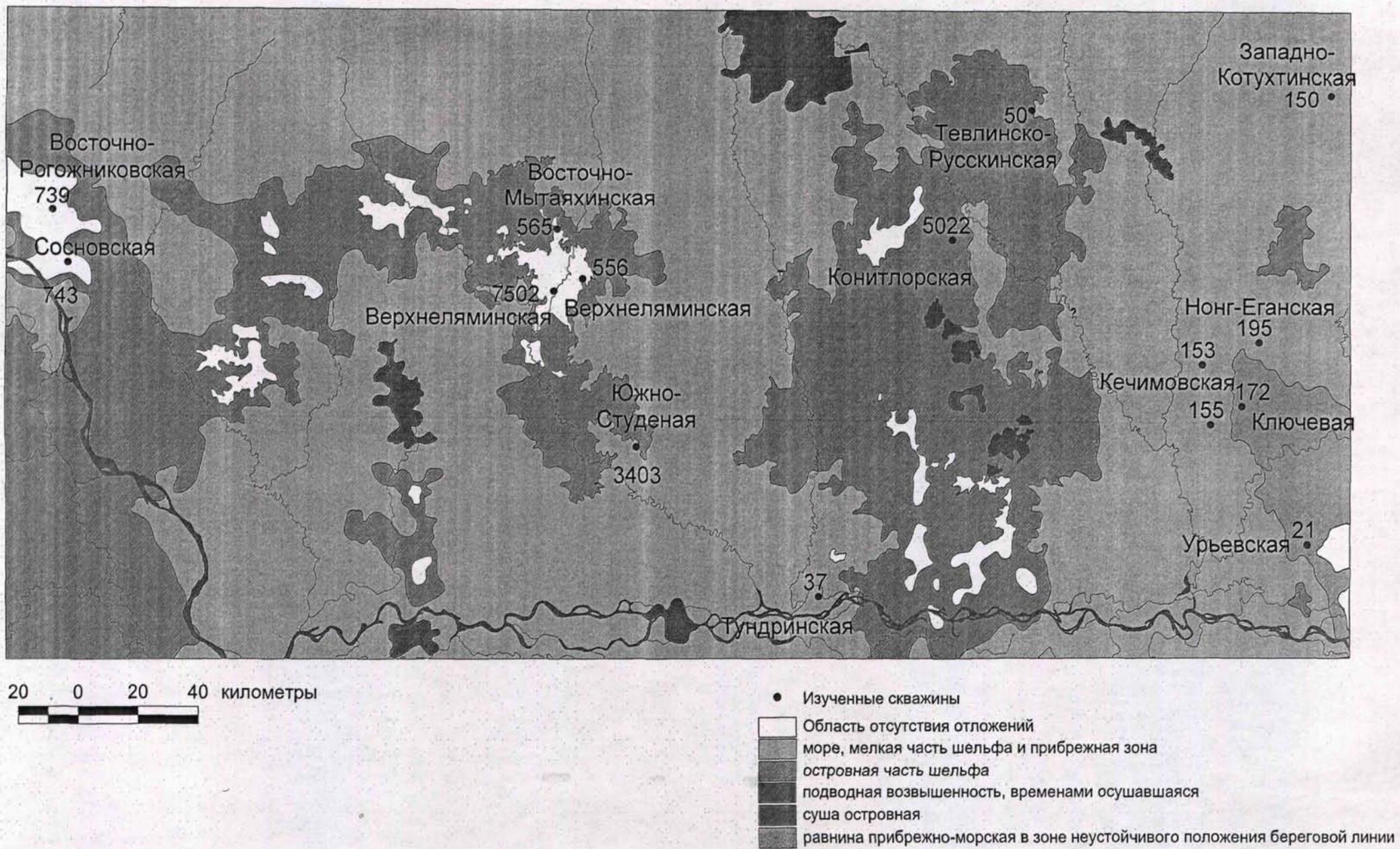


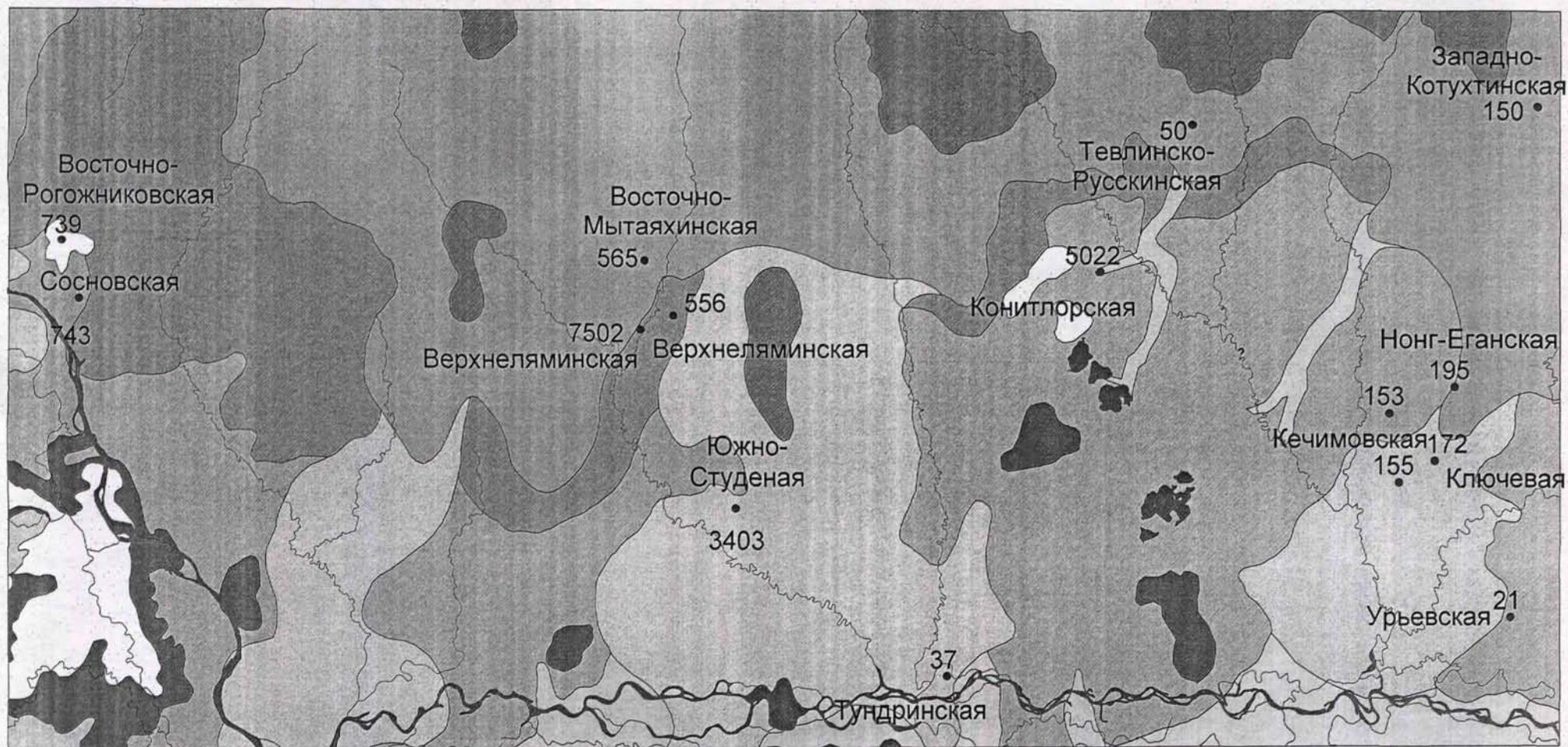
Рис. 2.8. Литолого-фациальная схема лайдинского горизонта (по Казакову А.М., Девятову В.П., 1990)

ти перевальной свиты. В Обь-Иртышской области осадконакопление происходило в условиях мелкого островного моря, со всех сторон окруженного системой лагун, морских заливов и озер, куда временами проникали морские воды.

В районе работ незначительную роль в поставке обломочного материала играли Сургутский, Ляминский, Рогожниковский и Конитлорский выступы и ряд более мелких. Главным источником сноса становится региональный – складчатое обрамление Западно-Сибирской плиты, в меньшей степени – древние выступы фундамента. Опресненный морской бассейн был относительно мелким, с широкими зонами временами заливаемых островов и подводных возвышенностей.

*Вымское время* (аален – начало байоса) характеризуется в Западной Сибири наиболее интенсивным угленакоплением в юре, особенно в первой половине, и широким разнообразием ландшафтных обстановок (рис. 2.9). Несмотря на некоторое расширение седиментационного бассейна в целом, морская акватория к концу аалена – началу байоса по сравнению с надояхской практически не увеличилась. К этому времени значительная часть внутренних выступов кристаллического фундамента оказалась разрушенной или сильно сглаженной, что отразилось на достаточно резком по сравнению с ранней юрой снижении доли крупнообломочного материала в осадках. В южной части Обь-Тазовской области значительную часть территории занимали эстуарии, морские заливы и дельты. Особенно далеко на юг продвинулись эстуарии по надрифтовым желобам. Междельтовые и межэстуарные побережья представляли собой низменные равнины, заливавшиеся морем. В Обь-Иртышской области в широко развитых речных долинах накапливался русловый и пойменный аллювий, на водораздельных пространствах формировались озерно-болотные угленосные отложения, на склонах долин и останцов доюрского фундамента – делювиально-пролювиальные образования.

За время формирования вымского горизонта в Западной Сибири накопилась одна из самых мощных терригенных толщ. Это было обусловлено тектонической активизацией на территории Сибирской платформы и прилегающих



20 0 20 40 километры

- Изученные скважины
- Область отсутствия отложений
- море, мелкая часть шельфа и прибрежная зона
- островная часть шельфа
- эстуарий, залив
- равнина прибрежно-морская в зоне неустойчивого положения береговой линии
- аллювиальная равнина
- озерно-болотная равнина
- аллювиально-озерно-болотная равнина

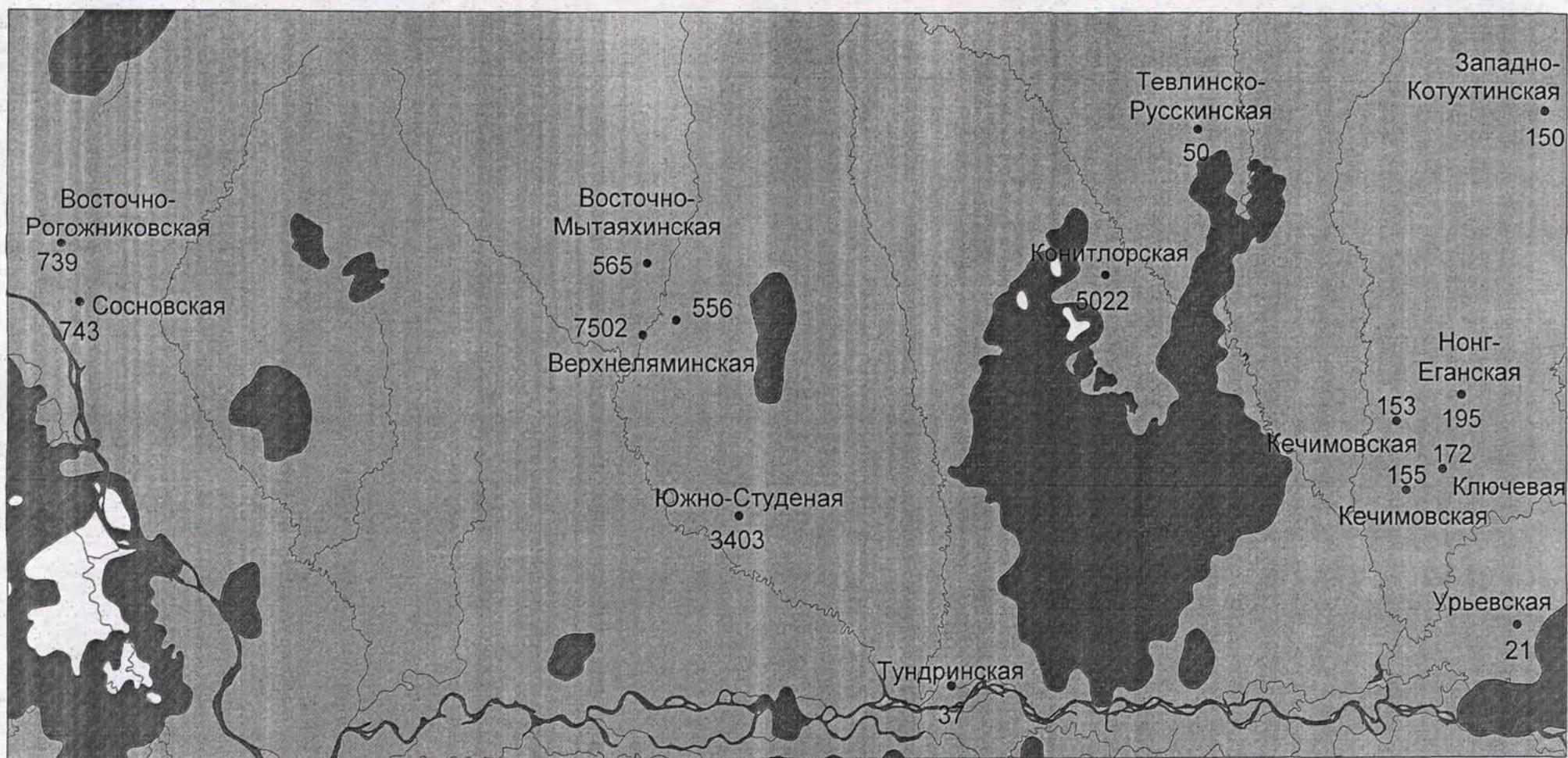
Рис. 2.9 Литолого-фациальная схема вымского горизонта (по Казакову А.М., Девятову В.П., 1990)

складчатых районов. В западной части Западно-Сибирского осадочного бассейна окончательно сформировалась единая Уральская питающая провинция, обусловившая доминирование в тяжелой алевритовой фракции циркона, магнетита и турмалина на всем протяжении ее восточного склона. На южную половину осадочного бассейна в больших количествах поступал неустойчивый биотит, что свидетельствует о высокой скорости захоронения осадков.

*Леонтьевский горизонт.* Повышение уровня моря в раннем байосе (леонтьевский горизонт) вызвало обширную трансгрессию в северной половине Западно-Сибирской плиты. Во второй половине средней юры климат стал теплоумеренным и сильно гумидным, особенно в байосском веке.

На мелком шельфе Обь-Тазовской области формировались глинистые и глинисто-алевритовые осадки (сандибинская свита). В подводных долинах, приуроченных к надрифтовым желобам, на продолжениях крупных речных долин периодически формировались прослойки алевритовых и мелкопесчаных турбидитов. Примесь алевритового и мелкопесчаного материала поступала в глинистые осадки, накапливавшиеся вокруг останцов доюрского фундамента, а также интенсивно поступала с восточных провинций. На юге фациальной области мелкое море распространилось практически на всю территорию за исключением юго-восточной части. Самые приподнятые части высокоамплитудных крупных валов и поднятий представляли собой низменные острова с обильной растительностью. Значительная часть положительных структур оказалась затопленной и превратилась в подводные возвышенности, где наряду с глинистыми осадками в резко подчиненных количествах накапливались алевритовые и мелкопесчаные (рис. 2.10).

Обь-Иртышская область на большей части территории представляла собой озерно-болотную равнину с углисто-глинисто-алевритовым осадконакоплением. На северо-западе эта зона переходила в узкую прибрежную низменную равнину, временами заливаемую морскими водами. И далее в мелкое море, изобиловавшее подводными возвышенностями.



20 0 20 40 километры

- Изученные скважины
- Область отсутствия отложений
- море, мелкая часть шельфа и прибрежная зона
- подводная возвышенность, временами осушавшаяся

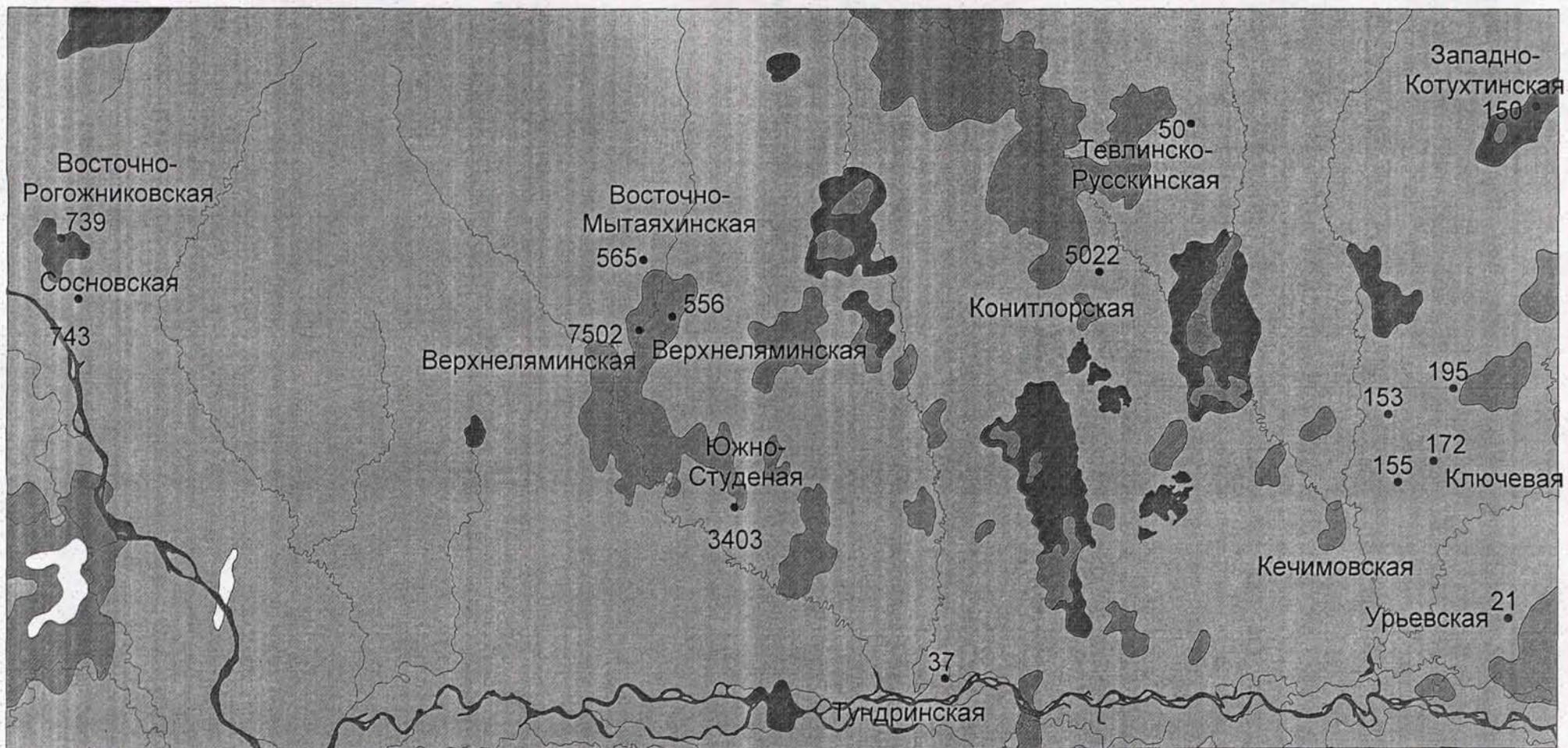
Рис. 2.10. Литолого-фациальная схема леонтьевского горизонта (по Казакову А.М., Девятову В.П., 1990)

*Малышевский горизонт.* Начиная с конца байоса и в течение почти всего бата происходило падение уровня моря, хотя площадь его не сократилась. На преобладающей части Западной Сибири море было мелким, с подводными возвышенностями и низменными островами, заливавшимися морем.

В Обь-Тазовской области на завершающем этапе формирования малышевского резервуара (надымская свита) море было мелким, изобиловало подводными возвышенностями и островами, низменными, заливавшимися морем на севере, и более высокими с возвышенной островной сушей на юге, а также с подводными возвышенностями и отмелями, прилегавшими к островам и временами осушавшимися. Острова и подводные возвышенности, как правило, были небольшими, наследовавшими локальные тектонические структуры. На юго-востоке депрессии были заняты мелководным морем с песчано-алевритово-глинистым седиментогенезом (рис. 2.11). С островами и окружающими их подводными склонами, подводными возвышенностями и отмелями связана аккумуляция наиболее крупнокластического материала. Обь-Иртышская область представляла собой приморскую равнину с прибрежно-морским, дельтовым, аллювиальным, озерно-аллювиальным песчаным и алевритово-глинистым осадконакоплением.

В малышевское время особенно четко и окончательно обозначились основные внешние источники сноса обломочного материала: Уральская горная гряда, Алтае-Саянская горно-складчатая система и Сибирское плоскогорье.

Малышевским горизонтом завершается среднеюрский этап формирования нижнеплитного комплекса Западно-Сибирской плиты – эпохи накопления существенно мелкокластических толщ, флишоидов, стабилизации и окончательного оформления юрского бассейна седиментогенеза, значительной нивелировки горного обрамления и денудации внутренних выступов фундамента.



20 0 20 40 километры

- Изученные скважины
- Область отсутствия отложений
- море, мелкая часть шельфа и прибрежная зона
- островная часть шельфа
- подводная возвышенность, временами осушавшаяся
- суша островная

Рис. 2.11. Литолого-фациальная схема мальшевского горизонта (по Казакову А.М., Девятову В.П., 1990)

#### 2.4. Нефтегазоносность нижней и средней юры.

Западно-Сибирская низменность представляет собой одну из крупнейших нефтегазоносных провинций мира. Значительные ресурсы углеводородного сырья расположены в ее центральной части. В соответствии с районированием территории ХМАО по Мясниковой Г.П. и др., 2005г, район работ расположен в пределах трех нефтегазоносных областей (НГО) – Красноленинской, Фроловской и Среднеобской и восьми нефтегазоносных районов (НГР) – Красноленинского, Сергинского, Ляминского, Приобского, Салымского, Сургутского, Вартовского, Ноябрьского. Необходимо отметить, что в соответствии с предыдущим районированием изученная территория находилась в пределах двух НГО – Фроловской и Среднеобской, и включала Красноленинский, Казымский, Ляминский, Сургутский, Салымский и Нижневартовский НГР [19].

На этой территории выявлены месторождения как структурного, так и внеструктурного ряда [22]. Среди тех и других имеются как простые, так и сложные. Преобладают многозалежные нефтяные месторождения, связанные с прибрежно-морскими отложениями юры и нижнего мела, континентальными нижней и средней юры.

В процессе нефтегазогеологического изучения мезозоя Западной Сибири ниже-среднеюрские отложения рядом исследователей рассматривались в качестве единого нефтегазоносного комплекса [44], другими расчленялись на два или более самостоятельных. По оценкам ГУП НАЦ РН ХМАО им. Шпильмана, выделяются нижнеюрский и среднеюрский НГК, промышленная продуктивность которых доказана открытием многочисленных залежей нефти и газа. Максимальное распространение в рассматриваемом регионе имеет среднеюрский НГК. Нижнеюрский резервуар является весьма своеобразным по строению объектом. Он представлен породами шеркалинской пачки руслового генезиса (рукавообразные залежи) [22]. Наиболее крупные месторождения нижнеюрского НГК выявлены на Красноленинском своде. Среднеюрский (байосбатский) резервуар регионально нефтегазоносен, представлен аллювиальными,

дельтовыми и прибрежно-морскими отложениями и перекрыт выдержанной региональной покрывкой (абалакская и васюганская свиты). Наибольшее количество залежей приурочено к кровле комплекса – к пласту Ю<sub>2</sub>, но в ряде районов нефтегазонасен весь комплекс. Преобладают пластовые сводовые с литологическими экранами ловушки.

По состоянию на 01.01.2006 г. в пределах изученной территории находится 65 месторождений, в которых нефтеносны нижняя и средняя юра (табл. 2.2, 2.3, рис. 2.12, 2.13). Наиболее продуктивным является малышевский горизонт (пласт Ю<sub>2</sub>), нефтеносный практически во всех месторождениях (табл. 2.3). Только в 9 имеются промышленные залежи в нижней юре (надояхский горизонт, пласт Ю<sub>10</sub>; на Красноленинском месторождении, кроме того, и шараповский горизонт, пласт Ю<sub>11</sub>) и верхней части фундамента, причем все эти месторождения расположены на территории Фроловской НГО. По углеводородному составу преобладающее большинство месторождений – нефтяные, пять – нефтегазоконденсатные (Вачимское, Дунаевское, Красноленинское, Федоровское, Яунлорское), одно (Ларкинское) – газовое с нефтяной оторочкой. Все месторождения многопластовые. Дебиты скважин здесь меняются от 2.2 м<sup>3</sup>/сут до 300 м<sup>3</sup>/сут и более. Наиболее продуктивные коллектора встречены на Рогожниковской и Ханты-Мансийской площадях, где коэффициент продуктивности по скважинам достигает значений 0.4-0.7 м<sup>3</sup>/атм.

В последнее время коллективом сотрудников СНИИГГиМСа выделяется 5 самостоятельных НГК, объединяющих парные сочетания песчаных горизонтов (коллекторов) с перекрывающими глинистыми горизонтами (покрывкой): зимний, шараповский, надояхский, вымский и малышевский [17, 60, 61].

**Шараповский НГК** (шараповский резервуар и тогурский флюидоупор). Изучен крайне слабо в связи с повышенными глубинами залегания. В пределах Тюменской области открыто 6 залежей, в том числе Красноленинское месторождение на изученной территории. Все они практически относятся к пластовым антиклинальным с литологическими осложнениями. Залежи характеризуются малыми и средними запасами.

Таблица 2.2

## Нефтегазоносность нижней и средней юры района работ

№ п/п	Месторождение	Тип мест.	Индекс пласта	Горизонт	Размер месторождения
1	Ай-Пимское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	с
2	Апрельское	Н	Ю <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
3	Большое	Н	Ю <sub>2-9</sub> Ю <sub>10</sub>	J <sub>2ml-vm</sub> J <sub>1nd</sub>	М М
4	Быстринское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
5	Вачимское	НГК	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
6	Верхненазымское	Н	Ю <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
7	Восточно-Еловое	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
8	Восточно-Каменное	Н	ЮК <sub>2-3</sub> ЮК <sub>10</sub> КВ+Pz	J <sub>2ml</sub> J <sub>1nd</sub>	М М М
9	Восточно-Лабатьюганское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
10	Восточно-Сахалинское	Н	Ю <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
11	Восточно-Студеное	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
12	Восточно-Сургутское	Н	ЮС <sub>2-3</sub>	J <sub>2ml</sub>	с
13	Восточно-Юкьяунское	Н	Ю <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
14	Восточно-Янлотское	Н	Ю <sub>2-3</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
15	Галяновское	Н	Ю <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	с
16	Дунаевское	НГК	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
17	Емангальское	Н	Ю <sub>2-4</sub> ЮК <sub>10</sub>	J <sub>2ml</sub> J <sub>1nd</sub>	М М
18	Западно-Асомкинское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
19	Западно-Камыньское	Н	Ю <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
20	Западно-Конитлорское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
21	Западно-Сургутское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
22	Итьяхское	Н	Ю <sub>2-9</sub>	J <sub>2ml-vm</sub>	М
23	Камыньское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
24	Кечимовское+Ю-Кечим.	Н	Ю <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	с
25	Конитлорское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
26	Красноленинское	НГК	ЮК <sub>2-9</sub> ЮК <sub>10</sub> ЮК <sub>11</sub> Pz КВ	J <sub>2ml-vm</sub> J <sub>1nd</sub> J <sub>1srp</sub>	К К М М
27	Ларкинское	ГН	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
28	Лосевое	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
29	Лукьявинское (Тянское)	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
30	Малоатлымское	Н	Ю <sub>4</sub> Ю <sub>10</sub>	J <sub>2ml</sub> J <sub>1nd</sub>	М М
31	Мурьяунское (Тянское)	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
32	Мытаяхинское	Н	Ю <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
33	Назымское	Н	Тюм.св.	J <sub>2ml</sub>	М
34	Нижнесортымское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
35	Новобыстринское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
36	Новоялинское	Н	Ю <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М

продолжение таблицы 2.2

№ п/п	Месторождение	Тип мест.	Индекс пласта	Горизонт	Размер месторождения
37	Приобское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	с
38	Равенское	Н	Тюм.св.	J <sub>2ml</sub>	М
39	Рогожниковское	Н	ЮК <sub>2-5</sub> Pz KB	J <sub>2ml-ln</sub>	с с
40	Родниковое	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
41	Савуйское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
42	Сахалинское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
43	Северо-Лабатьюганское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
44	Северо-Тончинское	Н	Ю <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
45	Северо-Юрьевское	Н	Ю <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
46	Солкинское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
47	Среднеазымское	Н	Тюм.св. Pz KB	J <sub>2ml</sub>	с М
48	Среднеугутское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
49	Сыньеганское	Н	ЮК <sub>2-4</sub>	J <sub>2ml</sub>	с
50	Тевлинско-Рускинское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	к
51	Тончинское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
52	Тортасинское	Н	Ю <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
53	Тундринское	Н	ЮС <sub>2</sub> ЮС <sub>10</sub>	J <sub>2ml</sub> J <sub>1nd</sub>	с М
54	Тункорское	Н	Тюм.св.	J <sub>2ml</sub>	М
55	Усть-Балыкское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
56	Федоровское	НГК	ЮС <sub>2-3</sub>	J <sub>2ml</sub>	к
57	Ханты-Мансийское	Н	J <sub>2</sub> +Pz KB	J <sub>2ml-kv</sub>	М
58	Чанатойское	Н	Ю <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
59	Шинькьюганское	Н	Ю <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
60	Южно-Конитлорское	Н	Ю <sub>2-4</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
61	Южно-Октябрьское	Н	Ю <sub>4-5</sub>	J <sub>2ml-ln</sub>	М
62	Южно-Сургутское	Н	ЮС <sub>2-3</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
63	Юкьяунское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
64	Явинлорское	Н	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М
65	Яунлорское	НГК	ЮС <sub>2</sub>	J <sub>2ml</sub>	М

\*

М - мелкое  
с - среднее  
к - крупное

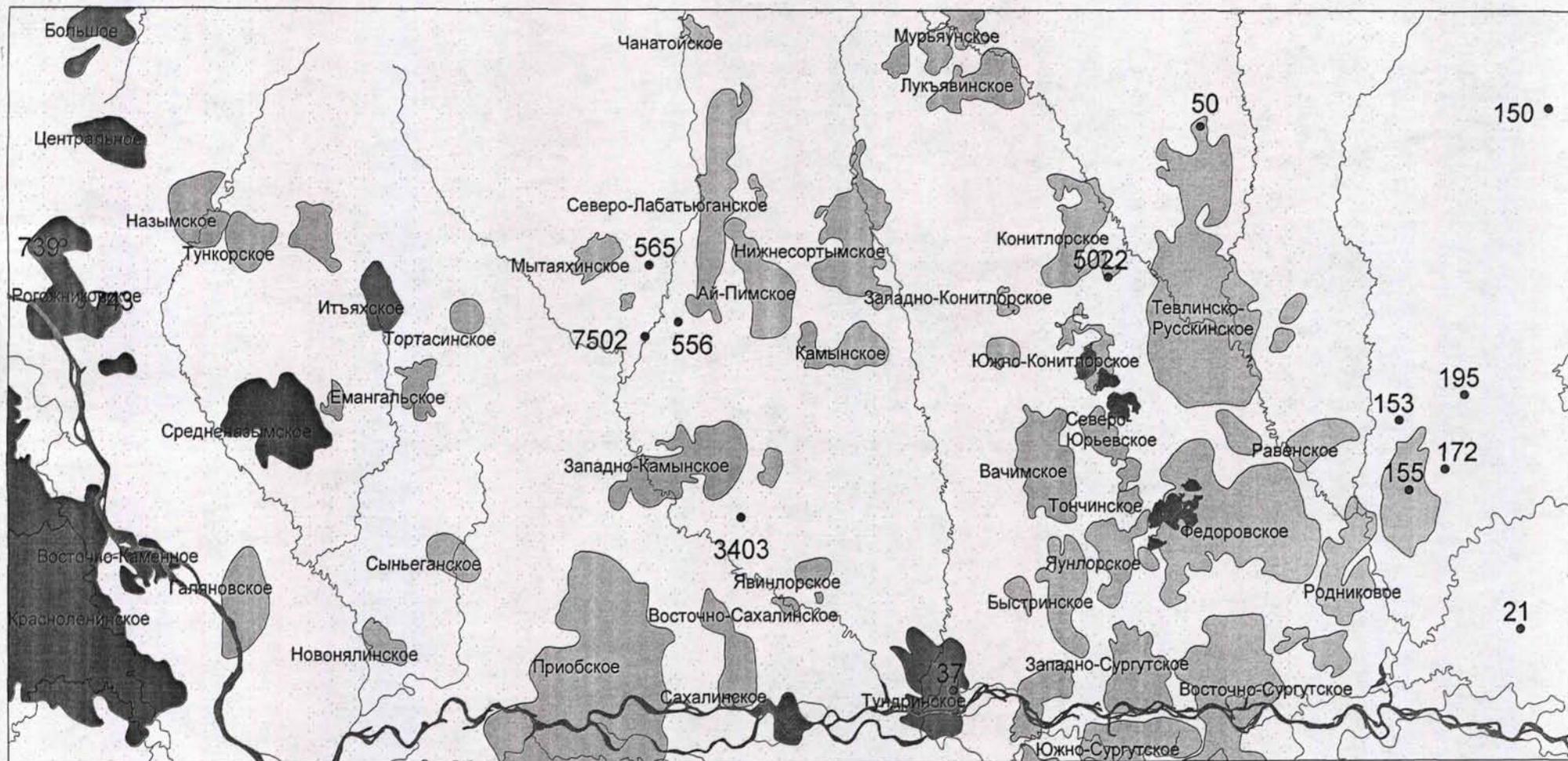
Таблица 2.3

Результаты испытаний ниже-среднеюрских отложений  
(продуктивные скважины)

Месторождение	№ скв.	Интервал испытания		дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	диам.штуц	н.днн.уров	Пласт
Вост-Сургутское	34	2852	2869	28,15			ЮС2
Вост-Сургутское	38	2903	2907	136,5		1284	ЮС2
		2910	2914				
Вост-Сургутское	66	2929	2949	5,2		1370	ЮС2
Вост-Сургутское	93	2876,4	2895,4	4,2		1112	ЮС3
Вост-Сургутское	94	2947,5	2960,5	4,8		1186	ЮС2
Вост-Сургутское	142	2849	2863	13,2			ЮС2
Вост-Сургутское	189	2800	2817	28,80			ЮС2
Вост-Сургутское	4450	2843	2856	6		653	ЮС2
Вост-Сургутское	4451	2804	2816	5		1119	ЮС2
Вост-Сургутское	4453	2862	2876	5		636	ЮС2
Камыньское	43	2852	2880	5,95			ЮС2
Камыньское	43	2852	2880	7		1631,69995	ЮС2
Камыньское	44	2906	2923	2,7		1446	ЮС2
Камыньское	45	2898	2927	10,8		1447	ЮС2
Камыньское	48	2817	2857	6,30		1511	ЮС2
Камыньское	3237	3054	3073	1,7		1043	ЮС2
Красноленинское	5	2351	2634	106	8		ЮК10
Красноленинское	5	2585	2611	58,6			ЮК9-10
Красноленинское	9	2523	2527	8,7			ЮК10
Красноленинское	13	2389,9	2396,9	136	8		ЮК2
Красноленинское	13	2589	2635	78,4			ЮК4
Красноленинское	91	2562	2591	180	8		ЮК10
Красноленинское	118	2565,7	2548,7	125	8		ЮК10
Красноленинское	125	2566	2585	150	10		ЮК10
Красноленинское	134	2554,9	2571	180	8		ЮК10
Красноленинское	140	2527	2591	240			ЮК10
Красноленинское	190	2539,8	2558,8	350	20		ЮК10
Красноленинское	198	2552	2568	184	10		ЮК10
Красноленинское	511	2571	2585	152	8		ЮК10
Красноленинское	805	2740	2744	97	8		ЮК9
Красноленинское	805	2750	2756	12			ЮК10
Рогожниковское	709	2499	2557	5,5		941	ЮК2-3
Рогожниковское	710	2470,2	2484,2	5,7		1615	ЮК2-3
Рогожниковское	713	2520	2590	24		732	ЮК2-9, с Pz
		2536	2549				
		2555	2564				
		2597	2603				
		2610	2623				
Рогожниковское	714	2559	2577	9		1314	ЮК2-3
Рогожниковское	737	2518	2539	5,4			ЮК2-4
		2545	2569				
Рогожниковское	737	2574	2591,4	0,25			ЮК5
Рогожниковское	739	2525	2586	7			ЮК2-4
Тевлинско-Русскинское	2012	2850	2863	7		751	ЮС2
Тевлинско-Русскинское	2012	2850	2863	9		850	ЮС2
Тевлинско-Русскинское	2014	2747,7	2761,7	6,7		308	ЮС2
Тевлинско-Русскинское	2043	3062	3079	23	4		ЮС2
Тевлинско-Русскинское	2047	2837,3999	2854,3999	1,1		1058	ЮС2

## Продолжение таблицы 2.3

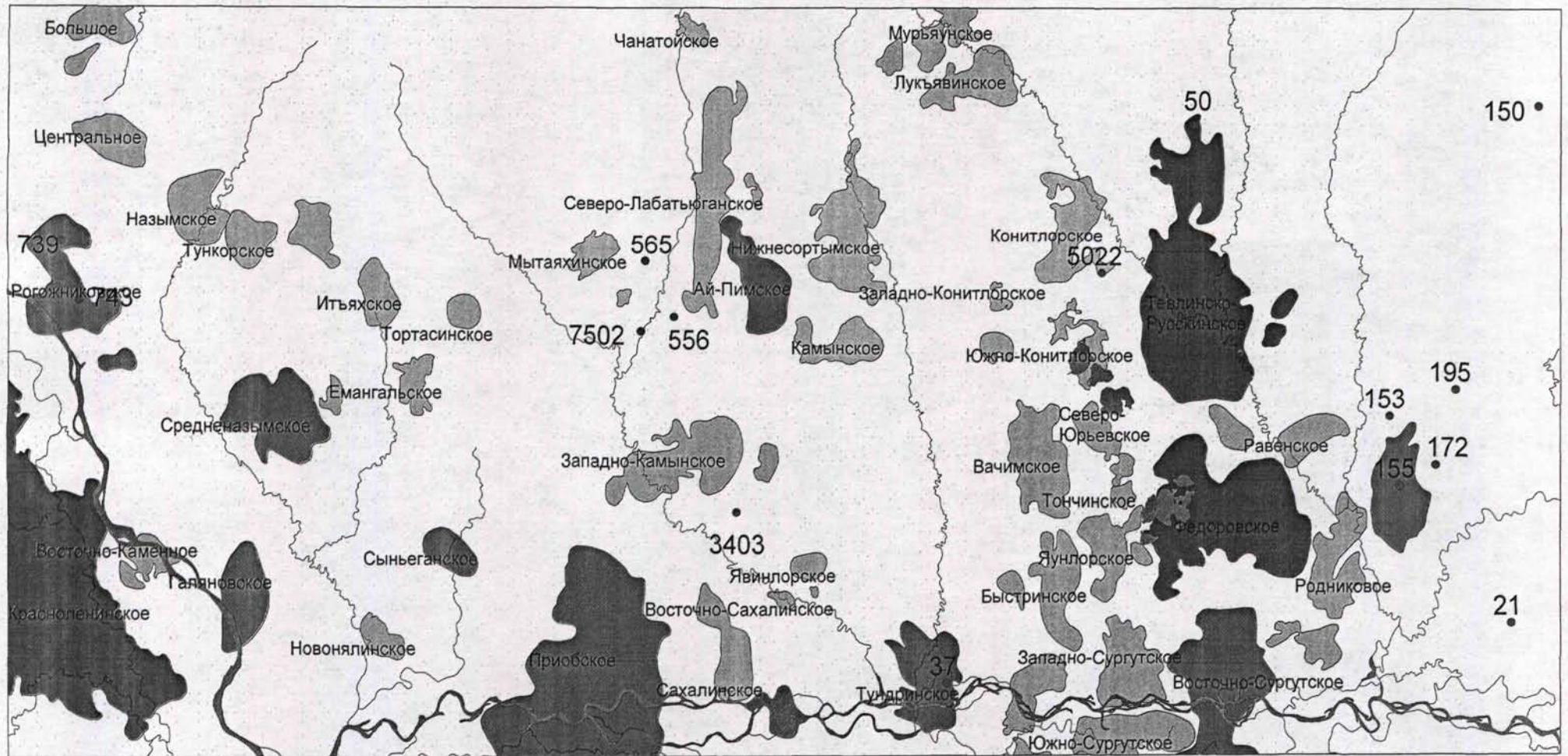
Месторождение	№ скв.	Интервал испытания		дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	диам.штуц	н.длин.уров	Пласт
Тевлинско-Русскинское	2051	2996	3011	5,7		1048	ЮС2
Тевлинско-Русскинское	2051	3015	3028	1,8		1252	ЮС2-3
Федоровское	97	2808	2821	5,26		612	ЮС2
Федоровское	142	2849	2863	13,2	4		ЮС2
Федоровское	146	2868	2866	5,40		1260	ЮС2
Федоровское	148	2879	2892	14	4		ЮС2
Федоровское	149	2882	2898	8,20		1062	ЮС2
Федоровское	182	2838	2851	6,20		1197,5	ЮС2
Федоровское	2002	2776	2784	14,4	6		ЮС2
Федоровское	2002	2776	2784	24	4		ЮС2
Федоровское	4272	2747	2759	5		755	ЮС2
Федоровское	4275	2802	2829,6	7,2	2		ЮС2
Федоровское	8238	2942,2	2964	9		822	ЮС2



20 0 20 40 километры

- Изученные скважины
- Интервал нефтеносности
- Пласты Ю2-4
- Пласты Ю2-9
- Пласты Ю2-Pz

Рис. 2.12. Распределение месторождений по наличию залежей в стратиграфическом разрезе



20 0 20 40 километры

• Изученные скважины  
 Размер месторождения  
 мелкое  
 среднее  
 крупное

Рис. 2. 13. Распределение месторождений по величине извлекаемых запасов

**Надояхский НГК**, включающий надояхский резервуар и лайдинский региональный флюидоупор, является одним из наиболее перспективных объектов нижней юры. Он находится на доступных глубинах (3000-3500м). В данном комплексе на территории Западной Сибири открыто 26 нефтяных и газовых залежей различных размеров. Наряду с пластовыми установлены залежи стратиграфического типа в зоне контакта выступов фундамента и нижней юры. Месторождения на изученной территории, в которых имеются промышленные залежи нефти в надояхском горизонте, приведены в табл. 2.2.

**Вымский НГК** – вымский резервуар и леонтьевский флюидоупор. На территории Западной Сибири открыто 24 залежи нефти и газа. Запасы в залежах относятся к мелким, реже – к средним. Большинство из них являются пластовыми антиклинальными с возможными литологическим экранами. На изученной территории в вымском горизонте имеются залежи нефти на 5 месторождениях (табл. 2.2)

**Малышевский НГК** представлен малышевским резервуаром и васюганским флюидоупором. В нем открыто наибольшее количество залежей нефти и газа, в том числе крупные по запасам Красноленинское, Тевлинско-Русскинское и Федоровское месторождения в пределах изученной территории (табл. 2.2). Значительное количество открытых залежей по запасам относятся к средним (рис. 2.12, 2.13). Дебиты нефти достигают  $50\text{ м}^3/\text{с}$  и более при средних около  $10\text{ м}^3/\text{с}$ . Залежи углеводородов преимущественно пластовые антиклинальные, редко с литологическим осложнениями.

#### Краткая характеристика месторождений

**Камыньское** месторождение расположено в западной части Сургутского свода. При испытании скважины 52 в интервале 3210-3346, охватывающем отложения нижней юры и кровли доюрского фундамента, получен приток нефти дебитом  $3.47\text{ м}^3/\text{сут}$ . Плотность нефти  $0,861\text{ г}/\text{см}^3$ . Запасы нефти на госбалансе РФ (пласты группы ЮС<sub>2</sub>) составляют по категории (А+В+С1) – 1,2/0,1 млн. т., по категории С2 – 0,7/0,08 млн. т.

**Красноленинское** нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к одноименной структуре I порядка. Фактически представляет собой группу из шести месторождений, в Государственном балансе РФ 2006 года фигурирует в качестве единого месторождения, включающего площади: Восточно-Ингинскую, Елизаровскую, Ем-Еговскую, Каменную, Лебяжью, Логовую, Пальяновскую, Поснокортскую, Поттымскую, Поттымско-Ингинскую, Сосново-Мысскую, Талинскую. Нефтеносен весь разрез нижней-средней юры, наибольшими запасами характеризуются Талинская площадь (пласт ЮК<sub>10</sub>, площадь нефтеносности более  $1,3 \cdot 10^6$  тыс.м<sup>2</sup>) и Пальяновская – Ем-Еговская (пласты ЮК<sub>2,9</sub>, площадь нефтеносности около  $0,5 \cdot 10^6$  тыс.м<sup>2</sup>). Глубина залегания продуктивных пластов ниже-среднеюрских отложений от 2210 до 2680м. Плотность нефти (конденсата) от 0,78 до 0,83 г/см<sup>3</sup>. Дебиты некоторых скважин приведены в таблице 2.3.

**Рогожниковское** месторождение расположено на северном склоне Красноленинского свода. Залежь нефти обнаружена по результатам испытания скважин 713 и 714 (табл. 2.3). Нефтегазоносны пласты ЮК<sub>2,9</sub>, кора выветривания и отложения триаса. Глубина залегания пластов от 2497 до 2740м. Плотность нефти 0,83 г/см<sup>3</sup>. По запасам относится к категории «средних».

**Тевлинско-Русскинское** месторождение расположено на восточном склоне Сургутского свода и охватывает часть территории Тевлинского вала и Западно-Ягунского прогиба. Продуктивными являются пласты группы ЮС<sub>2</sub>, глубина залегания которых меняется от 2732 до 2923м. Максимальная площадь нефтеносности составляет около 215000 тыс.м<sup>2</sup>, максимальная эффективная нефтенасыщенная толщина 6,4м. Плотность нефти меняется в незначительных пределах – от 0,856 до 0,879. Результаты испытаний некоторых скважин приведены в таблице 2.3. Месторождение крупное.

**Федоровское** нефтегазоконденсатное месторождение расположено в юго-восточной части Сургутского свода, приурочено к одноименному куполовидному поднятию. Первый приток нефти получен в 1963г. Месторождение многопластовое, общий этаж нефтеносности около 1000м. В средней юре про-

дуктивны пласты ЮС<sub>2</sub> и ЮС<sub>3</sub>. Площадь нефтеносности пласта ЮС<sub>2</sub> составляет более 310000 тыс.м<sup>2</sup>, толщина нефтенасыщенного пласта более 17м. Плотность нефтей 0,86-0,89 г/см<sup>3</sup>. По величине запасов относится к категории крупных.

**Ханты-Мансийское** месторождение расположенное в южной части Ханты-Мансийской впадины, открыто в 1982 году в результате бурения скважины 5. Залежь нефти обнаружена в зоне контакта нижнеюрских пород и доюрского фундамента. При испытании скважины 5 из интервала 3062-3152, охватывающего надояхский, шараповский НГК и кровлю палеозойского фундамента был получен фонтан нефти дебитом 303 м<sup>3</sup>/сут. и газа дебитом 15 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на 8-мм. штуцере. При испытании скважины 8 в интервале 3136-3303 из зоны контакта нижней юры и палеозоя получен приток нефти дебитом 65 м<sup>3</sup>/сут. В скважине 18 в интервале 3198-3276 из зоны контакта нижнеюрских отложений и кровли доюрского фундамента получен приток нефти 2.7 м<sup>3</sup>/сут. Площадь нефтеносности около 2000 тыс.м<sup>2</sup>. Плотность нефти 0,86 г/см<sup>3</sup>. Месторождение мелкое.

Результаты испытаний ниже-среднеюрских горизонтов некоторых месторождений приведены в таблице 2.3.

### 3. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩИ

Одним из важнейших критериев нефтегазоносности любых осадочных бассейнов является возможность слагающих их осадочных пород генерировать нефть и/или газ, т.е. их нефте- и газоматеринский потенциал. Для характеристики материнских пород могут быть использованы различные методы, степень эффективности которых варьирует от низкой до очень высокой. Б.Тиссо и Д.Вельте [52] приводят сводную характеристику различных методов и их эффективности при оценке нефтематеринских пород (табл. 3.1).

Первым шагом при проведении аналитических исследований является установление содержания в породе органического вещества, как растворимого (битумоида), так и нерастворимого (керогена). Разные типы органического вещества обладают различными потенциалами. В связи с этим потенциал породы определяется не только содержанием ОВ, но и его качеством и фациально-генетическим типом. Поэтому вторым этапом в идентификации материнской породы является определение типа ОВ и состава углеводородов и неуглеводородов, извлекаемых растворителями. И, наконец, третий важный критерий – катагенетическая преобразованность, или «зрелость» ОВ, т.к. главные этапы формирования скоплений нефти и газа связаны с определенными стадиями катагенеза. Некоторые геохимические методы позволяют одновременно решать вопрос и о типе органического вещества, и о степени его преобразованности.

#### 3.1. Содержание органического вещества

Определение содержания ОВ в породе относится к числу наиболее массовых битуминологических анализов. В богатых ОВ породах (гумусовых и сапропелевых углях) и концентратах ОВ содержание ОВ устанавливается по разности путем определения зольности. В бедных и умеренно обогащенных органическим веществом породах определение содержания ОВ базируется на ана-

Таблица 3.1

Основные методы, применяемые для оценки материнских пород  
и степень их эффективности

Тип анализа	Класс	Содержание органического вещества	Качество=тип органического вещества	Степень зрелости органического вещества	Корреляция между материнской породой и нефтью
Химический (анализируются породы)	Определение содержания органического углерода	●			
Оптический	В проходящем свете (палинофации, изменения)		●	●	
	В отраженном свете		●	●	
	Флуоресцентный анализ		●	●	
Пиролиз (анализируются породы)	Rock-Eval	●	●	●	
	$C_R / C_T$ и т.д.		●	●	
Физико-химический (анализируется кероген)	Элементный анализ		●	●	
	ИК-спектроскопия		●	●	
	Термический анализ		●	●	
	Электронная микродифракция		●	●	
	ЭПР		●	●	
Химический (анализируются битумоиды или нефти)	Определение изотопного состава углерода		●		●
	Определение содержания УВ			●	
	Определение содержания легких УВ			●	●
	Определение содержания <i>n</i> -алканов		●	●	●
	Определение содержания изопреноидов		●	●	●
	Определение содержания стероидов, терпенов		●	●	●
	Определение содержания порфиринов, металлов				●
Физический (анализируются битумоиды, нефть или газ)	Определение изотопного состава углерода		●	●	●

Эффективность:



Очень высокая



Неплохая



Низкая или использование ограничено

литически устанавливаемом содержании в породе органического углерода (Сорг).

Способы определения Сорг подобно большинству других способов определения элементного состава органических соединений основаны на переводе ОВ в простейшие неорганические соединения (СО<sub>2</sub>) и определении их содержания весовым, объемным, газохроматографическим и другими методами. Одним из наиболее распространенных является метод высокотемпературного сжигания с регистрацией рН поглощающего СО<sub>2</sub> раствора на анализаторе углерода АН-7529. Именно этим методом выполнены все анализы содержания Сорг, используемые в данной работе.

Для определения количества содержащегося в породе ОВ кроме информации о Сорг необходимы данные о содержании углерода в органическом веществе (С<sup>ов</sup>) [50]. Расчет производится по формуле:

$$ОВ = (Сорг/С^{ов}) * 100$$

Форсман и Хант определили переводные коэффициенты от 1,07 для метаморфизованного ОВ до 1,40 для неметаморфизованного, богатого кислородом. Коэффициенты для разных типов органического вещества, обладающего различной степенью зрелости, приведены в таблице 3.2:

Таблица 3.2

Переводные коэффициенты для подсчета общего содержания органического вещества по содержанию органического углерода

Стадия	Тип керогена			Угли
	I	II	III	
Диагенез	1,25	1,34	1,48	1,57
Конец катагенеза	1,20	1,19	1,18	1,12

При характеристике пород наиболее часто учитывается содержание в них органического углерода.

Попытки оценить средние содержания Сорг в осадочных породах континентального сектора стратисферы предпринимались неоднократно. В отечест-

венной литературе одним из первых такие данные, основанные на огромном фактическом материале, получил Н.Б.Вассоевич [4] (табл. 3.3).

Таблица 3.3

Ориентировочные субкларки органического углерода для осадочных пород континентального сектора стратисферы – КСС (по Вассоевичу, 1973)

Порода	Сорг, %	Общая масса	
		10 <sup>14</sup> т	%
Песчаники	0,2	3,2	4,44
Алевриты	0,45	8,5	11,80
Глины, аргиллиты	0,9	54	75,00
Карбонаты	0,2	4,2	5,83
Соли, сульфаты	0,1	0,04	0,06
Сапропелевые аргиллиты (доманикиты и баженовиты по Н.Б.Вассоевичу)	6	1,8	2,50
Сапропелитовые аргиллиты (горючие сланцы по Н.Б.Вассоевичу)	16,5	0,06	0,08
Угли ископаемые	67	0,2	0,28
Все породы КСС (без эффузивных)	0,62	72,00	100

Позднее Г.А.Амосовым (табл. 3.4) приведены данные по кларкам и субкларкам Сорг и битумоидов для ископаемых осадков от позднего докембрия до неогена для основных литологических типов пород [1].

Таблица 3.4.

Кларки и субкларки Сорг в осадочных породах (по Г.А. Амосову и др, 1980)

Возраст или стратиграфическая единица	Глинистые породы	Песчано-алевритовые породы	Мергели	Карбонаты	В целом
Неоген	1.51	0.57	1.23	0.47	1.08
Палеоген	0.80	0.46	0.46	0.93	0.69
мел	0.77	0.33	1.04	0.68	0.58
Баженовская свита J <sub>3v-b</sub>	6.65	—	—	—	6.65
Юра	1.62	0.52	0.73	—	1.01
Триас	0.52	0.19	—	0.39	0.25
Пермь	1.05	0.83	0.53	0.22	0.68
Карбон	1.25	0.79	0.47	0.19	0.62
Девон	0.57	0.30	0.60	0.31	0.41
Доманиковская свита (D <sub>3f</sub> )	9.27	—	4.41	0.94	3.98
Силур	1.40	0.27	0.53	0.22	0.39
Лландоверские битуминозные отложения	3.28	—	1.04	—	1.99
Ордовик	0.76	0.31	0.25	0.18	0.26
Кембрий	0.21	0.15	0.12	0.15	0.15
Куонамская свита (Є <sub>1-2am</sub> )	4.80	2.16	—	1.10	1.90
Поздний докембрий	0.24	0.18	0.14	0.17	0.20

Б.Тиссо и Д.Вельте приводят данные, полученные разными исследователями для древних осадков по различным районам (табл. 3.5). А.Б.Ронов определил средние концентрации Сорг в разновозрастных осадочных породах фанерозоя. По его данным, среднее содержание Сорг меняется от 0,15 (нижний девон) до 1,05 (верхняя юра).

Таблица 3.5.

Средние содержания органического углерода в древних осадках, обладающих низкими емкостными характеристиками (по Б.Тиссо и Д.Вельте, 1981)

Характеристика проб	Тип пород	Сорг, %	Литературный источник
200 различных формаций из 60 осадочных бассейнов	Глины	1,65	Hunt J.M., 1961
	Карбонаты	0,18	
Породы различного генезиса	Глины	0,9	Вассоевич, 1967 (Vassoevich)
	Алевриты	0,45	
	Карбонаты	0,2	
Нефтематеринские породы из 18 осадочных бассейнов	Все типы	1,82	Французский нефтяной институт (неопубликованные данные)
	Глины и алевриты	2,16	
	Известковые глины	1,9	
	Карбонаты	0,67	
Нефтематеринские породы девяти формаций	Не подразделены на типы	0,53 - 3,67	Philippi G.T., 1965

Как видно из вышеприведенных таблиц, средние значения Сорг для одних и тех же пород, приводимые разными авторами, несколько отличаются. Также различны и минимальные значения Сорг, принимаемые разными исследователями при выделении нефтематеринских пород. Так, Т.К.Баженовой установлены нижние пределы концентраций для карбонатных пород – 0,1%, для глинистых и глинисто-алевритовых – 0,2%. Е.А.Ларской за минимальную концентрацию принята величина 0,3%. По данным А.Б.Роновой [47, 48] критический нижний предел содержания Сорг для пород глинистого типа в нефтеносных провинциях составляет 0,5%, это же значение принимается Б.Тиссо и Д.Вельте. Такие минимальные содержания органического углерода для потенциально материнских пород следует рассматривать лишь как необходимый фон, а не как положительные индикаторы материнской породы. Необходимо отметить, что приведенные кларковые содержания Сорг, как правило, в несколько

раз превышают необходимые нижние пределы концентраций. В то же время, как отмечает большинство исследователей, в образовании жидких УВ принимает участие главным образом рассеянное органическое вещество пород (РОВ), т.к. процессы его преобразования являются термokatалитическими, в отличие от термических преобразований, характерных для концентрированных форм ОВ.

### 3.2. Тип органического вещества

Спектр палеоландшафтов, в которых условия накопления ОВ благоприятны для последующего развития процессов нефтегазообразования, весьма велик. Он охватывает как морские, так и континентальные палеоландшафты [29]. Закономерности накопления ОВ и его последующая геохимическая история в них существенно различны. Вследствие этого различным будет углеводородный потенциал ОВ и нефтематеринские свойства пород.

Для характеристики нефтегенерационных свойств в нефтяной геологии используется общий термин «тип органического вещества», который подразумевает органический материал в бедных («гумусовое ОВ») и богатых («сапропелевое ОВ») нефтематеринских породах. Однако понятие «типа» разными исследователями и применительно к различным объектам (концентрированное ОВ, рассеянное ОВ, кероген) трактуется по-разному. Основы генетической классификации углей были заложены Г.Потонье, который разделил органическое вещество на три группы: 1) сапропелиты, образующиеся из фитозоопланктона; 2) гумиты, формирующиеся из остатков лигниноцеллюлозных тканей высших растений; 3) липтобиолиты, исходным материалом которых послужили наиболее стойкие к разложению ткани высших растений (воски, смолы, кутикулы). В дальнейшем его представления были развиты Ю.А.Жемчужниковым и дополнялись А.И.Гинзбург, Н.М.Крыловой, И.Э.Вальц и др. При выделении типов рассеянного органического вещества существует несколько классификаций, в основе которых лежит различие в исходном материале, молекулярной структуре, химическом и петрографическом

составе. Наиболее часто используемая классификация типов керогена разработана Б.Тиссо и Д.Вельте и основана на различии элементного состава керогена.

Таким образом, «тип органического вещества» – сложное комплексное понятие, включающее характеристику ОВ в целом (концентрированного и рассеянного), характеристику керогена, а также данные о составе битумоида. Поэтому при определении типа органического вещества используется набор методов, включающих оптико-микроскопические и физико-химические. Оптические методы, как правило, применимы для концентрированного ОВ (угли, углистые аргиллиты) или достаточно крупных включений в породе, физико-химические используются для отдельных фракций органического вещества, таких как битумоид и кероген. Прежде чем начать изучение фракций, необходимо их предварительное выделение. Извлечение битумоида производится экстрагированием хлороформом, в выделенном экстракте определяется элементный и групповой состав. Выделение керогена основано на удалении минеральной части породы путем кислотной обработки (HCl, HF). Дальнейшее изучение концентратов керогена включает определение его зольности, влажности, содержания пирита, элементного состава (C, H, S, N), термических характеристик. Пиролитический метод, получивший в последнее время широкое распространение, дает возможность получить комплексную информацию о нефтематеринской породе без длительной обработки керна.

#### **Концентрированное органическое вещество.**

Концентрированное органическое вещество (угли, углистые и горючие сланцы); как правило, изучается при помощи оптической микроскопии. Органическое вещество углей состоит из мацералов, отличающихся между собой по цвету, показателю отражения, микрорельефу, структуре и степени ее сохранности. Петрографический (мацеральный) состав углей зависит от исходного состава растительного материала, условий его накопления и первичного преобразования. И.Э.Вальц, А.И.Гинзбург и Н.М.Крыловой [3], взявшими за основу классификацию Ю.А.Жемчужникова, выполнена перегруппировка всех существующих типов углей (табл. 3.6).

Таблица 3.6

Вещественно-петрографическая классификация углей по И.Э.Вальц,  
А.И.Гинзбург и Н.М.Крыловой (1968)

Группа	Класс	Подкласс	Тип	
по образованию из высших и низших растений	По составу основного углеобразующего вещества	по степени преобладания основного углеобразующего вещества	по соотношению углеобразующих и второстепенных компонентов (без учета структуры)	
ГУМОЛИТЫ	Гелитолиты $V_t > 50\%$ $(F+L) < 50\%$	Гелиты $V_t - 75-100\%$ $(F+L) - 0-25\%$	Гелиты Фюзинито-гелиты Липоидо-гелиты Липоидо-фюзинито-гелиты	
		Гелититы $V_t - 50-75\%$ $(F+L) - 25-50\%$	Липоидо-гелититы, Фюзинито-гелититы Липоидо-фюзинито-гелититы	
	Фюзонолиты $F > 50\%$ $(V_t+L) < 50\%$	Фюзиты $F - 75-100\%$ $(V_t+L) - 0-25\%$	Фюзиты Гелито-фюзиты Липоидо-фюзиты Гелито-липоидо-фюзиты	
		Фюзититы $F - 50-75\%$ $(V_t+L) - 25-50\%$	Гелито-фюзититы Липоидо-фюзититы Гелито-липоидо-фюзититы	
	Липоидолиты $L > 50$ $(V_t+F) < 50\%$	Липоидиты $L - 75-100\%$ $(V_t+F) - 0-25\%$	Липоидиты Гелито-липоидиты Фюзинито-липоидиты Гелито-фюзинито-липоидиты	
		Липоидотиты $L - 50-75\%$ $(V_t+F) - 25-50\%$	Липоидотиты Гелито-липоидотиты Фюзинито-липоидотиты Гелито-фюзинито-липоидотиты	
	Микстогумолиты $V_t, L, F < 50\%$	Микстогумиты $V_t, L, F = 25-50\%$	Микстогумиты	
		Микстогумититы	Гелито-липоидо-микстогумититы $(F < 25\%)$ Гелито-фюзинито-микстогумититы $(L < 25\%)$ Липоидо-фюзинито-микстогумититы ( $V_t < 25\%$ )	
	САПРО-ГУМОЛИТЫ	Сапрогелитолиты	Сапрогелиты $V_t > 75\%$ $Alg < 25\%$ $(F+L) < 25\%$	Альгинито-гелиты (касяниты) Альгинито-липоидо-гелиты (кеннели) Альгинито-липоидо-фюзинито-гелиты
			Сапрогелититы $V_t - 50-75\%$ $Alg < 25\%$ $(L+F) > 25\%$	Альгинито-гелититы (касяниты) Альгинито-липоидо-гелититы (кеннели) и др.
САПРОПЕЛИТЫ	Гелито-сапропелиты $Alg - 25-50\%$ $(V_t+F+L) - 50-75\%$	Гелито-альгиты $Alg - 35-50\%$ $(V_t+F+L) - 50-65\%$		
		Гелито-альгититы $Alg - 25-35\%$ $(V_t+F+L) - 65-75\%$		
	Собственно сапропелиты $Alg > 50\%$ $(V_t+F+L) < 50\%$	Альгиты $Alg - 75-100\%$ $(V_t+F+L) - 0-25\%$		
		Альгититы $Alg - 50-75\%$ $(V_t+F+L) - 25-50\%$		

Накопление и преобразование исходного материала углей различных классов происходило в определенных фациальных обстановках. Угли класса гелитолитов формировались в условиях сильно обводненных болот. Это могли быть преимущественно сильнообводненные лесные, топяные или лесотопяные болота, с неодинаковыми гидрохимическими условиями и различной вертикальной циркуляцией. В общем случае, по данным А.Н.Фомина, в более застойных условиях происходило образование гелитов, в более проточных – гелитолитов. В последнем случае из-за привноса свободного кислорода частично происходило окисление лигниноцеллюлозных тканей, что способствовало увеличению содержания фюзинизированных микрокомпонентов; циркуляция воды приводила также к их частичному растворению и вымыванию и росту концентрации наиболее стойких липоидных компонентов. Кроме динамики водной среды разнообразие гелитолитов обусловлено различиями в исходном материале, что связано с климатом, ландшафтом и общей фациально-палеогеографической обстановкой, а также скоростью погружения района седиментации.

Условия образования фюзенолитов менее ясны, чем гелитолитов, и, по-видимому, были различными. По мнению Ю.А.Жемчужникова, формирование исходного материала этих углей происходило в субаэральных условиях в более возвышенных частях болот или заболоченном лесу под действием аэробных микроорганизмов (бактерий или грибков). Для образования и сохранения фюзенизированных компонентов необходимы обстановки накопления органического материала, сопровождающихся скачкообразным переходом от аэробных условий к анаэробным.

По существующим представлениям [27], образование углей класса липоидолитов происходило в проточных условиях (фация проточных болот) при постепенном разложении и выносе наиболее растворимых, преимущественно лигниноцеллюлозных тканей, и накоплении наиболее устойчивых (оболочки спор, пыльца, кутикула, смоляные тельца).

Микстогумолиты, по мнению ряда исследователей, относятся к фациям значительно обводненных проточных болот, определяемых обычно как пойменные. Подобные фации характерны для тектонически спокойных областей.

Условия образования сапрогелитолитов долгое время были дискуссионны. Детальные исследования этих углей доказали гумусовую (с точки зрения исходного материала) природу их бесструктурного вещества, сапропелевое вещество встречается в незначительном количестве.

Сапропелиты образуются из субаквальных илов, отложившихся в ярко выраженных анаэробных условиях. Сапропелевое вещество состоит из планктона и тончайшего детрита водных растений, в составе углей также присутствуют аллохтонные компоненты наземных растений. Предположительно формирование богхедов происходило в преимущественно центральных частях небольших болотистых озер, а кеннелей – ближе к берегу.

Таким образом, петрографический состав углей не только дает возможность определить тип органического вещества, но и характеризует определенные фациальные обстановки осадконакопления.

### Кероген.

Тип и качество керогена могут быть определены и оценены различными методами. Наиболее широко применяемым в настоящее время является элементный анализ керогена. Согласно результатам этого анализа (таблица 3.7, 3.8), углерод и водород являются основными составляющими керогена любого типа. Количество водорода меняется от 500 до 1800 атомов на 1000 атомов углерода. Следующий по содержанию элемент – кислород представлен только 25-300 атомами. Азот и сера обычно находятся в гораздо меньших количествах: 5-30 атомов серы и 10-35 атомов азота на 1000 атомов углерода.

Классификация типов керогена, предложенная Б.Тиссо и Д.Вельте, в последнее время широко используется. Выделяемые ими типы на диаграмме Ван-Кревелена (рис. 3.1) характеризуются соответствующими кривыми.

*Первый тип* – кероген с высоким содержанием водорода и низким содержанием кислорода (начальное атомное отношение  $H/C_{ат}$  высокое – более 1,5 и  $O/C_{ат}$

Таблица 3.7

Параметры НОВ (керогена) основных генетических типов в мезокатагенезе на примере терригенных отложений  
(средние значения на начало градаций катагенеза) (по Богородской Л.И., 2005)

Градация катагенеза	Тип ОВ	Элементный состав, %					Атомные проценты				
		С	Н	N	S	О	С	Н	N	S	О
МК <sub>1</sub> <sup>1</sup> (Д)	Т	73-75	4,9-5,0	1,5-2,3	0,5-1,3	18-18,5	49-50	40	0,9-1,3	0,1-0,4	9,0-9,4
	А	74-76	7,2-7,8	2,0-2,2	2,8-3,6	11-13	42-43	50-52	1,0	0,6-0,8	4,6-5,7
МК <sub>1</sub> <sup>2</sup> (Г)	Т	79	4,8-5,0	1,5-2,2	0,5-1,1	14-13	52	39-40	0,8-1,3	0,1-0,3	6,9-7,0
	А	78	7,0-7,8	2,0-2,2	2,5-2,8	9,5-10,2	43-45	49-52	1,0	0,5-0,6	3,9-4,4
МК <sub>2</sub> (Ж)	Т	83-84	4,6-5,0	1,5-2,2	0,5-1,0	9,0-9,2	55-56	37-39	0,8-1,3	0,1-0,3	4,4-4,6
	А	82	5,8-7,4	1,9-2,1	1,8-2,2	6,7-8,1	46-51	44-50	1,0	0,4-0,5	2,8-3,8
МК <sub>3</sub> <sup>1</sup> (К)	Т	86	4,3-4,9	1,4-2,2	0,4-1,0	7,0-7,4	56-59	35-38	0,8-1,3	0,1-0,2	3,6
	А	85	4,2-6,0	1,8-2,0	1,3-1,7	5,7-7,3	50-59	35-46	1,0	0,3-0,4	2,3-3,8

Примечание. Представленные параметры получены по материалам исследования керогена РОВ из отложений терригенных пород Кузнецкого бассейна (С<sub>1</sub> – Р<sub>1-2</sub>) и Западно-Сибирской плиты (J<sub>1-2</sub>) – преимущественно террагенное ОВ (Т) и Западно-Сибирской плиты (J<sub>3v</sub>) и Сибирской платформы (Є<sub>1-2</sub>) – преимущественно аквагенное ОВ (А).

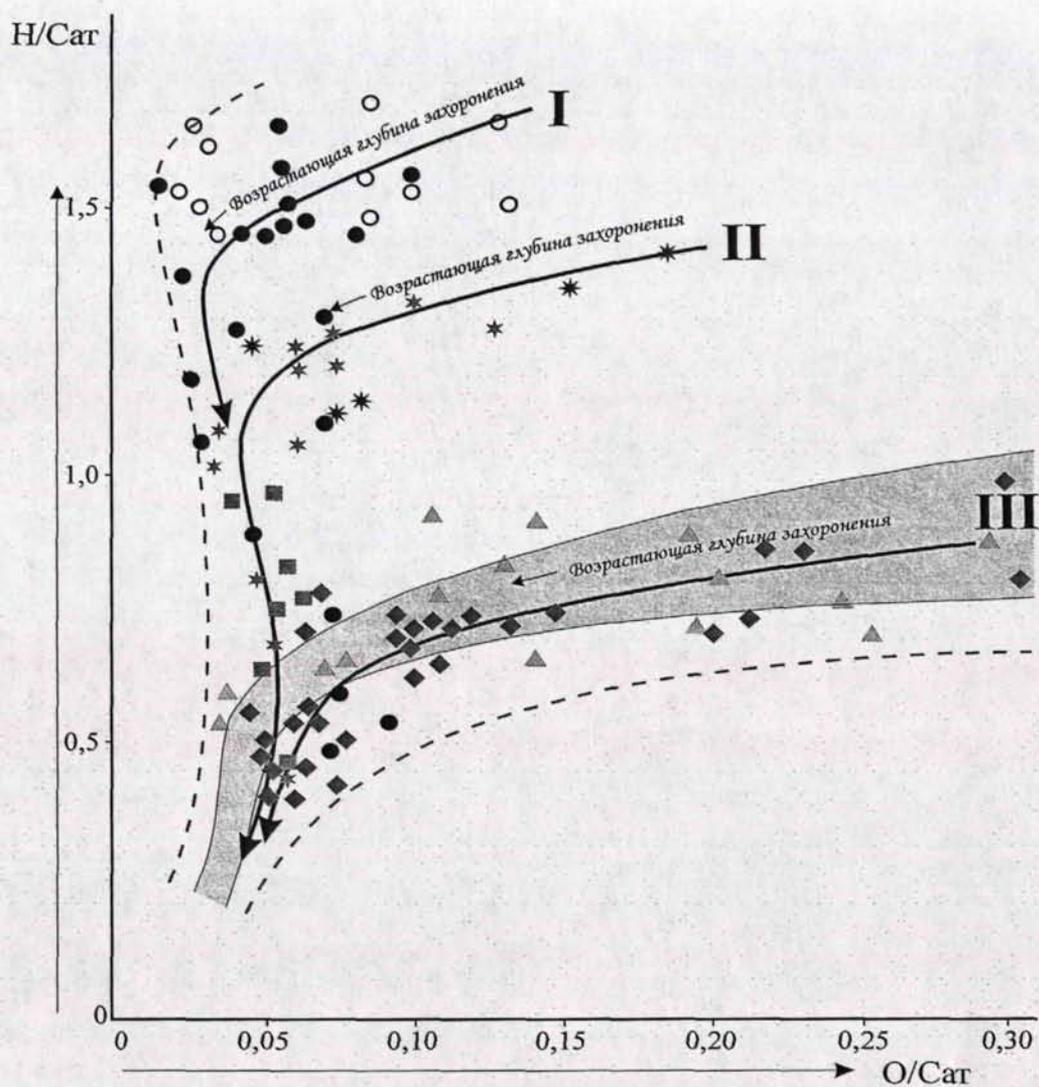
Таблица 3.8

## Элементный состав основных типов керогена (по Б.Тиссо и Д.Вельге, 1981)

Тип керогена	Бассейн или страна	Формация и/или возраст	Стадия литогенез*	Вес. %					Ат. %				
				C	H	O	N	S	C	H	O	N	S
I	Бассейн Пайсенс	Горючие сланцы Грин Ривер, эоцен	Д	76,5	10,0	10,3	0,6	2,6	37,2	58,3	3,7	0,3	0,5
	Бассейн Юнгла	Горючие сланцы Грин Ривер, эоцен	Д	75,9	9,1	8,4	3,9	2,6	38,7	55,9	3,2	1,7	0,5
	Бассейн Юнгла	Горючие сланцы Грин Ривер, эоцен	К	80,9	8,6	4,4	3,8	2,3	42,4	54,0	1,8	1,0	0,8
	Бассейн Юнгла	Горючие сланцы Грин Ривер, эоцен	К	82,7	4,1	8,3	1,7	3,2	58,8	34,9	4,4	1,0	0,9
	Австралия	Курунгит современный	Д	77,5	10,8	9,3	0,4	2,0	35,9	60,4	3,2	0,2	0,3
II	Австралия	Тасманит, пермь	Д	75,9	9,4	8,8	2,1	3,8	38,4	56,7	3,3	0,9	0,7
	Франция	Отёйский богхед, пермь	К	82,2	9,9	4,1	1,3	2,5	39,8	57,7	1,5	0,5	0,5
	Парижский бассейн	Ранний тоар	Д	72,6	7,9	12,4	2,1	4,9	40,3	52,5	5,2	1,0	1,0
	Парижский бассейн	Ранний тоар	К	85,4	7,1	5,0	2,3	0,2	48,4	48,4	2,1	1,1	0,0
	Северо-Сахарский бассейн	Силур	К	80,6	5,9	6,4	3,4	3,8	50,3	44,1	3,0	0,9	1,8
III	Северо-Сахарский бассейн	Силур	М	85,4	3,5	5,6	2,1	3,3	63,6	31,0	3,1	0,9	1,4
	Эстония	Кукерит, ордовик	Д	73,5	8,3	15,6	0,4	2,2	39,5	53,6	6,3	0,2	0,4
	Рейнский грабен	Мессельские сланцы, эоцен	Д	69,3	8,3	18,0	2,6	1,8	37,4	53,7	7,3	1,2	0,4
	Бассейн Дуала	Поздний мел	Д	72,7	6,0	19,0	2,3	0,0	45,2	44,8	8,8	1,2	0,0
	Бассейн Дуала	Поздний мел	К	83,3	4,6	9,5	2,1	0,2	55,1	38,9	4,7	1,2	0,0
угли	Бассейн Дуала	Поздний мел	М	91,6	3,2	2,9	2,0	0,3	68,1	29,0	1,6	1,3	0,0
	Югославия	Бурый уголь, плиоцен, **Ro = 0,43%	Д	68,6	5,1	21,2	2,6	2,5	46,0	41,2	10,7	1,5	0,6
	ФРГ	Каменный уголь, карбон, **Ro = 1,22%	К	88,3	5,0	3,9	2,0	0,8	57,5	39,3	1,9	1,1	0,2
	ФРГ	Антрацит, карбон, **Ro = 2,75%	М	91,3	3,2	3,2	1,8	0,5	68,0	28,9	1,8	1,1	0,2

\* Д - диагенез, К - катагенез, М - метагенез

\*\* Ro - отражательная способность витринита в масле



Основная тенденция изменения состава гумусовых углей  
 Границы поля, отвечающего керогену  
 Эволюционные кривые основных типов керогена

Тип	Возраст и/или формация	Бассейн, страна	
I	Горючие сланцы Грин-Ривер (палеоцен-эоцен)	Юинта, Юта, США	●
	Водорослевые керогены ( <i>Botryococcus</i> и др.)		○
II	Нижнетюарские глины	Париж, Франция, ФРГ	*
	Силурийские глинистые породы	Сахара, Алжир, Ливия	■
	Различные горючие сланцы		*
III	Верхний мел	Дуала, Камерун	◆
	Нижнеменнвиллские глины	Альберта, Канада	▲

Рис. 3.1. Основные типы и эволюционные кривые керогенов типов I, II и III, наиболее распространенных в природе. (Диаграмма Ван-Кревелена)

низкое – менее 0,1), в значительной части кероген состоит из липидного материала, в нем преобладают алифатические структуры. Содержание полиароматических ядер и гетерогенных связей невелико в сравнении с другими типами органического вещества. Кислород находится главным образом в сложноэфирных связях. Кероген формируется в основном за счет водорослевых (озерных *Botryococcus* и близким к ним форм) и микробных липидов; он характерен для некоторых типов горючих сланцев: богхедов, торбанитов, тасманитов, куронгитов, горючих сланцев Грин Ривер. Условия, приводящие к его образованию, чаще всего реализуются в озерных обстановках. Кероген этого типа менее распространен в сравнении с другими типами.

*Второй тип* керогена обычно характерен для морских осадков, содержащих автохтонное органическое вещество – производное смеси остатков фитопланктона, зоопланктона и микроорганизмов (бактерий), накапливавшееся в восстановительной обстановке. Содержание водорода достаточно высокое, но меньше, чем в первом типе ( $H/C_{org}=1,5-1$ ), содержание кислорода более высокое; в керогене этого типа большое значение приобретают полиароматические ядра, гетероатомные группы кетонов, карбоксильные группы кислот и сложноэфирные связи. В нем обычно присутствует сера, локализуясь в гетероциклах. Этот кероген, по данным О.К. Баженовой (2000) и др., является источником УВ для большинства нефтяных месторождений, в том числе и гигантских. Необходимо отметить, что гумусовые угли с высоким содержанием лейптинитовых компонентов на диаграмме Ван-Кревелена также попадают в поле составов керогена II типа.

*Третий тип* – керогены, бедные водородом (сравнительно низкие начальные значения соотношения  $H/C_{org} < 1$ , и высокие исходные значения атомного отношения  $O/C_{org} = 0,2-0,3$ ), содержащие преимущественно конденсированные полиароматические ядра и кислородсодержащие функциональные группы при отсутствии сложноэфирных группировок. Алифатические цепочки, унаследованные от восков высших растений, играют незначительную роль. Кероген этого типа образовался в основном из остатков наземной растительности. Этот тип ке-

рогена обладает меньшим потенциалом для генерации нефти (в сравнении с типами I и II). Обычен для осадочных толщ континентальных окраин.

Выделенные типы керогенов отличаются по характеру генерируемых продуктов, прежде всего УВ.

### **Рассеянное органическое вещество.**

В осадочных породах, преимущественно глинистых, доминирует органическое вещество в рассеянной форме. Рассеянные формы ОВ в породах неотипны по своему происхождению, а, следовательно, и структуре. Установление генетического типа ОВ в осадочных отложениях – очень трудная и не всегда однозначно решаемая задача. Состав органического вещества в осадках определяется рядом причин, в том числе геохимическими условиями осадконакопления и палеогеографическими. Хорошая аэрация осадка приводит к окислению и разрушению наиболее реакционноспособных компонентов, захоронению минимального количества органического вещества; застойность вод, отсутствие в осадке свободного доступа кислорода – к консервации органического вещества. Большое значение имеет удаленность или близость к источникам сноса наземного материала.

Ряд исследователей – В.А. Успенский, О.А. Радченко, Д.Хант, И.Форсман и другие рассеянное органическое вещество осадочных пород подразделяли на два принципиально отличных генетических типа: гумусовое и сапропелевое. Образование первого они связывают с органическими остатками наземного происхождения, а второго – с субаквальными осадками, преимущественно морскими. В настоящее время эти термины также широко используются, но в несколько измененном смысле. При определении типа вещества исходят из его физико-химического состава, а не из представлений о возможном источнике его образования. К гумусовому типу ОВ относят те разности, в строении которых в основном принимали участие высокоциклические соединения с преобладанием конденсированных структур. Для данного типа ОВ пород, находящихся на стадиях прото- и мезокатагенеза в целом характерно низкое атомное отношение Н/С (менее 0,9). В таком веществе встречаются морфо-

логически выраженные остатки высшей растительности. В его формировании основную роль играли производные лигнина, углеводов; участие производных углеводно-белковых компонентов и липидов, возникших в результате микробной деятельности в осадке и унаследованных породой, незначительно. Основная нерастворимая часть гумусового ОВ имеет в основе строения конденсированные ареновые ядра; присутствуют гумины. Сапропелевый тип ОВ сформирован из алифатических и алициклических фрагментов, «сшитых» в комплексы полимеров, относительно обогащенных водородом. В строении сапропелевого ОВ принимают участие гетерополиконденсаты белков, углеводов и липидов. Атомное отношение Н/С для основной массы ОВ данного типа на стадии прото- и мезокатагенеза более единицы. Для сапропелевого типа характерно полное или почти полное отсутствие морфологически выраженных остатков гидробионтов (например, талломоальгинита) и преобладание коллоидных и сорбированных форм. Основная нерастворимая масса ОВ этого типа построена из гетеро- и алициклических структур; в ней отсутствуют конденсированные ареновые структуры; типично присутствие сапроинов (ангидридные формы сапропелевых кислот, соединений, более богатых водородом, чем гуминовые кислоты). Смешанные формы ОВ пород классифицируются как гумусово-сапропелевые (с преобладанием структур, характерных для сапропелевого вещества) или сапропелево-гумусовые (при обратном соотношении основных компонентов, определяющих генетический тип исходного вещества).

Н.Б.Вассоевичем [6] было предложено ОВ современных и ископаемых осадков (седиментитов) именовать седидахитами. Основываясь на характеристическом или преобладающем типе молекулярных структур в их составе, Н.Б.Вассоевич предложил следующие термины: алиновый тип – характеризуется алифатическим и алициклическим составом, возникшим на основе липоидов и полимерлипоидинов, арконовый тип образован ареновыми, частично конденсированными структурами в результате трансформации лигниноцеллюлозных компонентов высших растений; амикагиновый тип сформирован

за счет гидроароматических структур с повышенным содержанием азота в результате взаимодействия аминокислот, пептидов, углеводов.

А.Э.Конторович и Л.И.Богородская [33] предложили ОВ, генетически связанное с высшей наземной растительностью, называть террагенным, а ОВ, генетически связанное с гидробионтами, - аквагенным.

Г.М. Парпаровой, С.Г.Неручевым и др. [45] была предложена петрографическая классификация сапропланктонитового (сапропелевого) РОВ, в основу которой были положены типы исходных организмов и условия их обитания. В соответствии с этим в РОВ были выделены подгруппы сапрофитопланктонитов, сапрозоофитопланктонитов, сапрофитозоопланктонитов и сапрозоопланктонитов. Особо выделялся класс оксисорбосапропелитов, образовавшийся при анаэробном окислении сапропланктонитов.

В последнее время, особенно в материалах отечественных и зарубежных исследователей принято классифицировать РОВ в соответствии с типами керогена.

Существуют и другие классификации РОВ.

Приводимая в «Геологическом словаре» классификация основана на единстве природы и путей преобразования рассеянных и концентрированных форм ОВ и принятии классификации углей. В ее основу положена группировка органических веществ, присутствующих в породах в количествах, резко подчиненных по сравнению с минеральными компонентами, по генетическому типу и степени углефикации. По соотношению гумусовых и сапропелевых элементов выделяются классы и типы. Схема имеет следующий вид [16]:

Группа	Класс	Тип
Гумолиты	Фюзенолиты (А)	-
	Гелитолиты (В)	-
	Липоидолиты (С)	-
Сапропелито-гумиты	Сапропелито-гумиты (D)	D <sub>1</sub> , D <sub>2</sub> , D <sub>3</sub>
Сапропелиты	Гумито-сапропелиты (E)	E <sub>1</sub> , E <sub>2</sub> , E <sub>3</sub>
	Собственно сапропелиты (F)	F <sub>1</sub> , F <sub>2</sub> , F <sub>3</sub>

Индексы 1, 2, 3 в нумерации типов отражают возрастание доли сапропелевых элементов. По степени углефикации учитывается градация, принятая в классификации гумусовых углей.

На практике такое подразделение по типам рассеянного органического вещества встречается достаточно редко. Обычно для характеристики РОВ используются кероген и битумоид, которые и являются основными составными частями органической компоненты пород. Необходимо отметить, что термин «сапропелевое РОВ», в отечественной литературе часто относится ко II типу керогена (например, ОВ баженовской свиты).

### **Битумоид.**

Для характеристики процесса нефтеобразования обычно измеряется общее количество битумоида, извлекаемого из породы, т.е. сумма углеводородов, смол и асфальтенов. Извлекаемые битумоиды включают хемофоссилии, несущие информацию о происхождении органического вещества. Они могут быть использованы для определения типа органического вещества, а также для оценки генетического потенциала материнской породы. Исследование битумоидов в качестве основной процедуры предусматривает разделение их на ряд относительно однородных в химическом отношении аналитических групп (групповой анализ). Как правило, выделяются следующие аналитические группы: асфальтены, смолы бензольные и спирто-бензольные, углеводороды моно-, би- и полиароматические, углеводороды насыщенные. В дальнейшем возможно более детальное исследование отдельных фракций битумоида методами ГЖХ и хромато-масс-спектрометрии. Кроме того, также как и для керогена, производится определение элементного состава (С, Н, S, N, O) битумоида.

Погружение отложений, т.е. увеличение давления и особенно температуры, является решающим фактором эволюции органического вещества. Повышение температуры вызывает разложение керогена и образование битумоида и особенно углеводородов, главных компонентов нефти. Возрастание битуминозности рассеянного органического вещества с глубиной достоверно установ-

лено многими исследователями [32, 42, 43]. Степень превращения органического вещества в нефть можно выразить как отношение

$$\frac{\text{битумоид}}{C_{орг}} = \beta \text{ (битумоидный коэффициент)}$$

Образование битумоидов начинается на стадии диагенеза. С увеличением диагенетической преобразованности меняется их количество и углеводородный состав. В битумоидах по мере возрастания глубины преобразования органического вещества в диагенезе монотонно растет соотношение метаново-нафтеновых и нафтеново-ароматических углеводородов от 0,5-0,8 до 1,2-1,7 [29]. Подобно концентрации углеводородов в битумоиде меняется соотношение смол и асфальтенов, достигая значений 4-6.

Установлено, что при наличии восстановительной среды в осадке состав битумоидов существенно меняется. В них уменьшается содержание гетероэлементов; в групповом составе растет количество масел.

### 3.3. Созревание органического вещества

Термическая эволюция материнских пород в течение диагенеза, катагенеза и метагенеза приводит к изменению многих физических или химических свойств органического вещества. Органическое вещество, захороняющееся в осадках, подвергается разложению и значительному преобразованию еще в процессе седиментации, в водной среде. По оценке В.А.Успенского не разлагается и попадает в осадок в среднем 0,80% первичной продукции органического вещества. В некоторой мере органическое вещество осадков пополняется за счет их бактериального населения и других донных организмов, а также донной растительности [29]. В процессе диагенеза происходит преобразование рыхлых осадков на дне водных бассейнов в осадочные горные породы. Органическое вещество в них также подвергается значительной перестройке, определенная его часть расходуется на редуccionные процессы в анаэробный этап диагенеза. При анаэробном биохимическом разложении органического веще-

ства генерируется большое количество газов, в том числе углеводородных [8, 9]. Исследования показывают, что при биохимической переработке ОВ в морских осадках образуется не только метан, но и углеводородные газы С<sub>2</sub> – С<sub>5</sub>, как нормального, так и изостроения, причем интенсивность новообразования углеводородов С<sub>2</sub> – С<sub>5</sub> тем выше, чем больше сапропелевого ОВ в осадках и чем более восстановительной является их среда. Таким образом, диагенетическая зона выделяется как зона генерации углеводородных газов, главным образом метана.

Ведущим процессом в преобразовании органического вещества, генерации нефти и газа, в изменении свойств самих пород нефтегазоносных отложений, а также миграции образующихся углеводородов, является катагенез. Это наиболее длительная стадия в геохимической истории ОВ осадочных пород, постепенно сменяющая диагенез и предшествующая метаморфизму. Главными факторами катагенеза являются температура и давление [15, 31].

Наиболее отчетливо превращения ОВ в зоне катагенеза проявляются в направленном изменении его состава. Чем в более жестких термодинамических условиях находилось ОВ, тем, при прочих равных условиях, выше концентрация в нем углерода, ниже водорода и особенно гетероэлементов: азота, серы и кислорода. При общей направленности процессов катагенетических превращений ОВ разных типов между ними имеются и отчетливые различия. Сапропелевое РОВ морских толщ отличается от континентального РОВ гумусового генезиса более высоким содержанием водорода, азота и особенно серы и пониженным содержанием кислорода. Гумусовое ОВ генерирует значительно меньше углеводородных газов, чем сапропелевое.

Таким образом, в весьма длительном и многостадийном процессе преобразования органического вещества выделяется главная фаза нефтеобразования. Этот термин принадлежит Н.Б. Вассоевичу [5, 7]. В вышедших одновременно работах А.Э. Конторовича и др. [30, 34] выделена главная зона нефтеобразования, которая соответствует длиннопламенной и газовой стадиям катагенных

изменений органического вещества. Динамика новообразования жидких и газообразных углеводородов в зонах диагенеза и катагенеза показана на рис. 3.2.

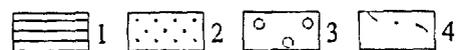
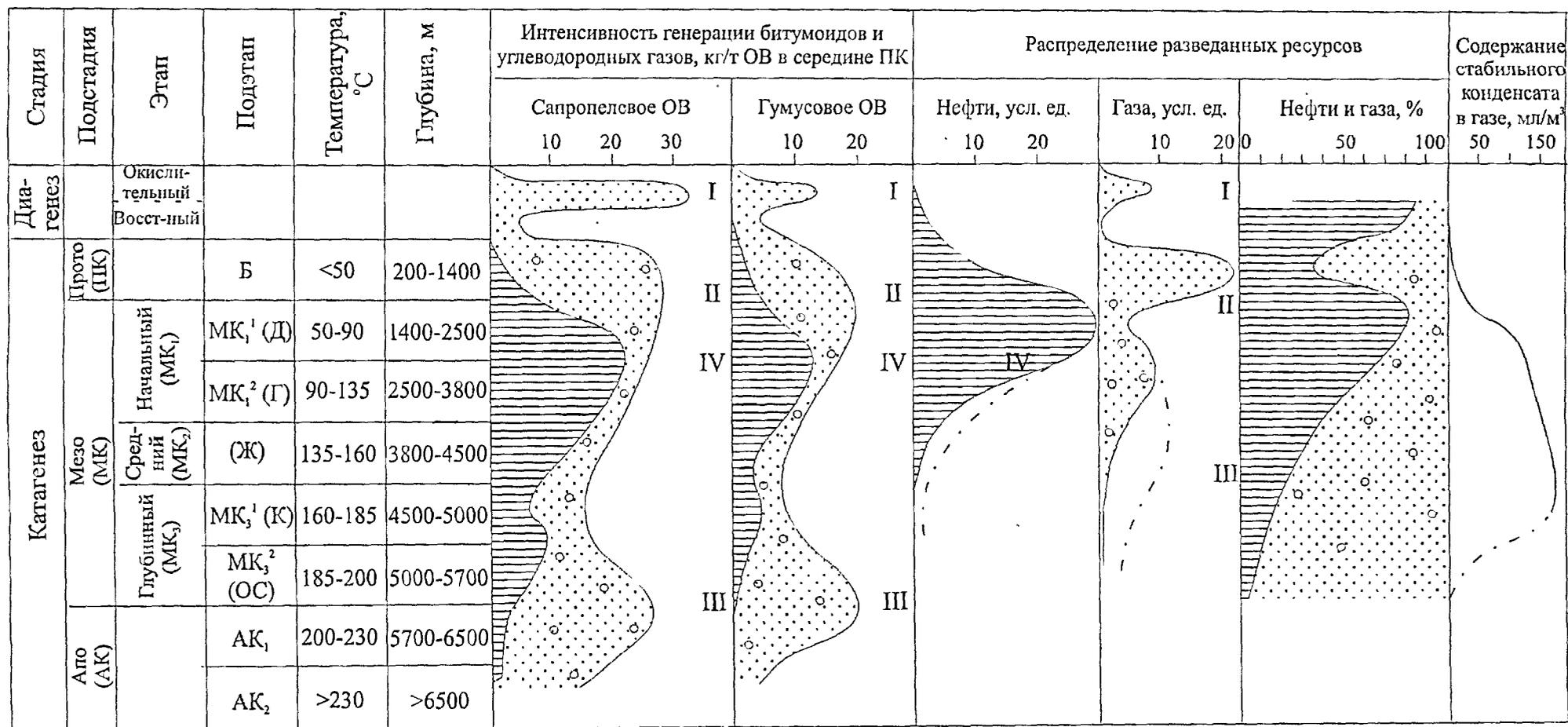
Во многих провинциях прослежено влияние катагенеза на нефтегазоносность слагающих их осадочных толщ. Установлены этапы наиболее интенсивной генерации и эмиграции УВ или главные фазы (зоны) нефте- и газообразования, приуроченные к определенным интервалам шкалы катагенеза. Данные об интенсивности нефтеобразования в зависимости от катагенеза по ряду регионов впервые обобщены С.Г. Неручевым (рис. 3.3).

В настоящее время наличие в разрезе стратисферы ГЗН признается всеми исследователями. Поэтому определение уровня катагенеза является необходимой процедурой при проведении геохимических исследований и оценке нефтематеринских свойств пород.

Для установления степени преобразованности РОВ главным образом используются две группы методов: оптические и геохимические. Наиболее точным и надежным методом является определение отражательной способности (ОС) витринита углистого детрита ( $R_o$  – отражательная способность витринита в масле,  $R_a$  – отражательная способность витринита в воздухе). Соответствие этапов углефикации и углей разных марок определенным температурам было установлено на основании экспериментов, при этом минимальные температуры образования углей в лабораторных условиях условно принимаются в качестве верхних пределов температур для природных процессов (°C): Б-Д – 150-200, Д-Г – 250, Ж-К – 290, К-ОС – 340, ОС – Т – 380. Шкала приближенных температур приведена в таблице 3.9.

В толщах, лишенных витринита, и прежде всего в докембрийских и нижнепалеозойских отложениях, используется показатель преломления микрокомпонентов РОВ – коллохитинита, коллоальгинита, псевдовитринита. С изменением преобразованности РОВ изменяется окраска керогена в проходящем слое.

К геохимическим и физико-химическим методам определения уровня катагенетической преобразованности РОВ относится элементный состав кероге-



1 - Нефть и битумоиды; углеводородные газы; 2 -  $CH_4$ , 3 -  $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$ ; 4 - предполагаемое распределение ресурсов при достижении уровня разведанности глубины 1-3 км.  
 I - диагенетическая зона интенсивного газообразования и зона накопления гидратов газов; II - верхняя зона интенсивного газообразования и газонакопления;  
 III - глубинная зона интенсивного газообразования и газонакопления; IV - главная зона нефтеобразования

Рис. 3.2. Интенсивность генерации нефти и газа и распределение их ресурсов в стратифере (Конторович, 1976)

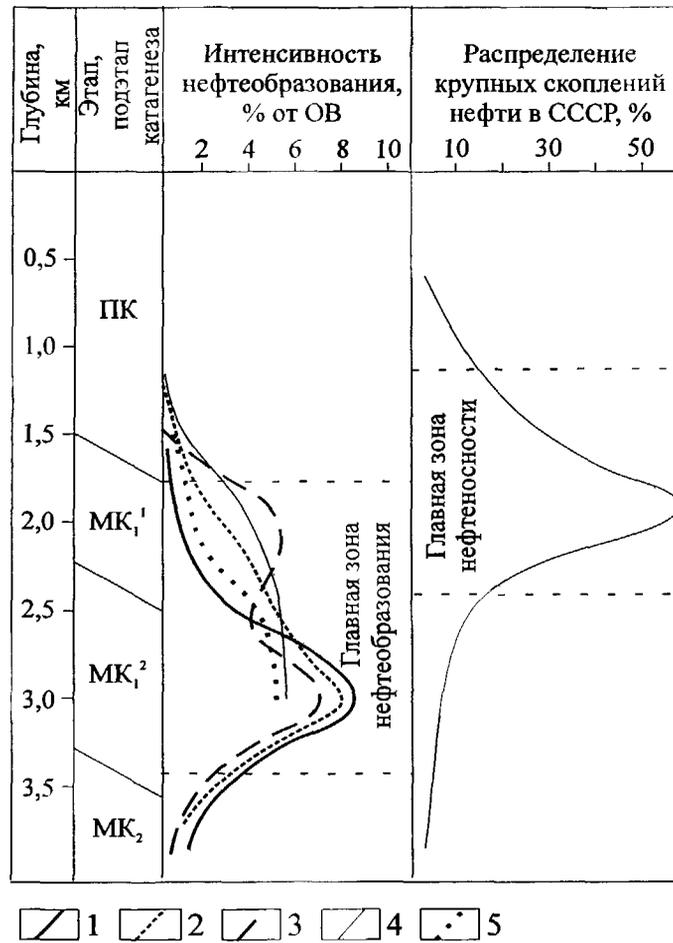


Рис. 3.3. Изменение интенсивности нефтеобразования (на 0,5 км глубины) и распределение крупных скоплений нефти по глубинным зонам осадочного чехла, по С.Г.Неручеву (1973).

- 1 - терригенный девон;
- 2 - бавлинские отложения;
- 3 - кембрий Восточной Сибири;
- 4 - сапропелевое органическое вещество мезозоя Западной Сибири;
- 5 - сапропелево-гумусовое органическое вещество мезозоя Западной Сибири.

Таблица 3.9

Шкала катагенеза по отражательной способности витринита и предполагаемая палеотемпература

Градации катагенеза			Отражательная способность витринита		Палеотемпература, °С (по О.К. Баженовой и др., 2000)
Углемарочная шкала	по Конторовичу, 1976	по Вассоевичу	в воздухе (Ra,%)	в масле (Ro, %)	
Б	ПК	ПК	>7.0	<0.45	<95
Д	МК <sub>1</sub> <sup>1</sup>	МК <sub>1</sub>	7.0 -7.7	0.40-0.64	100-130
Г	МК <sub>1</sub> <sup>2</sup>	МК <sub>2</sub>	7.7-8.4	0.60-0.90	135-165
Ж	МК <sub>2</sub>	МК <sub>3</sub>	8.4-9.1	0.85-1.30	170-205
К	МК <sub>3</sub> <sup>1</sup>	МК <sub>4</sub>	9.1-10.0	1.25-1.65	210-230
ОС	МК <sub>3</sub> <sup>2</sup>	МК <sub>5</sub>	10.0-10.7	1.60-2.00	
Т	АК <sub>1</sub>	АК <sub>1</sub>	10.7-11.5	1.90-2.60	230-250
ПА	АК <sub>2</sub>	АК <sub>2</sub>	11.5-12.5	2.50-3.40	> 250
А	АК <sub>3</sub>	АК <sub>3</sub>	>13.6	>3.40	

на, выход битумоидных компонентов, их состав, состав УВ фракций, соотношение разных групп УВ, зрелость, определенная по хемофоссилиям.

Проводимые в СНИИГГиМСе и других в течение многих лет исследования керогена позволили выявить основные закономерности в изменении химического состава керогена различных нефтегазоносных бассейнов. По этим данным построены шкалы катагенетической зональности (табл. 3.10) для районов Западной Сибири, Сибирской платформы, Енисей-Хатангского прогиба и др. территорий [2]. В целом, большая часть геохимических методов не дает четких градаций катагенеза, но позволяет определить преобразованность РОВ на уровне: незрелое, малозрелое, зрелое, высоkozрелое. С ростом катагенеза изменяется выход битумоидов: битумоидный коэффициент; соотношение групп УВ – уменьшается значение  $Ar/(Me+Nn)$ , меняется характер распределения н-алканов. Для незрелого ОВ характерно присутствие четырех- и пятициклических нафтеннов, для ОВ зоны мезокатагенеза – би- и моноциклических.

#### 3.4. Пиролитические методы оценки нефтегенерационного потенциала

Пиролитический метод дает возможность получить информацию о нефтематеринской породе без длительной обработки керна. Потенциал ОВ оценивается количеством образовавшихся УВ в лабораторных условиях при температурах от 300 до 650°C, что примерно отвечает массе УВ, генерирующейся в природных условиях до конца среднего мезокатагенеза.

При пиролизе образуются несколько основных групп компонентов, которым соответствуют пики  $S_0$ ,  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$ , которые идентифицированы следующим образом:

$S_0$  – содержание в породе УВ ряда  $C_{1+} \dots C_7$  (кг/т или мг/г), т.е. продуктов, выделяющихся при невысокой температуре (90°C) в течение 2 мин, главным образом УВ газов.

$S_1$  – содержание в породе жидких УВ нефтяного ряда  $C_{8+} \dots C_{15+}$  (УВ и нефтеподобных соединений, улетающих до 280-300°C; это углеводоро-

Таблица 3.10

Глубинная зональность катагенеза регионов Сибири по данным публикаций различных авторов  
(м, на начало градации катагенеза) (Богородская Л.И., 2005)

Градации катагенеза			Регионы Районы, скважины		Кузбасс	Западно-Сибирская плита									
						южные	восточные	северные	центральные и юго-восточные	северные (палеоглубины)	Сургутский	Когалымский	Уренгойская, 411	Тюменская, СГ-6	
Подстадия	Этапы, подэтапы	Возраст	С <sub>1</sub> -Р <sub>1-2</sub>	юрский-нижнемеловой									Т <sub>2-3</sub> -J <sub>1-3</sub>	Т <sub>2-3</sub> -J <sub>1-3</sub> -K <sub>1</sub>	Д <sub>1-3</sub> -С <sub>1</sub>
Мезокаатагенез	МК <sub>1</sub> <sup>1</sup> (Д)		2000	1900	1700	1400	1600	1300	2000	1800	-	-	-	-	
	МК <sub>1</sub> <sup>2</sup> (Г)		2400	2500	2800	1900	2400	3300	2800	2800	3700	-	2400	1900	
	МК <sub>2</sub> (Ж)		3600	3200	3600	3000	3200	3650	3500	3700	3900	4100	3800	2900	
	МК <sub>3</sub> <sup>1</sup> (К)		4200	3600	3800	3400	4000	3900	-	-	4200	4700	4600	3600	
	МК <sub>3</sub> <sup>2</sup> (ОС)		4500	-	-	-	-	4150	-	-	4700	5400	5200	5400	
Апокатагенез	АК <sup>1</sup> (Т)		5000	-	-	-	-	4400	-	-	5000	5700	5600	-	
	АК <sup>2</sup> (ПА)		5500	-	-	-	-	4700	-	-	5200	5800	6000	-	
	АК <sup>3</sup> (А)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	6100	6400	-	

Продолжение табл. 3.10

Градации катагенеза			Регионы Районы, скважины		Сибирская платформа					Межрегиональные прогибы*			
					Лено-Тунгусская провинция					Енисей-Хатангский			Виллойдская синеклиза
							запад	восток	Норильский район	Танамо-малохетский и Рассохинский мегавалы	Балахнинский мегавал	Хатчагайский мегавал, Ср - Виллойдская, 27	
Подстадия	Этапы, подэтапы	Возраст	рифей-венд-кембрий (максимальные глубины)					S In <sub>1-2</sub>	I <sub>1-2</sub>	I <sub>1-2</sub>	С <sub>3</sub> -Р <sub>1-2</sub>	Р <sub>2</sub> -Т- I <sub>1</sub>	
Мезокаатагенез	МК <sub>1</sub> <sup>1</sup> (Д)		1700	1150	1000	1800	1000	1700	1000	2000	1800		
	МК <sub>1</sub> <sup>2</sup> (Г)		2800	2250	2100	2600	1800	2900	2400	3000	3300		
	МК <sub>2</sub> (Ж)		3300	3400	3400	3500	3000	4000	3600	4000	4100		
	МК <sub>3</sub> <sup>1</sup> (К)		3700	4500	4500	4500	4000	4500	-	4500	4500		
	МК <sub>3</sub> <sup>2</sup> (ОС)		4100	5300	5400	5400	4800	-	-	4800			
Апокатагенез	АК <sup>1</sup> (Т)		4400	5850	6000	-	-	-	-	5100			
	АК <sup>2</sup> (ПА)		4900	6300	7000	-	-	-	-	5500			
	АК <sup>3</sup> (А)		6100	6700	-	-	-	-	-	6000			

\*Глубинная зональность катагенеза Лено-Виллойдского бассейна по отдельным площадям рассмотрена также в работе И.Д.Поляковой и Е.И.Соболевой /Геохимия..., 1991/

ды, находящиеся в породе в свободном или адсорбированном состоянии, т.н. «битумоидная» составляющая ОВ.

$S_2$  – УВ и родственные им компоненты, генерированные при более высоких температурах (до 650°C) за счет деструкции керогена. Этот пик сопоставляется с количеством УВ (кг/т или мг/г породы), которые могут образоваться при полной реализации нефтематеринского потенциала содержащегося в ней ОВ;

$S_3$  – выход  $CO_2$ , полученного в результате пиролиза ОВ;

Температура  $T_{max}$  соответствует максимуму выхода продуктов углеводородного типа, полученных в результате крекинга. Степень катагенеза керогена определяется методом пиролиза по температуре  $T_{max}$ , которая коррелируется с определениями ОС витринита. В незрелых породах она составляет 425°C, нефтегенерирующих - 435-460°C, при  $T_{max} > 460^\circ C$  формируется газовая зона или зона метаморфических пород. Показателем качества керогена, или типа ОВ, являются – *водородный индекс* HI ( $S_2/C_{орг}$ ) и *кислородный индекс* ( $S_3/C_{орг}$ ). Эти индексы хорошо коррелируются с элементным составом ОВ. Величина  $S_1$  соответствует доле *исходного генетического потенциала*, который реализован в УВ. Сумма  $S_1+S_2$  является количественной мерой *суммарного генетического потенциала* породы (кг/т или мг/г). ГЗН или нефтяное окно определяется следующими значениями *индекса продуктивности*:  $PI = 0,1-0,4$  ( $PI = S_1/(S_1+S_2)$ ).

Н.В.Лопатин и Т.П.Емец на основе пиролитического изучения керогена горючих сланцев, углей, концентратов РОВ пород баженовской и тюменской свит предложили следующую классификацию типов керогена по величине водородного индекса HI в мгУВ/г  $C_{орг}$ :

- I тип – превосходный 600,
- II тип – богатый 600-400,
- IIIб тип – 400-300,
- IIIс тип – 300-200,
- IIIб и IIIс – средний,
- IIIа – умеренный – 200-150,

Шб тип – 150-75,

Шс тип – меньше 75,

Шб и Шс – бедный.

Классификация пород по величине пиролитических параметров  $S_1$  и  $S_2$ , а также по содержанию органического углерода приведена в таблице 3.11.

Таблица 3.11

Сравнительная характеристика нефтематеринских отложений по содержанию Сорг в породе и пиролитическим характеристикам ОВ (Лопатин и др., 1997)

	Качество ОВ		Сорг (% вес)	$S_1$ (мг/г)	$S_2$ (мг/г)
	Нефтегенерационный потенциал материнской породы	Плохое	Ничтожное	0.0 - 0.2	0.0 - 0.2
Бедное			0.2 - 0.5	0.1 - 0.5	1.0 - 2.5
Удовлетворительное		Невысокое	0.5 - 1.0	0.5 - 1.0	2.5 - 5.0
		Умеренное	1.0 - 2.0	1.0 - 1.5	5.0 - 10.0
		Богатое	2.0 - 5.0	1.5 - 3.0	10.0 - 25.0
Отличное		Очень богатое	5.0 - 10.0	3.0 - 5.0	25.0 - 50.0
	Превосходное	> 10.0	> 5.0	> 50.0	

Таким образом, данные пиролиза (в СНИИГГиМСе используется методика в варианте «Rock-Eval») находят широкое применение в органической геохимии в связи с диагностикой РОВ (количественная и качественная характеристика ОВ, определение степени катагенетической преобразованности, величины остаточного генерационного потенциала), выявления эффектов миграции УВ и дренирования залежей и т.д.

### 3.5. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности

Изучение количественной стороны и стадийности нефте- и газообразования осуществляется с использованием принципиально различающихся методических подходов. Имеются работы по экспериментальному лабораторному моделированию процессов превращения ОВ и генерации нефтяных и газовых углеводородов. Однако значительные трудности воспроизведения в лаборатории

природных условий катагенеза и абсолютная невозможность моделирования процессов в масштабах геологического времени ограничивают применение этой методики. Некоторые теоретические расчетные модели превращения ОВ и генерации УВ основаны на кинетической основе. Другие теоретические балансовые расчеты учитывают экспериментальные данные, характеризующие последовательные изменения состава ОВ в катагенезе в результате произошедших процессов генерации и эмиграции образующихся подвижных продуктов.

#### **Модели, основанные на кинетике разложения кергена.**

Математическая модель образования нафтидов, точно учитывающая геологическое время, была впервые предложена Тиссо. Эта модель основана на кинетике разложения керогена и использовании общей схемы эволюции ОВ в процессе катагенеза. Макромолекула керогена состоит из поликонденсированных ядер с алкильными цепями и функциональными группами; ядра соединены между собой гетероатомными связями или углеродными цепями. При увеличении глубины погружения и повышении температуры происходит последовательный разрыв связей в молекуле керогена приблизительно в порядке увеличения энергии разрыва. Сначала образуются тяжелые гетероатомные соединения, углекислый газ и вода, затем все более мелкие молекулы и углеводороды. Остаточный кероген становится все более ароматическим и приближается по структуре к углеродному остатку. Все эти изменения схематически показаны на рисунке 3.4. Математическая модель должна отразить кинетику параллельных и последовательных реакций, показанных на этой схеме. Для моделирования последовательности реакций можно рассмотреть только некоторые этапы, особенно  $A$ ,  $B_{n-1}$  и  $B_n$ .

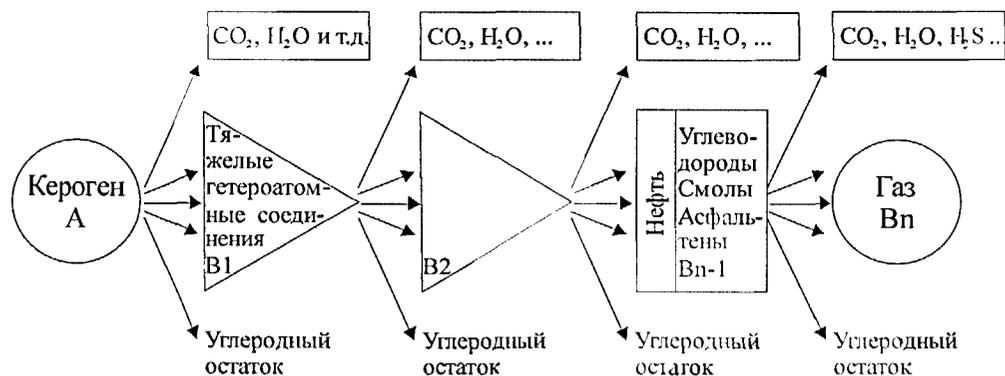


Рис. 3.4. Общая схема разложения керогена.

Принимается, что:  $A$  – кероген, имеющий  $n_i$  связей данного типа  $i$  в момент времени  $t$ ;  $x_i$  – количество органического вещества, участвующего в реакции типа  $i$  (разрыв связей типа  $i$ ).  $B_{11} - B_{1m}$  – продукты первого этапа реакций (образование нефти), их относительное количество в момент времени  $t$  обозначается как  $y_1 - y_m$ .  $B_{21} - B_{2n}$  – продукты второго этапа реакций (крекинг), их относительное количество в момент времени  $t$  обозначается как  $u_1 - u_n$ .

Первый ряд превращений представлен определенным количеством параллельных и (или) последовательных реакций. Разрыв связи типа  $i$  подчиняется закону Пуассона

$$-\frac{dn_i}{n_i} = k_i dt,$$

где  $k_i$  – константа реакции при данной температуре. Если структура керогена однородна, т.е. плотность связей статистически одинакова, то

$$x_i = \mu n_i,$$

где  $\mu$  – константа, и, для параллельных реакций

$$x_{i0} = x_0 P_i,$$

$P_i$  – частота связей типа  $i$  при  $t = 0$ ,  $x_0 = \sum x_{i0}$  – общее количество лабильного, т.е. пиролизующегося, органического вещества. Тогда

$$-\frac{dx_i}{dt} = k_i x_i,$$

Таким образом, для каждой из  $i$  реакций получено кинетическое уравнение, сходное с кинетическим уравнением реакций первого порядка. Эти уравнения могут характеризовать разложение керогена в геологических условиях.

Изменение  $k_{li}$  в зависимости от температуры может быть определено с помощью формулы Аррениуса

$$k_{li} = A_{li} e^{-\frac{E_{li}}{RT}},$$

которая может быть распространена на реакции в геологических условиях, происходящие с небольшой скоростью.  $E_{li}$  – энергия активации типа  $i$ ,  $A_{li}$  – константа реакции,  $T$  – абсолютная температура. При определении необходимо учитывать все значения энергии активации: от нескольких килокалорий на моль, необходимых для разрыва слабых связей (адсорбция), до  $\sim 80$  ккал/моль, необходимых для разрыва углерод-углеродных связей. В таблице 3.12. приведены соответствующие данные для керогена типов I, II и III [53].

Таблица 3.12

Энергии активации и генетический потенциал главных типов керогена

Энергия активации		Типы керогена					
Класс	Среднее значение (ккал/моль)	Тип I		Тип II		Тип III	
		$x_{i0}$	$A$	$x_{i0}$	$A$	$x_{i0}$	$A$
$E_{11}$	10	0,024	$4,75 \cdot 10^5$	0,022	$1,27 \cdot 10^5$	0,023	$5,20 \cdot 10^3$
$E_{12}$	30	0,064	$3,04 \cdot 10^{16}$	0,034	$7,47 \cdot 10^{16}$	0,053	$4,20 \cdot 10^{16}$
$E_{13}$	50	0,136	$2,28 \cdot 10^{25}$	0,251	$1,48 \cdot 10^{27}$	0,072	$4,33 \cdot 10^{25}$
$E_{14}$	60	0,152	$3,98 \cdot 10^{30}$	0,152	$5,52 \cdot 10^{29}$	0,091	$1,97 \cdot 10^{32}$
$E_{15}$	70	0,347	$4,47 \cdot 10^{32}$	0,116	$2,04 \cdot 10^{33}$	0,049	$1,20 \cdot 10^{33}$
$E_{16}$	80	0,172	$1,10 \cdot 10^{34}$	0,120	$3,80 \cdot 10^{35}$	0,027	$7,56 \cdot 10^{31}$
Генетический потенциал керогена $x_0 = \sum_i x_{i0}$		0,895		0,695		0,313	

Общее количество углеводородов, которые могут быть генерированы данным керогеном при достаточной температуре и длительности нагрева, определяется формулой

$$x_0 = \sum_i x_{i0}$$

которая является количественным выражением *генетического потенциала* керогена.

### **Балансовые расчеты генерации нефтяных и газовых углеводородов на стадии катагенеза.**

Основой для количественных балансовых расчетов превращения ОВ и генерации битумоида, нефтяных и газовых УВ и других летучих продуктов являются экспериментальные геохимические данные по изменению состава конкретных изучаемых типов ОВ на последовательных этапах катагенеза.

Основная (небитуминозная) часть ОВ в процессе катагенеза характеризуется снижением выхода летучих веществ (до 0% на графитовой стадии) и возрастанием доли нелетучих инертных компонентов (до 100%) в расчете на массу остаточного ОВ каждой последовательной стадии катагенеза, принимаемой за 1 (100%) [50]. Основным принципом балансовых расчетов генерации УВ и других летучих продуктов ОВ пород является закон сохранения массы веществ.

Подвергаясь термической деструкции, ОВ пород в процессе катагенеза расходуется на образование широкого спектра подвижных продуктов: сложных по молекулярной структуре асфальтово-смолистых веществ, нефтяных углеводородов, газовых углеводородов, диоксида углерода, воды, аммиака (или азота), сероводорода, водорода, возможно оксида углерода. Часть наименее подвижных продуктов остается в заметном количестве в остаточном ОВ. Другая часть наиболее летучих веществ полностью или почти полностью теряется ОВ. Впервые система балансовых уравнений для оценки количества генерируемых летучих продуктов предложена В.А.Успенским в 1954г. Для гумусового ОВ углей как наиболее простой и вместе с тем эталонной геохимической системы. Проблема балансовых расчетов продуктов генерации очень сложна, и идеальной, полностью удовлетворительной системы расчета всех разнообразных продуктов генерации не существует. Однако, применяя комплекс различных подходов и методов, стало возможным разработать количественные балансовые модели генерации основных продуктов: битумоида в целом, нефтяных и газо-

вых углеводородов, неуглеводородных летучих продуктов ( $H_2O$ ,  $CO_2$ ,  $NH_3(N_2)$ ,  $H_2S$ ) для основных генетических типов ОВ.

Данные о распространении, мощностях и геохимической характеристике отложений позволяют выполнить оценку их генерационного потенциала и масштабов нефтегазообразования на основе *объемно-генетического метода*, логически вытекающего из осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. Полученные объемно-генетическим методом результаты дают сравнительную характеристику вклада различных уровней НГМ пород в процесс нефтеобразования и помогают оценить прогнозные ресурсы нефти и газа изучаемой территории. Применяемая в ФГУП «СНИИГГиМС» модификация объемно-генетического метода была разработанная под руководством А.Э.Конторовича для сложнофациальных верхнедокембрийских и нижнепалеозойских пород Сибирской платформы.

#### **Использование результатов пиролиза для оценки генерации нефтяных углеводородов.**

Использование пиролитических данных для подсчета количества генерированных УВ предлагалось Л.Прайсом (1984), Ж.Эспиталье [58], В.Н. Меленевским [39] и другими исследователями. Количество углеводородов, образующихся за счет деструкции керогена в процессе пиролиза (пик  $S_2$ ) зависит от исходного нефтегенерационного потенциала породы, определяемого типом ОВ, и от степени термической преобразованности. В процессе катагенетической эволюции водородный индекс HI, рассчитываемый по величине  $S_2$ , будет меняться строго закономерно. График изменения водородного индекса в зависимости температуры пиролиза  $T_{max}$ , будет иметь вид, представленный на рис. 3.5.

Графики эволюции ОВ строятся на основе данных об изменении водородного индекса различных керогенов в зависимости от их термической эволюции [58]. Следовательно, они могут быть использованы для восстановления эволюционной кривой и исходного водородного (нефтегенерационного) потенциала породы.

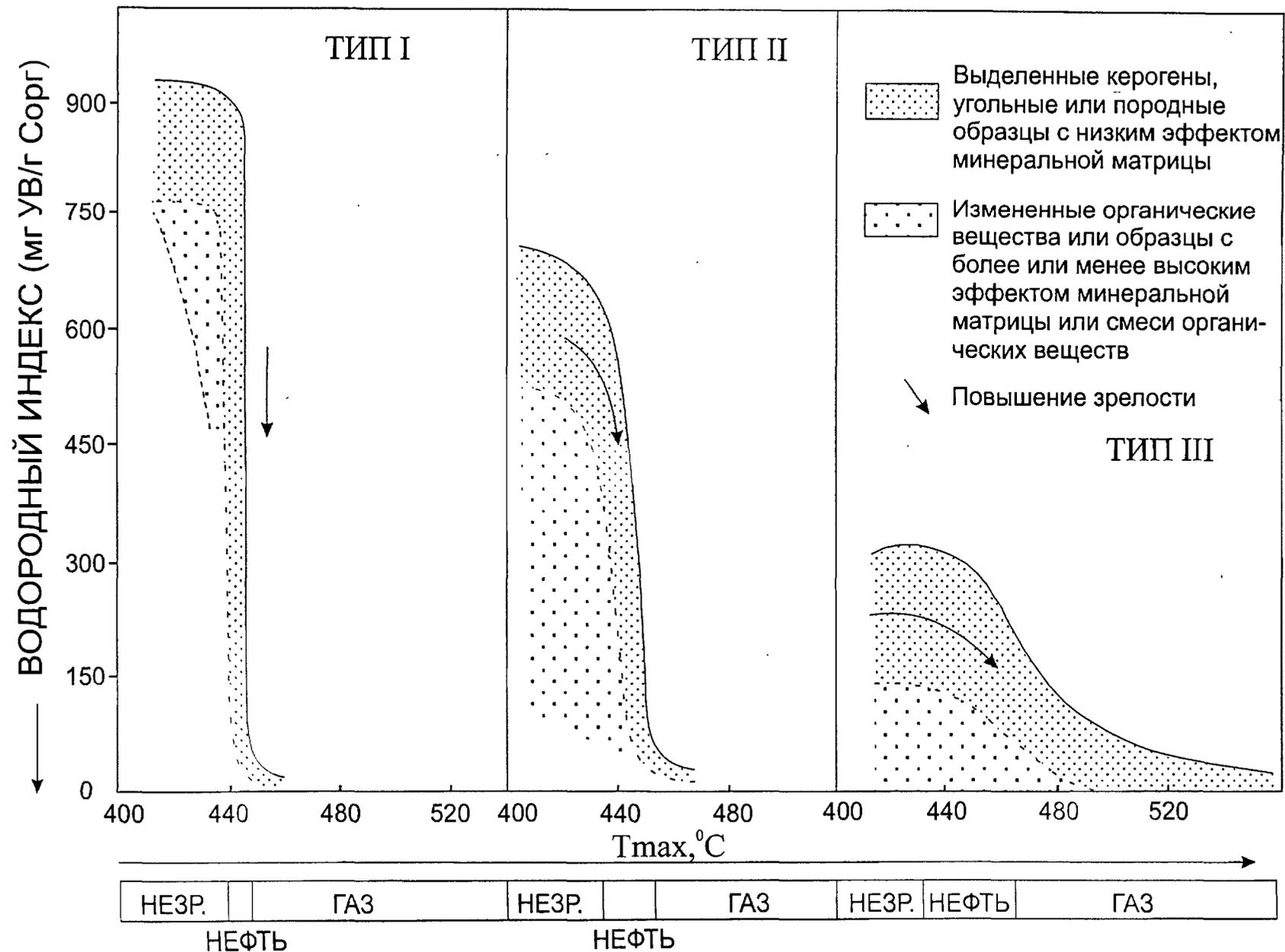


Рис. 3.5. Диаграмма HI/Tmax

В настоящей работе оценка нефтегенерационного потенциала отложений выполнялась на основе объемно-генетического метода с использованием данных пиролиза по количеству образующихся углеводородов и лито-фациальных карт. Суть методики в следующем. В пределах каждого горизонта территория исследования разбивалась на участки по лито-фациальному признаку. Для каждого участка по имеющимся геохимическим данным был определен тип органического вещества и значение исходного водородного потенциала, которые устанавливались на основе пиролитических данных. С помощью карт содержания органического углерода в породах и карт катагенеза выполнено определение реализованного нефтегенерационного потенциала ( $\Delta HI$ ), численно равное разности между исходным и современным потенциалом. Вычисление производилось согласно зависимости между показателем преобразования (TR) и исходным потенциалом:

$$\Delta HI = HI_0 * TR$$

Показатель преобразования определялся на основе приведенной Ж.Эспиталье зависимости (рис. 3.6) и карты катагенеза.

С использованием всех вышеперечисленных карт были построены схема распределения плотностей реализованного нефтегенерационного потенциала (в кгУВ/т.породы) изученных отложений:  $НГП = \Delta HI * C_{орг}$ .

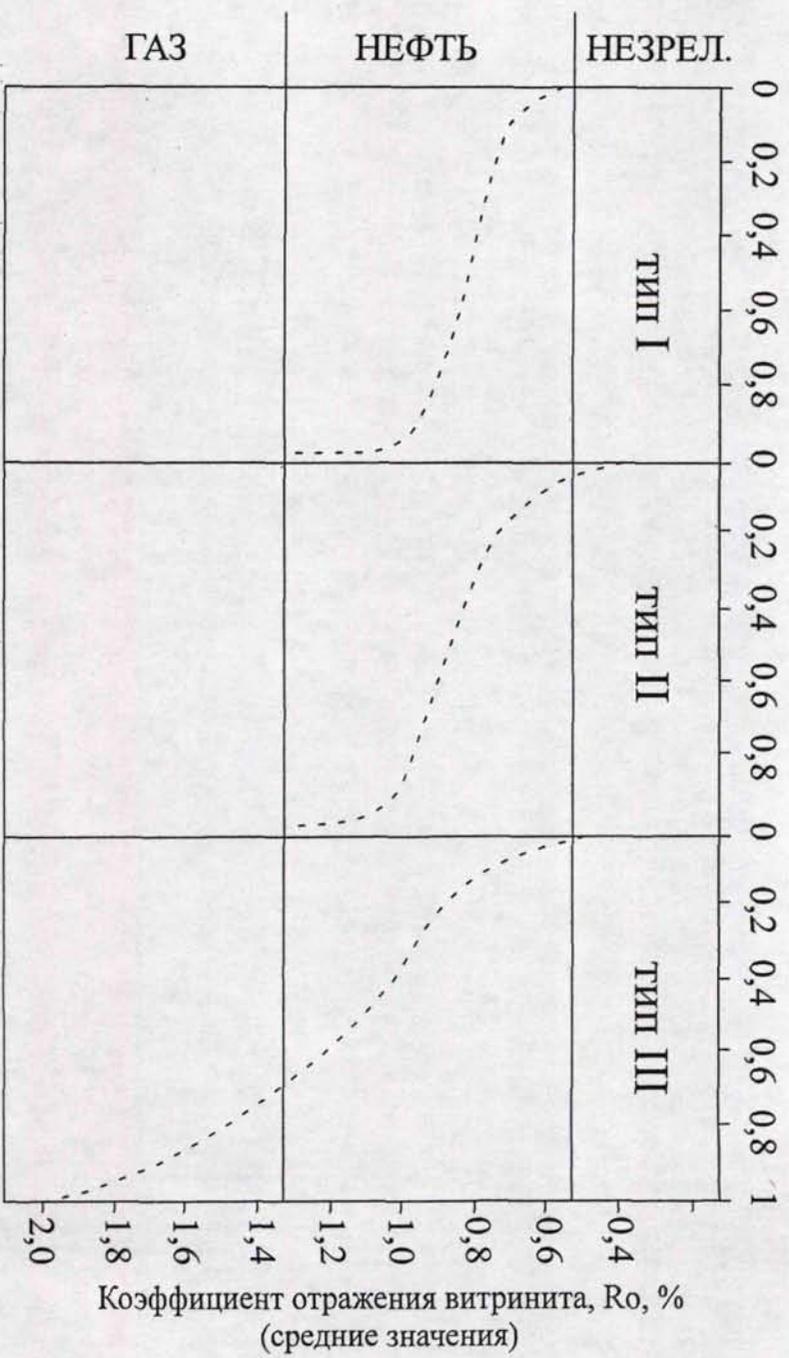


Рис. 3.6. Показатели преобразования, рассчитанные для различных типов органического вещества

## 4. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕЙ-СРЕДНЕЙ ЮРЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО- СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

### 4.1. Рассеянное органическое вещество

Основной целью настоящей работы является выделение нефтепроизводящих свит в средненижнеюрских отложениях на территории Центральной части Западно-Сибирской плиты и определение их нефтегенерационного потенциала. Для оценки нефтегенерационных свойств осадочной толщи необходимо проведение детальных геохимических исследований пород. Комплексное изучение органического вещества включает определение содержания  $C_{org}$  в породах, его типа и преобразованности, а также изучение НОВ, определение количества и состава битуминозных компонентов.

Исходная коллекция пород представлена более чем 1000 образцами кернового материала нижней и средней юры из 15 скважин, выбранных в качестве «эталонных» (табл. 2.1, рис. 4.1). Кроме того, использовались результаты аналитических исследований из базы данных ФГУП «СНИИГГиМС» (около 2000 образцов), а при описании малышевского горизонта – результаты исследования аргиллитов и углей 20 скважин, расположенных в пределах Сургутского свода (преимущественно центральная и восточная часть свода).

**Шараповский горизонт.** Породы шараповского горизонта изучены по керну Тундринской-37, Западно-Котухтинской-150 и Кечимовской-153 скв.

В скважине *Тундринской-37* горизонт является базальным, вскрыт в интервале 3240-3290м. По керну представлен переслаиванием песчаников, алевритов и аргиллитов, в нижней части – конгломератами (рис. 4.2).

Аргиллиты темно серого цвета, имеют массивную текстуру и примесь органического и алевритового материала, неравномерно распределенного в породе (количество алевритового материала от 10-15 до 30-35%). В минеральном составе преобладают тонкочешуйчатые гидрослюды с незначительной примесью хлорита и обилием мелких фрагментов ОБ. Отмечаются тонкие литологи-

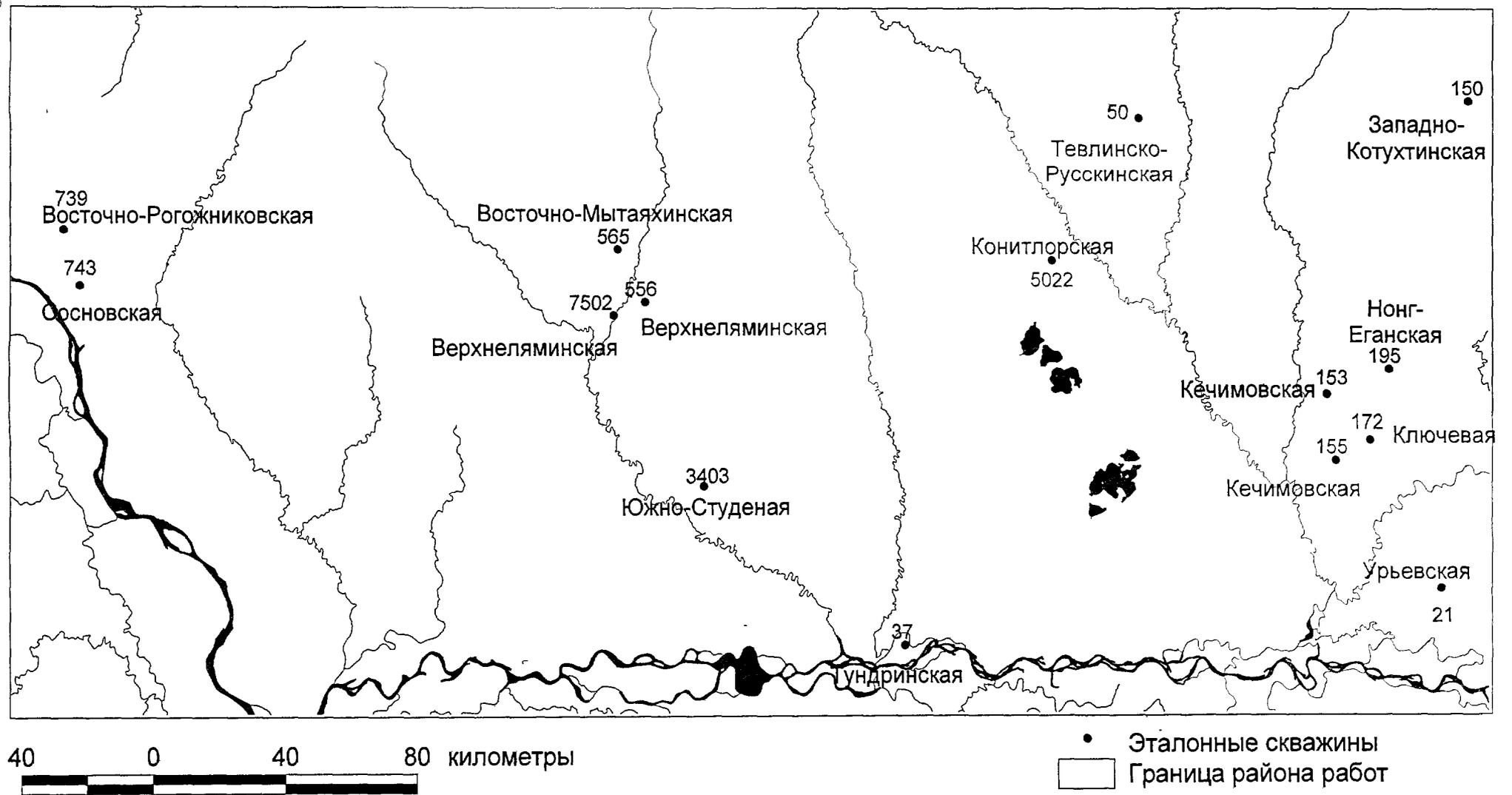


Рис. 4.1. Схема расположения эталонных скважин

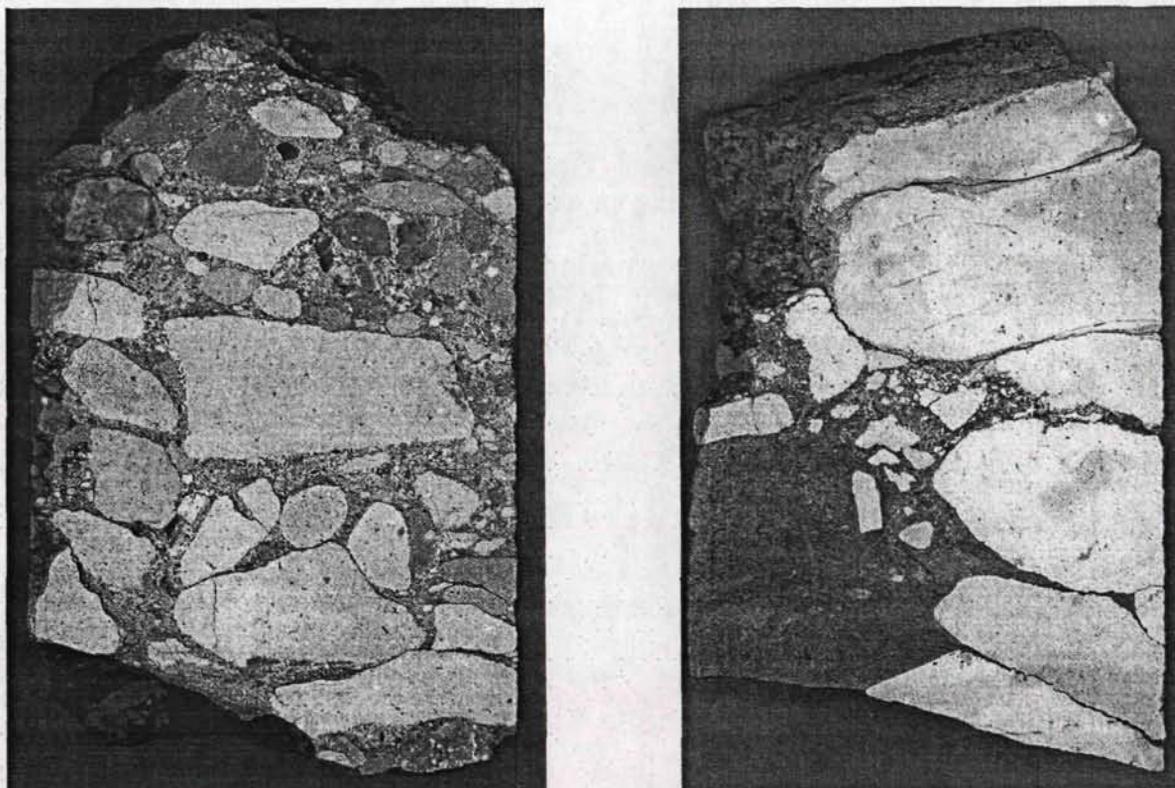


Рис. 4.2. Конгломераты базального слоя шараповского горизонта.  
Скв. Тундринская, 37

ческие трещины. Песчаники горизонта мелкозернистые, алевритистые, текстура массивная. Обломочный материал не окатан, распределен неравномерно. Представлен кварцем (55%), полевыми шпатами (15%), обломками глинистых и кремнистых пород. Цемент (до 35%) глинисто-сидеритовый, с преобладанием сидеритового, тип цементации пленочно-поровый. Отмечаются множественные стяжения сидерита. ОВ присутствует в незначительном количестве в виде разрозненных мелких включений неправильной формы черного цвета. В песчанике имеются тонкие свободные трещины между стяжениями сидерита. Среди вторичных процессов - обильная очаговая сидеритизация.

В среднем содержание органического углерода в породах составляет около 0,5%, в аргиллитах несколько больше – среднее 1,15%, максимальное – 1,63 (рис. 4.3). Содержание Бхл в изученных образцах составляет менее 0,1% (среднее около 0,05%), значение коэффициента  $\beta$  (около 10%) соответствует автохтонному битумоиду. Групповой состав битумоида представлен на рис. 4.4. Хотя расстояние между образцами аргиллитов не превышает 1м, состав битумоидов в них отличается количеством углеводородов (16 и 38%) и асфальтенов (36 и 18%), а также соотношением Me-Nn/Nn-Ar (0,69 и 1,08), количество смол в обоих образцах близко. В целом битумоид шараповского горизонта скважины Тундринская-37 является окисленным и имеет явно остаточный характер.

По данным пиролиза органическое вещество шараповского горизонта скв. Тундринской-37 находится в главной зоне нефтеобразования и относится к III типу (рис. 4.5). Значение водородного индекса НИ только в одном образце достигает 172 мгУВ/гСорг, для остальных образцов (с НИ менее 120) вероятно окисление на этапе седименто- и диагенеза. Индекс продуктивности достигает 0,38, т.е. в целом породы характеризуются низкими нефтегенерационными свойствами.

По скв. *Кечимовская-153* изучено 8 образцов керна шараповского горизонта. В верхней части разреза преобладают аргиллиты бурые, преимущественно алевритистые. Основная масса аргиллитов сложена ориентированными агрегатами гидрослюд. Характерно присутствие тонко распределенного ОВ

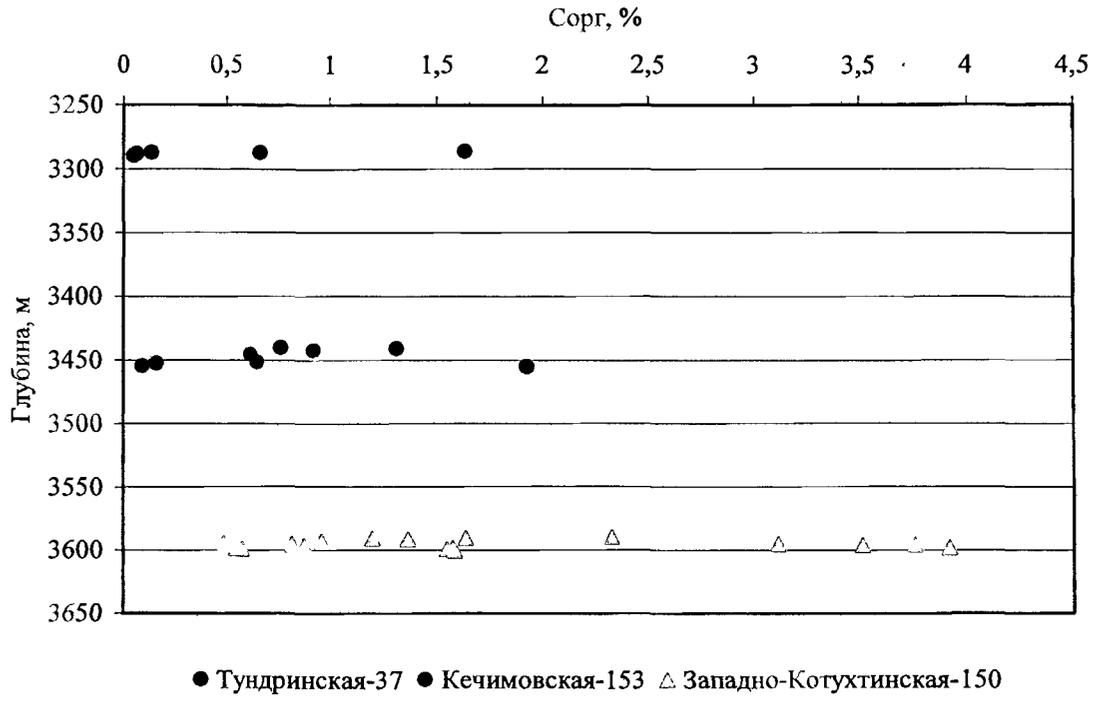


Рис. 4.3. Содержание органического углерода в породах шараповского горизонта

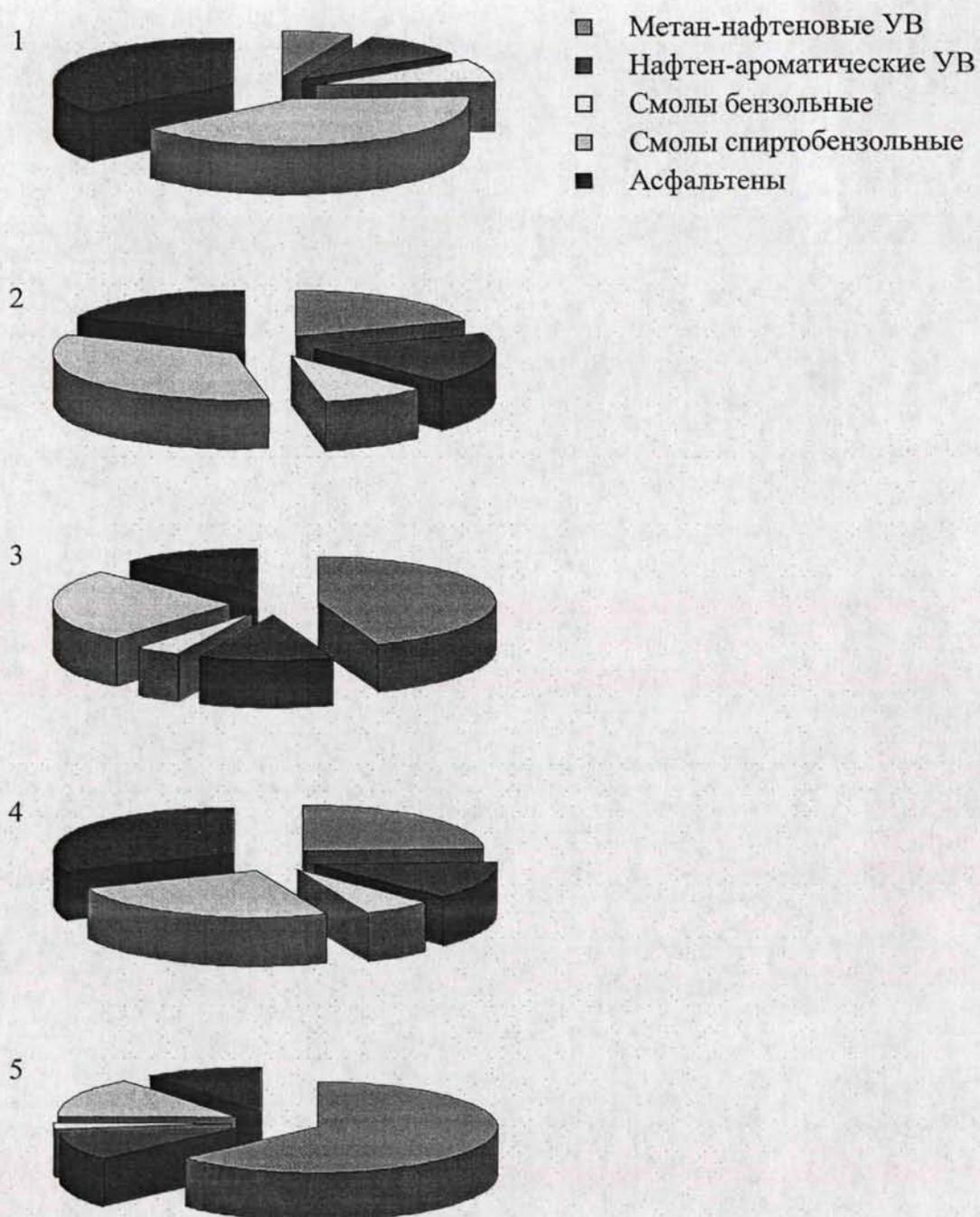


Рис. 4.4. Групповой состав битумоида шараповского горизонта  
 1 - скв. Тундринская, 37, гл. 3286,2, переслаивание аргиллита и алевролита  
 2 - скв. Тундринская, 37, гл. 3289,2, аргиллит  
 3 - скв. Западно-Котухтинская, 150, гл. 3590,2, аргиллит  
 4 - скв. Западно-Котухтинская, 150, гл. 3598,2, алевролит  
 5 - скв. Западно-Котухтинская, 150, гл. 3600,6, переслаивание аргиллита и алевролита

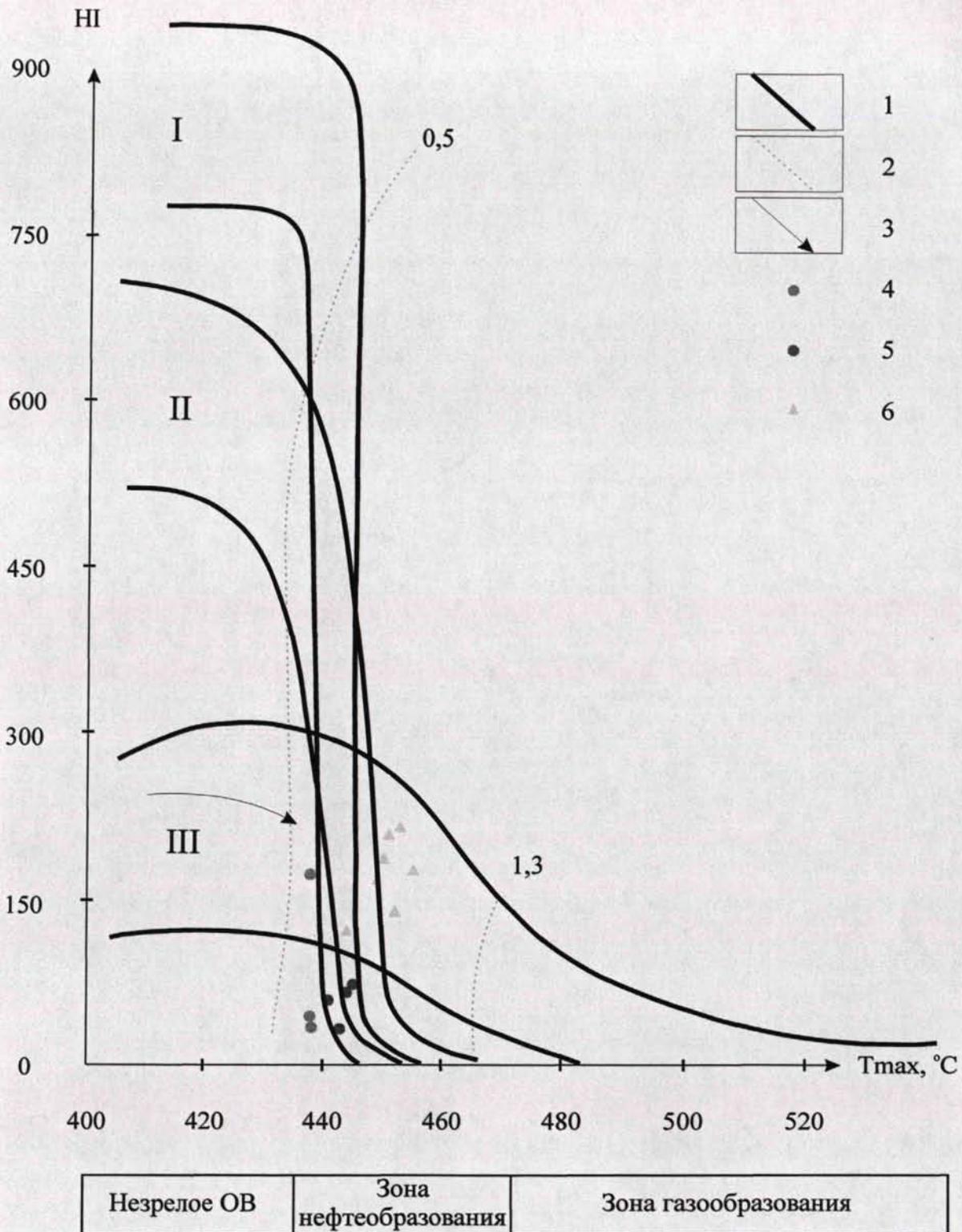


Рис. 4.5. Диаграмма HI-Tmax пород шараповского горизонта.

1 - линии, ограничивающие значения водородного индекса (HI) для трех типов органического вещества:

I-аквагенного, озерного типа;

II-аквагенного, морского;

III-террагенного, связанного с высшей наземной растительностью;

2 - изолинии отражательной способности витринита (Ro);

3 - направленность изменения величин HI и Tmax в катагенезе;

4- Тундринская-37;

5- Кечимовская-153;

6- Западно-Котухтинская-150

черного цвета, а также стяжений сидерита. В нижней части горизонта расположены песчаники крупнозернистые гравелитистые, переслаивающиеся с песчаниками мелкозернистыми кварцевыми или разнозернистыми полимиктовыми. Кластический материал в мелко-, средне- и неравномернозернистых песчаниках плохо окатан в отличие от гравелитовой составляющей. Гравелитовая составляющая представлена полуугловатыми, иногда окатанными гальками эффузивных пород, риолитами, фельзитами, андезитами, а также обломками кремнистых и глинистых пород. Цемент присутствует, в незначительном количестве (2-3%), тип цементации пленочно-поровый. ОВ в песчаниках находится в виде тонких мелких прослоев или выполняет поровое пространство совместно с цементом. Преобладающими постседиментационными процессами являются уплотнение и сидеритизация.

Содержание органического углерода в породах низкое – Сорг, ср.- 0,81%, Сорг, max – 1,93%, причем в аргиллитах Сорг лишь незначительно выше, чем в песчаниках. Содержание Бхл в породах достигает 0,052, причем битумоид автохтонный ( $\beta=5\%$ ). Пиролитические характеристики органического вещества скв. Кечимовская-153 свидетельствуют о его низких нефтегенерационных характеристиках: водородный индекс (HI) не превышает 73 мгУВ/гСорг, индекс продуктивности (PI) 0,2. Органическое вещество преобразовано (окислено), относится к III типу и находится в главной зоне нефтеобразования (рис. 4.5).

По керну скв. *Западно-Котухтинская-150* шараповский горизонт представлен чередованием алевролитов глинистых, аргиллитов алевритистых и прослоев песчаников мелкозернистых. Аргиллиты преимущественно глинистые гидрослюдистые, темно-бурого цвета, карбонатизированные, содержащие иногда значительные количества ОВ (до 30%). Текстура слоистая за счет послойного расположения органического и алевритового материала и слюды. Иногда отмечается вкрапленность пирита. В шлифах отмечается присутствие мелких литологических и тектонических трещин.

Алевролиты олигомиктовые неравномерно-зернистые, с примесью песчанистого материала. Цемент глинистый и карбонатно-глинистый, пленочно-поровый. В незначительном количестве присутствует ОВ преимущественно в виде тонких прослоев и примазок. Среди постседиментационных процессов преобладают сидеритизация биотита и ОВ, карбонатизация и уплотнение.

Песчаники средне- мелкозернистые полимиктовые, с глинистым и карбонатно-глинистым цементом пленочно-порового типа, иногда цементом соприкосновения. Количество цемента 5-7, редко до 15%. В цементе отмечается примесь органики. Иногда в виде обломков и прослоев присутствует растительный детрит, в некоторых случаях пиритизированный. Вторичные процессы – пелитизация и серицитизация полевых шпатов, катаклаз зерен, выщелачивание, карбонатизация и частичная пиритизация.

Среднее содержание Сорг в породах составляет 1,7%, максимальные концентрации установлены в аргиллитах – до 4%. Содержание хлороформенного битумоида достигает 0,4%, представлен он преимущественно автохтонным битумоидом, или автохтонным с незначительное примесью аллохтонного –  $\beta$ , как правило, не превышает 10%, лишь в одном образце достигает 24%. В групповом составе битумоида (рис. 4.4) углеводороды составляют 37-72,9%, причем метан-нафтеновые значительно преобладают над нафтен-ароматическими ( $M_n/N_n-Ar=1,84-6,33$ ). В составе неуглеводородной части некоторых образцов доминируют спиртобензольные смолы, содержание асфальтенов 10,6-12,4%. Битумоид такого состава характерен для фациальных обстановок, благоприятных для сохранения РОВ (от мелкой до глубокой части морского шельфа). В одном образце количество асфальтенов (31,6%) несколько выше, чем смол, что указывает на остаточный характер битумоида.

По пиролизу органическое вещество шараповского горизонта скв. Западно-Котухтинская-150 (рис. 4.5) относится к III типу и находится в главной зоне нефтеобразования. Значение водородного индекса HI меняется от 120 до 210

мгУВ/гСорг, индекса продуктивности – от 0,13 до 0,41, что свидетельствует о его «средних» нефтегенерационных свойствах.

**Китербютский горизонт.** Глинистые отложения нижнего тоара, выделенные Ф.Г.Гурари в тогурскую свиту, обладают значительным нефтегенерационным потенциалом, что было показано еще в 60-х годах XX века А.Э.Конторовичем. В рассматриваемых скважинах керновым материалом горизонт не охарактеризован, поэтому его геохимическая характеристика приводится по результатам аналитических определений из базы данных СНИГГиМ-Са, а также по литературным источникам. Для анализа взяты результаты определения Сорг и Бхл по 33 площадям Фроловской и Среднеобской НГО (116 образцов, представленных в основном аргиллитами, реже песчано-алевритовыми породами). Содержание органического углерода в породах варьирует от 0,1 до 16% (рис. 4.6), для большей части образцов характерны содержания 2-5%. Наблюдается интересная закономерность в распределении органического углерода по нефтегазоносным областям: во Фроловской НГО в целом содержание Сорг в породах выше, чем в Среднеобской (средние содержания 4,28 и 2,25% соответственно).

Содержание хлороформенного битумоида от 0,006 до 0,97%, битумоидный коэффициент в аргиллитах менее 10%, в песчаниках до 22%. Среднее содержание Бхл в породах Фроловской НГО составляет 0,184%, Среднеобской НГО – 0,122%. Содержание углерода в составе экстракта меняется от 78 до 86,5%, водорода – 7,1-11,8%, серы – 0,22-1,17%. Таким образом, нефтегенерационные свойства китербютских (тогурских) отложений достаточно высокие, кроме того, во Фроловской НГО лучше, чем в Среднеобской.

Согласно литературным данным [40, 41], тогурская свита представлена толщей черных и темно-серых аргиллитов, которые накапливались в обширных пресных, в отдельные отрезки времени в периоды морских ингрессий в соленых озерах. Содержание органического углерода меняется от 1,5 до 5, реже 7%. Содержание хлороформенного битумоида – от 0,1 до 0,7%. Исходный тип ОВ – от террагенного до типично аквагенного. Остаточный нефтегазогене-



Рис. 4.6. Содержание органического углерода в породах китербютского горизонта

рационный потенциал в центральных районах Западно-Сибирской плиты составляет около 400 мгУВ/г.Сорг.

**Надояхский горизонт** охарактеризован керновым материалом 7 скважин, расположенных на различных тектонических структурах и в различных фациальных областях. Общее количество изученных образцов керна – 131.

Наиболее полно надояхский горизонт охарактеризован керном в скв. Кечимовская-153 – 55м кернавого материала (48 образцов) из кровельной и центральной части на 115 м мощности горизонта. Верхняя часть горизонта представлена слоем аргиллита алевритистого около 1м мощностью. Аргиллит гидрослюдистый тонкослоистый, с послойным расположением частиц алевритовой размерности и органического вещества, иногда присутствуют стяжения сидерита. Ниже по разрезу расположены песчаники разномерные, неравномерно переслаивающиеся с алевритами, гравелитами и аргиллитами. Песчаники полимиктовые, от тонко- и мелкозернистых до крупнозернистых. Текстуры песчаников преимущественно массивные, реже горизонтально-линзовидно-слоистые. В минеральном составе преобладает кварц – от 30-35% до 45-60%, количество полевых шпатов от 5-10 до 10-15% (микроклин, плагиоклаз, часто пелитизированные), количество обломков кремнистых, глинистых пород и эффузивов составляет 30-60%, слюд (биотит, мусковит) 1-5%. Кластический материал плохо окатан и плохо отсортирован, редко наблюдается средняя отсортированность. Количество и состав цемента, а также тип цементации в песчаниках горизонта не одинаковы. Преобладает глинистый цемент, содержание от 2-5 до 8%. Часто в составе цемента присутствует примесь органического материала. Преобладающий тип цементации пленочно-поровый. В единичных образцах с содержанием цемента от 15 до 50% базальный тип цементации. Органическое вещество в песчаниках присутствует в мелкодисперсном состоянии в составе цемента, а также в виде мелких тонких прожилков и включений нитевидной формы. Трещин мало, обычно они приурочены к слойкам ОВ и сидерита. По всему разрезу надояхского горизонта в песчаниках отмечаются свободные поры (до 5-7%), часто сообщающиеся между собой. Размер их достигает

0,3-0,5мм, как правило это межзерновые поры. Среди вторичных процессов развиты уплотнение, припай обломков, их катаклаз, карбонатизация, сидеритизация ОВ, выщелачивание (иногда сильное).

Содержание органического углерода в породах незначительно – среднее содержание 0,38%, максимальное (в песчанике) – 1,35% (рис. 4.7). В аргиллитах горизонта не наблюдается повышение концентрации Сорг по сравнению с песчаниками. Содержание хлороформенного битумоида в породах меняется от 0,04 до 0,087%, битумоидный коэффициент составляет 4-7% (автохтонный битумоид). По данным пиролиза органическое вещество скв. Кечимовская-153 обладает «плохими» нефтегенерационными свойствами ( $HI=38-147$  мгУВ/гСорг,  $PI=0,13-0,33$ ), хотя и находится в главной зоне нефтеобразования ( $T_{max}=444^{\circ}C$ ). Тип органического вещества террагенный, связанный с высшей наземной растительностью (III тип керогена). Отмечается влияние минеральной матрицы или изменение (окисление) ОВ.

В скважине *Кечимовская-155* надояхский горизонт имеет мощность 80м, керном охарактеризована его средняя часть. Изученные образцы (11, табл. 2.1) представлены песчаниками от мелкозернистых до крупносреднезернистых, гравелитами, и один образец – аргиллитом. В минеральном составе песчаников кварц составляет от 20-30%, количество полевых шпатов варьирует от 5 до 15%, обломки пород составляют 33-70% (обломки изверженных, кремнистых пород, эффузивов, глинистых сланцев). Слюд мало. Обломочный материал не окатан, имеет угловатую, часто вытянутую и игловидную форму. Упаковка зерен плотная, отмечается припай зерен, катаклаз, регенерация кварца и других обломков. Цемент преимущественно глинистый (5-10%), тип цементации пленочно-поровый, однако отмечается сидеритовый и кальцитовый цемент с поровым пленочным и порово-базальным типом цементации. Отмечается сидеритизация ОВ. Во всех образцах песчаников встречаются свободные поры, некоторые сообщаются между собой, в одном образце пористость достигает 15-20%. Размер пор от 0,05 до 0,1 мм, каверн 1,0-1,5 мм. Среди постседиментационных процессов основными являются: уплотнение, припай зерен, карбонати-

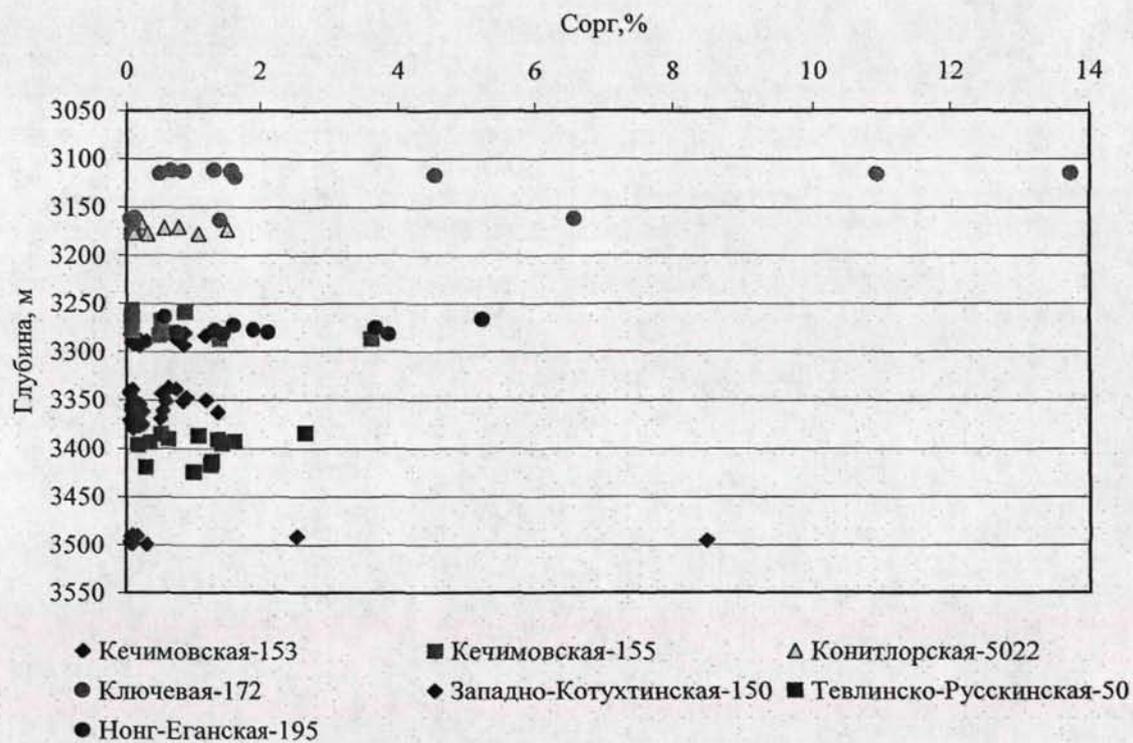


Рис. 4.7. Содержание органического углерода в породах надояхского горизонта

зация, умеренное и обильное выщелачивание. Гравелит песчанистый имеет массивную текстуру, в минеральном составе 80% составляют окатанные обломки риолитов, фельзит-порфиров, диабазов, аргиллитов, среднезернистых гранитов, кремнистых и других пород. Кварц составляет 10%, около 10% полевые шпаты. Мелко-крупно-среднезернистый песчаник, количество которого составляет 20%, играет роль цемента для гравийного материала. Порода очень пористая, поры не только межзерновые, но и внутризерновые, размер их от 0,1 до 0,5 мм, каверн до 1 мм в диаметре. Между крупными гравийными обломками отмечаются щелевидные поры и каверны. Постседиментационные процессы: обильное выщелачивание. Аргиллит темно-бурого цвета из-за присутствия включений ОВ в виде слоек до 1 мм, с примесью песчано-алевритового материала, обуславливающего слоистость. Основная масса породы сложена тонко-кочешуйчатыми агрегатами гидрослюд. Трещин и пор не отмечается.

Среднее содержание органического углерода (рис. 4.7) в породах надояхского горизонта скв. Кечимовская-155 (0,72%) низкое, хотя и несколько выше, чем в скв. Кечимовская-153, также выше и максимальная концентрация (3,62%, песчаник). Содержание хлороформенного битумоида (автохтонного -  $\beta=5-6\%$ ) составляет 0,035-0,075% на породу. В групповом составе битумоида (рис. 4.8) преобладают неуглеводородные компоненты, особенно спиртобензольные смолы (46,9%). Содержание углеводородов незначительно – 16,43%, нафтен-ароматические несколько преобладают над метан-нафтеновыми (8,9 и 7,53% соответственно), асфальтены составляют 30,5%. Битумоид кислого состава, характерный для континентальных и субконтинентальных фаций с неблагоприятными условиями захоронения органического материала.

Пиролитические характеристики (рис. 4.9), также как и для скв. Кечимовская-153, свидетельствуют о низких нефтепроизводящих свойствах пород. Максимальное значение водородного индекса НИ в единичных образцах достигает 187 мгУВ/гСорг, значение индекса продуктивности PI не превышает 0,3.

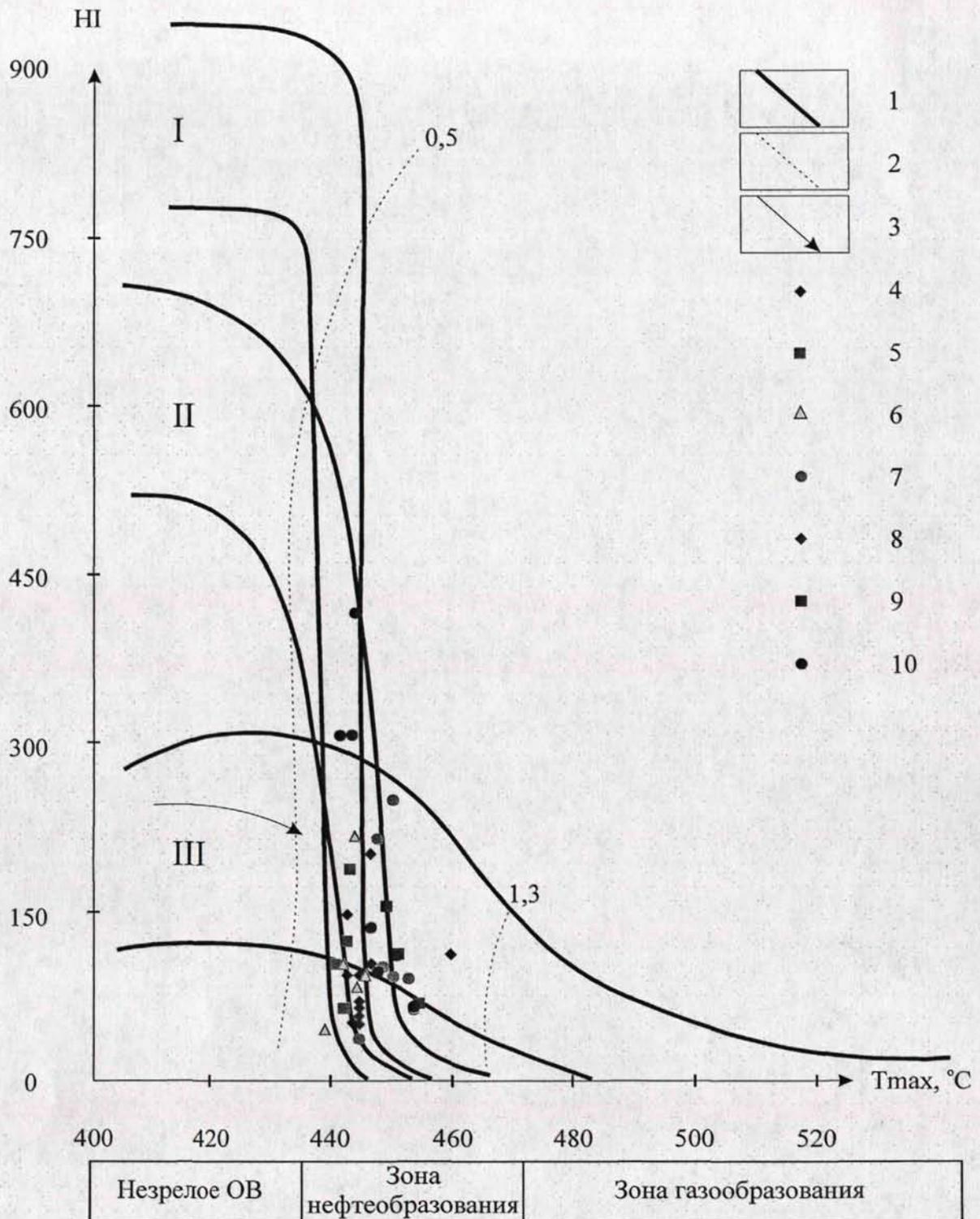


Рис. 4.9. Диаграмма HI-Tmax пород надояхского горизонта

1 - линии, ограничивающие значения водородного индекса (HI) для трех типов органического вещества:

I-аквагенного, озерного типа;

II-аквагенного, морского;

III-террагенного, связанного с высшей наземной растительностью;

2 - изолинии отражательной способности витринита (Ro);

3 - направленность изменения величин HI и Tmax в катагенезе;

4 - Кечимовская-153;

5 - Кечимовская-155;

6 - Конитлорская-5022;

7 - Ключевая-172;

8 - Западно-Котухтинская-150;

9 - Тевлинско-Русскинская-50;

10 - Нонг-Еганская-195.

По составу органическое вещество относится к III типу.  $T_{\max}$  составляет  $442^{\circ}\text{C}$ , что отвечает главной фазе нефтеобразования.

Скв. *Конитлорская-5022* характеризуется мощностью надояхского горизонта, равной 76м, керном опробована только его кровельная часть (13м). По керну преобладают песчаники среднелкозернистые, как массивные, так и линзовидно-полосчатые за счет послойного расположения частиц разного размера и включений углистого детрита. В нижней части интервала появляются прослой алевролитов и аргиллитов, а также пропласток угля гумусового. В минеральном составе песчаников количество кварца неравномерно меняется по разрезу от 35 до 55-60%, полевых шпатов около 10%, в единичных образцах их количество увеличивается до 15-20%, обломки пород составляют от 25-30 до 50%, слюды до 2%. Форма обломков угловатая, изометрично-неправильная, иногда удлиненная, окатанность плохая, сортировка от плохой до средней. Цемент преимущественно глинистый гидрослюдистый пленочно-поровый, иногда кальцитовый с примесью глинистого базального типа цементации. Во всех песчаниках отмечаются свободные поры, количество которых достигает 5-6%. Поры иногда сообщаются между собой. Постседиментационные преобразования представлены уплотнением, катаклазированием зерен, карбонатизацией (сидеритизацией ОВ) и выщелачиванием.

Среднее содержание Сорг (рис. 4.7) в породах (без учета углей) незначительно и составляет 0,31%. Повышенные концентрации (до 1,5% в песчаниках и аргиллитах) обусловлены включением растительного детрита. Содержание битумоида в породах составляет 0,036-0,093% на породу, средне содержание 0,067%, это автохтонный битумоид, характеризующийся низкими значениями  $\beta$ . Битумоид кислый остаточный, в его составе (рис. 4.8) неуглеводородные компоненты (88,7%) значительно преобладают над углеводородами, среди смол доминируют спиртобензольные (34,2%), количество асфальтенов достигает 47,6%. В составе углеводородной части нафтен-ароматические несколько преобладают на метан-нафтеновыми (6,29 и 5,06% соответственно).

Нефтегенерационные свойства пород по данным пиролиза в целом низкие ( $H_{\text{ср}} = 93 \text{ мгУВ/гСорг}$ ), для отдельных образцов водородный индекс  $H_I$  достигает значений  $215 \text{ мгУВ/гСорг}$ . ОВ III типа, частично окислено. Индекс продуктивности  $P_I$  меняется в пределах  $0,12-0,49$ . Катагенез соответствует ГЗН.

В скв. *Ключевая-172* мощность надояхского горизонта 76м, керном охарактеризована его кровельная и средняя часть. В кровельной части преобладают аргиллиты бурые гидрослюдистые, линзовидно-полосчатые за счет распределения алевритистого материала и послойного расположения ОВ. Характерно присутствие стяжений сидерита, часто приуроченного к скоплениям ОВ или замещающего его. Тектонические трещины единичны, очень тонкие. В виде прослоев незначительной мощности в пласте аргиллита располагаются алевролит мелко-крупнозернистый глинистый и песчаник мелкозернистый алевритистый. В минеральном составе песчаника кварц составляет 35-40%, полевые шпаты 10-15%, обломки пород – до 45%, слюды (мусковит, реже биотит) – 2-4%. Форма зерен неправильная, угловатая, упаковка плотная. Цемент глинистый (15-20%) с включениями кальцита и примесью органического материала, тип цементации порово-базальный. Отмечается значительное количество пор (до 7%). Среди вторичных процессов распространены уплотнение, припай и коррозия зерен, катаклаз, слабая карбонатизация, обильное выщелачивание. Керн из средней части горизонта песчаниками полимиктовыми разнозернистыми, преимущественно массивными. В минеральном составе преобладает кварц (от 35-40 до 55-60%), полевые шпаты составляют 10-15, иногда 5%, обломки глинистых, кремнистых, метаморфических пород и эффузивов 30-45%, слюды 1-5%. Обломочный материал не окатан, форма зерен угловатая, неправильная. Сортировка плохая. Многие обломки катаклазированы, в породе имеются трещины и поры. Цемент глинистый (2-7%), часто с примесью органики и сидерита, тип цементации преобладает пленочный. Постседиментационные процессы – выщелачивание, уплотнение, припай и катаклаз зерен, сидеритизация.

Содержание органического углерода, в среднем составляя около 1,6% на породу, в отдельных образцах аргиллитов достигает 10-14%, содержание  $B_{\text{хл}}$  в

таких образцах составляет около 0,55%. Во всех случаях битумоид автохтонный (битумоидный коэффициент  $\beta=4-6\%$ ). Состав битумоида из аргиллитов, наиболее богатых органическим веществом (рис. 4.8, обр. 4) характеризуется значительным содержанием УВ (до 40%). В более «бедных» органическим веществом аргиллитах доля углеводородов составляет 23-28% (рис. 4.8, обр. 3, 5). Для всех битумоидов характерно преобладание метан-нафтовых углеводородов над нафтен-ароматическими, что, наряду с высоким содержанием УВ, вероятно, обусловлено повышенным содержанием в составе органики сапропелевых компонентов. В составе неуглеводородной части асфальтены несколько преобладают над смолами. По данным пиролиза (рис. 4.9) ОВ представлено типам III, с возможной примесью II типа, причем к образцам со смешанным составом относятся аргиллиты, обогащенные органикой. Водородный индекс в таких образцах достигает 212-248 мгУВ/гСорг, значение S1 2,5-3,7 мгУВ/г. породы, что позволяет отнести их к «богатым» нефтематеринским породам. Преобразованность ОВ соответствует «нефтяному окну»,  $T_{\max, \text{ср.}} = 450^{\circ}\text{C}$ .

Мощность надояхского горизонта в скв. *Западно-Котухтинская-150* составляет 103м, керном охарактеризовано только 10м в средней части разреза. В этом интервале породы представлены песчаниками от мелкосреднезернистых до крупнозернистых. Текстура преимущественно слоистая, обусловленная распределением обломочного материала и примесью органики, есть массивные разности. Обломочный материал не окатан, сортировка средняя, редко хорошая, форма зерен угловатая, удлиненная, иногда игловидная. В минеральном составе преобладает кварц (40-50%), количество полевых шпатов (в основном представленных плагиоклазами, редко присутствует микроклин) от 10 до 20%, обломки пород (глинистых, эффузивных, кремнистых, в некоторых образцах микрокварцитов) составляют 25-32%, количество слюд от 3 до 5%. Количество цемента незначительно – 2-5%, иногда его почти нет. Состав цемента глинистый, иногда среди глинистого цемента отмечаются глинисто-железистые стяжения. Тип цементации порово-пленочный. В редких порах отмечается черное

ОВ, кальцит или сидерит. По всему интервалу песчаника отмечаются свободные поры выщелачивания, чаще они межзерновые, но встречаются и внутризерновые. Поры одиночные, редкие сообщаются между собой. Размер пор варьирует от 0,001 до 0,05-0,1 мм, редко встречаются более крупные – 0,3-0,7 мм. Трещин мало, отмечаются затухающие литологические очень тонкие. Породы сильно уплотнены, отмечается припай и катаклаз обломков. Слабо развита карбонатизация, умеренное выщелачивание.

Среднее содержание Сорг составляет 1,02%. По пиролитическим данным ОВ относится к III типу, находится в главной зоне нефтеобразования, и в некоторых образцах обладает «удовлетворительными» нефтегенерационными свойствами (НГ достигает 200мгУВ/гСорг,  $S_1$  до 2,8 мгУВ/г.породы).

В скв. *Тевлинско-Русскинская-50* мощность горизонта составляет 56м. Кровельная часть горизонта представлена аргиллитами бурого и серого цвета, алевритистыми, с тонкой горизонтальной и линзовидной слоистостью, обусловленной сменой гранулометрического состава и распределением тончайших слойков и штрихов ОВ. Основная глинистая масса аргиллитов представлена ориентированными гидрослюдистыми агрегатами. Отмечается примесь песчаного и алевритистого материала в виде тонких прослоев и линз. В аргиллитах много литологических тонких трещин, иногда они сочетаются с тектоническими. Мощность пачки аргиллитов по керну менее 10 метров. Ниже разрез представлен песчаниками разного гранулометрического состава с редкими тонкими прослоями аргиллитов. В верхней части, непосредственно под пачкой аргиллитов, находится прослой крупносреднезернистого песчаника с примесью обломков гравийной размерности. Ниже по разрезу мелкозернистые песчаники переслаиваются с алевролитами и песчаниками среднезернистыми. В подошве горизонта преобладают песчаники средне- и крупнозернистые с примесью гравийного материала. В минеральном составе песчаников преобладает кварц (40-50%), очень мало полевых шпатов 5-10%, обломки глинистых и кремнистых пород составляют от 30 до 40%. Цемент глинистый и глинисто-карбонатный, иногда с примесью органического материала, количество 5-15%, тип цемента-

ции пленочно-поровый. Форма обломков неправильная, угловатая, окатаны лишь зерна гравийной размерности в верхней части песчаного пласта. В песчаниках отмечаются литологические и, реже, тектонические трещины, а также свободные поры. Количество пор увеличивается вниз по разрезу, в основании горизонта их количество достигает 5-10%, поры довольно крупные (до 0,3мм), многие сообщаются между собой. Среди вторичных процессов отмечаются уплотнение, катаклаз и вдавливание зерен, карбонатизация, а также выщелачивание (особенно в нижней части разреза).

Среднее содержание Сорг в породах надояхского горизонта скв. Тевлинско-Русскинская-50 составляет 1,05%, в аргиллитах содержания выше, чем в песчаниках (почти во всех образцах больше 1%), максимальная концентрация 2,7%. Содержание хлороформенного битумоида меняется от 0,02 до 0,1%, он представлен автохтонным битумоидом. В групповом составе битумоида углеводороды составляют около 18%, смолы 44,4%, асфальтены 37,7%. В составе углеводородной части нафтен-ароматические несколько преобладают над метан-нафтенными. Вероятно, битумоид относится к смешанному остаточному типу. По данным пиролиза ОВ находится в условиях, благоприятных для генерации нефтяных углеводородов, представлено III типом. Водородный индекс НИ не превышает 153 мгУВ/гСорг (среднее 111), а индекс продуктивности 0,11. Количество свободных углеводородов  $S_1$  также невысокое (менее 0,3 мгУВ/г.породы). Таким образом, нефтегенерационный потенциал отложений незначительный.

Надояхский горизонт в скв. *Нонг-Еганская-195* имеет мощность 107м, керном охарактеризована только его верхняя часть. В кровле горизонта установлены переслаивающиеся песчаники и аргиллиты. Песчаники мелко- и среднезернистые, редко гравелитистые, преимущественно массивные, иногда со слабой слоистой текстурой. В составе преобладают обломки пород (55-60%), количество кварца 20-25%, полевых шпатов 18-22%, слюд – 2-3%. Зерна плохо окатаны, сортировка средняя. Цемент глинистый гидрослюдистый 5-7%, в некоторых образцах с примесью сидерита и ОВ. Тип цементации пленочно-

поровый и пленочный. Среди постседиментационных процессов преобладают пелитизация и серицитизация полевых шпатов. Аргиллиты в основном бурые, по составу глинистые гидрослюдистые, полосчатые за счет послойного расположения более отмученного материала. Количество алевритистого материала до 10%. Характерно присутствие мелкого растительного детрита, а также примесь сидерита. Один образец представлен аргиллитом с повышенным содержанием органического вещества, предположительно сапропелевой природы.

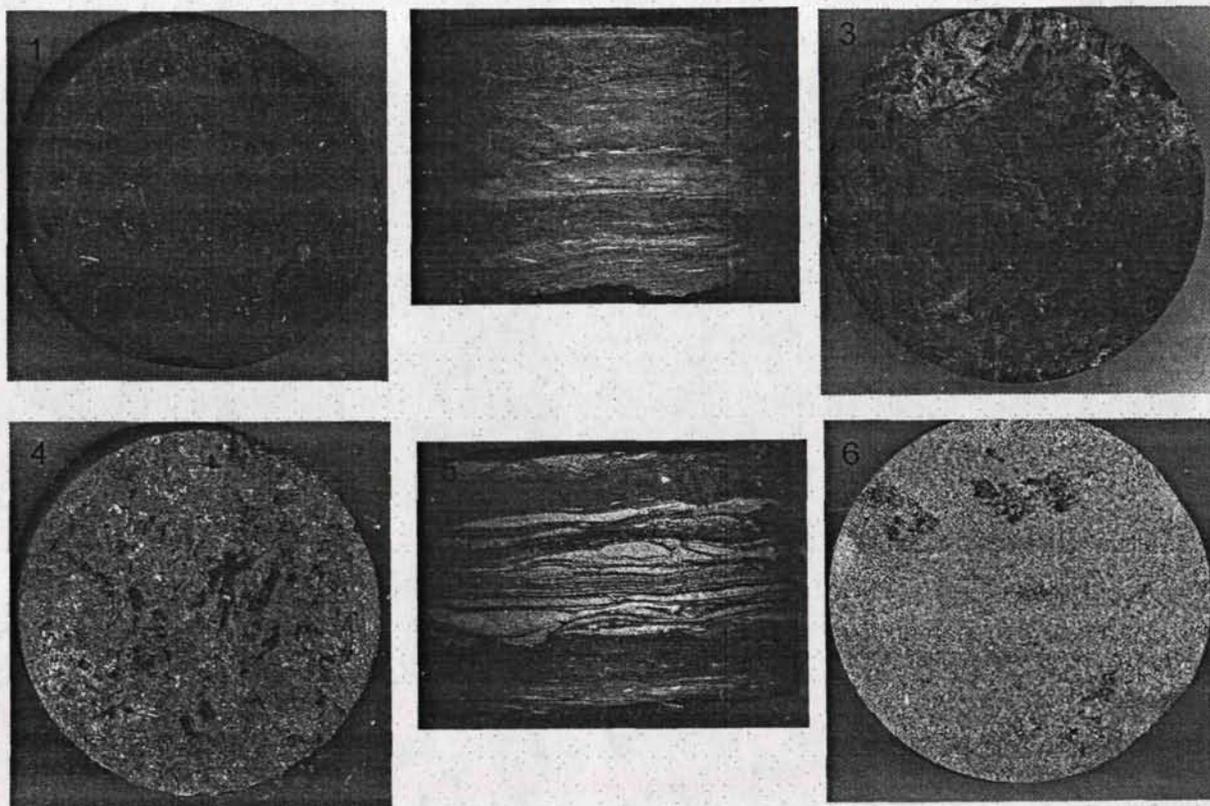
Среднее содержание органического углерода в породах надояхского горизонта скв. Нонг-Еганская-195 составляет около 2,2%. В целом в аргиллитах наблюдаются более высокие концентрации Сорг, чем в песчаниках. Содержание хлороформенного битумоида в породах меняется в диапазоне 0,0474-0,4011, при этом битумоидный коэффициент не превышает 10,5%, что указывает на его автохтонный характер. В составе битумоида из аргиллитов (рис. 4.8) УВ составляют 40-47%, причем метан-нафтеновые значительно преобладают над нафтен-ароматическими ( $M_e-N_n/N_n-Ar=2,22-3,02$ ). В составе углеводородной части имеются некоторые вариации: чаще преобладают смолы, иногда - асфальтены. В составе смол доминируют спиртобензольные компоненты. Данный состав свидетельствует о накоплении ОВ в условиях, благоприятных для его сохранности и последующей генерации УВ. Битумоида из песчаника отличается от экстракта из аргиллитов: количество углеводородов 16,5%, нафтен-ароматические преобладают над метан-нафтеновыми, содержание асфальтенов достигает 38,4%. В составе смол также доминируют спиртобензольные.

По данным пиролиза ОВ надояхского горизонта скв. Нонг-Еганская-195 смешанное, содержащее как гумусовые, так и аквагенные компоненты (II и, возможно, I типов), и находится в главной зоне нефтеобразования ( $T_{max, ср.}=447^{\circ}C$ ). Значение водородного индекса HI в отдельных образцах аргиллитов достигает 300-414 мгУВ/гСорг, что свидетельствует об их высоком нефтематеринском потенциале.

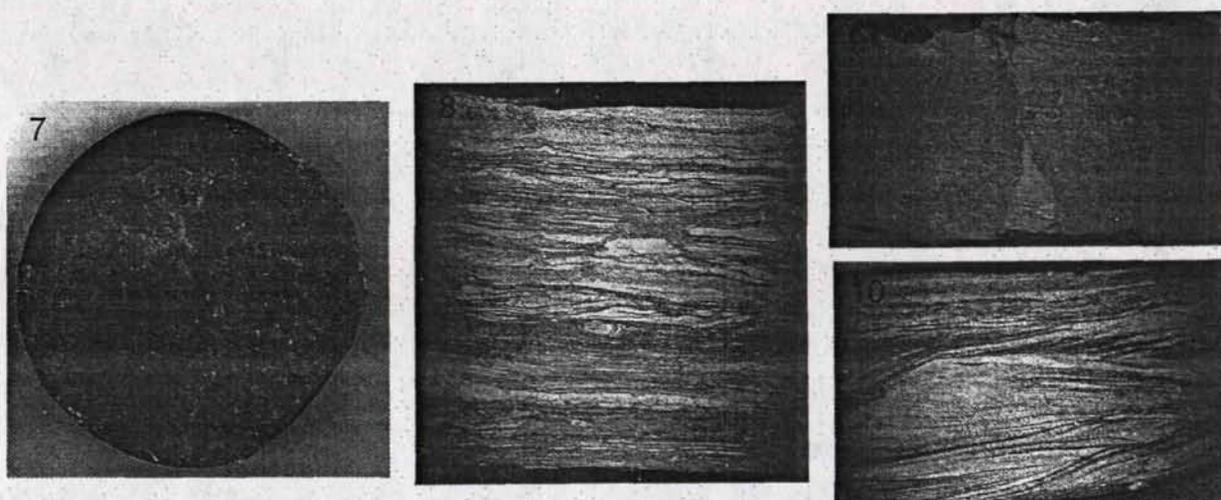
**Лайдинский горизонт** охарактеризован 61 образцом из 4 скважин: Южно-Студеной-3403, Конитлорской-5022, Кечимовской-153, Тевлинско-Рускинской-50.

Лайдинский горизонт в скв. *Южно-Студеная-3403* имеет мощность 40м, керном охарактеризована верхняя половина разреза (около 20м). Отложения представлены преимущественно аргиллитами гидрослюдистыми, с примесью тонкозернистого алевролитистого материала. Текстуры массивные или линзовиднополосчатые за счет послойного расположения частиц разной гранулометрической размерности и линзовидных включений растительного детрита (рис. 4.10). Органический материал также присутствует в тонкораспыленном мелкодисперсном виде. Количество алевроитового материала составляет 2-5%, иногда достигает 30%. Почти во всех аргиллитах присутствуют тонкие литологические трещины. В виде редких прослоев незначительной мощности в аргиллите располагаются алевролиты и песчаники тонко- и мелкосреднезернистые, один образец крупносреднезернистый гравелитистый. Текстуры песчаников массивные или горизонтальнослоистые. Обломочный материал в них представлен кварцем (35-50%), полевыми шпатами (15-20%), обломками глинистых и кремнистых пород (30-50%). Обломочный материал не окатан, форма обломков неправильная, угловатая, сортировка плохая. Цемент глинистый пленочно-поровый, в единичных образцах кальцитовый порового типа. Характерно присутствие органического материала в виде тонких линзовидных включений, подчеркивающих слоистость, часто по прослоям ОВ развивается сидерит. Литологические трещины очень тонкие, отмечаются редко, приурочены к прослоям растительного детрита. Вторичные процессы в песчаниках – уплотнение, припай и вдавливания зерен, сидеритизация ОВ, доломитизация и выщелачивание.

Содержание органического углерода (рис. 4.11) в породах лайдинского горизонта скв. Южно-Студеная-3403 меняется от 0,3 до 6,5%, в среднем 1,9%. Относительно повышенными концентрациями отличаются аргиллиты, хотя в песчаниках также встречаются значения Сорг выше среднего, обусловленные включениями растительного детрита. Содержание хлороформенного битумои-



Конитлорская, 5022



Южно-Студеная, 3403

Рис. 4.10. Породы лайдинского горизонта

1 - аргиллит (3153,3), 2 - аргиллит (3154,65), 3 - аргиллит (3155,3), 4 - аргиллит (3155,8), 5 - алевролит (3157,05), 6 - песчаник (3164,85), 7 - аргиллит с растительным детритом (3199,6), 8 - переслаивание аргиллита и алевролита (3201), 9 - аргиллит (3203,6), 10 - переслаивание аргиллита, алевролита и песчаника (3205)

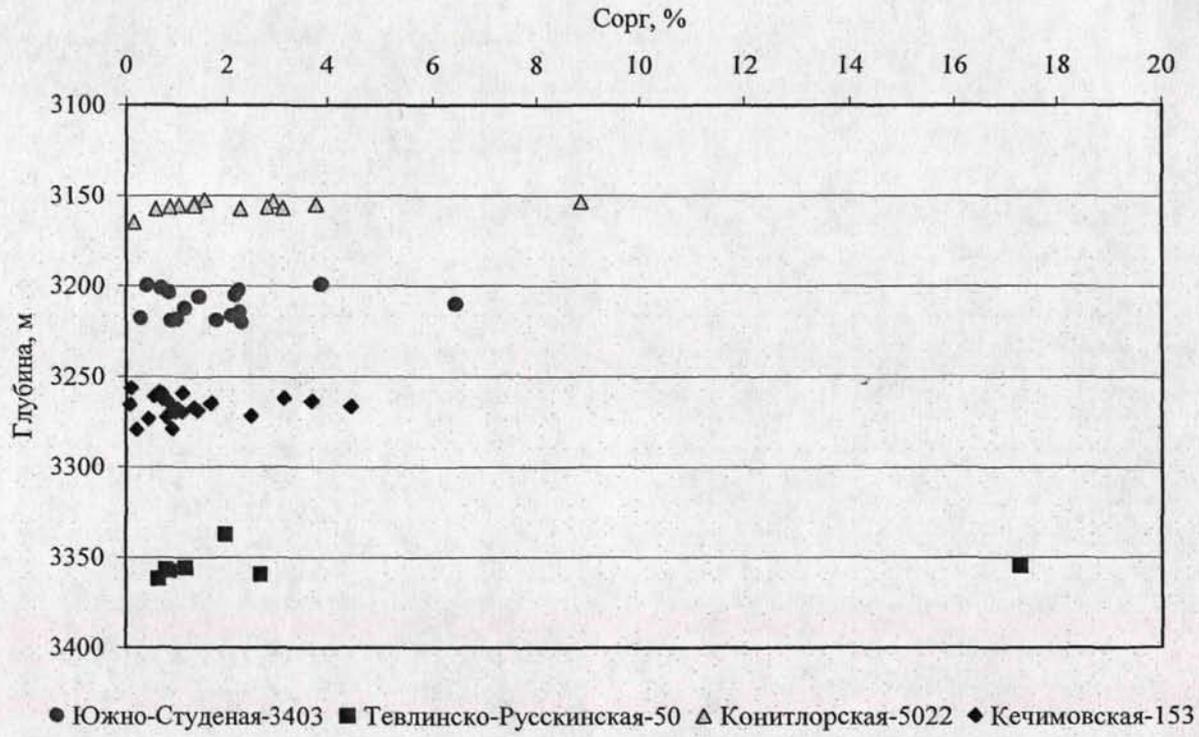


Рис. 4.11. Содержание органического углерода в породах лайдинского горизонта

да в породах 0,05-0,2%, битумоидный коэффициент 3-6% (автохтонный битумоид). В его составе (рис. 4.12) углеводороды составляют 23-33%, причем количество нафтен-ароматической фракции почти не изменяется (13-14,4%), а содержание метан-нафтенных варьирует в пределах 8-20%. Содержание смол стабильно, преобладают окисленные спиртобензольные компоненты. Асфальтены составляют 27-36%, соотношение смолы/асфальтены больше 1 (1,13-1,45).

По данным пиролиза органическое вещество относится к III типу, с возможной незначительной примесью II, и находится в главной зоне нефтеобразования. Значение водородного индекса меняется в широких пределах, максимальное значение HI составляет 208 мгУВ/гСорг. Индекс продуктивности также сильно варьирует (от 0,12 до 0,6), что косвенно указывает на миграцию углеводородов. В то же время необходимо отметить, что повышенные значения индекса продуктивности характерны для аргиллитов с многочисленными литологическими и тектоническими трещинами, на основании чего можно предположить о различной степени реализованности нефтегенерационных свойств органическим веществом по разрезу.

Мощность лайдинского горизонта в скв. *Тевлинско-Русскинской-50* составляет 38м, керновый материал (7 образцов) характеризует 10м центральной части разреза. Горизонт представлен аргиллитами с редкими маломощными прослоями алевролитов и песчаников. Аргиллиты бурого и желто-бурого цвета с примесью алевритового материала. Текстуры тонко-горизонтально- и волнистослоистые. Основная масса аргиллитов состоит из ориентированных агрегатов гидрослюд, органика присутствует в значительном количестве в рассеянном тонкодисперсном состоянии и в виде тонких прожилков и линз, подчеркивающих слоистость. Иногда по прослоям ОВ развивается мелкозернистый пирит. Отмечаются тонкие литологические и тектонические трещины, редко с ними ассоциируют небольшие полости выщелачивания. В виде прослоя в аргиллите располагается песчаник мелкозернистый алевритистый с карбонатно-глинистым цементом пленочно-порового типа. Текстура полосчатая, обусловленная прослоями аргиллита, обильно насыщенного ОВ, с редкими стяжения-

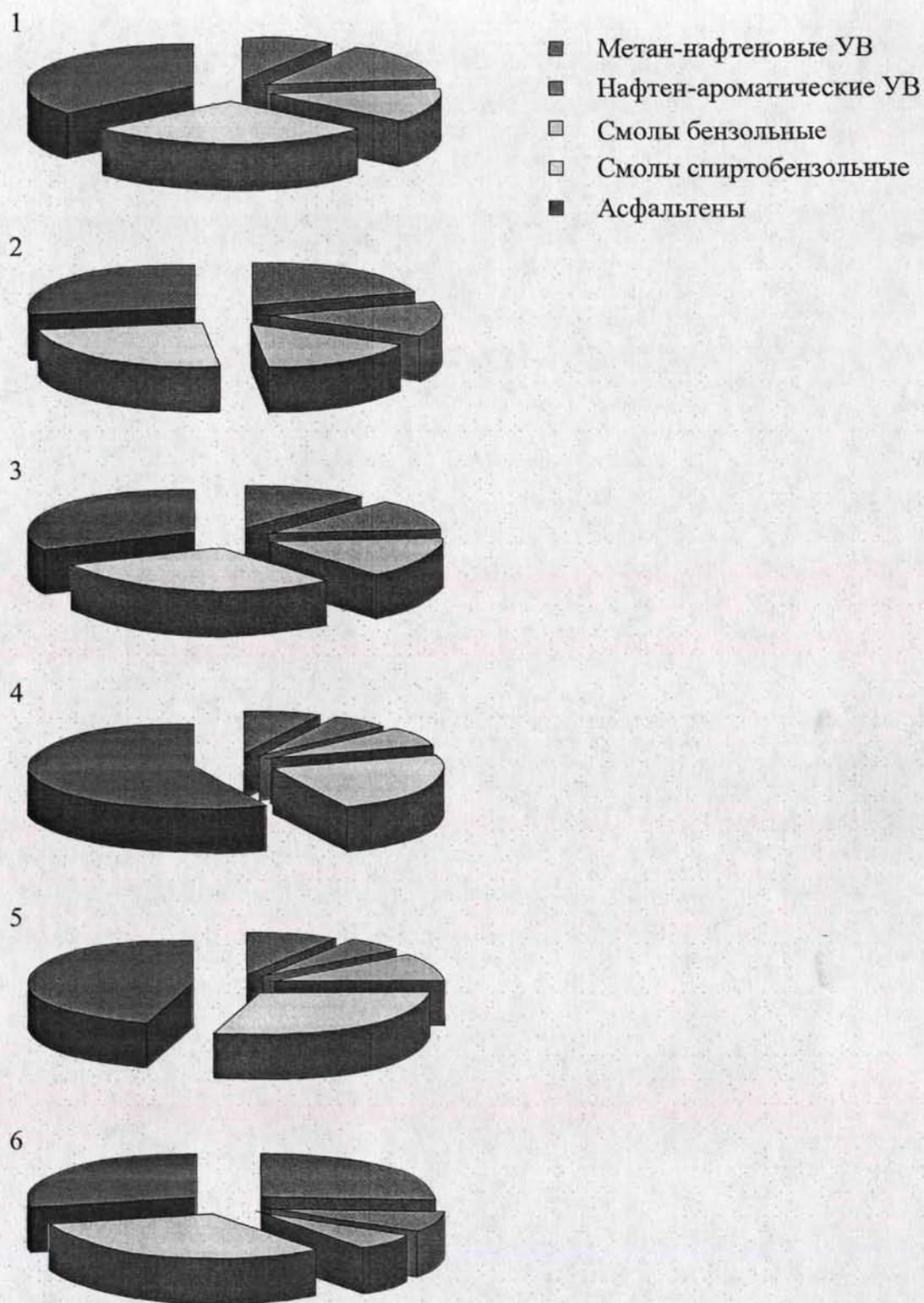


Рис. 4.12. Групповой состав битумоида лайдинского горизонта

1 - скв. Южно-Студеная-3403, гл. 3205, переслаивание аргиллита, алевролита, песчаника и угля;

2 - скв. Южно-Студеная-3403, гл. 3210, аргиллит

3 - скв. Тевлинско-Рускинская-50, гл. 3359,7, аргиллит

4 - скв. Конитлорская-5022, гл. 3152,5, аргиллит

5 - скв. Конитлорская-5022, гл. 3156,2, аргиллит

6 - скв. Кечимовская-153, гл. 3263,7, аргиллит

ми сидерита. В минеральном составе песчаника преобладает кварц (35%), полевые шпаты составляют 5-10%, обломки глинистых и кремнистых пород 55-60%. Кластический материал хорошо отсортирован, форма обломков угловатая, изометрично-неправильная, реже таблитчатая, упаковка зерен плотная. Среди постседиментационных процессов преобладает уплотнение, слабая кальцитизация и незначительное выщелачивание.

Органический углерод в породах находится в количестве, как правило, 0,6-2%, в углистом аргиллите его содержание достигает 17,3%. Среднее содержание органического углерода в породах лайдинского горизонта скважины Тевлинско-Русскинская-50 составляет 1,37%. Содержание хлороформенного экстракта (Бхл) в породах составляет 0,035-0,154%,  $\beta$  не превышает 6%.

Содержание углеводов в битумоиде составляет 24%, количество ментан-нафтеновых и нафтен-ароматических примерно одинаковое ( $M_{n-1}/M_n - Ar = 0.99$ ). В составе неуглеводородной части преобладают асфальтены (31,9%) и спиртобензольные смолы (28,7%). По данным пиролиза (рис. 4.13) органическое вещество относится к III типу, преобразованность соответствует мезокатагенезу. Максимальное значение водородного индекса HI составляет 128 мгУВ/гСорг, значение индекса продуктивности менее 0,2. В целом ОВ характеризуется низкими нефтегенерационными свойствами.

*Копитлорская-5022* характеризуется мощностью лайдинского горизонта 35м, керном представлено 12м (15 образцов) из нижней части разреза. По керну горизонт представлен аргиллитами гидрослюдистыми, часто алевритистыми, с примесью ОВ в тонкодисперсном состоянии, а также в виде прослоев и включений обрывков углефицированного растительного детрита. Аргиллиты имеют полосчатую текстуру, обусловленную ориентацией чешуйчатых агрегатов гидрослюдов, иногда подчеркнутую линзами алевритистого материала и включений органики. В некоторых образцах органическое вещество сидеритизировано. Для аргиллитов характерно наличие тонких литологических и, реже, тектонических трещин, иногда присутствуют свободные поры. Вторичные

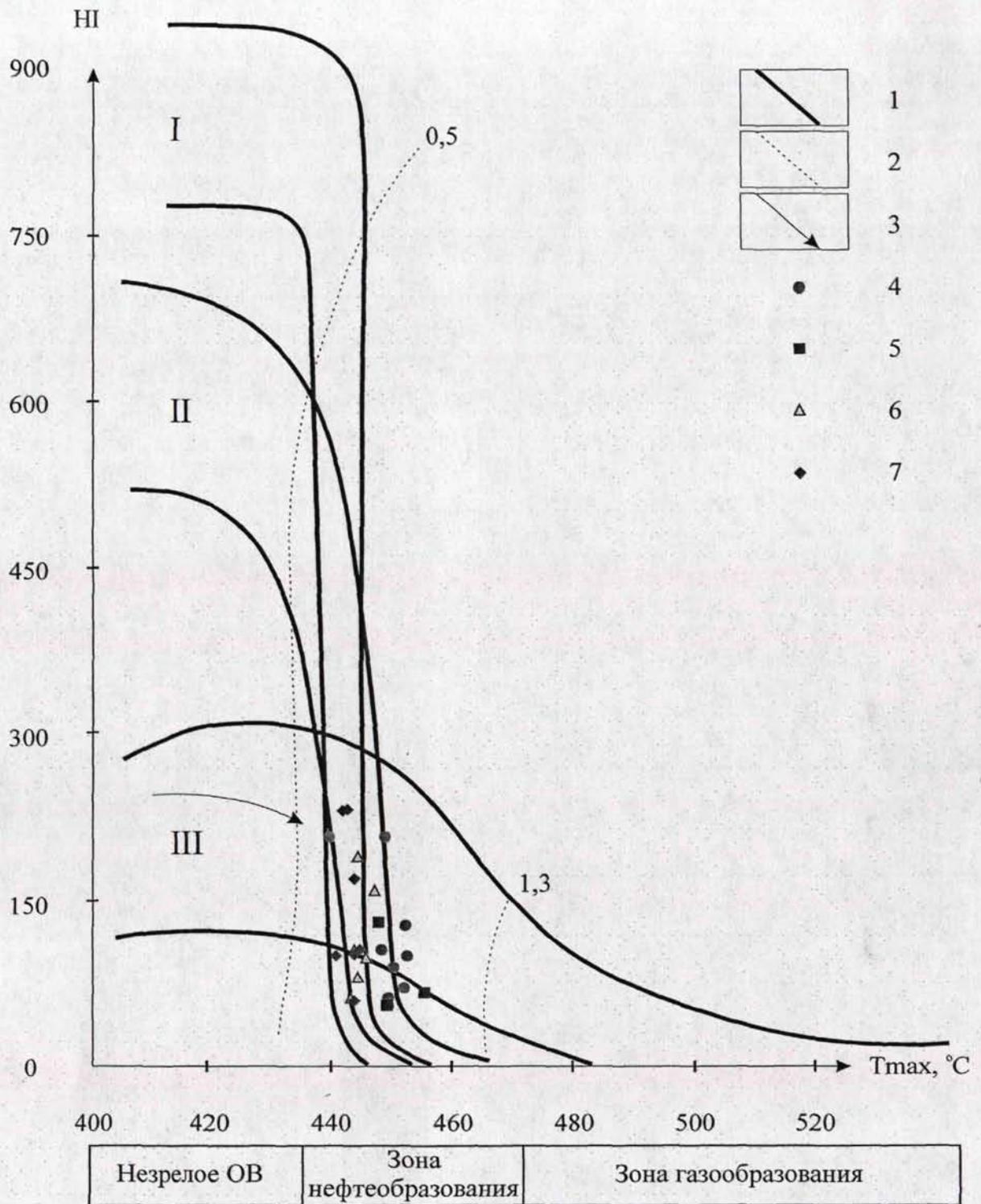


Рис. 4.13. Диаграмма HI-T<sub>max</sub> пород лайдинского горизонта

- 1 - линии, ограничивающие значения водородного индекса (HI) для трех типов органического вещества:  
 I-аквагенного, озерного типа;  
 II-аквагенного, морского;  
 III-террагенного, связанного с высшей наземной растительностью;  
 2 - изолинии отражательной способности витринита (R<sub>o</sub>);  
 3 - направленность изменения величин HI и T<sub>max</sub> в катагенезе;  
 4- Южно-Студеная-3403;  
 5- Тевлинско-Русскинская-50;  
 6- Конитлорская-5022;  
 7- Кечимовская-153.

процессы – сидеритизация ОВ. Среди аргиллитов встречаются маломощные прослой гумусовых углей. В основании горизонта залегает пласт песчаника мелкозернистого алевритистого. В составе песчаника преобладают обломки пород (50-55%), кварц составляет 35%, полевые шпаты – 10-15, слюды – единичные зерна. Окатанность обломочного материала плохая, сортировка средняя. Цемент глинистый гидрослюдистый, тип цементации пленочно-поровый. В песчаники присутствуют свободные поры и тонкие трещины. Вторичные процессы – уплотнение, выщелачивание.

Среднее содержание органического углерода в породах (рис. 4.11) составляет 2,4%, максимальное – 8,9%. Концентрация хлороформенного битумоида меняется в пределах 0,043-0,194, в среднем 0,11% на породу. Битумоид автохтонный ( $\beta$  не превышает 9%). В составе битумоида преобладают углеводородные компоненты, особенно велико содержание асфальтенов (до 57,5%, рис. 4.12), что указывает на остаточный характер битумоида. Количество углеводородов незначительно - 13-14,5%, в их составе метан-нафтеновые несколько преобладают над нафтен-ароматическими. Смолы составляют 30-40%, спиртобензольных компонентов в 3 раза больше бензольных. По пиролитическим данным органическое вещество относится к III типу. Катагенез соответствует главной зоне нефтеобразования, но несколько ниже, чем для скв. Южно-Студеная-3403 ( $T_{\max}$ , ср = 445 и 450°C соответственно). Значение водородного HI индекса варьирует в пределах 61-190 мгУВ/гСорг, индекс продуктивности PI не превышает 0,22. В целом нефтегенерационные характеристики низкие.

В скважине *Кечимовской-153* мощность горизонта 23м, он полностью охарактеризован керновым материалом (23 образца). Верхняя половина разреза представлена переслаиванием песчаников разнозернистых с алевролитами и аргиллитами. Среди песчаников и алевролитов преобладают тонкомелкозернистые разности с выраженной слоистостью, обусловленной сменой гранулометрического состава и ориентацией отдельных минеральных и органических фрагментов. Среди них много стяжений сидерита, замещающего ОВ. Обло-

мочный материал представлен кварцем (45-50%), полевые шпаты составляют 10-12%, обломки кремнистых, глинистых пород 35-40%, мусковит и биотит 2-5%. Кластический материал неокатан, плохо отсортирован, имеет угловатую, неправильную форму. Цемент в песчаниках глинистый с обильной примесью сидерита, иногда кальцита. Количество его варьирует от 5-10 до 12-15%, тип цементации пленочно-поровый. Отмечаются мелкие свободные поры и редкие тонкие литологические трещины. Среди постседиментационных процессов преобладает уплотнение, выщелачивание, обильная сидеритизация и очаговая кальцитизация. Аргиллиты присутствуют в виде тонких прослоев в песчаниках и алевролитах. Аргиллиты алевролитистые бурого цвета из-за присутствия ОВ, часто замещенного сидеритом. Слоистость тонкая, иногда линзовидная, прерывистая. Основная глинистая масса представлена ориентированными агрегатами гидрослюд с пятнистыми и линзовидными включениями сидерита. В породе отмечаются тонкие литологические трещины, в некоторых алевролитовых прослоях и линзах есть свободные поры выщелачивания. Постседиментационные процессы: уплотнение, очаговое выщелачивание, обильная сидеритизация.

Нижняя половина лайдинского горизонта в скв. Кечимовской-153 представлена в основном алевролитистыми аргиллитами с незначительными прослоями алевролитов. Текстура аргиллитов тонкослоистая, обусловлена присутствием алевролитового материала в виде тонких вытянутых линз и слойков ОВ, почти всегда замещенного сидеритом. Состав аргиллитов гидрослюдистый, глинистые агрегаты часто ориентированы. ОВ присутствует в породе в тонкодисперсном рассеянном виде и в виде слойков, полос, стяжений. Алевролитовый материал представлен в основном кварцем, в подчиненном количестве присутствуют полевые шпаты, обломки кремнистых и глинистых пород, единичны пластинки слюд. В породе есть тонкие затухающие трещины, в алевролитах единичные поры выщелачивания. Вторичные процессы: очаговое выщелачивание, обильная сидеритизация.

Среднее содержание органического углерода в породах лайдинского горизонта скв. Кечимовская-153 составляет 1,3%. Абсолютные концентрации

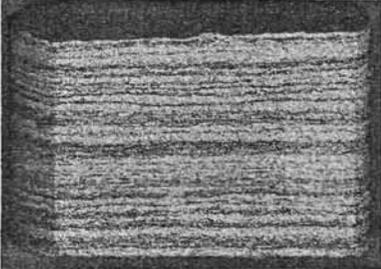
Сорг в песчаниках несколько ниже, чем в аргиллитах, хотя разброс значений незначительный (рис. 4.11). Содержание хлороформенного битумоида в породах меняется от 0,05 до 0,17% при битумоидном коэффициенте 4-6%. Доля углеводородов в составе битумоида 34,2%, метан-нафтеновые (26,3%) значительно преобладают над нафтен-ароматическими (7,9%). В составе углеводородной части доминируют смолы (37,4%), из них на долю кислых спиртобензольных приходится 31,7%. По данным пиролиза органическое вещество относится к III типу и находится в главной зоне нефтеобразования ( $T_{max}=444^{\circ}C$ ). Преобразованность ОВ несколько ниже чем в скв. Южно-Студеная, и примерно соответствует катагенезу ОВ в скв. Конитлорской-5022. Значение водородного индекса HI меняется от 57 до 230 мгУВ/гСорг. Индекс продуктивности PI не превышает 0,2, что указывает на незначительную реализованность породами их нефтематеринского потенциала.

**Вымский горизонт** является одним из наиболее детально исследованных в разрезе ниже-среднеюрских отложений, общее количество изученных скважин – 9, количество образцов 316 (табл. 2.1, рис. 4.14).

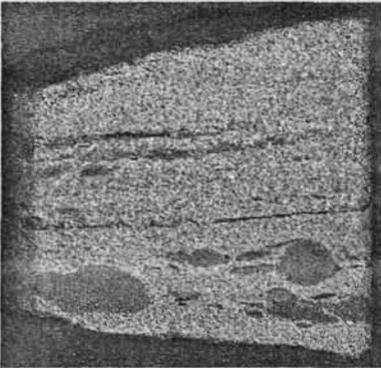
Вымский горизонт в скважине *Восточно-Мытаяхинская-565* является базальным, залегающим на породах коры выветривания доюрского основания. Его мощность 73м., глубина залегания 3018-3091м. Керном охарактеризовано около 40м нижней части разреза. Изученный по керну интервал представлен переслаивающимися пачками песчано-алевритовых и глинистых пород, иногда присутствуют прослои углей до 30 см. мощности. Песчаники от массивных до линзовидно- и тонкогоризонтально- слоистых за счет распределения частиц разной гранулометрической размерности, в основном мелко-, реже средне- или неравномернозернистые. В минеральном составе песчаников наблюдаются значительные вариации: содержание кварца меняется от 15-20 до 65-85%, полевых шпатов – от 5 до 15%, обломков пород – от 85 до 20%. Наблюдается тенденция увеличения содержания кварца и уменьшения обломков пород вниз по разрезу. В песчаниках верхней части изученного интервала количество цемента от 1-2 до 15%, цемент глинистый с примесью доломита, в основном пленочно-



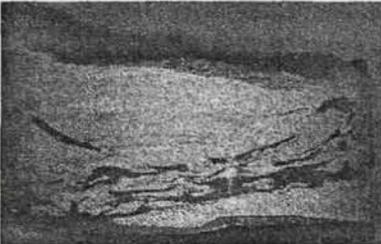
Песчаник (3053,35)



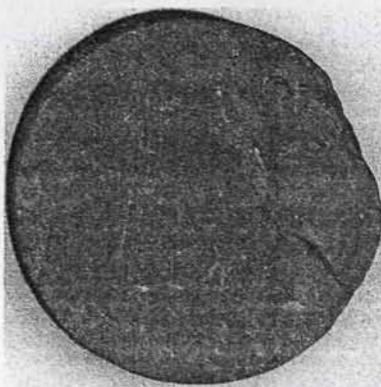
Песчаник с намывами слюды (3054,75)



Песчаник с гравелитом (3056,85)



Алевролит (3058,3)



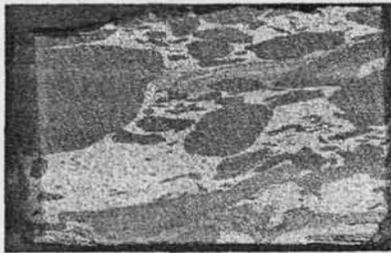
Аргиллит (3063,9)



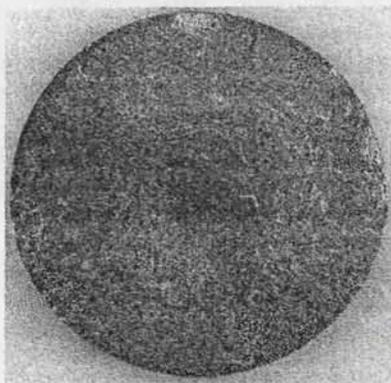
Алевролит (3068,2)



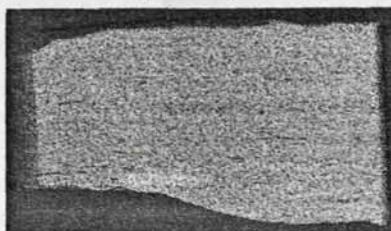
Алеуроаргиллит (3070,35)



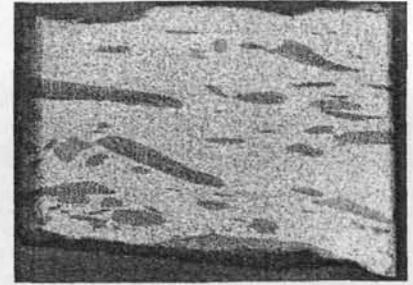
Песчаник с линзами аргиллита (3079,5)



Алевролит (3081,4)



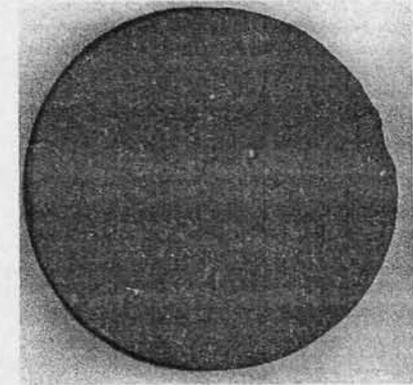
Песчаник (3081,8)



Песчаник с линзами алевролита (3083,6)



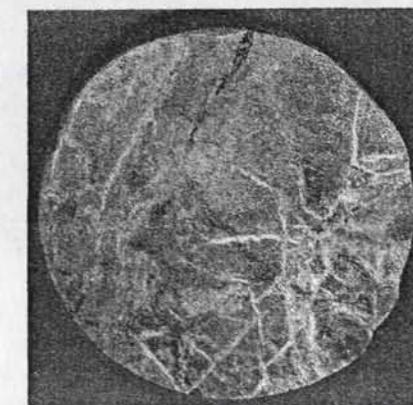
Аргиллит углистый (3083,9)



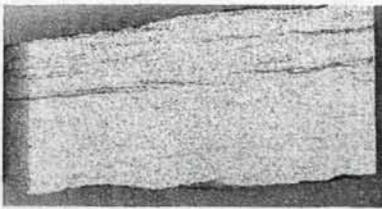
Аргиллит углистый (3084,8)



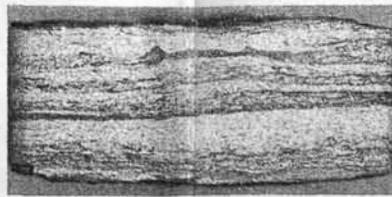
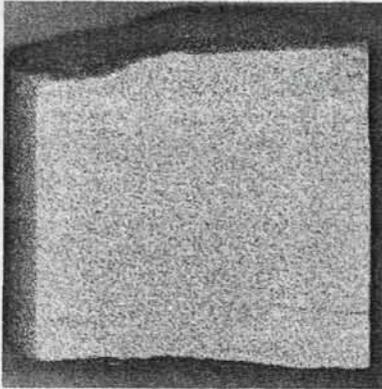
Туфопесчаник (3085,2)



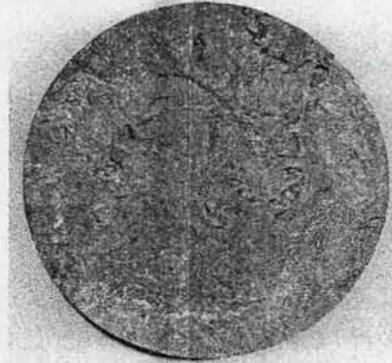
Алеуроаргиллит метаморфизованный (3091,25)



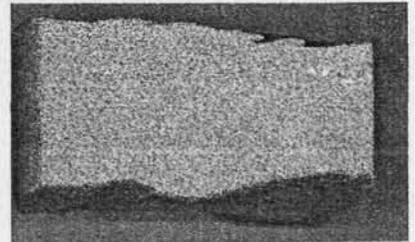
Песчаник (3068,5)

Песчаник с прослоями  
аргиллита (3070,45)Переслаивание аргиллита  
и алевролита (3075,2)

Песчаник (3071,05)

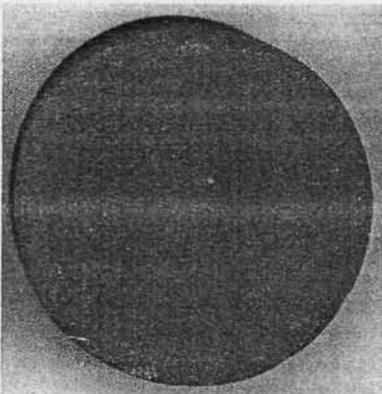


Аргиллит (3072,9)

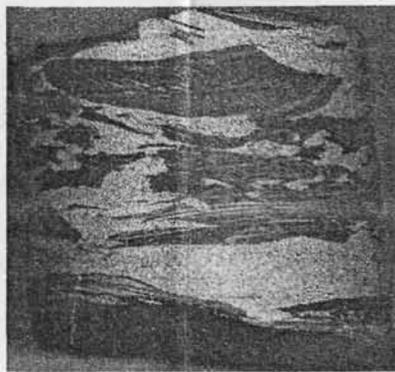


Песчаник (3082,35)

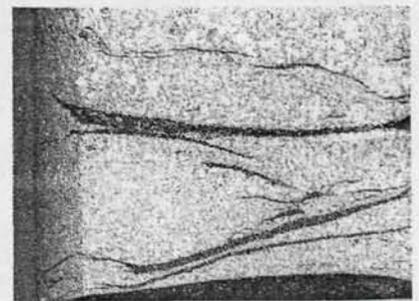
## Верхне-Ляминская-556



Аргиллит (2898,2)

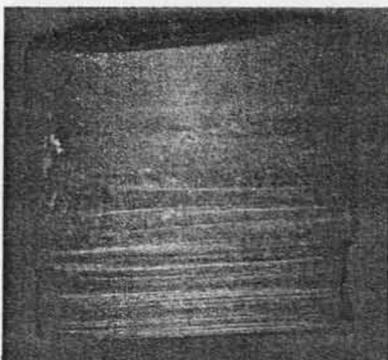


Песчаник с аргиллитом (2904,6)

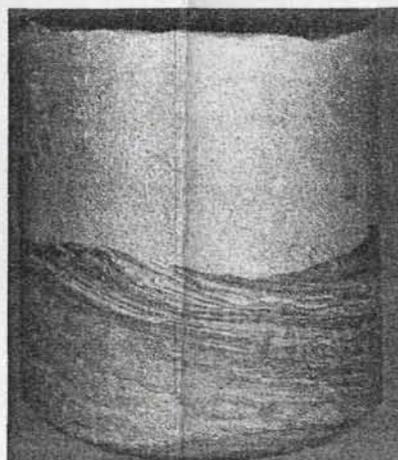


Песчаник с углем (2907)

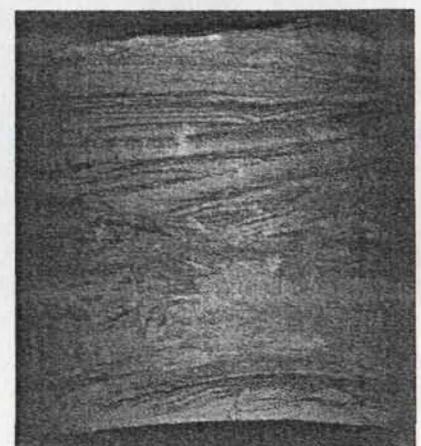
## Верхне-Ляминская-7502



Аргиллит алевритистый (3186,8)



Песчаник с аргиллитом (3193,6)

Переслаивание песчаника  
и алевролита (3197,8)

## Скв. Южно-Студеная, 3403

поровый, небольшими участками базальный. В песчаниках нижней части интервала, переслаивающихся с алевролитами глинистыми, углями и аргиллитами алевроито-песчаными цемент имеет сложный состав: от доломитового с примесью глинисто-органических и сидеритовых включений, количество его 40-45%, тип цементации базальный, до глинистого с незначительным присутствием доломита, количество его 5-15%, тип цементации пленочно-поровый. Обломочный материал плохо окатан, форма зерен остроугольная, игловидная; полуокатанные обломки встречаются редко. Характерно присутствие органического вещества в виде включений и обрывков, часто замещенных сидеритом, а также в мелкодисперсном состоянии в составе цемента. Практически во всех песчаниках присутствуют поры, иногда отмечаются тонкие литологические трещины. Постседиментационные процессы: уплотнение, припай отдельных зерен, слабая доломитизация в цементе, очаговая слабая и участками обильная сидеритизация ОВ, выщелачивание, в некоторых прослоях весьма значительное.

Аргиллиты, залегающие между пачками песчаника в виде 19-метрового пласта, имеют тонкогоризонтальную слоистость, обусловленную присутствием алевроитового материала и ОВ, но встречаются и с массивной текстурой. Основная масса в аргиллитах представлена тонкочешуйчатыми агрегатами гидрослюдов, примесь алевроитового материала составляет от 5 до 48%, чаще 10-20%. ОВ в аргиллитах находится преимущественно в виде тонких нитевидных включений, подчеркивающих слоистость, иногда замещено сидеритом. По всему интервалу глинистых пород встречаются тонкие литологические, реже тектонические трещины, а также мелкие поры выщелачивания.

Содержание органического углерода (рис. 4.15) в породах значительно варьирует. В песчано-алевритовых разностях Сорг, как правило, меняется в пределах 0,2-1%, при наличии включений углефицированного растительного детрита повышается до 2-3%. В аргиллитах концентрации органического углерода меняются от 2-4% до 20-35% (в углистых разностях). Среднее содержание Сорг в породах 2,3%. Количество хлороформенного экстракта составляет 0,03-0,27% на породу, битумоидный коэффициент не превышает 14%. В групповом

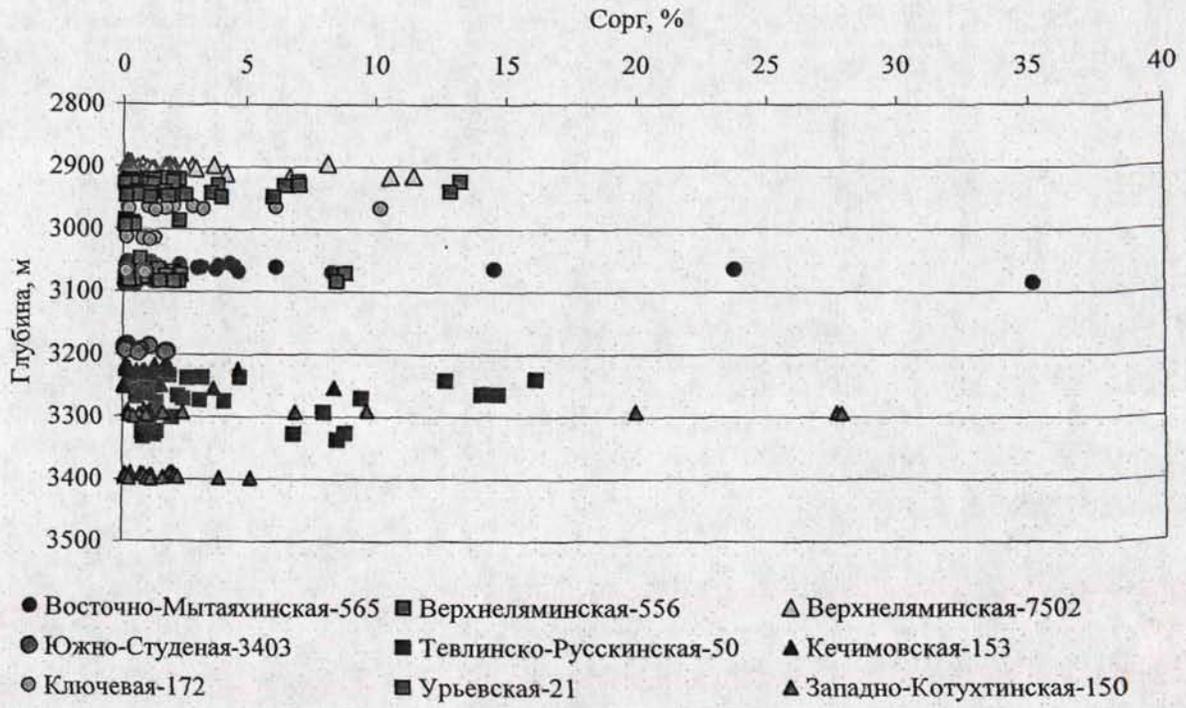


Рис. 4.15. Содержание органического углерода в породах вымского горизонта

составе битумоида наблюдается закономерное изменение соотношений основных фракций в зависимости от удаленности до ближайшего коллектора (рис. 4.16). В центральной части пласта аргиллитов мощностью около 12м в групповом составе битумоида значительно преобладают углеводороды, соотношение  $Me-Nn/Nn-Ar=6.5-9.5$ , в углеводородной части смолы преобладают над асфальтенами (соотношение 1.5-3). В краевой части пласта в составе битумоида преобладают углеводородные компоненты, главным образом асфальтены. По представлениям А.А.Трофимука и А.Э.Конторовича такое изменение состава обусловлено различием миграционных свойств компонентов битумоида и является подтверждением нефтепроизводящих свойств осадочной толщи [54]. По данным пиролиза органическое вещество вымского горизонта скв. Восточно-Мытаяхинская-565 III типа, оно уже прошло главную зону нефтеобразования и находится в зоне газообразования ( $T_{max} = 468-478^{\circ}C$ , рис. 4.17). Водородный индекс от 36 до 190 мгУВ/гСорг. Количество жидких углеводородов в породах (пик  $S_1$ ) меняется от 0,2 до 7,22 мгУВ/г.породы, остаточный углеводородный потенциал (пик  $S_2$ ) составляет 0,35 – 45 мгУВ/г.породы. Повышенные значения  $S_1$ ,  $S_2$ , HI приурочены к углистым аргиллитам. Индекс продуктивности меняется в широких пределах – от 0,14 до 0,66 (в большинстве образцов 0,4-05), что указывает как на различную степень реализации породами своего потенциала, иногда значительную, так и на присутствие миграционных битумоидов. Нефтегенерационные свойства органического вещества вымского горизонта Восточно-Мытаяхинской-565 скважины характеризуются большим разбросом значений, в некоторых образцах достигается «превосходное» качество ОВ.

В скважине *Верхнеляминская-556* вымский горизонт распространен в интервале глубин 3036-3130м, керном охарактеризована его верхняя часть до глубины 3083м. По керну разрез представлен чередованием: а) переслаивания аргиллитов, часто углистых или с прослоями углей, и алевролитов, б) песчаников, иногда также с прослоями алевро-аргиллитов и углей. Песчаные разновидности пород в разрезе преобладают. Песчаники средне-, мелко- и тонкозернистые. Текстуры преимущественно полосчатые: горизонтально-слоистые, па-

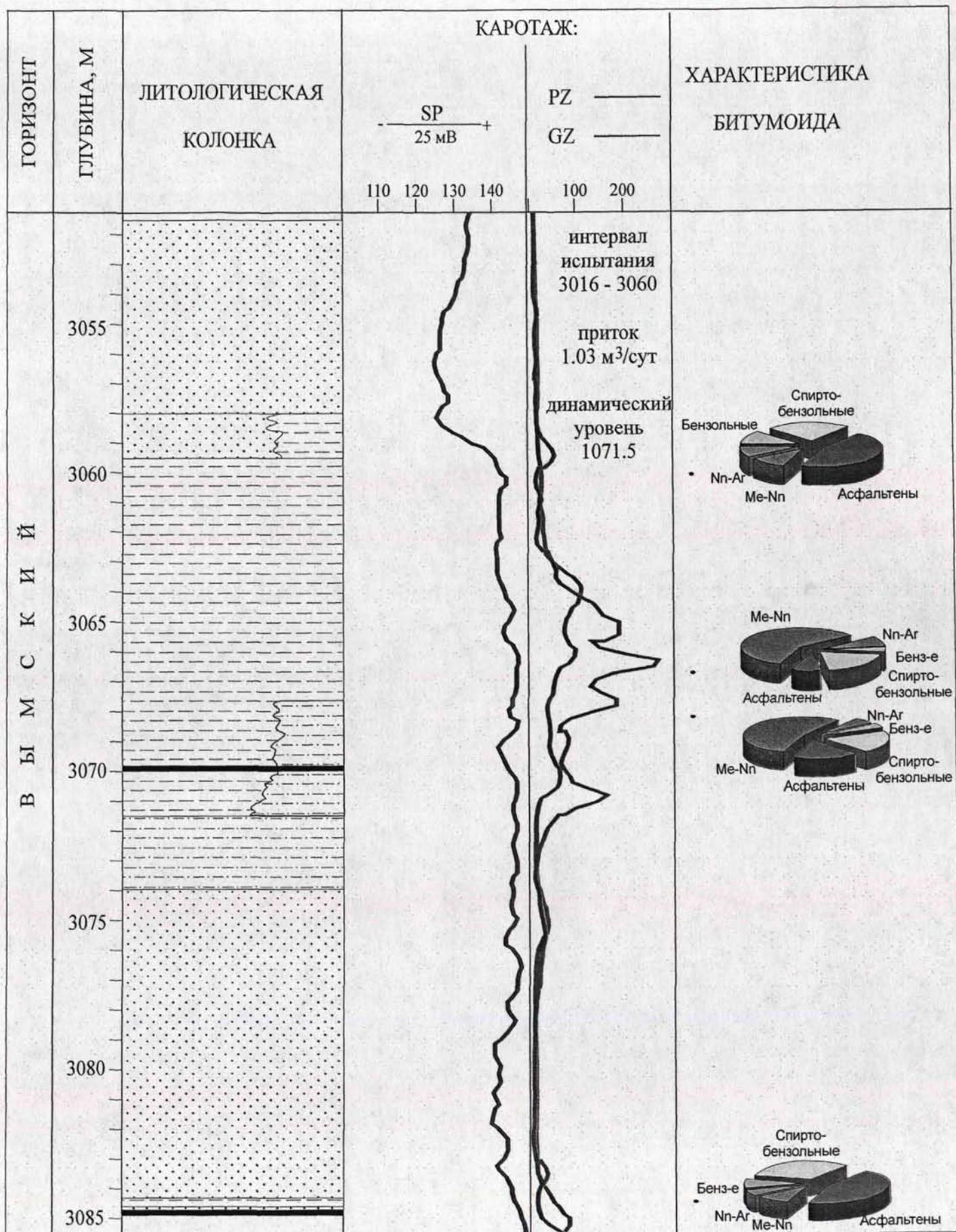


Рис. 4.16. Изменение группового состава битумоида в разрезе вымского горизонта скв. Восточно-Мытаяхинская-565

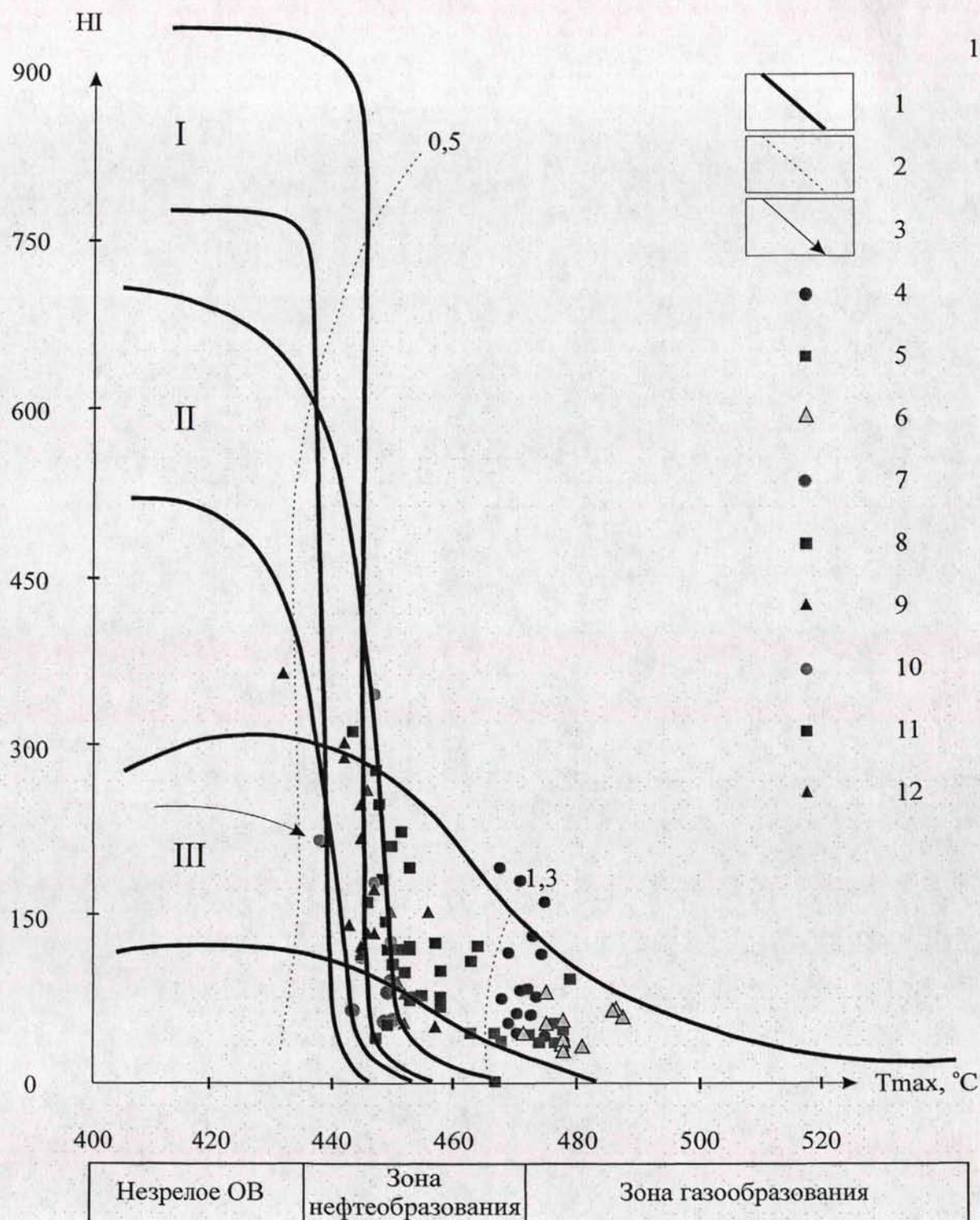


Рис. 4.17. Диаграмма HI-Tmax пород вымского горизонта  
1 - линии, ограничивающие значения водородного индекса (HI) для трех типов органического вещества:

I-аквагенного, озерного типа;

II-аквагенного, морского;

III-террагенного, связанного с высшей наземной растительностью;

2 - изолинии отражательной способности витринита (Ro);

3 - направленность изменения величин HI и Tmax в катагенезе;

4-Восточно-Мытаяхская-565;

5-Верхнелямнинская-556;

6-Верхнелямнинская-7502;

7-Южно-Студеная-3403;

8-Тевлинско-Русскинская-50;

9-Кечимовская-153;

10-Ключевая-172;

11-Урьевская-21;

12-Западно-Котухтинская-150.

параллельные, слабо-полосчатые, прерывисто-слоистые, обусловленные ориентацией удлиненных обломков, распределением обломочного материала разной гранулометрической размерности, присутствием включений органики. Также характерны, хотя и реже встречаются, массивные текстуры. В минеральном составе песчаников преобладают обломки пород – 50-70%, количество кварца 20-30%, в единичных образцах до 40%, полевых шпатов 10-15%. Слюды представлены, как правило, единичными знаками мусковита, реже биотита, иногда их количество достигает первых процентов. Окатанность обломков в основном плохая, в единичных образцах неравномерная – от плохой до средней. Сортировка средняя. Преобладают обломки остроугольной, удлиненной, полуугловатой формы, контуры зерен часто корродированные с неровными краями, для кварца характерны слабо выраженные регенерационные каемки. Цемент глинистый с примесью доломита, пленочно-поровый и соприкосновения, в основном его содержание не превышает 5-7%. При увеличении в составе цемента карбонатной составляющей (доломита) количество цемента увеличивается до 15-20%. Также в составе цемента характерна примесь мелкодисперсного органического материала. ОВ почти всегда сидеритизированное, встречается в виде включений удлиненной формы, подчеркивая слоистость песчаников. Трещины редкие, в основном литологические. Поры присутствуют в незначительном количестве, очень мелкие, в основном одиночные, иногда сообщающиеся. Среди вторичных процессов преобладают уплотнение, корродирование зерен, слабая доломитизация и сидеритизация ОВ, менее распространены выщелачивание и катаклаз.

Аргиллиты гидрослюдистые алевритистые, переслаивающиеся с алевритами. Основная масса их сложена тонкочешуйчатым агрегатом гидрослюдистого состава. Текстуры аргиллитов линзовидно-полосчатые, обусловленные послойным распределением алевритового материала, количество которого достигает 40-45%, и включений ОВ. Часто присутствуют литологические трещины, свободные или заполненные органическим материалом. Также присутствуют аргиллиты плотные, без трещин и пор. Органическое вещество в аргил-

литах присутствует в значительном количестве в тонкораспыленном состоянии, а также в виде вытянутых лентовидных включений.

Содержание органического углерода в песчаниках в основном не превышает 0,5%, в аргиллитах – 2-8,5%. В среднем по скважине, из-за преобладания грубозернистых пород, Сорг составляет 1,2%. Содержание хлороформенного битумоида в породах составляет 0,035-0,091%,  $\beta$  не превышает 7%. Групповой состав битумоида (рис. 4.18) определен только в одном образце и не может служить характеристикой всего горизонта.

Пиролитические характеристики ОВ следующие:

$S_1$  – 0,14-1,91 мгУВ/г.породы;

$S_2$  – 0,2-8,1 мгУВ/г.породы;

НЦ – от 30 до 91 мгУВ/г.Сорг;

РІ – 0,20-0,45;

$T_{\max, \text{ ср.}}$  = 473°C, главная фаза газообразования.

По нефтегенерационным характеристикам породы вымского горизонта скв. Верхнелямская-556 несколько уступают таковым скв. Восточно-Мытаяхинская-565.

В скважине *Верхнелямская-7502* вымский горизонт является базальным, залегающим на породах коры выветривания доюрского основания; его мощность составляет 43м, распространен в интервале глубин 2873-2916м. Керном охарактеризован от глубины 2892 до подошвы. В охарактеризованном керном интервале выделяются два мощных песчаных пласта, разделенных 6-метровым пластом чередующихся алевролитов и аргиллитов, в подошве также развит пласт аргиллитов алевритистых мощностью 4 метра. Песчаники верхней части горизонта разномелкозернистые – от средне- до мелкозернистых, с массивной и горизонтально-слоистой текстурой. В минеральном составе часто преобладает кварц (45-50%) и обломки пород (от 5 до 35 %), содержание полевых шпатов 10-20%, количество слюд варьирует от единичных пластинок до 5%. Форма обломков угловатая, часто остроугольная, реже полуугловатая; отсортированность низкая, реже - средняя. Цемент глинистый или



Рис. 4.18. Групповой состав битумоида вымского горизонта скв. Верхнеляминская-556

глинисто-карбонатный, количество его 5-7%, в единичных образцах - 20-30%, тип цементации преимущественно пленочно-поровый. ОВ встречается в виде единичных фрагментов и входит в состав цемента, очень редко присутствуют слойки черного ОВ. Часто в породе находятся стяжения сидерита, неправильной либо вытянутой формы, иногда они подчеркивают слоистость. Свободные поры встречаются по всему пласту, количество их изменяется от 2-5 до 10-15%, некоторые сообщаются между собой. Постседиментационные преобразования: карбонатизация, выщелачивание, припай и регенерация некоторых зерен, уплотнение, катаклаз и коррозия обломков. Алевролиты промежуточного слоя представлены полимиктовыми и граувакковыми разностями, мелко-крупнозернистой и крупно-мелкозернистой размерности с примесью глинистого материала, с тонкими прослоями аргиллитов. В минеральном составе обломочной части алевролитов кварц составляет 15-40%, полевые шпаты 5-23%, обломки пород 35-75. Обломочный материал неокатан, имеет остроугольные формы. Цемент имеет глинистый состав с примесью карбонатно-железистых и органических компонентов (от 10 до 25%). Тип цементации пленочно-поровый, участками - базальный. В минеральном составе аргиллитов преобладают гидрослюды, отмечается примесь сидерита и значительное количество органического материала. Обломочный алевритовый материал, рассеянный в основной массе, а также в линзах и тонких слойках, имеет тот же минеральный состав, что и алевролиты. В целом породы имеют тонкую горизонтальную слоистость, подчеркнутую сменой гранулометрического состава пород и органическими компонентами. По всему пласту встречаются тонкие прерывистые литологические трещины, одиночные и реже групповые поры выщелачивания. Среди постседиментационных процессов основными являются очаговое выщелачивание, сидеритизация некоторых фрагментов породы и ОВ.

Песчаники второго пласта от средне- мелкозернистых до крупно- среднезернистых, имеют преимущественно массивные текстуры, за исключением глинизированных прослоев, хаотично переслаиваются с тонкими линзами углей, гравелитов и алевролитов. В минеральном составе в кровле и подошве пласта

преобладают обломки пород (65%), в центральной части пласта их количество снижается до 35%. Содержание кварца меняется в обратном порядке – от 33-35% в кровле и подошве до 60-62% в середине. Полевые шпаты присутствуют в подчиненном количестве от 3-5 до 15%. Слюды отмечаются или единичными знаками или в количестве первых процентов. Обломочный материал неокатан, форма обломков неправильная, угловатая, редко полуугловатая, некоторые из них имеют корродированные контуры, регенерационные каемки, носят следы катаклаза. Цемент глинистый, реже кальцит-глинистый, пленочно-порового типа и соприкосновения. ОВ черного цвета присутствует почти во всех образцах в виде стяжений, тонких слойков, линз, часто замещено сидеритом. По всему пласту отмечаются свободные поры, некоторые сообщаются между собой. Вторичные процессы: слабая кальцитизация, очаговое и в некоторых участках значительное выщелачивание, замещение ОВ сидеритом, уплотнение, припай, катаклиз и регенерация зерен.

Аргиллиты, залегающие в основании пласта, песчанисто-алевритистые (с тонкими прослоями и линзами алевритистого материала), по составу гидро-слюдистые с незначительной примесью хлорита. ОВ черного цвета распылено по аргиллиту и сконцентрировано в многочисленные прослойки, подчеркивая слоистость. Часто ОВ сидеритизировано. Литологические трещины очень тонкие, встречаются редко, в основном приурочены к слойкам ОВ.

Среднее содержание органического углерода в породах вымского горизонта скв. Верхнеляминская-7502 составляет 1,9%. При этом распределение Сорг по типам пород такое же, как и для большинства других скважин: в песчаниках и алевролитах меньше 1%, в аргиллитах 1,5-4%; при наличии углистых включений содержание Сорг возрастает в песчаниках до 4,5%, в аргиллитах до 11,5%. Содержание хлороформенного битумоида в породах колеблется в пределах 0,05-0,13%, при этом битумоидный коэффициент почти всегда меньше 10%. В групповом составе битумоида доминируют смолы – 30,57-49,11%, причем спиртобензольных почти в 3 раза больше, чем бензольных; на долю уг-

леводородов приходится 31-33%, в их составе метан-нафтеновые преобладают над нафтен-ароматическими, иногда значительно (рис. 4.19).

По данным пиролиза органическое вещество вымского горизонта скв. Верхнеляминская-7502 является высокопреобразованным ( $T_{\max, \text{ср.}} = 478^{\circ}\text{C}$ ), прошедшим главную фазу нефтеобразования (рис. 4.17). Значение индекса продуктивности меняется от 0,21 до 0,51, в большинстве образцов 0,36-0,46, т.е. присутствуют следы миграции битумоидов. Как следствие высокой катагенетической преобразованности, водородный индекс не превышает 80 мгУВ/г.Сорг. Количество свободных углеводородов в породах ( $S_1$ ) составляет 0,28-2,38 мгУВ/г.породы, остаточных ( $S_2$ ) – 0,65-8,43 мгУВ/г.породы. В целом органическое вещество скважин Верхнеляминская-7502 и Верхнеляминская-556 по геохимическим характеристикам аналогично.

В скважине *Южно-Студеная-3403* вымский горизонт залегает в интервале глубин 3070-3199м, но керном представлено только 14 м из его подошвенной части. Охарактеризованный керном интервал сложен песчаниками (пласт мощностью 10,5 м) с линзами и прослоями алевролитов и аргиллитов различной мощности (до 1,5м). В основании горизонта залегает 3-х метровый пласт аргиллитов, на некоторых участках тонко переслаивающихся с песчаниками. Песчаники мелкозернистые полимиктовые, текстуры массивные, иногда параллельные, полосчатые. Минеральный состав песчаников по всему пласту достаточно стабильный: количество кварца 40-45%, редко 30-50%, полевых шпатов 15%, иногда 20%, обломков пород 40-45%, в некоторых образцах 35-55%, слюда – единичные пластинки. Состав цемента, наоборот, отличается разнообразием: от соприкосновения до базального по типу и от глинистого до доломитового по составу. Характерной является плохая окатанность обломочного материала и плохая до средней сортировка зерен; форма обломков часто угловатая, неправильная. Почти во всех образцах отмечаются свободные поры, единичные или в количестве первых процентов, редко трещины. ОВ присутствует в незначительном количестве, главным образом в рассеянном состоянии, очень редко в виде обрывочных включений. Часто по нему развивается сиде-

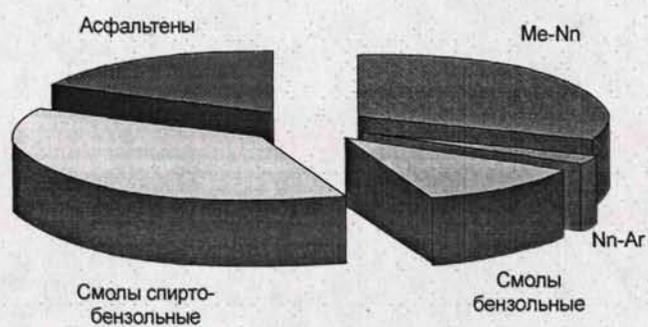
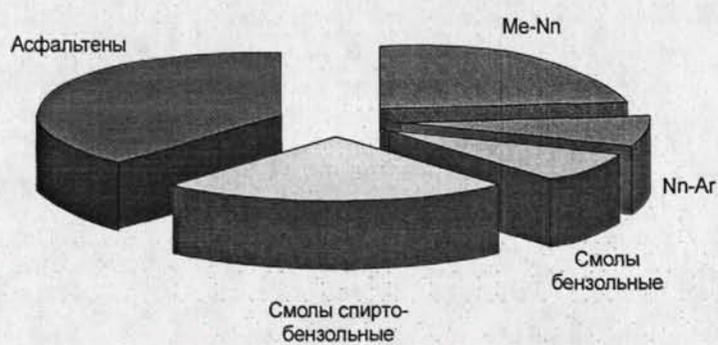


Рис. 4.19. Групповой состав битумоида вымского горизонта скв. Верхнеляминская-7502

рит. Преобладающими постседиментационными процессами являются уплотнение пород и карбонатизация (кальцитизация, сидеритизация), также широко развиты процессы выщелачивания. Линзы и прослои алевролитов по составу аналогичны песчаникам, текстуры алевролитов полосчатые за счет послойного расположения частиц разной гранулометрической размерности и различной обогащенности тонких слоев органическим материалом. В них также отмечаются мелкие свободные поры. Аргиллиты базального слоя алевритистые, по составу гидрослюдистые, как правило, обильно насыщенные органикой. Также ОВ встречается в виде линз, нитевидных включений и обрывков, часто оно сидеритизировано. В аргиллитах имеются тонкие литологические трещины.

Содержание  $S_{орг}$  в аргиллитах  $S_{орг} < 2\%$ , в песчаниках и алевролитах менее 0,5, в среднем, из-за преобладания песчано-алевритовых разностей, 0,6%. Содержание хлороформенного битумоида в породах колеблется в пределах 0,05-0,1%, битумоид автохтонный. В групповом составе битумоида значительно преобладают неуглеводородные компоненты – 74,3%, в их составе доля асфальтенов 34,3%, спиртобензольных смол 38,4%, бензольных смол 1,6%. В углеводородной фракции (25,7%) нафтен-ароматические (13,4%) незначительно преобладают над метан-нафтеновыми (12,3%). Битумоид остаточный кислый. По данным пиролиза ОВ вымского горизонта скв. Южно-Студеная-3403 «бедное» (табл. 3.11), окислено в седименто- (диагенезе), обладает низким нефтегенерационным потенциалом:  $HI$  – 55-90 мгУВ/г $S_{орг}$ ,  $S_1$  – 0,14-0,35 мгУВ/г.породы,  $S_2$  – 0,4-1,6 мгУВ/г.породы,  $PI$  – 0,18-0,3,  $T_{max}$  около 450°C.

Мощность вымского горизонта в *Тевлинско-Русскинской-50* скважине составляет 104м (3233-3337). Он представлен переслаивающимися пачками песчано-алевритовых пород и аргиллитов. Характерны прослои углей небольшой мощности. Вследствие отсутствия шлифов литологического описания пород не приводится. Среднее содержание органического углерода в породах (рис. 4.15) без учета углей около 4,2%, при этом аргиллиты отличаются повышенными концентрациями  $S_{орг}$  – 6-9%. Содержание хлороформенного битумоида от 0,062 до 1,14% (образец углистого аргиллита) на породу, битумоид

автохтонный,  $\beta$  составляет 3-7%. В групповом составе битумоидов преобладают неуглеводородные компоненты: от 69,2 до 80,5%, из них асфальтенов 34-56%, бензольных смол – 9,1-10,5%, спиртобензольных смол – 13,6-26,1%. Соотношение метан-нафтеновых углеводородов к нафтен-ароматическим для большей части образцов лежит в пределах 0,85-1,18, в одном образце (с содержанием асфальтенов 34%) – 4,26. Пиролитические характеристики пород следующие:

НІ от 40 до 280 мгУВ/гСорг, в среднем 156мгУВ/гСорг;

$S_1$  от 0,1 до 3,7 мгУВ/г.породы, среднее около 1 мгУВ/г.породы;

$S_2$  в пределах 0,2 до 50,4 мгУВ/г.породы, для большей части образцов характерны значения 2-10 мгУВ/г.породы;

РІ – 0,1-0,25;

$T_{max}$  446-451°С (главная зона нефтеобразования);

Органическое вещество смешанное (III и II типа).

Породы вымского горизонта скв. Тевлинско-Русскинская-50 обладают в целом «удовлетворительным» нефтематеринским потенциалом [38] и находятся в условиях, благоприятных для генерации УВ и сохранности залежей.

В скважине *Кечимовская-153* вымский горизонт залегает в интервале глубин 3120-3256м. Керновым материалом представлена примерно одна треть его нижней части. Как и в других скважинах, горизонт представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, встречаются прослой углей. Среднее содержание органического углерода в породах (угли исключались) составляет 1,4%, при этом разброс значений в образцах аргиллитов, алевролитов и песчаников не столь значительный, как в других скважинах. Количество хлороформенного экстракта в породах меняется в пределах 0,07-0,26%, битумоид автохтонный. На диаграмме НІ- $T_{max}$ , построенной по результатам пиролиза, органическое вещество скв. Кечимовской-153 попадает в поле керогена III - II типа. Значение водородного индекса изменяется в пределах 116-362 мгУВ/гСорг,  $S_1$  от 0,2 до 25 мгУВ/г.породы,  $S_2$  – от 2 до 227 мгУВ/г.породы,

что является свидетельством достаточно хороших нефтематеринских качеств ОВ горизонта. В то же время невысокий индекс продуктивности PI (0,07-0,11) и катагенез, соответствующий началу главной фазы нефтеобразования, свидетельствуют о незначительной реализованности породами своего потенциала.

Вымский горизонт в скв. *Ключевой-172* вскрыт в интервале глубин 2956-3083м, керном представлен по трем интервалам долбления – 2962-2970, 3011-3017, 3062-3070м. Первые два интервала представлены преимущественно аргиллитами, иногда с прослоями и линзами алевролитов и песчаников незначительной мощности (от 20см до 1,5м), в последнем преобладают песчаники. Аргиллиты глинистые гидрослюдистые, в первом интервале преимущественно алевролитистые. Текстуры горизонтально-полосчатые, реже линзовидно-полосчатые и косослоистые. В аргиллитах всегда присутствует органическое вещество в дисперсном состоянии и в виде тонких удлиненных включений растительного детрита, подчеркивающего слоистость. Постседиментационные процессы – уплотнение, карбонатизация (иногда доломитизация), выщелачивание. В породах отмечаются литологические, реже тектонические трещины и свободные поры до 1%. Песчаники горизонта от средне-мелкозернистых до крупнозернистых, текстуры полосчатые. Форма обломков в основном угловатая, неправильная. В минеральном составе преобладают кварц (30-55%) и обломки пород (55-35%). Полевые шпаты составляют 5-10%. Цемент глинистый и глинисто-карбонатный. В песчаниках присутствуют свободные поры: от единичных до 7-10%; также отмечаются тонкие литологические трещины.

Содержание в породах органического углерода в песчаниках незначительно – 0,14-0,20, в аргиллитах 0,9-14%, повышенные концентрации приурочены к углистым аргиллитам. В среднем Сорг в породах вымского горизонта скв. *Ключевая-172* составляет 1,8%. Количество хлороформенного битумоида в породах 0,04-0,37%. Битумоид автохтонный и смешанный,  $\beta$  меняется в пределах 4-19%. Повышенными концентрациями Бхл отличаются аргиллиты. В групповом составе битумоида смешанного типа преобладают углеводороды

(57,76%, из них метан-нафтенных 52,34), содержание смол 28,4%, преобладают спиртобензольные (23,33%), количество асфальтенов 14,14%. Групповой состав автохтонных битумоидов разнообразен: количество углеводородов меняется от 26,38 до 52,27%, в том числе метан-нафтенных от 13,5 до 44,06%, количество смол от 30,15 до 28,10, в том числе спиртобензольных от 19,5 до 23,4%, количество асфальтенов от 43,47 до 20,11%. Необходимо отметить, что в составе углеводородов всегда преобладают метан-нафтенные. Элементный состав битумоида этой скважины отличается повышенным содержанием водорода (9,2-13,2% при содержании углерода 86,8-87,6%), что указывает на обогащенность исходного ОВ липидными компонентами.

По данным пиролиза органическое вещество вымского горизонта Ключевой-172 скважины смешанное (II-III типа), водородный индекс HI меняется в пределах 111-345 мгУВ/гСорг (в среднем 194 мгУВ/гСорг),  $S_1$  – от 0,11 до 2,75 мгУВ/г.породы,  $S_2$  – от 1,1 до 35,2 мгУВ/г.породы, индекс продуктивности 0,07-0,15 (в среднем 0,1),  $T_{max}$  около 447°C (главная зона нефтеобразования). Таким образом, качество ОВ меняется от «бедного» до «умеренного», в единичных образцах до «богатого» (в соответствии с классификацией Н.В.Лопатина, 1997г, табл. 3.11), и степень реализации породами нефтематеринского потенциала в целом невысокая.

Вымский горизонт в скважине *Урьевская-21* является базальным и залегает в интервале глубин 2903-3000м. Керновый материал, отобранный по 3 интервалам долбления, равномерно охватывает горизонт. В кровельной и подошвенной частях горизонта выделяются мощные пачки песчаных пород: в кровельной части мелкосреднезернистые и мелкозернистые алевритовые песчаники с единичными тонкими прослоями аргиллитов, в подошве – полимиктовые крупносреднезернистые и разномзернистые песчаники. Центральная часть горизонта сложена переслаивающимися аргиллитами алевритистыми, алевролитами глинистыми, песчаниками разномзернистыми и тонкими прослоями угля.

В минеральном составе песчаников кровли горизонта преобладают обломки пород (45-80%); количество кварца меняется от 15 до 55%, полевых

шпатов – от 5 до 15%; слюды – от единичных зерен до 5%. Текстуры тонкослоистые, полосчатые за счет присутствия слойков ОВ. Обломочный материал не окатан, имеет угловатые формы, упаковка плотная. Цемент глинистый с примесью органического материала, иногда с примесью кальцита и сидерита, количество 5-7%, в единичных образцах до 10-20%. Тип цементации поровый и пленочный, редко участками базальный. Присутствующие включения органического материала часто замещены сидеритом. Отмечаются единичные поры, иногда сообщающиеся между собой. Трещин мало. Постседиментационные процессы: уплотнение, очаговое выщелачивание, слабая карбонатизация, сидеритизация ОВ. Присутствующие в виде прослоев аргиллиты представлены горизонтально-слоистыми алевроитово-углистыми разностями гидрослюдистого состава. Слоистость обусловлена расположением алевроитового и органического материала в виде слойков, линз, штрихов, стяжений. Отмечаются тонкие литологические и тектонические трещины.

Песчаники базального слоя вымского горизонта представлены в основном массивными разностями, редко текстуры горизонтальные и косослоистые из-за ориентации минеральных и органических фрагментов. В минеральном составе преобладает кварц – 50-60%, в единичных образцах 35%. Полевые шпаты составляют от 5% до 15-20% в основании горизонта. Количество обломков пород (филлитов, андезитов, глинистых, кремнистых, микрокварцитов) изменяется от 35 до 40%, в единичных образцах, там, где уменьшается количество кварца до 35%, количество обломков составляет 58-60%. Слюды почти нет, в некоторых образцах ее содержание всего до 1%. Обломочный материал плохо отсортирован, имеет угловатую и игловидную форму. Цемент глинистый и глинисто-карбонатный, тип цементации пленочно-поровый, в одном образце цемент кальцитовый с базальным типом цементации. Во всех образцах присутствует ОВ, часто замещенное сидеритом. Почти во всех образцах отмечаются свободные поры, иногда их количество достигает 8-10%. Постседиментационные процессы: уплотнение, катаклаз, регенерация кварца, умеренное и значительное выщелачивание, слабая и обильная кальцитизация, сидеритизация ОВ.

Содержание органического углерода в песчаниках вымского горизонта скв. Урьевская-21 в основном не превышает 1%, в аргиллитах меняется от 1 до 13,2% (рис. 4.15). В целом по горизонту среднее содержание Сорг 1,9% за счет преобладания в литологическом составе песчано-алевритовых пород. Содержание Бхл в породах составляет от 0,0833 до 0,4366% (образец углистого аргиллита), среднее содержание 0,1825%. Битумоидный коэффициент не превышает 8%, в связи с чем можно предположить, что битумоид автохтонный. В групповом составе битумоидов преобладают асфальтены – количество их в большей части образцов составляет 50-57%, в одном образце – 36,13%; содержание углеводородов 13,23-29,02%, соотношение метан-нафтовых к нафтен-ароматическим меняется от 0,43 до 1,64; содержание смол от 25,08 до 34,85%, в их составе всегда преобладают окисленные спиртобензолные (15,6-22,16%). Битумоид можно охарактеризовать как остаточный (высокое содержание асфальтенов), потерявший наиболее подвижные компоненты вследствие процессов миграции. Вместе с тем разнообразие в составе экстрактов, вероятно, обусловлено различными фациальными условиями накопления ОВ.

Результаты пиролиза пород скв. Урьевская-21 следующие:

НП – от 67 до 190 мгУВ/гСорг, в среднем 106 мгУВ/гСорг;

S<sub>1</sub> – от 0,1 до 2,62 мгУВ/г.породы, среднее 0,86 мгУВ/г.породы;

S<sub>2</sub> – 0,8-18,17 мгУВ/г.породы, среднее 5,82 мгУВ/г.породы;

PI в среднем составляет 0,13, разброс незначительный;

T<sub>max</sub> от 450 до 463°C, в среднем 456°C, что соответствует завершающему этапу «нефтяного окна». ОВ III типа.

Таким образом, нефтегенерационные характеристики вымских отложений скв. Урьевская-21 можно охарактеризовать как «удовлетворительные».

В скважине *Западно-Котухтинская-150* вымский горизонт залегает в интервале глубин 3265-3402м, керном охарактеризованы только его кровельная и подошвенная части по интервалам долбления 3290-3300, 3390-3400м. В первом интервале преобладают аргиллиты, часто углистые, переслаивающиеся с алевролитами и песчаниками, также присутствуют тонкие прослои углей. Ар-

гиллиты в основном глинистые гидрослюдистые, горизонтально-слоистые, реже неяснослоистые или массивные. Слоистость обусловлена лентовидными включениями ОВ и примесью алевритового материала, концентрирующегося в слои. Органическое вещество также присутствует в тонкораспыленном виде, обильно насыщая всю породу. Характерно наличие тонких трещин, в основном ориентированных параллельно слоистости, и почти полное отсутствие пор. Трещины как свободные, так и заполненные (битумоподобным ОВ). Песчаники и алевролиты полимиктовые, мелко- и тонкозернистые, структуры от горизонтально-слоистых до массивных. Обломочный материал плохо окатан, сортировка плохая. В минеральном составе преобладает кварц – от 45 до 60%, полевые шпаты составляют 10-15%, обломки пород – 25-45%. Также присутствуют слюды (биотит, мусковит) -1-2%, хлорит, лейкоксен, циркон – единичные зерна. Цемент глинистый и карбонатно-глинистый пленочно-поровый, его содержание обычно достигает 10-15%. Присутствуют редкие включения ОВ (преимущественно обрывки растительных тканей). В незначительном количестве присутствуют мелкие поры, иногда представляющие собой поры выщелачивания, реже – трещины. Вторичные процессы – уплотнение породы, припай зерен, иногда корродирование контуров обломков и слабая карбонатизация.

Интервал 3390-3400м представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с преобладанием грубозернистых пород. Аргиллиты этого интервала отличаются повышенным содержанием алевритовой фракции, а также повсеместным распространением сидерита в виде стяжений; иногда отмечаются глинисто-железистые и глинисто-титанистые образования. Аргиллиты имеют гидрослюдистый состав, в различной степени насыщены органическим веществом. Поры и трещины, как правило, отсутствуют, или единичные. Песчаники от мелко- до среднезернистых, с цементом соприкосновения и пленочно-поровым. Преобладают песчаники со слоистыми текстурами: от косослоистых до линзовидно-полосчатых, обусловленных присутствием частиц разной гранулометрической размерности и включений ОВ, реже текстуры массивные. Окатанность обломков плохая, сортировка от средней до хорошей. Зерна не-

правильной и угловатой формы, реже округлые. В минеральном составе преобладают обломки пород – 40-60%, в единичных образцах их содержание 30-35%, содержание кварца от 30-45% до 55-60%, полевых шпатов от 5 до 15%, слюд от 1-2 до 5%. Цемент (содержание от 2-4 до 15%) глинистый и глинисто-доломитовый, иногда с примесью мелкодисперсного ОВ. Органический материал также присутствует в виде вытянутых включений. В песчаниках отмечаются свободные поры (от 1-2 до 5-7%), трещин почти нет. Вторичные процессы – уплотнение, катаклаз зерен, карбонатизация, выщелачивание.

Содержание органического углерода в породах вымского горизонта скв. Западно-Котухтинская-150 в среднем около 4% (рис. 4.15). При этом Сорг в песчаниках редко превышает 1%. В аргиллитах разброс концентраций более значительный: от 0,9 до 27% в углистых разностях. Количество хлороформенного экстракта (битумоида) в породах 0,05-0,57% при битумоидном коэффициенте 3-11%. В групповом составе битумоида значительно преобладают асфальтены – 53,69%. Содержание углеводов мало – 13,8%, в том числе метан-нафтеновых 8,05% и нафтен-ароматических 5,75%. В составе смол (32,51%) преобладают спирто-бензольные – 22,88%. Исходя из группового состава, битумоид можно охарактеризовать как остаточный кислый. На диаграмме  $HI - T_{max}$  (рис. 4.17) точки состава ОВ вымского горизонта скв. Западно-Котухтинской-150 попадают в поле керогена III типа, но возможна примесь II. Катагенетическая преобразованность ( $T_{max} = 449^{\circ}C$ ) соответствует главной фазе нефтеобразования. Количество свободных углеводов (пик  $S_1$ ) в породах составляет 0,13-25 мгУВ/г. породы. Углеводов, генерированных за счет крекинга керогена (пик  $S_2$ ) содержится от 0,4 до 223 мгУВ/г. породы. Повышенные значения  $S_1$  и  $S_2$  приурочены к углистым породам. Индекс продуктивности не превышает 0,16. Для большинства образцов НГП ОВ невысокий, лишь для углистых разностей качество ОВ «богатое» и «превосходное».

**Леонтьевский горизонт.** Один из наименее охарактеризованных керновым материалом: из 15 рассматриваемых скважин образцы представлены только в 2 (Тевлинско-Русскинской-50 и Урьевской-21).

В скв. *Тевлинско-Русскинской-50* горизонт представлен переслаиванием аргиллитов алевритистых и алевролитов, иногда встречаются прослой песчаников. Среднее содержание Сорг 2,6% за счет преобладания глинистых пород (рис. 4.20).

Пиролитические характеристики ОВ следующие:

$S_1$  – 0,11-1,1 мгУВ/г.породы;

$S_2$  – 0,61-17,5 мгУВ/г.породы;

PI – 0,06-0,27;

HI – 87-237 мгУВ/гСорг;

$T_{\max, \text{ ср.}} = 447^\circ\text{C}$ .

По данным пиролиза (рис. 4.21) органическое вещество III типа, обладает нефтематеринскими свойствами от «бедных» до «богатых» и находится в главной зоне нефтеобразования.

Среди пород леонтьевского горизонта в скв. *Урьевской-21* преобладают аргиллиты, часто углистые, в подчиненном количестве присутствуют алевролиты и песчаники. Также отмечаются маломощные прослой углей. Содержание органического углерода в породах (без учета углей) варьирует от 0,2 до 18%, среднее для горизонта 2,31%. Содержание хлороформенного битумоида меняется от 0,044 до 0,106%, групповой состав не изучен.

По данным пиролиза (рис 4.21) органическое вещество III типа, возможно с примесью I-II типов. Водородный показатель HI меняется от 36 до 174 мгУВ/гСорг,  $S_1$  варьирует в пределах 0,06-28,1 мгУВ/г.породы,  $S_2$  – 0,11-31,24 мгУВ/г.породы. Индекс продуктивности в большинстве образцов составляет 0,1-0,24, в единичных образцах (углистый аргиллит и битуминозный песчаник) достигает 0,8 (присутствие аллохтонного битумоида). Катагенетическая измененность ОВ леонтьевского горизонта в скв. Урьевской-21 несколько выше, чем в скв. Тевлинско-Русскинской-50 ( $T_{\max, \text{ ср.}} = 455^\circ\text{C}$ ), несмотря на меньшую глубину залегания. В целом же нефтематеринские свойства ОВ меняются, как и для скв. Тевлинско-Русскинской, в широком интервале значений.

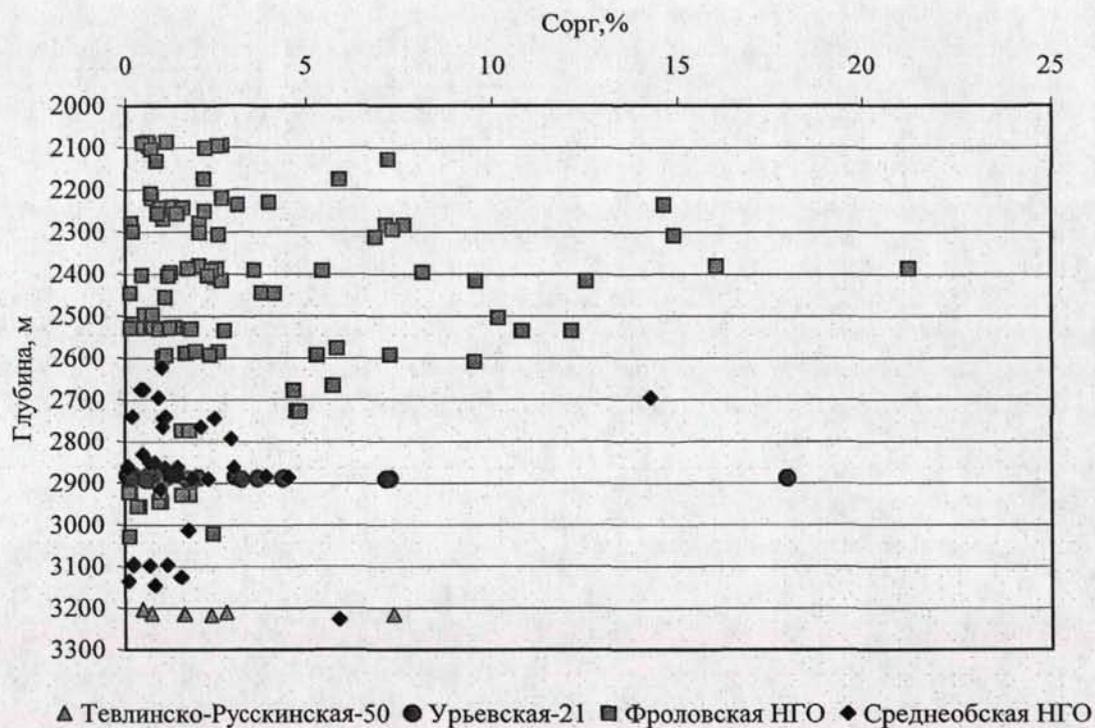


Рис. 4.20. Содержание органического углерода в породах леонтьевского горизонта

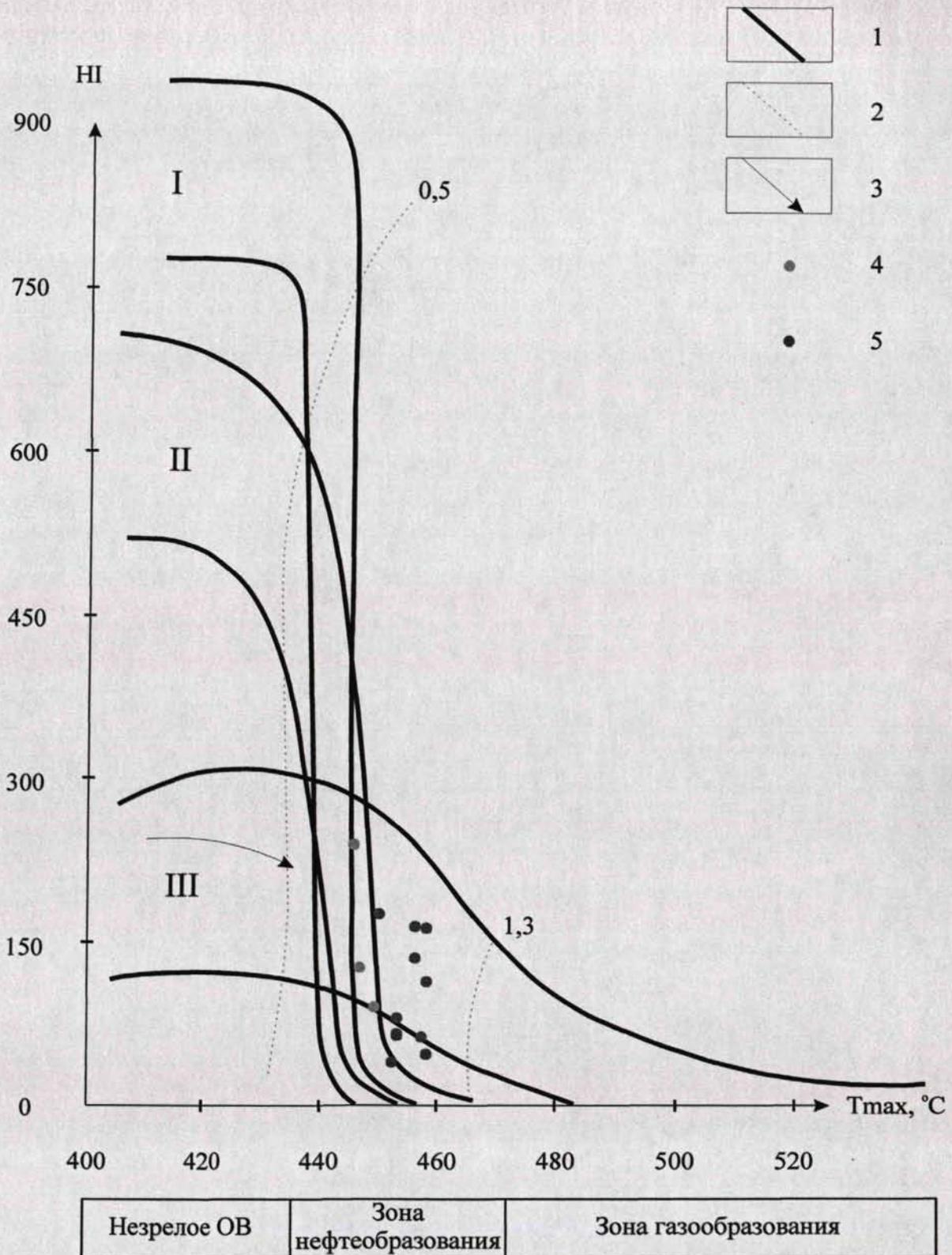


Рис. 4.21. Диаграмма HI-Tmax пород леонтьевского горизонта

1 - линии, ограничивающие значения водородного индекса (HI) для трех типов органического вещества:

I-аквагенного, озерного типа;

II-аквагенного, морского;

III-террагенного, связанного с высшей наземной растительностью;

2 - изолинии отражательной способности витринита (Ro);

3 - направленность изменения величин HI и Tmax в катагенезе;

4 - Тевлинско-Русскинская-50;

5 - Урьевская-21.

Для более полной характеристики леонтьевского горизонта использованы результаты из базы данных СНИИГГиМСа (146 образцов по 37 площадям).

Содержание органического углерода в породах по Фроловской и Среднеобской НГО отражено на рис. 4.20. В среднем Сорг во Фроловской НГО составляет 3,3%, в Среднеобской 1,8%. Количество хлороформенного экстракта варьирует от 0,008 до 0,736% на породу, при этом в аргиллитах битумоидный коэффициент не превышает 10%. В песчаниках присутствуют аллохтонные битумоиды ( $\beta = 40-60\%$ ). Элементный состав Бхл меняется в пределах: С – 74,44-86,97%, Н – 6,84-11,16%, S – 0,24-0,88%.

**Малышевский горизонт**, содержащий песчаные пласты Ю<sub>2-4</sub> с промышленной нефтеносностью, наиболее детально охарактеризован керном. В настоящей работе отражены результаты изучения 366 образцов из 7 скважин. Кроме того, изучены аргиллиты и угли по 20 скважинам Сургутского свода и обобщены результаты анализов из базы данных СНИИГГиМСа.

Скважина *Восточно-Рогожниковская-739* вскрыла малышевский горизонт в интервале глубин 2513-2596м. Он является базальным, залегающим на породах доюрского основания; изучен в интервалах: 2529-2541, 2553-2564, 2577,5-2589,7, 2589,7-2599,3м.

По керну в составе горизонта преобладают песчаники, часто они переслаиваются с алевролитами и аргиллитами, также характерны пласты тонкого или линзовидного переслаивания пород разной гранулометрической размерности (рис. 4.22). Встречаются маломощные прослои углей; включения растительного детрита в породах присутствуют по всему горизонту. В основании горизонта распространены конгломераты. Песчаники горизонта преимущественно средне-мелкозернистые, мелко-среднезернистые, крупно-мелко-среднезернистые. Крупнозернистые встречаются лишь в нижней части, вблизи гравелитов. Текстуры песчаников от массивных до линзовидно-слоистых и тонко-горизонтально-слоистых. В минеральном составе преобладают либо кварц, либо обломки пород: содержание кварца меняется от 30 до 60%, обломков – от 17-35 до 40-50%. Количество полевых шпатов составляет 5-20%, слюд

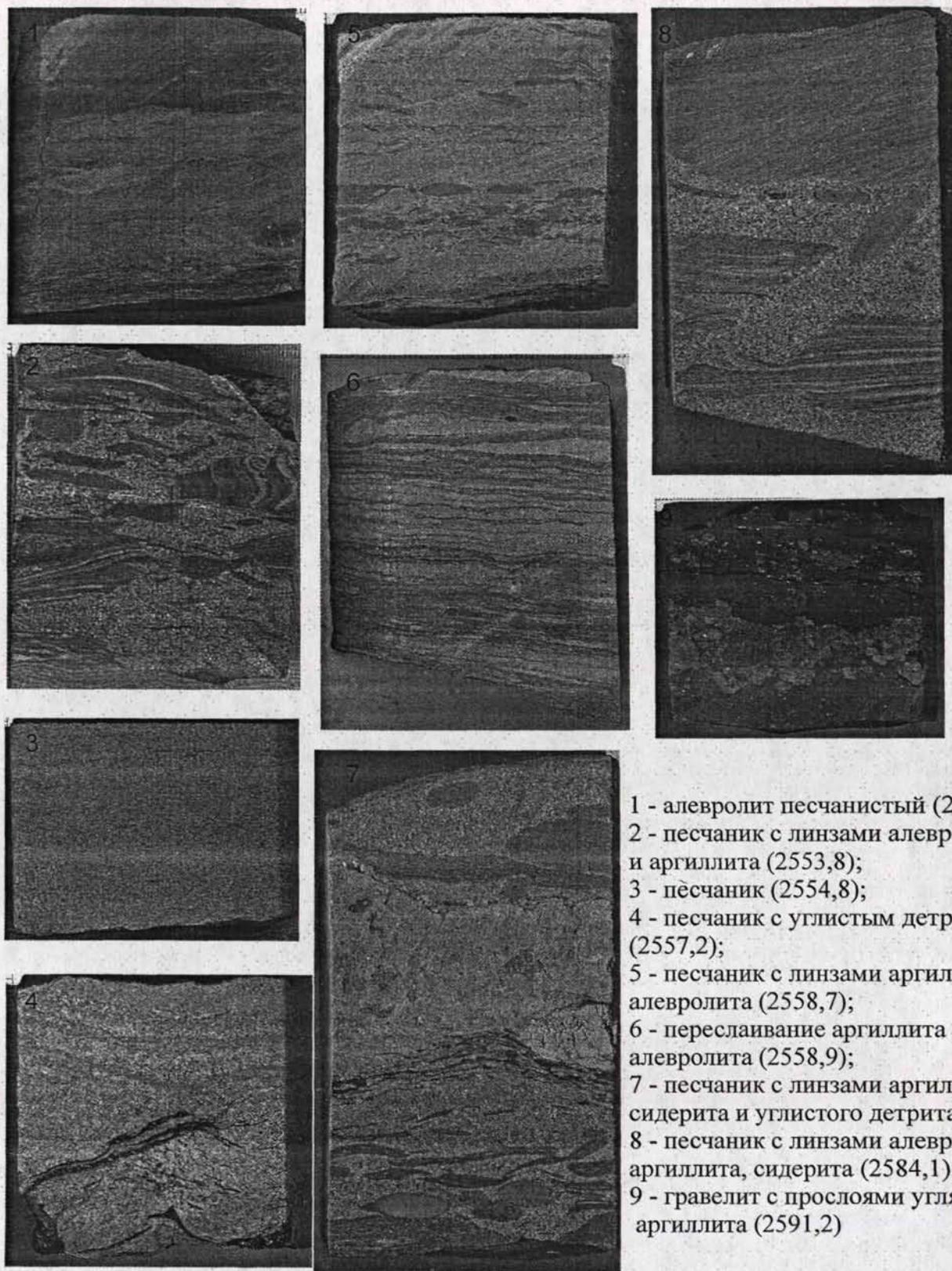


Рис. 4.22. Породы мальшевского горизонта.  
 Скв. Восточно-Рогожниковская-739

от 1-2 до 3-5%. Цемент в песчаниках преимущественно глинистый с содержанием 5-13% пленочно-порового типа, редко глинисто-карбонатный или карбонатный с содержанием до 15-35% и базальным типом цементации. Органическое вещество в песчаниках встречается в виде включений неправильной, лентовидной или линзовидной формы, подчеркивая слоистость. Часто оно замещено пиритом, реже сидеритом. Вторичные процессы – очаговая карбонатизация, катаклаз зерен, уплотнение, иногда – выщелачивание, замещение ОВ пиритом, сидеритом. Алевролиты имеют тот же состав, что и песчаники.

Аргиллиты гидрослюдистые, в незначительном количестве отмечаются хлорит и каолинит. Примесь алевроитового материала составляет 3-5, в редких случаях 20%. Текстуры аргиллитов параллельные, горизонтальнослоистые, тонкослоистые. Органическое вещество присутствует в значительном количестве, часто подчеркивая слоистость. Отмечается биогенный пирит. Часто в аргиллитах наблюдаются трещины, как литологические, так и тектонические.

Содержание органического углерода в породах мальшевского горизонта скв. Восточно-Рогожниковская-739 (без учета углей) меняется от 0,07% в конгломератах базального слоя до 6,24% в углистых аргиллитах (рис. 4.23). Среднее содержание по горизонту – 1,6%. Содержание хлороформенного битумоида от 0,0154 в конгломератах до 0,7482 в битуминозных песчаниках (аллохтонный битумоид,  $\beta=80,5\%$ ); в аргиллитах при  $\beta<10\%$  количество хлороформенного битумоида от 0,05 до 0,127%. Элементный состав битумоида мальшевского горизонта меняется в зависимости от литологического состава пород: в образце аргиллита с прослоем угля  $C=80,96\%$ ,  $H=5,25\%$ ,  $S=0,7\%$  при  $\beta=9,7\%$ , в алевроаргиллите  $C=87,22\%$ ,  $H=9,26\%$ ,  $S=1,08\%$  при  $\beta=8,65\%$ , в песчанике ( $\beta=34,4\%$ )  $C=85,9\%$ ,  $H=12,16\%$ ,  $S=0,43\%$ . Групповой состав этих экстрактов представлен на рис. 4.24. По данным пиролиза (рис. 4.25) водородный индекс HI меняется от 35 (в конгломератах) до 190 мгУВ/г.Сорг (углистые аргиллиты). ОВ III типа, находится в главной зоне нефтеобразования ( $T_{max}$ , ср. = 446°C). Повышенные значения свободных углеводов (пик  $S_1$ ) фиксируются в пес-

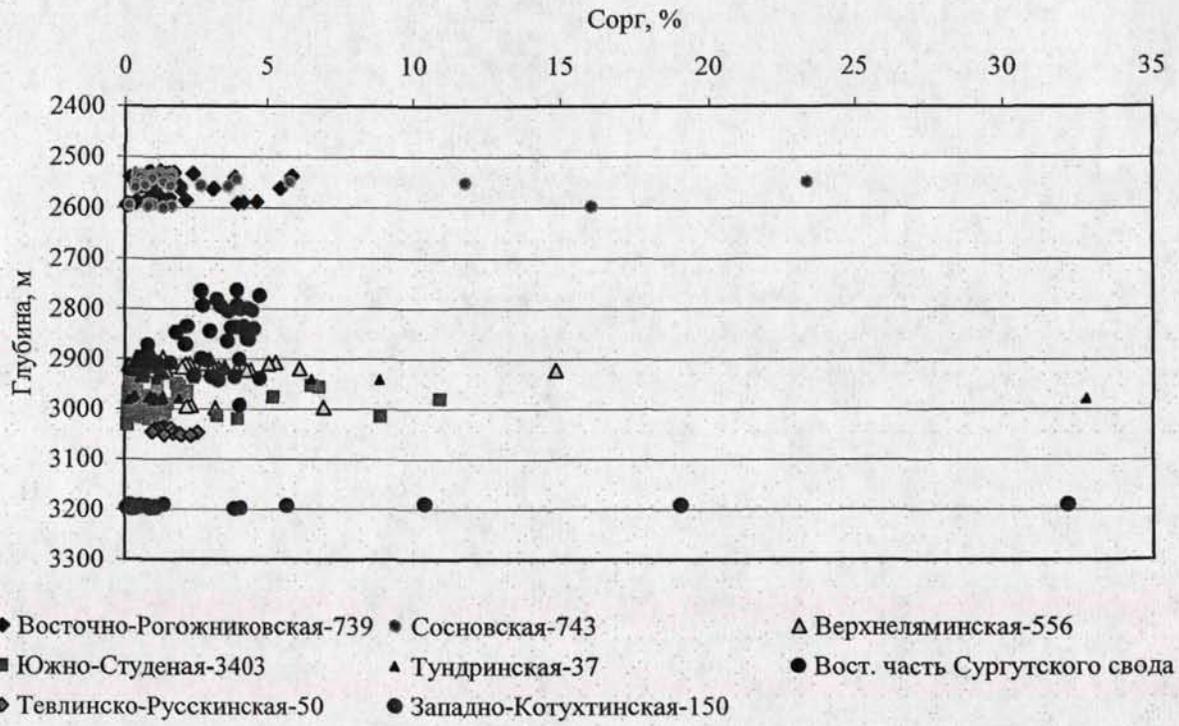


Рис. 4.23. Содержание органического углерода в породах мальшевского горизонта

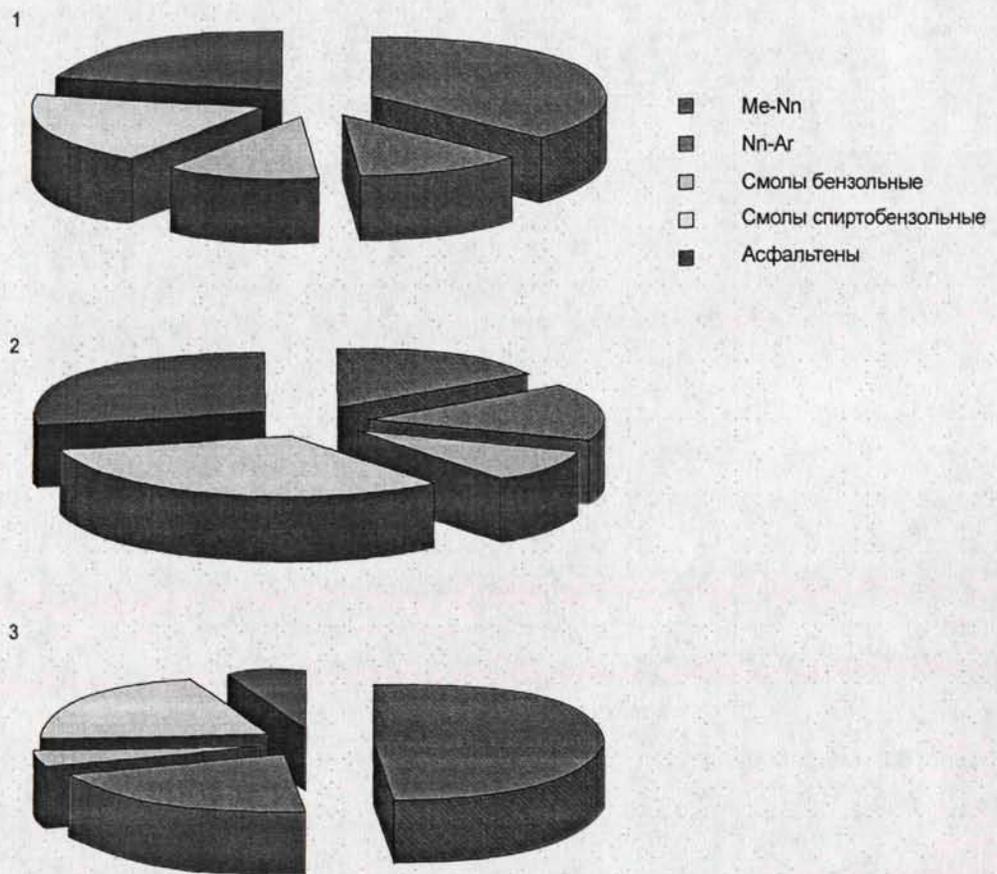


Рис. 4.24. Групповой состав битумоида малышевского горизонта скв. Восточно-Рогожниковская-739

- 1 - аргиллит с прослоем угля;  
 2 - алевроаргиллит;  
 3 - песчаник.

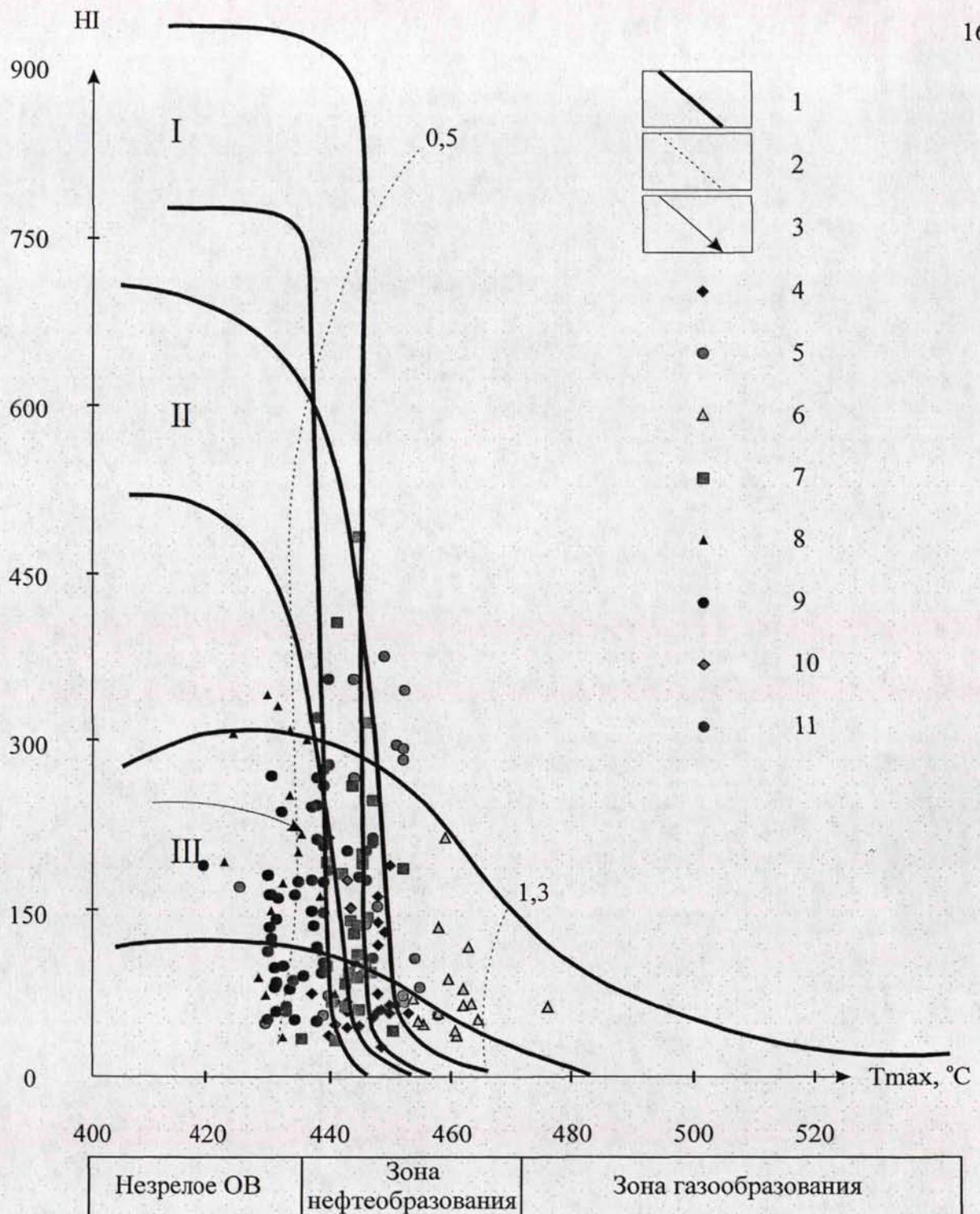


Рис. 4.25. Диаграмма HI-Tmax пород малышевского горизонта  
1 - линии, ограничивающие значения водородного индекса (HI) для трех типов органического вещества:

I-аквагенного, озерного типа;

II-аквагенного, морского;

III-террагенного, связанного с высшей наземной растительностью;

2 - изолинии отражательной способности витринита (Ro);

3 - направленность изменения величин HI и Tmax в катагенезе;

4 - Восточно-Рогожниковская-739;

5 - Сосновская-743;

6 - Верхнеляминская-556;

7 - Южно-Студеная-3403;

8 - Тундринская-37;

9 - Восточная часть Сургутского свода;

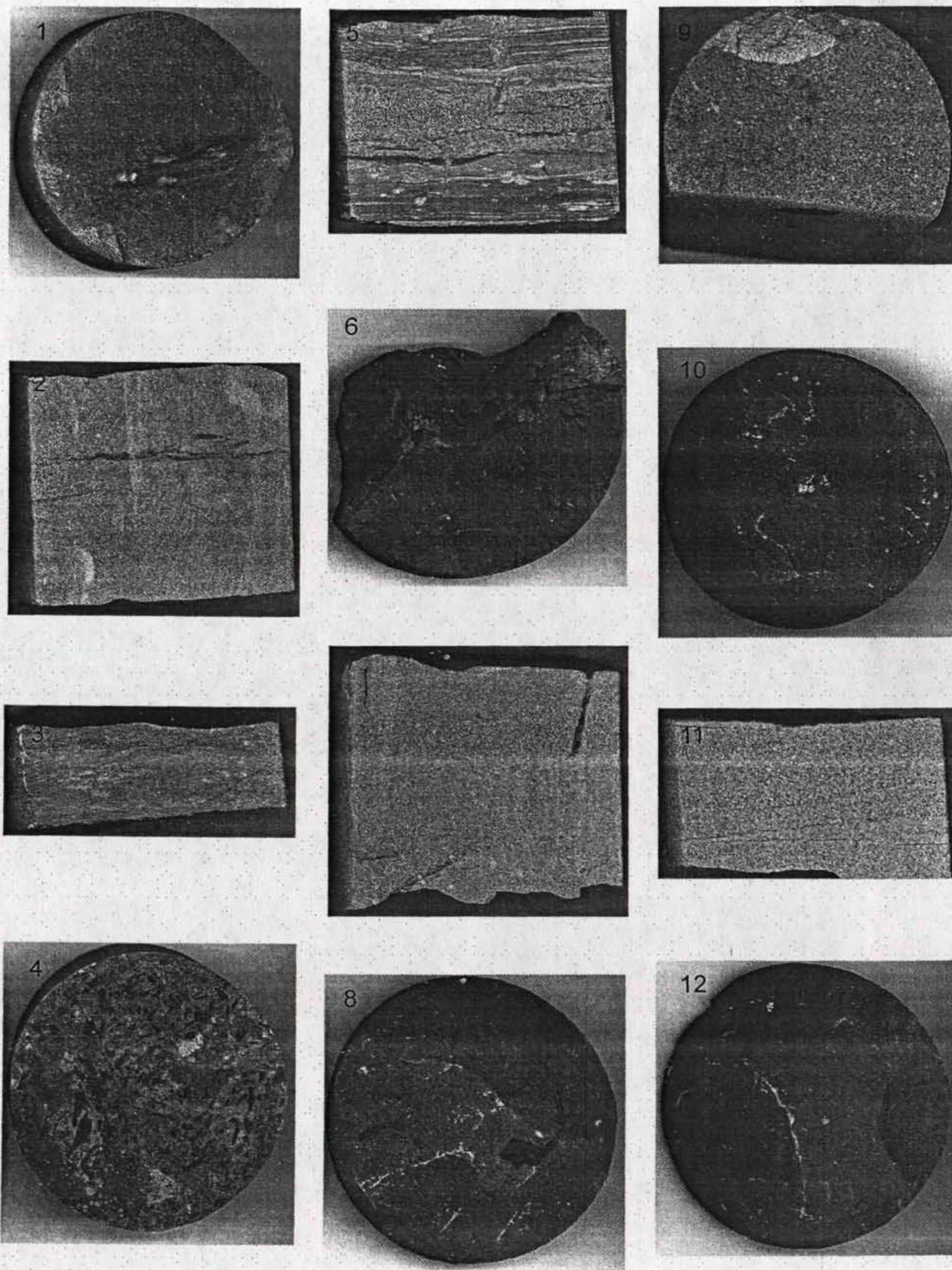
10 - Тевлинско-Русскинская-50;

11 - Западно-Котухтинская-150.

чаниках – до 3,8 мгУВ/г. породы. Наибольших значения углеводов, выделившихся за счет крекинга (пик  $S_2$ ), характерны для углистых аргиллитов и песчано-алевритовых пород с углистыми включениями – 8-10 мгУВ/г. породы.

Скважина *Сосновская-743*, также как и Восточно-Рогожниковская, расположена на Красноленинском своде. Но здесь малышевский горизонт не является базальным, а залегает на леонтьевском. Мощность отложений 81 м, проходка керна 56 м. По керну горизонт сложен преимущественно аргиллитами алевритистыми, в которых песчано-алевритовые пласты редки и маломощны. Также встречаются маломощные прослои углей (рис. 4.26). Аргиллиты гидрослюдистого состава, горизонтальнослоистые, параллельные за счет расположения чешуек слюды, включений алевритового материала и ОВ. Содержание алевритовой примеси меняется от 2-3 до 35-45%. Для аргиллитов характерно присутствие органического вещества, равномерно рассеянного по породе и встречающегося в виде включений. Редко отмечаются мелкие трещины, еще реже – свободные поры. По всему разрезу характерно проявление процессов пиритизации и сидеритизации в аргиллитах, так, что иногда последние приобретают пятнистые структуры за счет стяжений пирита или сидерита. Иногда из вторичных изменений отмечается слабое выщелачивание.

Песчаники полимиктовые мелкозернистые и мелкотонкозернистые, текстуры разные – от массивных до слоистых. В минеральном составе песчаников преобладает кварц – 50-65%, содержание полевых шпатов меняется от 5-10 до 15-20%, обломков пород – 15-30%. Цемент глинистый, иногда карбонатно-глинистый, пленочно-порового типа, количество его в некоторых образцах достигает 15%. Окатанность зерен меняется от плохой, с преобладанием остроугольных обломков, до хорошей. Сортировка чаще средняя или хорошая. ОВ в незначительном количестве в виде удлиненных включений, обрывков, часто сидеритизированных или пиритизированных. Поры и трещины в незначительном количестве, мелкие. Вторичные процессы в песчаниках: уплотнение, иногда карбонатизация и пиритизация, редко выщелачивание, регенерация зерен.



1 - аргиллит (2533,05); 2 - песчаник (2535,1); 3 - алевроаргиллит (2535,9); 4 - аргиллит с растительным детритом (2536,6); 5 - переслаивание песчаника, алевролита, аргиллита (2538,1); 6 - аргиллит (2538,2); 7 - песчаник (2540,3); 8 - аргиллит (2540,8); 9 - песчаник (2543,2); 10 - аргиллит (2544,4); 11 - песчаник (2549,95); 12 - аргиллит (2550,4)

Рис. 4.26. Породы мальшевского горизонта. Скв. Сосновская-743

Содержание органического углерода в породах меняется от 0,45 до 24,5% в углистых аргиллитах, в среднем для горизонта около 3%. Количество Бхл варьирует от 0,033 до 0,24% на породу, битумоид преимущественно автохтонный –  $\beta$  не превышает 12%. В групповом составе хлороформенных экстрактов имеются вариации, но в целом преобладают неуглеводородные компоненты – от 65 до 75%; соотношение смол и асфальтенов меняется от 0,83 до 1,97, в составе смол всегда значительно преобладают спиртобензольные. Соотношение метан-нафтеновых и нафтен-ароматических углеводородов также изменяется – от 0,69 до 3,27, но в большинстве образцов преобладают метан-нафтеновые.

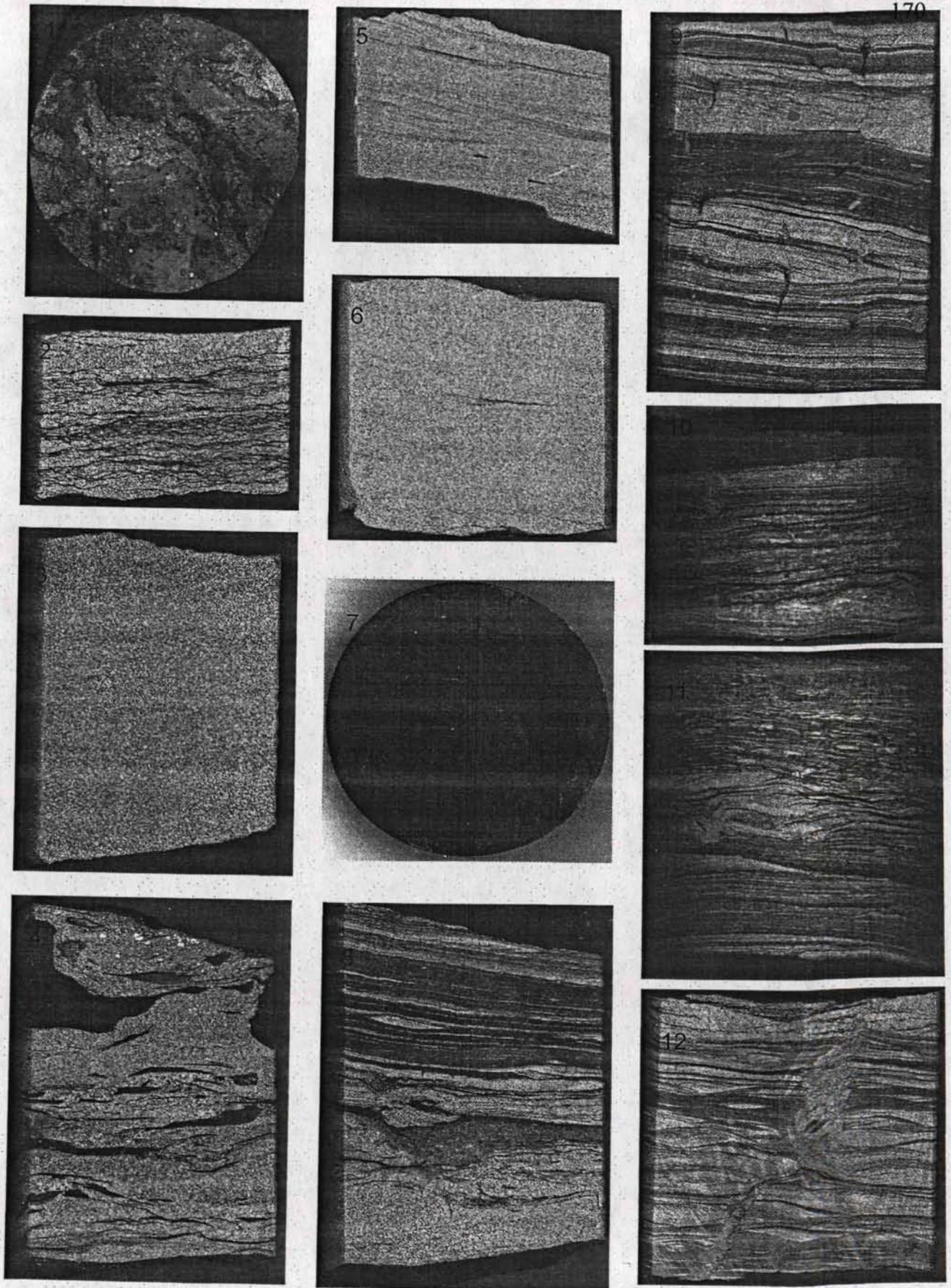
По данным пиролиза (рис. 4.25) водородный индекс меняется в широком диапазоне значений – от 50 до 356 мгУВ/г.Сорг, что соответствует смешанному ОВ (типы от III до I), среднее значение HI составляет 176 мгУВ/г.Сорг. Количество свободных углеводородов ( $S_1$ ) от 0,28 до 10,44 мгУВ/г.породы, углеводородов за счет крекинга ( $S_2$ ) от 0,48 до 83,3 мгУВ/г.породы. Повышенные значения пиролитических параметров приурочены к углям и углистым аргиллитам.

Скважина *Верхнеляминская-556* вскрыла малышевский горизонт в интервале глубин 2893-3010м, керном представлена его подошвенная часть в интервале 2991-3003 и кровельная до глубины 2931м. В верхней части горизонта преобладают песчаники, переслаивающиеся с алевролитами и аргиллитами, и постепенно сменяющиеся глинистыми породами. Встречаются маломощные прослой углей. Песчаники полимиктовые средне-мелкозернистые, мелко-средне-зернистые, алевролитистые, редко неравномернозернистые крупно-средне-мелкозернистые. Текстуры массивные, пятнистые, иногда параллельные и горизонтально-слоистые. В составе песчаников количество кварца меняется от 30-40% до 50-60%, полевых шпатов – от 10-15 до 25%, обломков пород (глинистых, кремнистых, микрокварцитов) от 25 до 45%, слюды – от единичных зерен до 5%. Окатанность обломков плохая, форма зерен угловатая, удлиненная, неправильно-изометричная; сортировка от плохой до средней. Цемент соприкосновения, участками пленочно-поровый, по составу глинистый и глинисто-карбонатный (с примесью кальцита, сидерита, доломита), редко цемент доло-

митовый базального типа. В некоторых образцах сидерит образует многочисленные стяжения. Характерно присутствие в цементе мелкодисперсного ОВ, гидроокислов железа и пирита в виде мелкой вкрапленности. Количество цемента 5-10%. Кроме сорбированного цементом ОВ, присутствуют вытянутые лентовидные включения растительных остатков, подчеркивающие слоистость песчаников. Трещины тонкие и редкие, поры единичные мелкие, иногда сообщающиеся. Вторичные процессы в песчаниках: уплотнение, припаи, карбонатизация и пиритизация, иногда выщелачивание и регенерация зерен.

Аргиллиты гидрослюдистые алевритистые, содержание обломочной фракции от 1-3 до 30%. Некоторые аргиллиты содержат прослой песчаников и алевролитов. Текстуры параллельные, горизонтально-слоистые, обусловленные послойным расположением алевритового материала и слоев ОВ, косо-слоистые, редко массивные. Кроме включений, органический материал в аргиллитах присутствует в тонкодисперсном состоянии (сорбомикстинит). Повсеместно отмечается развитие ромбоидов пирита по ОВ. В некоторых аргиллитах отмечаются трещины, иногда свободные, иногда заполненные глинистым материалом. В нижней части горизонта преобладают аргиллиты, песчаники и алевролиты встречаются маломощными прослоями, также присутствуют угли. Состав и текстуры пород такие же, как в верхней части горизонта. Породы малышевского горизонта скв. Верхнеляминская-556 представлены на рис. 4.27.

Среднее содержание органического углерода в песчаниках, аргиллитах и алевролитах составляет 1,81%, диапазон изменений – 0,12-14,86%, при этом Сорг в песчаниках примерно на порядок ниже, чем в аргиллитах. Содержание Бхл в аргиллитах от 0,0584 до 0,8643% при  $\beta=5-8\%$ , повышенные значения характерны для углистых разностей, в песчаниках – 0,2672-0,2946% при  $\beta=20-35\%$ . Битумоид в песчаниках – аллохтонный, обогащенный подвижной углеводородной фракцией (общее количество УВ достигает 66,53%), в углеводородной части доминируют смолы. По групповому и элементному составу эти битумоиды наиболее близки к нефти. В аргиллитах углеводороды находятся в подчиненном количестве (12,3-25,7%), преобладают асфальтены (37,5-59,6%).



1 - песчаник с прослоями аргиллита (2897,1); 2 - песчаник с растительным детритом (2906,7); 3 - песчаник (2907,7); 4 - песчаник с линзами аргиллита и угля (2909,6); 5 - песчаник (2912,05); 6 - песчаник (2912,6); 7 - аргиллит с растительным детритом (2913,95); 8 - переслаивание аргиллита и алевролита (2914,7); 9 - переслаивание песчаника, алевролита и аргиллита (2917,1); 10 - переслаивание песчаника и аргиллита (2921,5); 11 - песчаник с прослоями аргиллита и алевролита (2923,7); 12 - переслаивание песчаника, аргиллита и алевролита (2991,35)

Рис. 4.27. Породы малышевского горизонта. Скв. Верхнеяминская-556

Соотношение метан-нафтеновых к нафтен-ароматическим углеводородам в песчаниках 2,64-2,81, в аргиллитах – от 0,37 до 1,21. По данным пиролиза водородный индекс НІ меняется от 39 до 214 мгУВ/гСорг при температуре  $T_{\max}$ , ср. = 461°C, что соответствует органическому веществу, в значительной мере реализовавшему свой потенциал (значение индекса продуктивности в среднем близко к 0,4). На диаграмме зависимости водородного индекса от температуры  $T_{\max}$  характеристические точки попадают в поле III типа ОВ, возможно с незначительной примесью аквагенного ОВ. Количество свободных и связанных углеводородов в породах достигает 5,48 и 36,23 мгУВ/г. породы соответственно (в среднем 1,1 и 3,5 мгУВ/г. породы). Таким образом, отдельные типы пород малышевского горизонта скважины Верхнеляминская-556 обладают достаточно высоким нефтегенерационным потенциалом, что при установленном катагенезе является благоприятным фактором для оценки перспектив площади.

Скв. *Южно-Студеная-3403*. Малышевские отложения распространены в интервале глубин 2942-3040 м., залегают согласно на леонтьевском горизонте. Керном охарактеризованы до глубины 3032,5 м с непрерывным отбором. Разрез сложен чередующимися алеврито-песчанистыми и глинистыми породами с маломощными прослоями углей, а также тонким линзовидным переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Песчаники мелкозернистые, в середине интервала до среднезернистых, полимиктовые. Текстуры от массивных до слоистых, параллельных. Минеральный состав песчаников: кварц от 35-45 до 55-65%, полевые шпаты (в основном плагиоклаз и микроклин) – от 15-20% в нижней части горизонта до 25-30% в верхней; обломки пород – 25-45%, слюда – от единичных зерен до 5%. Обломочный материал не окатан, сортировка от плохой до средней, форма зерен неправильно-изометричная с корродированными краями, угловатая, удлиненная. Упаковка плотная, с припаями и вдавливаниями зерен. Цемент в песчаниках преобладает соприкосновения и пленочно-поровый, чаще глинисто-карбонатный (доломитовый, редко – кальцитовый), иногда глинистый гидрослюдистый. Количество его от 2-5% до 20-25%, по разрезу изменение происходит неравномерно. Органическое вещество пред-

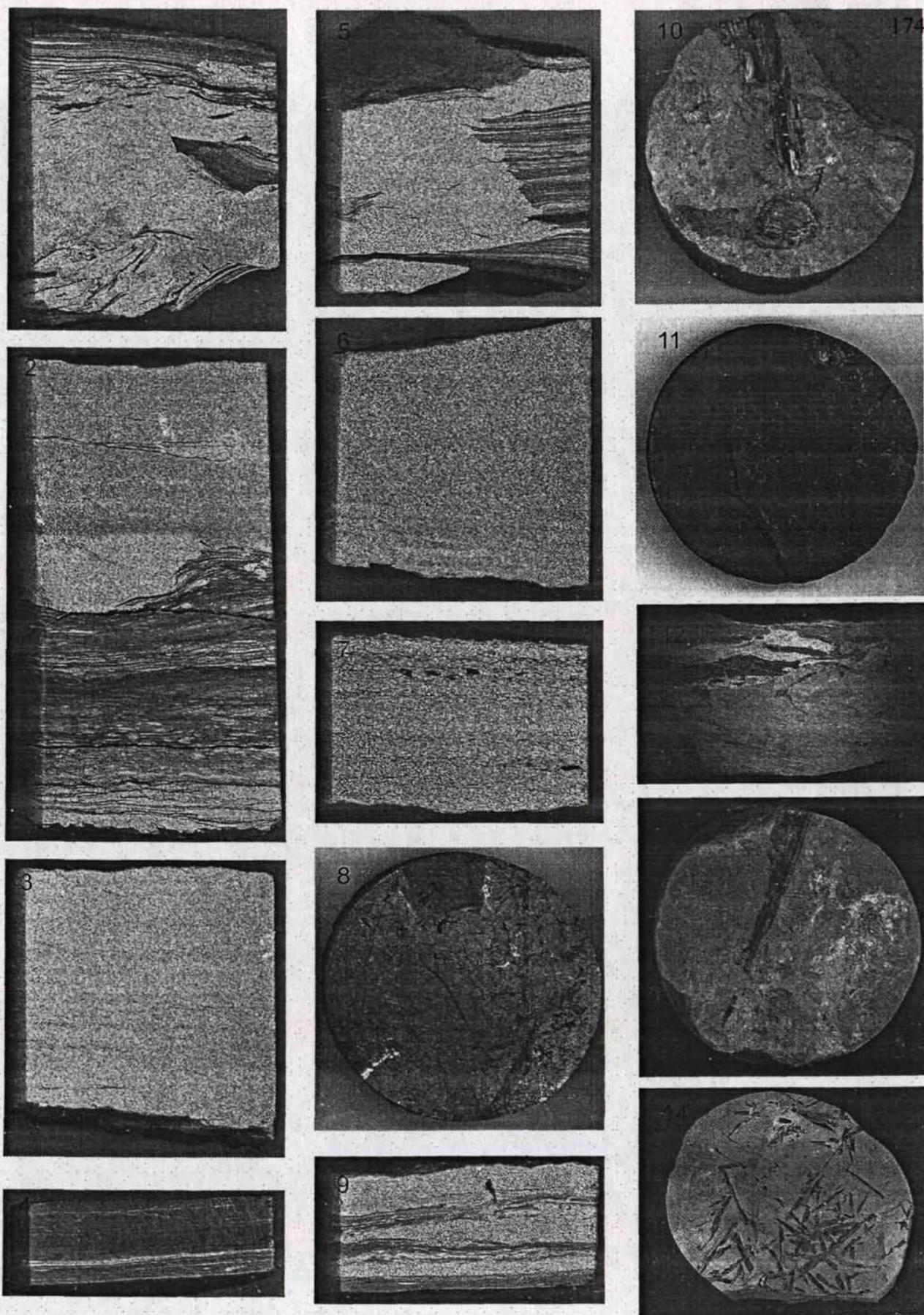
ставлено включениями растительного материала, почти всегда оно частично замещено сидеритом или пиритом. Свободные поры и трещины мелкие и единичные. Среди вторичных процессов преобладают уплотнение, припай, выщелачивание, сидеритизация и пиритизация ОВ, иногда регенерация зерен. Аргиллиты гидрослюдистые алевритистые, тонкогоризонтальнослоистые. Количество алевритового материала достигает 25%. ОВ присутствует в виде вытянутых включений, замещается, как и в песчаниках, сидеритом и пиритом. Кроме того, часто органический материал тонко распылен в основной массе аргиллитов. Трещины и поры не характерны, или единичные тонкие. Вторичные процессы – сидеритизация и пиритизация ОВ, иногда выщелачивание.

Содержание органического углерода в породах малышевского горизонта скважины Южно-Студеная-3403, без учета углей, от 0,09% (песчаник) до 1,92% (аргиллит), среднее содержание – 1,17% (рис. 4.23). Количество Бхл в породах меняется от 0,0569% (аргиллит, Сорг=0,86%,  $\beta$ =6,61%) до 0,6619% (аргиллит, Сорг=10,92%,  $\beta$ =6,06%). В песчаниках, несмотря на низкое значение Сорг (например, образец с содержанием органического углерода 0,72%), количество хлороформенного экстракта повышено (0,3311%), битумоидный коэффициент высокий (54,6%). Т.е. в битумоиды в песчаниках явно имеют миграционную природу. Этот факт подтверждается и групповым составом экстрактов из разных типов пород. Битумоид песчаников по составу аналогичен нефти, битумоид аргиллитов – автохтонный сингенетичный.

Пиролитические характеристики пород меняются в большом диапазоне, что характерно для малышевских отложений всех скважин. Водородный индекс меняется в пределах 34-483 мгУВ/г.Сорг, среднее 157, минимальные значения характерны для песчаников, максимальные – для углистых аргиллитов. Соответственно, ОВ смешанное, I – III типа. Количество свободных углеводородов в породах составляет 0,02-5,06 мгУВ/г.породы, количество углеводородов, образовавшихся за счет разложения керогена – 0,05-44,35 мгУВ/г.породы. Индекс продуктивности в аргиллитах достаточно низкий – 0,1-0,2, в песчаниках он достигает 0,68, что указывает на миграционный характер углеводоро-

дов. Температура  $T_{\max, \text{ср.}} - 444^{\circ}\text{C}$ , что примерно соответствует середине ГФН. Таким образом, потенциал некоторых аргиллитов достаточно высок, но степень его реализации низкая. В то же время, термодинамические условия благоприятны для сохранения залежей углеводородов, мигрировавших из нижних горизонтов.

В скважине *Тундринская-37* мощность малышевского горизонта 112м (2916-3028), он залегает согласно на леонтьевском. Керном охарактеризован до глубины 2983м с незначительными перерывами. Разрез сложен типичными терригенными породами – песчаниками, алевролитами, аргиллитами, и их сочетаниями (рис. 4.28), также встречаются маломощные слои углей. В нижней части разреза преобладают глинистые породы, в верхней – более грубозернистые. Песчаники полимиктовые мелкозернистые алевритистые, реже мелко-среднезернистые и тонко-мелкозернистые. Текстуры – от массивных и пятнистых до линзовидных, прерывистослоистых, горизонтально-слоистых, параллельных, обусловленных переслаиванием песчаника с аргиллитом, включениями ОВ и послойным расположением обломочного материала разной гранулометрической размерности. Содержание кварца в песчаниках 35-65%, полевых шпатов – 15-25%, обломков пород (глинистых, кремнистых, микрокварцитов, эффузивов) – 25-55%. Обломочный материал не окатан, сортировка от плохой до средней, форма зерен неправильная, изометричная, удлиненная, угловатая. Цемент глинистый, иногда с примесью карбонатного материала и ОВ, пленочно-поровый и соприкосновения, очень редко – базальный. Количество его от 5-7% до 15-20%, в образцах с базальным типом цементации – до 30%. Свободные поры мелкие, одиночные и групповые, по породе распределены неравномерно. Вторичные процессы – уплотнение, корродирование контуров зерен, выщелачивание, карбонатизация и пиритизация. Состав алевролитов аналогичен составу песчаников. Аргиллиты гидрослюдистые алевритистые, содержание обломочной фракции от 1-2 до 20%. Характеризуются стабильной примесью органического материала, тонкораспыленного и концентрирующегося в слои, который часто замещается сидеритом или пиритом.



1 - песчаник с прослоями аргиллита (2917,9); 2 - песчаник с прослоями аргиллита (2921,7); 3 - песчаник (2923,7); 4 - аргиллит (2924,4); 5 - песчаник с линзами аргиллита (2927); 6 - песчаник нефтенасыщенный (2930,1); 7 - песчаник (2933); 8 - аргиллит с углистым детритом (2937,2); 9 - песчаник с прослоями аргиллита (2937,55); 10 - песчаник (2940,2); 11 - аргиллит (2940,5); 12 - переслаивание песчаника, алевролита, аргиллита (2973,6); 13 - алевролит с растительным детритом (2973,9); 14 - алевролит с растительным детритом (2976,6)

Рис. 4.28. Породы малышевского горизонта. Скв. Тундринская-37

Содержание органического углерода в песчаниках не превышает 1,5%, в аргиллитах в основном меняется в пределах 2,5-6%, в углистых аргиллитах значительно выше. Среднее содержание для горизонта 2,26%. Содержание хлороформенного битумоида в породах составляет 0,0463-0,1363%, битумоидный коэффициент  $\beta < 10\%$ , хотя в некоторых песчаниках отмечается запах углеводородов. Заметного различия в количестве Бхл, битумоидном коэффициенте, а также составе битумоидов из песчаников и аргиллитов нет. Битумоид в песчаниках смешанный. Суммарное содержание УВ меняется в пределах 20,6-39,17%, соотношение метан-нафтеновых к нафтен-ароматическим от 0,41 до 1,79; содержание смол от 35,53 до 47,31%, спиртобензольные доминируют (в большинстве образцов в 4-6 раз); количество асфальтенов – от 19,33% до 41,21%.

По данным пиролиза водородный потенциал аргиллитов достаточно высок – от 150 до 340 мгУВ/г.Сорг, в некоторых песчаниках также отмечаются повышенные значения НН. В среднем для горизонта НН=186 мгУВ/г.Сорг. ОВ преимущественно III типа, с незначительной примесью II, возможно I. Значение  $S_1$  в отдельных образцах достигает 28,6, а в среднем составляет 2,52 мгУВ/г.породы,  $S_2$  – 173,6 и 18,3 мгУВ/г.породы соответственно. Однако относительно невысокая температура  $T_{max}=433^\circ\text{C}$ , соответствующая началу ГФН, указывает на невозможность значительной реализации породами их потенциала. Кроме того, индекс продуктивности меняется от 0,05 (уголь) до 0,59 (песчаник), в аргиллитах в основном 0,1-0,2, что также доказывает незначительную генерацию УВ породами горизонта и присутствие миграционных УВ.

Скважина *Западно-Котухтинская-150* вскрыла малышевский горизонт в интервале глубин 3122-3237м, керном он представлен только в интервале 3190-3200м. Уникальной особенностью этого интервала долбления является высокое содержание в нем углистых прослоев небольшой мощности, кроме того, аргиллиты и даже песчаники содержат тонкие линзы и слоики углистого детрита. Песчаники и алевролиты мелко- и тонкозернистые, текстуры в основном горизонтально-слоистые, полосчатые и линзовидные. В минеральном составе песчаников и алевролитов кварц преобладает – от 50 до 75%, причем в

алевролитах его содержание выше. Количество полевых шпатов 10-20%, обломков пород – 5-30%, количество слюды в основном 1-2%, иногда до 5%. Характерно высокое содержание цемента – 10-20% по всему интервалу. Цемент по составу глинистый гидрослюдистый или глинисто-доломитовый, по типу – сочетается пленочно-поровый и соприкосновения, иногда присутствует базальный. Часто в цементе присутствуют включения ОВ, которое может замещаться сидеритом. Обломочный материал не окатан, сортировка в основном плохая, редко средняя. Форма зерен угловатая, клиновидная, неправильная. Поры, многочисленные, располагающиеся группами, иногда сообщающиеся. Трещины менее характерны. Аргиллиты гидрослюдистые, иногда значительно сидеритизированные, в основании интервала алевролитистые. Как правило, аргиллиты насыщены ОВ. Текстуры от горизонтально-слоистых до и массивных. Отмечаются тонкие трещины, свободные или заполненные органическим материалом.

Как следствие повсеместного присутствия органического материала, среднее содержание Сорг в породах достаточно высокое – 2,4% без учета углей. Абсолютные содержания – от 0,1 до 32%. Содержание Бхл в аргиллитах от 0,05 до 0,17%, в углях до 1,7%. При этом битумоидный коэффициент 3-12%. В групповом составе хлороформенных экстрактов из аргиллитов углеводороды содержатся в повышенном количестве – до 47,2%, метан-нафтеновые значительно преобладают над нафтен-ароматическими. Содержание смол 23,63%, в том числе бензольных – 7,49%, асфальтенов – 29,14%. Этот битумоид по составу смешанный. В экстрактах из углей общее содержание УВ не превышает 27,4%, доля нафтен-ароматических несколько больше, чем метан-нафтеновых. В неуглеводородной фракции в основном преобладают асфальтены, в одном образце – смолы. Битумоид сингенетичный. По данным пиролиза (рис. 4.25) ОВ смешанное – III – II – I типа, обладает достаточно хорошими нефтегенерационными характеристиками. Водородный индекс НI в среднем около 180 мгУВ/г.Сорг, в отдельных образцах до 360. Температура крекинга керогена  $T_{\max} = 439^{\circ}\text{C}$ , что примерно соответствует газовой стадии метаморфизма углей.

Малышевские отложения в скважине *Тевлинско-Русскинская-50* распространены в интервале глубин 2964-3172, керном представлен только интервал 3037-3053м. В интервале преобладают аргиллиты алевроитистые, в виде прослоев встречаются песчаники и угли. Содержание органического углерода в песчаниках, аргиллитах и алевролитах меняется незначительно – 0,98-2,32% (среднее – 1,7), Бхл – 0,2819-0,6922%,  $\beta=10-13\%$ . Битумоид отличается повышенным содержанием углеводородной фракции: метан-нафтеновых УВ 30,43-42,74%, нафтен-ароматических 14,01-20,57%. Содержание асфальтенов низкое – 2,7-6,4%, бензольных смол – 4,5-9,77%, спиртобензольных – 32,8-36,01%. Хотя битумоидный коэффициент низкий, такой состав характерен для аллохтонных эпигенетических битумоидов (например, как в песчаниках из скв. Южно-Студеная-3403). Водородный индекс в среднем составляет 147 мгУВ/г.Сорг, температура пиролиза  $T_{\max}=442^{\circ}\text{C}$  (рис. 4.25). ОВ относится к III типу.

Кроме эталонных скважин, рассмотренных выше, в рамках настоящей работы кратко изучены нефтегенерационные свойства отложений малышевского горизонта по 20 скважинам, расположенным в пределах восточного склона Сургутского свода, на площадях: Быстринской, Восточно-Сургутской, Западно-Сургутской, Кивринской, Конитлорской, Новобыстринской, Родниковой, Русскинской, Тевлинско-Русскинской, Тончинской и Федоровской. В изученных аргиллитах содержание органического углерода меняется в узком интервале значений – от 0,82 до 4,75% (рис. 4.23), среднее 3,55%. Содержание Бхл также достаточно стабильно – от 0,0820 до 0,1245%, среднее – 0,1129%, битумоидный коэффициент 3-9%. В элементном составе битумоидов углеводородные компоненты находятся в подчиненном количестве – 16,3-36,4%, при этом соотношение метан-нафтеновых к нафтен-ароматическим меняется – от 0,47 до 2,14. В неуглеводородной части (в большинстве образцов) преобладают смолы (43,4-58,4%), особенно спиртобензольные (34,4-48,2%), на долю асфальтенов приходится 19,1-35,9%. Пиролитические характеристики пород следующие:

$S_1$  – от 0,31 (скв. Быстринская-3525) до 0,92 (скв. Восточно-Сургутская-230), среднее – 0,57 мгУВ/г.породы;

$S_2$  – от 1,35 (скв. Восточно-Сургутская-230) до 12,8 (скв. Федоровская-4201), среднее – 4,86 мгУВ/г.породы;

НІ – от 53 (скв. Восточно-Сургутская-4456) до 269 (скв. Федоровская-4201), среднее – 138 мгУВ/г.Сорг;

PI – от 0,05 до 0,41 (скв. Восточно-Сургутская-230), в большинстве образцов – до 0,2;

$T_{max}$  – 430-439°C, повышенные значения зафиксированы в образцах из скважин 4450, 4451, 4453 Восточно-Сургутской, 5201 Конитлорской, 2633 Родниковой площадей. ОВ III типа. По классификации Н.В. Лопатина (табл. 3.11) нефтегенерационные качества этих отложений невысокие удовлетворительные. Температура, отвечающая началу ГФН, и низкий индекс продуктивности также указывают на незначительную реализацию породами своего потенциала.

#### 4.2. Концентрированное органическое вещество

Изучение концентрированного органического вещества – углей и углистых аргиллитов, - является неотъемлемой частью комплексных геохимических исследований в нефтяной геологии. Микрокомпонентный состав в ряде случаев позволяет не только определить тип, но и уточнить фациальные условия накопления ОВ, а также на качественном уровне реконструировать скорость осадконакопления и гидродинамические параметры бассейна седиментации. Измерение отражательной способности витринита является одним из наиболее используемых и достоверных способов определения зрелости ОВ. Распространение углей в разрезе нижней- средней юры крайне неравномерно, наиболее характерны они для тюменской свиты.

##### **Надояхский горизонт**

КОВ надояхского горизонта изучено по 10 образцам, в числе которых угли и породы с включениями углистого детрита, из 4 скважин.

Образец угля из скважины *Конитлорская-5022* имеет полосчатую текстуру, обусловленную чередованием прослоев витринита и прослоев, обога-

ценных лейптинитом (кутинитом, микроспорами, резинитом); также текстура подчеркивается включениями минеральных зерен, группирующимися в слои. Кроме витринита (88%) и лейптинита (11%) отмечаются единичные включения фюзинита (1%). По классификации углей И.Э.Вальц [3] уголь относится к классу гелитолитов, подклассу гелитов, типу липоидо-гелитов. Отражательная способность витринита в масле 0,7% –  $МК_1^2$  (Г).

В скважине *Кечимовская-153* углей не содержится, анализ произведен по включениям углистого детрита в песчаниках и конгломератах. В угольных концентратах установлен витринит, во всех образцах наблюдаются его структурные и бесструктурные разности (телинит и коллинит). Другие микрокомпоненты не характерны – лишь в одном образце отмечаются фюзинит, семифюзинит и макроспоры. Иногда присутствует биогенный пирит.  $R_o$  витринита меняется незначительно – от 0,61 до 0,64%, катагенез ОВ соответствует  $МК_1^2$ .

По скважине *Ключевой-172*, также как и по *Кечимовской-153*, изучены только угольные концентраты из прослоев УД в песчаниках. Но, в отличие от последней, в концентратах из скв. Ключевая-172 кроме витринита в значительном количестве присутствует инертинит, также имеется лейптинит. Иногда в витрините наблюдается плохо сохранившаяся структура. Инертинит представлен собственно фюзинитом и семифюзинитом, лейптинит – кутинитом и микроспорами. Катагенез органического вещества несколько выше, чем в скважине Кечимовская-153 –  $МК_1^2$  (Г),  $R_o = 0,71\%$ .

Из скважины *Нонг-Еганская-195* изучено 2 образца, один из которых является углем класса гелитолитов типа фюзинито-гелитов. Присутствие инертинита более характерно для углей, сформировавшихся в условиях верховых болот, но в данном образце его содержание не очень высоко – 9%, и не может однозначно приниматься для палеогеографических реконструкций. Катагенетическая преобразованность соответствует газовой стадии ( $МК_1^2$ ),  $R_o = 0,68-0,81\%$ .

Таким образом, микрокомпонентный состав КОВ, а, следовательно, условия его накопления, для разных скважин несколько отличаются. Наиболее обводненными обстановками характеризуется район скв. Конитлорская-5022,

относительно возвышенными – скв. Нонг-Еганская-195. Катагенез для всей территории отвечает подстадии МК<sub>1</sub><sup>2</sup>, но в скв. Конитлорская-5022 и Ключевая-172 он несколько повышен по сравнению с другими скважинами.

### **Лайдинский горизонт**

По лайдинскому горизонту изучено 2 образца угля из скв. *Конитлорская-5022*. Оба образца отобраны из одного интервала – 3152,5-3164,5м, расстояние от начала керн 1,6 и 2,5м соответственно. Угли обладают слабо полосчатой текстурой, обусловленной послойным расположением мацералов и минеральных зерен. Оба образца относятся к классу гелитолитов, подклассу гелититов, к типам липоидо-гелититов и фюзинито-гелититов. Хотя микрокомпонентный состав образцов близок, соотношение компонентов различно. Преобладает гелифицированная основная масса (63 и 68% соответственно), лейптинит представлен микроспорами, кутинитом и резинитом, инертинит – фюзинитом, в образце с глубины 3155м также семифюзинитом и микринитом. Одной из причин, вызвавшей различие в составе углей, возможно, являются сезонные колебания климата, а не фациальные изменения.

Отражательная способность витринита  $R_o=0,7-0,71\%$ , т.е. ОВ преобразовано до подэтапа МК<sub>1</sub><sup>2</sup>, или стадии «Г» по углемарочной шкале.

### **Вымский горизонт**

В разрезе вымского горизонта угли и углистые аргиллиты встречаются часто, кроме того, горизонт достаточно полно охарактеризован керновым материалом. В данной работе из вымского горизонта исследовано 30 образцов углей, углистых аргиллитов и пород с включениями угля по 8 скважинам.

Отличительной особенностью скважин, расположенных в пределах Ляминского вала - *Верхнеляминской-556, Верхнеляминской-7502, Восточно-Мытаяхинской-565* является постоянное присутствие инертинитовых компонентов в составе углей и углистых аргиллитов. Их содержание настолько высоко (до 70,5%), что большая часть образцов относится к классу фюзенолитов, подклассу фюзититов, типу гелито-фюзититов. Для накопления таких специфических составов должны были существовать совершенно уникальные усло-

вия накопления и консервации ОВ, которые могли осуществиться только в условиях фации верховых болот. Следовательно, в вымское время территория Ляминского вала представляла собой достаточно приподнятый участок суши. Кроме фюзинита и семифюзинита отмечаются склеротинит и микринит. Таким образом, определенную роль при образовании этих отложений играли грибковые и плесневые микроорганизмы. Для всех образцов характерна высокая степень термической преобразованности ОВ, достигающая «жирной», а в скв. Верхнеляминская-556 – перехода от «жирной» до «коксовой» стадии.

Скв. *Тевлинско-Русскинская-50*. Изученные образцы представлены породами с прослоями угля. В составе преобладает витринит, его количество составляет более 92,6%, в небольшом количестве присутствуют микроспоры – до 7,4%, инертинит отмечается только в одном образце (единичные мелкие включения). В соответствии с классификацией И.Э.Вальц, А.И.Гинзбург и Н.М.Крыловой [3] образцы относятся к классу гелитолитов, подклассу гелитов, типу гелитов. Катагенетическая преобразованность ОВ меняется с глубиной от МК<sub>1</sub><sup>2</sup> (Г) в интервале глубин 3240-3270м до МК<sub>2</sub> (Ж) на глубине 3327,4м.

Из скважины *Кечимовская-153* изучено 4 образца (уголь, углистый аргиллит, 2 песчаника с прослоями угля). В составе КОВ содержатся гумусовые компоненты – витринит, инертинит, лейптинит. Образец угля относится к классу гелитолитов, подклассу гелититов, типу липоидо-фюзинито-гелититов. Количество липоидных компонентов в нем достигает 29%, присутствуют микро-, макро- споры, кутинит и резинит. Содержание инертинита в образце угля составляет 17%. Инертинит является характерным мацералом всех образцов КОВ этой скважины, он представлен фюзинитом, семифюзинитом, микринитом и склеротинитом. Катагенетическая зрелость ОВ отвечает градации МК<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Из вымского горизонта скв. *Ключевая-172* изучены угольные концентраты. В их составе установлен только витринит, часто обладающий хорошо сохраненной клеточной структурой (телинит). Отражательная способность по телиниту 0,61-0,65%, катагенез примерно соответствует подстадии МК<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Из трех образцов скв. *Урьевская-21* один представлен углем класса гелитолитов типа фюзинито-гелитов, два других – включениями угля в песчанике и аргиллите. Уголь сложен однородной бесструктурной гелифицированной основной массой, в которой содержатся включения фюзинита и лейптинита. ОВ преобразовано до газовой стадии ( $МК_1^2$ ).

По скважине *Западно-Котухтинская-150* выполнен анализ 7 образцов, представленных породами с включениями угля. В основном это аргиллиты, 2 образца – конгломераты. В брикетах из угольных концентратов отмечаются: витринит, иногда со следами клеточного строения, лейптинит (остатки кутикулы и микроспоры), семифюзинит. Микрокомпонентный состав образцов отвечает углям класса гелитолитов типа гелитов. Отражательная способность витринита меняется от 0,69 до 0,88%, разброс значений обусловлен неоднородностью состава гелифицированных компонентов. Катагенез –  $МК_1^2$  (Г) –  $МК_2$  (Ж).

#### **Леонтьевский горизонт**

КОВ леонтьевского горизонта изучено только по скважине *Урьевская-21* – 1 аргиллит углистый (брикет) и 3 угля, все из интервала долбления 2882-2894м. В концентрате из пробы аргиллита присутствует только витринит. В углях, представленных гумусовыми разностями, кроме витринита в большом количестве содержатся микрокомпоненты группы инертинита – фюзинит, семифюзинит, микринит, а также микроспоры. Содержание инертинита в одном из образцов достигает 40,1%, таким образом, он относится к типу фюзинито-гелитов. Текстуры преимущественно полосчатые – от тонко-штриховато-полосчатых до линзовидных, обусловлены послойным расположением мацералов. Для всех образцов характерно присутствие сидерита, развивающегося преимущественно по витриниту. Отражательная способность витринита в масле 0,74%, подстадия катагенеза  $МК_1^2$ .

#### **Малышевский горизонт**

Малышевский горизонт, так же как и вымский, характеризуется повышенной угленосностью. В рамках настоящей работы для углепетрографических исследований из малышевского горизонта 23 скважин отобраны образцы

углей и углистых аргиллитов, а также выделены концентраты из прослоев растительного детрита в песчаниках. Общее количество изученных проб – 49. В связи со значительным количеством образцов характеристика КОВ приводится по структурным элементам, на которых расположены скважины.

КОВ *Красноленинского свода* представлено углями и углистыми породами скважин *Восточно-Рогожниковская-739* и *Сосновская-743*. Преобладающим компонентом в составе углей является витринит, участками в нем наблюдается слабо сохраненная клеточная структура. Во всех образцах присутствуют липоидные компоненты – споры и кутикула, количество их достигает 16,2%. Редко отмечаются микрокомпоненты группы инертинита, представленные единичными включениями фюзинита и семифюзинита. Катагенез соответствует газовой стадии (МК<sub>1</sub><sup>2</sup>).

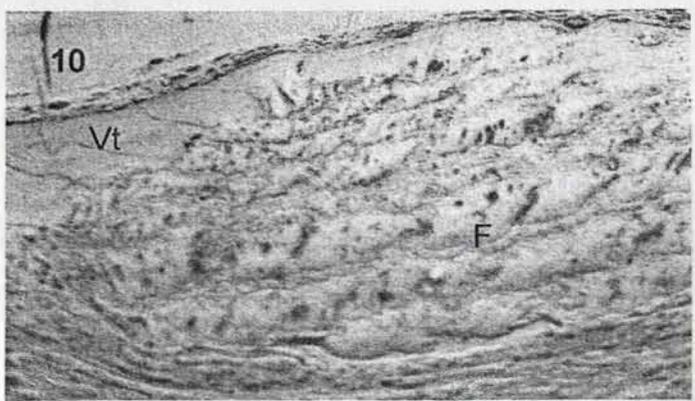
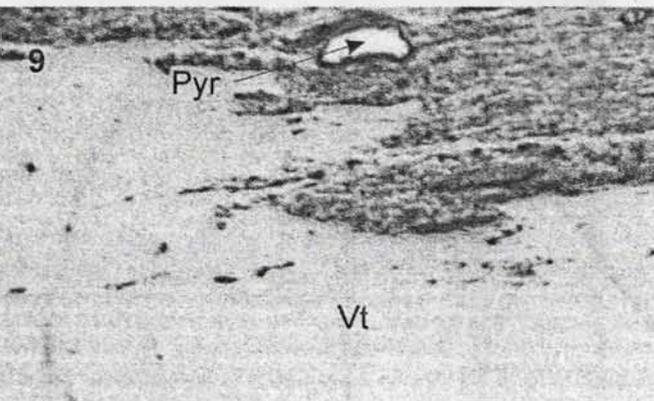
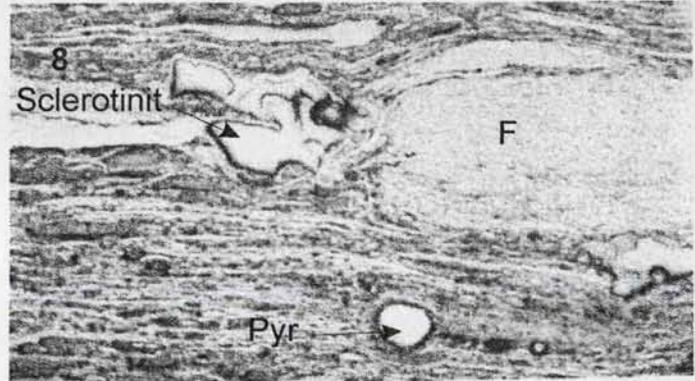
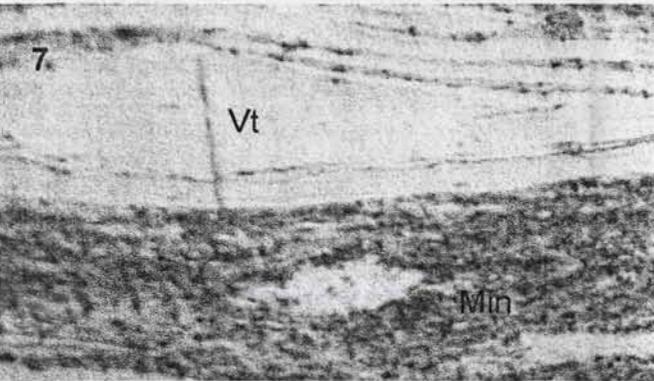
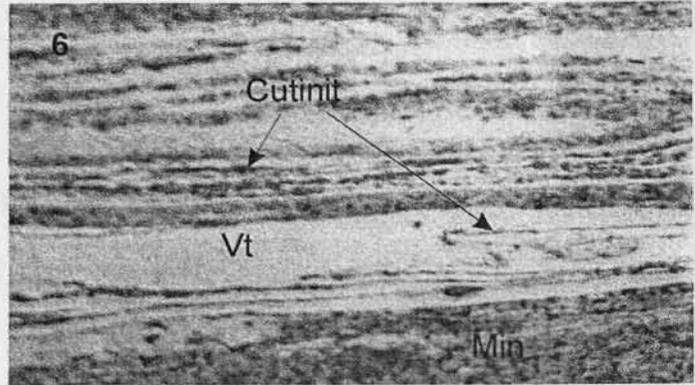
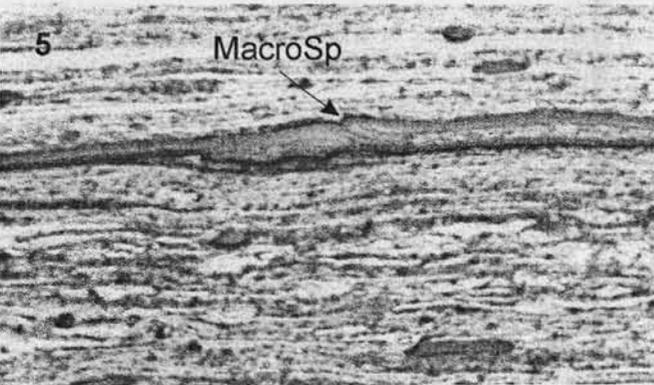
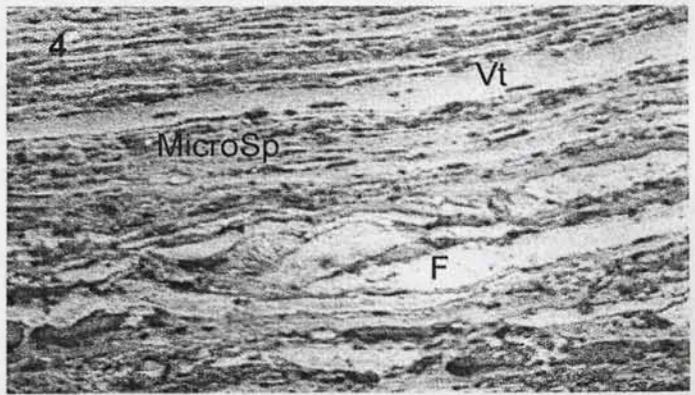
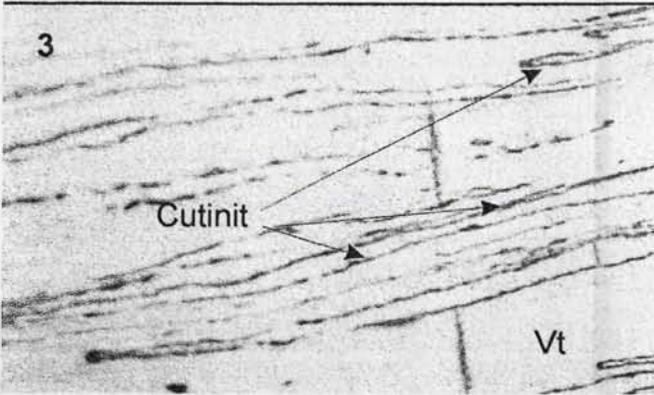
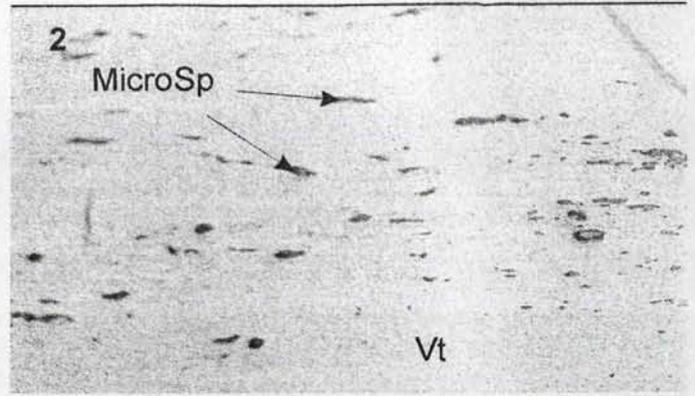
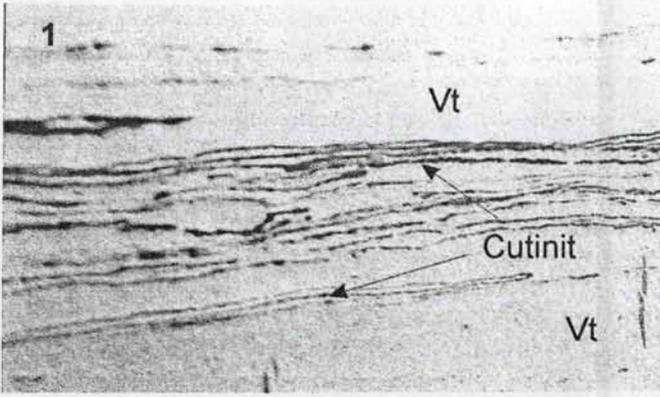
В образцах из скважины *Верхнеляминская-556 (Ляминский вал)* основная масса представлена витринитом, почти всегда присутствует фюзинит, хотя его количество значительно меньше, чем в вымском горизонте, в некоторых образцах отмечаются микринит и микроспоры. В аргиллитах редко отмечается микрокомпонент, напоминающий коллоальгинит, но из-за плохого качества шлифов идентификация его затруднена. Для образцов из нижней части горизонта характерно присутствие биогенного пирита и вторичного карбоната (доломита). Отражательная способность витринита меняется в пределах 0,7-1,05%, что соответствует грациям катагенеза МК<sub>1</sub><sup>2</sup> – МК<sub>2</sub>. Повышенное значение  $R_o$   $V_t$  зафиксировано в образце с зеркалом скольжения и может быть обусловлено локальным повышением температуры в зоне разлома.

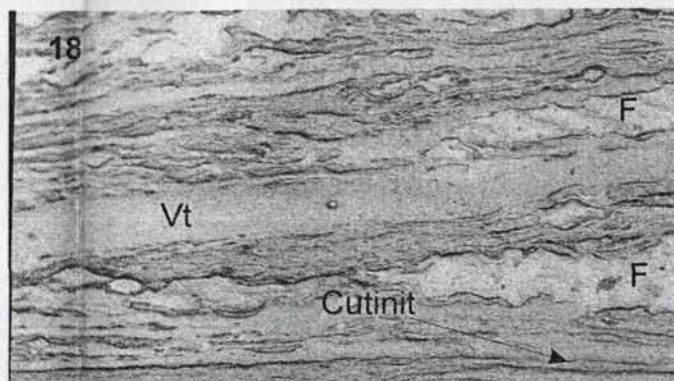
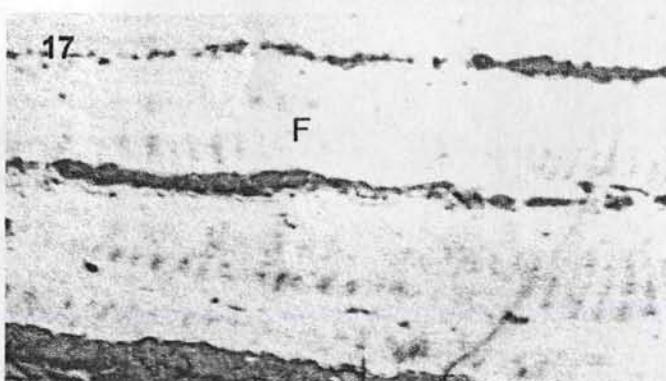
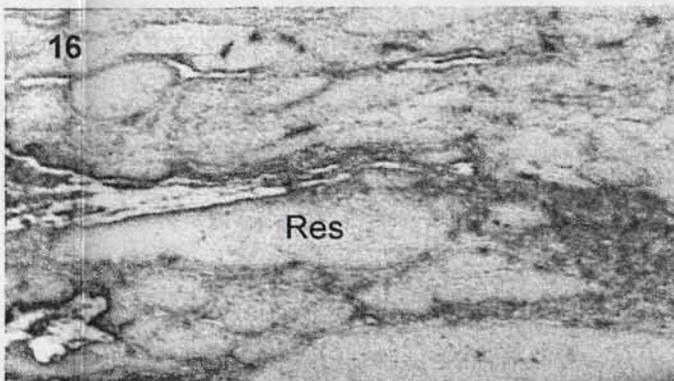
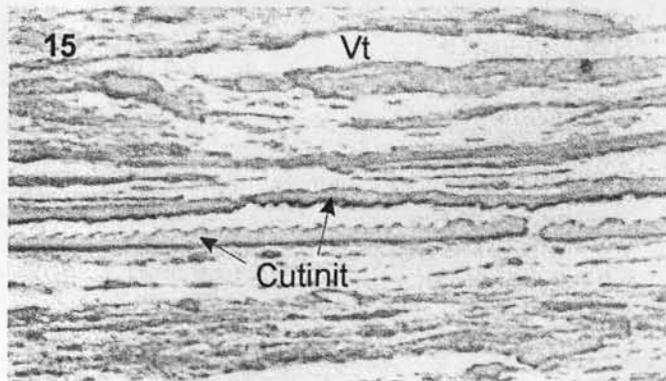
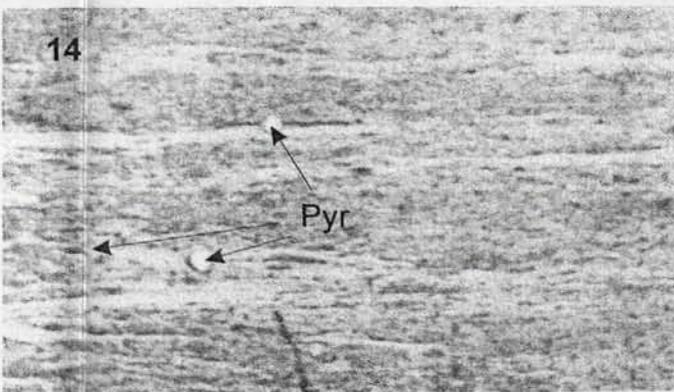
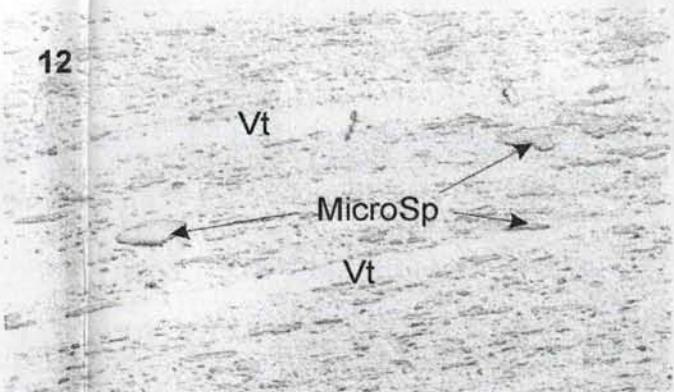
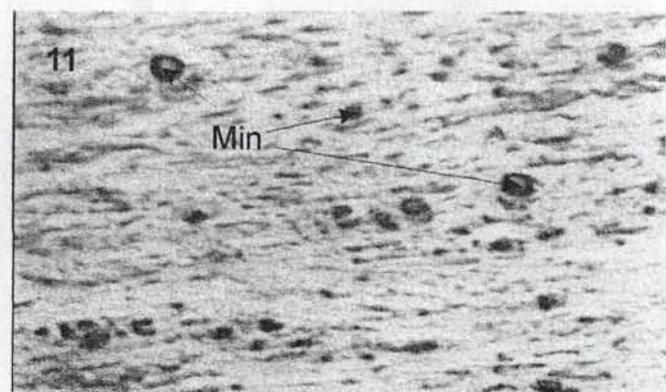
Скважина *Южно-Студеная-3403*, расположенная на северо-западном борту *Тундринской впадины*, уникальна тем, что во всех образцах углей и углистых аргиллитов в некотором количестве присутствует коллоальгинит. Кроме того, все они содержат значительное количество минеральных примесей. Основная масса углей сложена витринитом, иногда обладающим слабо сохранившейся клеточной структурой. Характерны липоидные компоненты – микро- и макроспоры, кутинит, в одном образце – резинит. Также присутствуют инер-

тинитовые компоненты – фюзинит, семифюзинит, склеротинит, количество их уменьшается вверх по разрезу от 17,8% до 1%.

В углях из скважины *Тундринской-37*, приуроченной к юго-западному склону *Сургутского свода*, установлены только гумусовые компоненты. Микрокомпонентный состав стабилен: преобладает витринит (72-76%), достаточно много лейптинита (22-28%), фюзинит составляет 0,5-2%. Липоидные компоненты представлены микро- и макроспорами, кутинитом, меньше резинитом. В незначительном количестве отмечается биогенный пирит. Органическое вещество преобразовано до длиннопламенной стадии,  $R_o=0.52-0.62\%$ .

На территории *Сургутского свода* концентрированное органическое вещество, представленное углями и углистыми аргиллитами, распространено очень широко. Мощность отдельных угольных прослоев меняется от 0,1 до 3м, наибольшая угленосность свойственна восточным частям Федоровской и Восточно-Сургутской структур, где суммарная мощность углей в некоторых скважинах достигает 13-18м. Угли Сургутского отличаются значительным разнообразием составов (рис. 4.29, 4.30), что обусловлено различными фациальными обстановками накопления ОВ, существовавшими в батско-байосское время на его территории. Большинство образцов относится к классу гелитолитов, один образец из скв. Федоровская-4753 – к классу микстогумолитов. В составе КОВ (за исключением вышеупомянутого образца из скв. Федоровская) преобладает гелифицированное ОВ. В гелитолитах содержание микрокомпонентов группы витринита составляет от 60,55% (Кивринская площадь) до 97.5% (Восточно-Сургутская площадь). Липоидные компоненты являются стабильной составной частью малышевских углей Сургутского свода (микро- и макроспоры, кутинит, резинит), содержание их в большинстве образцов составляет от 10 до 25%, редко меньше, иногда значительный разброс наблюдается для одной скважины. В образце микстогумолита липоидные компоненты преобладают и представлены преимущественно резинитом. В наиболее погруженной части горизонта в скважинах 146, 147 Ново-Быстринской площади, 2110 Тончинской отмечается незначительная примесь водорослевой органики. Микрокомпоненты группы

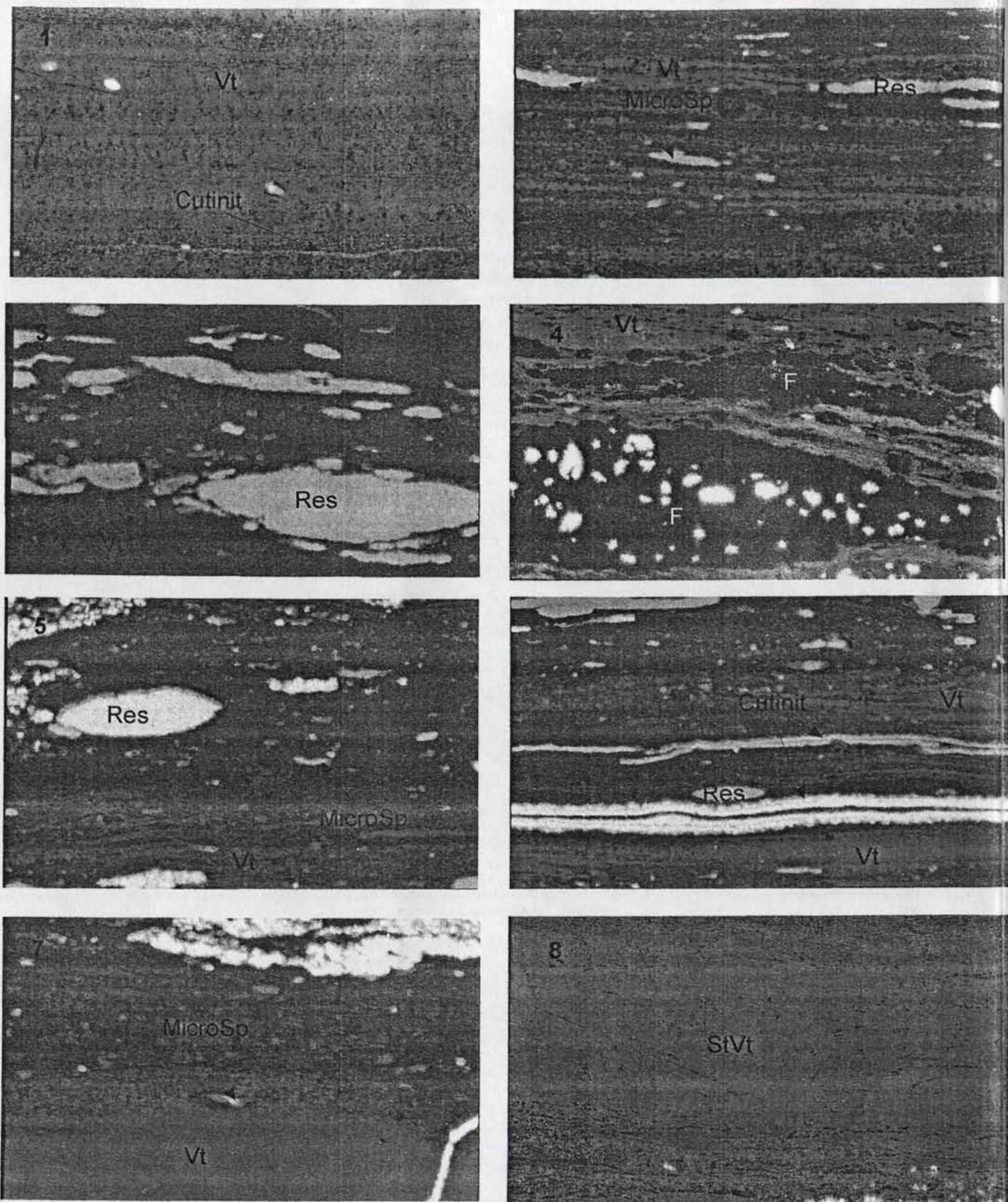




1,2,3 - Восточно-Сургутская, 4450; 4,5,6,7,8,9,10 - Восточно-Сургутская, 4451;  
 11 - Восточно-Сургутская, 230; 12,13,14 - Русскинская, 2047; 15,16,17 - Федоровская, 4753;  
 18 - Кивринская, 2051

- Vt - витринит
- F - фюзенит
- Sclerotinit - склеротинит
- Cutinit - кутинит
- MicroSp - микроспоры
- MacroSp - макроспоры
- Res - резинит
- Min - минеральные зерна
- Pyr - пирит

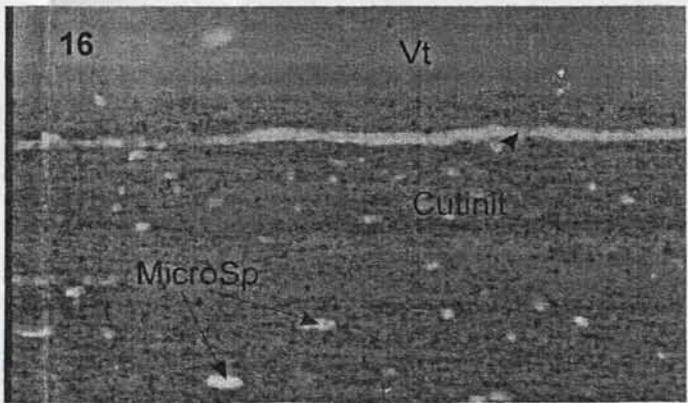
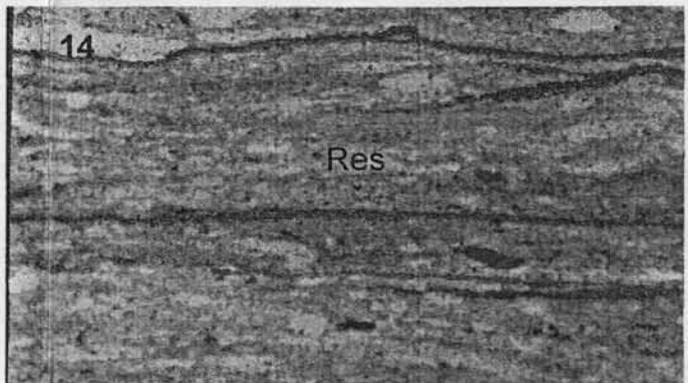
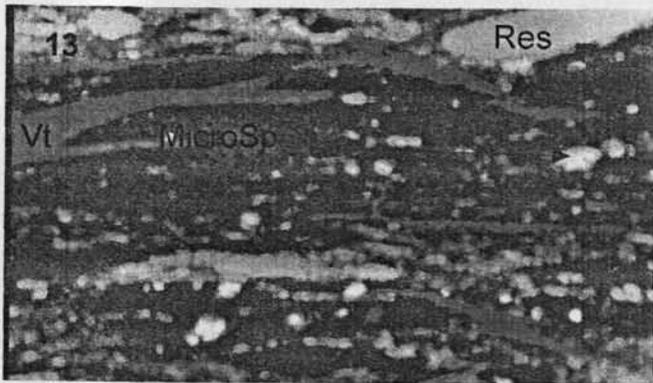
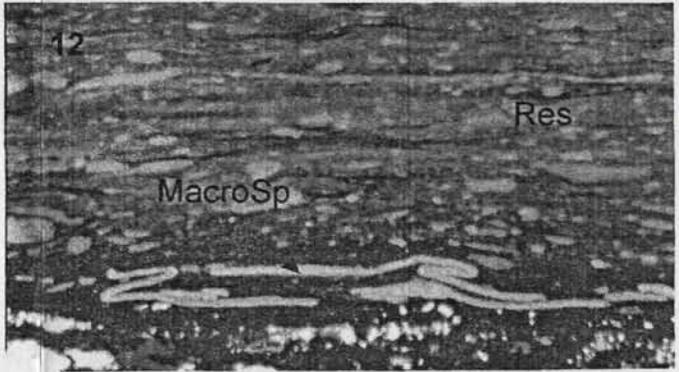
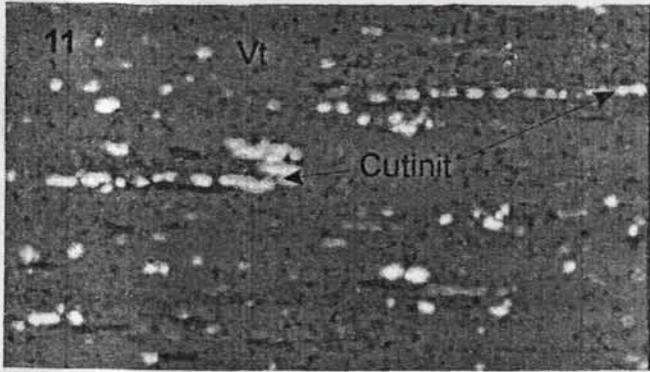
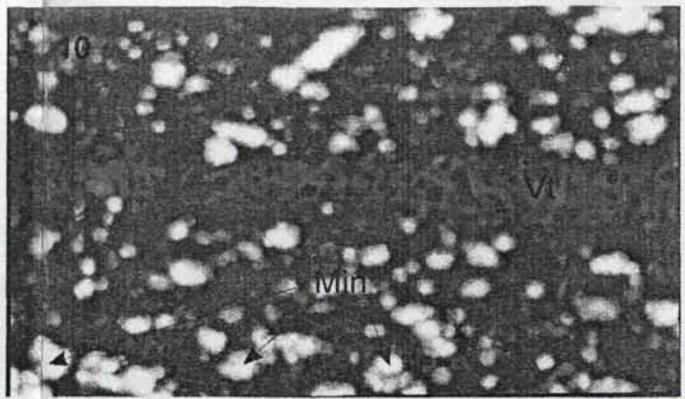
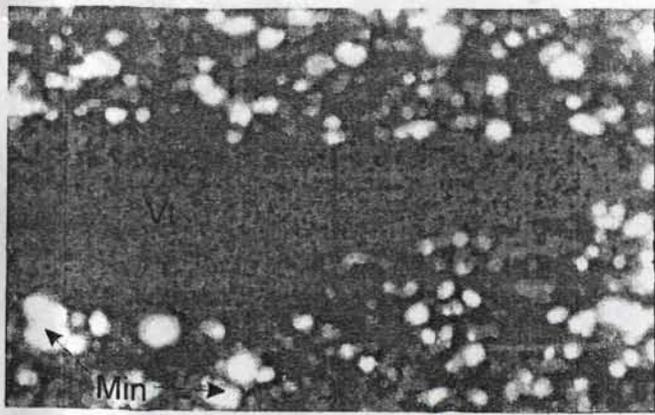
с. 4.29. Микрофотографии аншлифов углей мальшевского горизонта в отраженном свете



1 - Восточно-Сургутская, 4450; 2,3,4 - Восточно-Сургутская, 4451; 5,6,7,8 - Восточно-Сур  
16 - Тойлорская, 2048.

Vt - витринит  
StVt - структурный витринит (телинит)  
F - фюзенит  
Cutinit - кутинит  
MicroSp - микроспоры  
MacroSp - макроспоры  
Res - резинит  
Min - минеральные зерна

Рис. 4.30. Микрофотографии шлифов углей м



утская, 4455; 9,10,11 - Восточно-Сургутская, 230; 12,13,14,15 - Федоровская, 4753;

алышевского горизонта в проходящем свете

инертинита также характерны. Они представлены собственно фюзинитом, семифюзинитом, микринитом и склеротинитом. Для Сургутского свода наблюдается увеличение содержания фюзенизированных компонентов в направлении к сводовой его части, в распределении липоидных компонентов закономерностей не наблюдается. Уровень катагенез малышевских углей почти на всей территории Сургутского свода отвечает подстадии начального мезокатагенеза ( $МК_1^1$ ), или «Д», в единичных наиболее глубинных пробах Восточно-Сургутской и Тевлинско-Русскинской площадей достигает градации  $МК_1^2$ .

В образцах из скважины *Западно-Котухтинская-150*, расположенной на *Северо-Вартовской ступени*, наблюдается изменение состава углей, хотя все они относятся к классу гелитолитов. Уголь из нижней части интервала относится к подклассу гелитов, типу гелитов, содержание витринитовых компонентов в нем 95%, на некоторых участках наблюдается телинит со слабо сохранившейся структурой. Микрокомпоненты группы лейптинита в этом образце представлены кутинитом, резинитом, микро- и макроспорами, в виде единичных включений или групп, располагающихся в основной массе. Их количество 4,75%. Фюзинит отмечается единичными обломочными включениями. В этом образце в значительном количестве (до 18%) содержится минеральная примесь, представленная кальцитом и глинистыми минералами.

Образцы из верхней части интервала принадлежат к подклассу гелититов, типам фюзинито-гелититов и липоидо-фюзинито-гелититов. В образце липоидо-фюзинито-гелитита наблюдается чередование полос, обогащенных микроспорами и кутинитом, и прослоев с повышенным содержанием инертинитовых компонентов. Инертинит представлен рядом переходных разновидностей семифюзинит-фюзинит, микринитом и склеротинитом, что указывает на деятельность грибковых микроорганизмов во время накопления ОВ. Из липоидных микрокомпонентов, кроме указанных выше кутинита и микроспор, также присутствуют макроспоры и резинит. В образце фюзинито-гелитита содержание инертинитовых компонентов еще выше – 46%, представлены они фюзинитом, семифюзинитом и микринитом. Содержание же лейптинитовых компонентов,

представленных только микроспорами – 1%. Органическое вещество скв. Западно-Котухтинская-150 преобразовано до газовой стадии.

Таким образом, в целом для малышевского горизонта отмечается разнообразие составов углей не только по площади, но и в разрезе отдельных скважин. Следовательно, различными были и обстановки накопления ОВ. Наибольшей динамикой водной среды характеризовался район скв. Федоровская-4753, где наблюдается максимальное содержание лейптинитовых компонентов. В то же время существование проточных условий на некоторых временных интервалах фиксируется во всех скважинах. Увеличение содержания фюзенизированных компонентов по направлению к центральной части Сургутского свода указывает на существование здесь поднятия в малышевское время.

Наиболее степень катагенетической преобразованности ( $МК_2$ , или «Ж») установлена на территории Ляминского вала в нижней части горизонта. Для большей части территории катагенез соответствует началу ГФН – длиннопламенной стадии ( $МК_1^1$ ), в районе Тевлинско-Русскинской-50, Западно-Котухтинской-150, Южно-Студеной-3403, Восточно-Сургутской-4456 на некоторых глубинах достигается уровень  $МК_1^2$ .

## 5. НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕЙ-СРЕДНЕЙ ЮРЫ

Мезозойские отложения чехла Западно-Сибирской плиты, их состав, структурная позиция, геохимическая характеристика исключительно благоприятны для образования нефти и газа, концентрации их в крупнейших многозалежных месторождениях [18]. Подавляющее большинство исследователей считает, что основными генераторами углеводородов являются юрские-нижнемеловые отложения. Основные геохимические параметры нижне-среднеюрских отложений по данным А.С. Фомичева, О.И. Бострикова и Е.И. Соболевой приведены в табл. 5.1. В разрезе юрских отложений выделяется несколько толщ, генерирующих углеводороды. Исходные данные для оценки нефтематеринского потенциала нижне-среднеюрских пород на территории исследования по каждому горизонту приведены ниже.

### 5.1. Распределение органического вещества

Одной из задач настоящей работы являлось изучение закономерностей распределения органического вещества. Для этого автором были построены схематические карты распределения Сорг на исследуемой территории по каждому горизонту. Составление карт геохимических параметров основывалось на результатах геохимических исследований кернового материала глубоких скважин. За основу принимались построения, выполненные в ФГУП СНИИГГиМС в ходе предыдущих научно-исследовательских работ [60, 61, 62], которые уточнялись и детализировались с использованием новой аналитической информации. В распределении органического углерода по территории наблюдается следующая закономерность: в шараповском, китербютском, надояхском и лайдинском горизонтах (шеркалинская свита или её аналоги – горелая и котухтинская) повышенные концентрации Сорг приурочены к западной части территории, а в вымском, леонтьевском и мальшевском (тюменская свита) к восточной.

Таблица 5.1

Основные геохимические параметры рассеянного органического вещества глинистых  
нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты

Параметр	Заполярная обл.	Северная обл.	Центральная обл.	Западная обл.	Южная-Юго-Восточная обл.
<i>Нижнеюрские отложения</i>					
Сорг, %	1.0-2.0	1.0-3.0	1.0-4.0	1.0-6.0	0.5-4.0
Бхл, %	0.03-0.05	0.01-0.1	0,1	0.03-0.1	0.01-0.3
Ro	0.65-1.74	0.8-2.1	0.65-0.80	0.65-1.15	0.50-0.65
<i>Среднеюрские отложения</i>					
Сорг, %	2	2.0-3.0	2.0-5.0	2.0-6.0	0.5-2.0
Бхл, %	0.5-0.1	0.3-0.1	0.05-0.10	0.03-0.3	0.02-0.10
Ro	0.5-1.15	0.50-0.80	0,65	0.50-1.10	0.50-0.65

### **Шараповский горизонт**

Средние концентрации Сорг в породах шараповского горизонта в основном меняются в пределах 1-2% (рис. 5.1, табл. 5.2). Территория Сургутского свода и прилегающих районов характеризуется пониженными значениями – менее 1%. Повышение концентрации наблюдается в западном направлении – на Красноленинском своде и части территории Средненазымской структурной ступени распространены породы с содержанием Сорг более 2%.

### **Китербютский горизонт**

Содержание органического углерода в породах китербютского горизонта (рис. 5.2) в основном составляет 2-4%. Закономерности распределения в целом такие же, как и для других горизонтов шеркалинской свиты и её аналогов. На большей части изучаемой территории к западу от р. Пим (Вынглорская впадина, Ляминский вал, Балинская впадина, Средненазымская структурная ступень, Тундринская впадина) концентрация Сорг составляет 4%. Некоторое понижение содержания органического материала в породах наблюдается на Рогожниковском поднятии (до 2%). В пределах Ханты-Мансийской впадины, Сургутского свода и Ярсомовского прогиба концентрация Сорг в породах составляет 2%, увеличиваясь в северо-восточном направлении до 4% (Северо-Вартовская ступень). Наименьшими значениями характеризуется юго-восточная часть района (Вартовский свод), где Сорг менее 2%.

### **Надояхский горизонт**

В породах надояхского горизонта (рис. 5.3) в центральной части рассматриваемой территории (Сургутский и Ляминский своды и прилегающие территории) концентрация Сорг составляет менее 1%. В северо-западном и юго-восточном направлениях она повышается, достигая 2% и более. На северо-востоке выделяется участок повышенных концентраций (2-3%) протяженностью около 100 км, включающий Северо-Вартовскую ступень и Вать-Еганское куполовидное поднятие. В северном, западном и южном направлениях от Ляминского вала концентрация Сорг повышается до 1 и далее на юго-запад до 2%, достигая 3% в области перехода Тундринской и Ханты-Мансийской впадин.

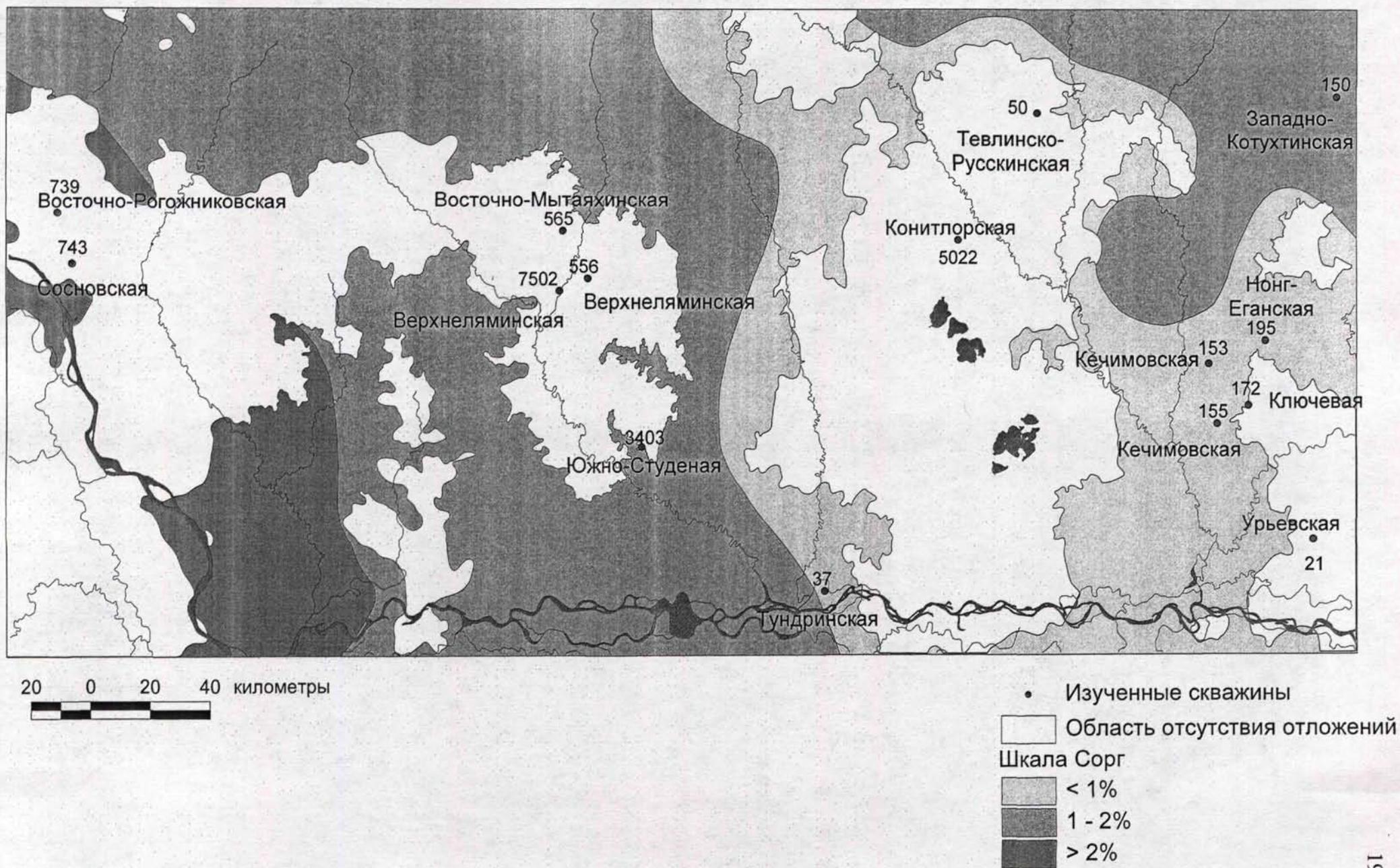


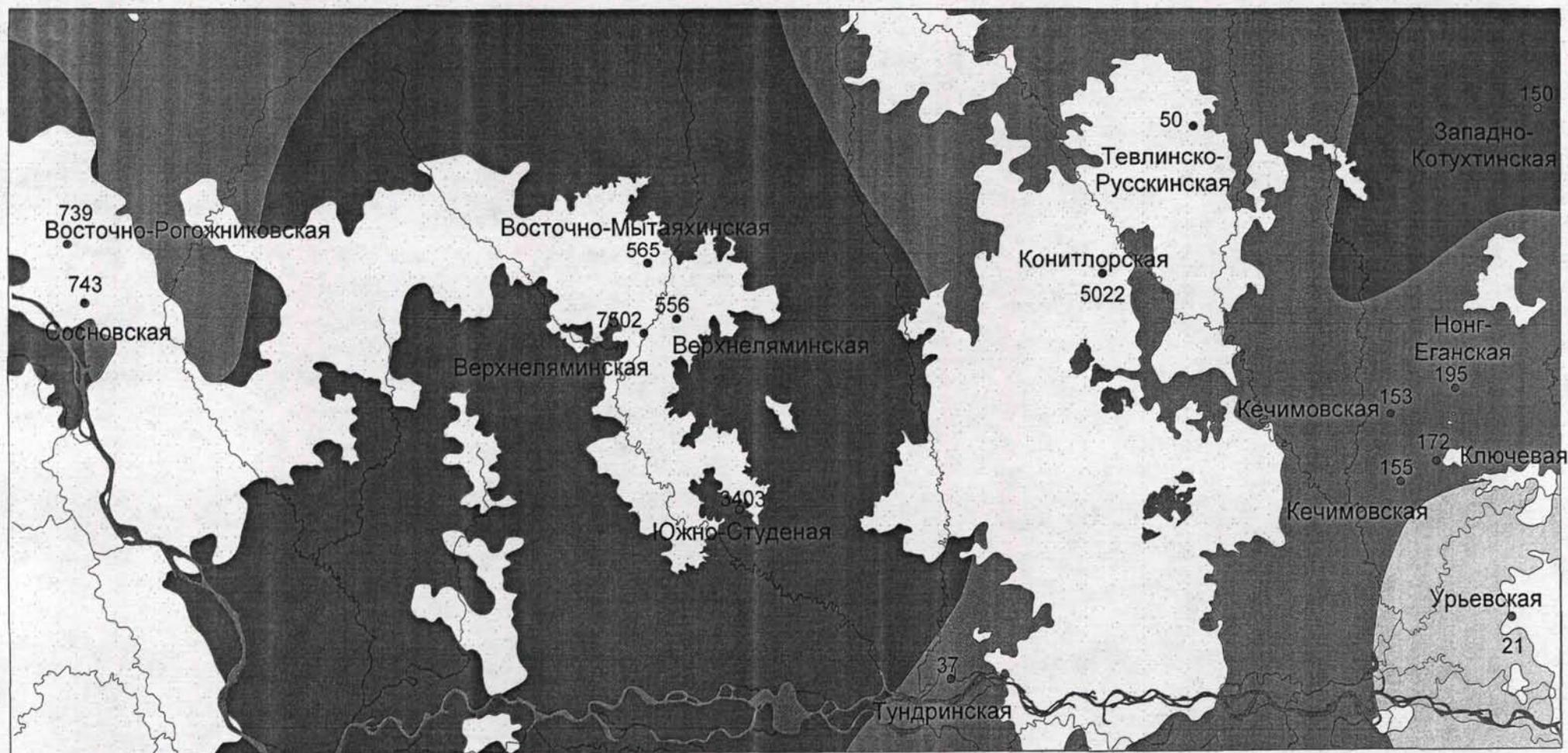
Рис. 5.1. Схематическая карта распределения органического углерода в породах шарповского горизонта

Таблица 5.2

## Исходные данные для расчета нефтегенерационного потенциала

Горизонт	Площадь	Скв.	Фация	$C_{орг}$ ср.	НН	Tmax	НН <sub>0</sub>
<b>1. Шарановский</b>	Тундринская	37	озерно-болотная равнина	0,51	83	440	150
	Кечимовская	153	эстуарий, залив	0,81	57	445	80
	Западно-Котухтинская	150	мелкое море	1,7	157	453	220
<b>2. Китербютовский*</b>			мелкое море	3	400	450	800
<b>3. Надеяхский</b>	Конитлорская	5022	равнина прибрежно-морская	0,31	93	443	120
	Ключевая	172	аллювиально-озерная равнина	1,6	120	450	280
	Кечимовская	153	эстуарий, залив	0,38	71	445	100
	Кечимовская	155	аллювиально-озерная равнина	0,72	101	443	125
	Западно-Котухтинская	150	мелкое море	1,02	110	454	200
	Тевлинско-Русскинская	50	равнина прибрежно-морская	1,05	111	452	180
	Нонг-Еганская	195	равнина прибрежно-морская	2,25	203	447	450
<b>4. Лайдинский</b>	Южно-Студеная	3403	мелкое море	1,9	108	450	210
	Конитлорская	5022	островная часть шельфа	2,4	115	445	150
	Кечимовская	153	мелкое море	1,3	141	444	160
	Тевлинско-Русскинская	50	островная часть шельфа	1,37	82	451	130
<b>5. Вылский</b>	Верхнеляминская	556	равнина прибрежно-морская	1,2	47	473	280
	Верхнеляминская	7502	равнина прибрежно-морская	1,9	49	478	280
	Восточно-Мытаяхинская	565	мелкое море	2,3	91	472	300
	Южно-Студеная	3403	эстуарий, залив	0,6	68	450	110
	Урьевская	21	аллювиально-озерно-болотная равнина	1,9	106	456	250
	Ключевая	172	эстуарий, залив	1,8	194	447	450
	Кечимовская	153	аллювиально-озерно-болотная равнина	1,4	189	442	350
	Западно-Котухтинская	150	мелкое море	4	155	449	250
	Тевлинско-Русскинская	50	мелкое море	4,2	156	449	450
	Урьевская	21	мелкое море	2,3	97	455	280
<b>6. Леонтьевский</b>	Тевлинско-Русскинская	50	мелкое море	2,6	149	447	250
	Восточно-Рогожниковская	739	подводная возвышенность	1,6	81	446	120
<b>7. Мальшевский</b>	Сосновская	743	мелкое море	2,3	176	447	400
	Верхнеляминская	556	островная часть шельфа	1,81	88	462	300
	Южно-Студеная	3403	мелкое море	1,17	157	444	500
	Тундринская	37	мелкое море	2,26	186	433	270
	Западно-Котухтинская	150	подводная возвышенность	2,4	180	439	350
	Тевлинско-Русскинская	50	мелкое море	1,7	147	441	200
	Сургутский свод (восточная часть)		мелкое море	3,5	138	433	150

\* - с использованием данных из литературных источников



20 0 20 40 километры



• Изученные скважины

□ Область отсутствия отложений

Шкала Сорг

□ < 2%

■ 2 - 4%

■ > 4%

Рис. 5.2. Схематическая карта распределения органического углерода в породах китербютского горизонта

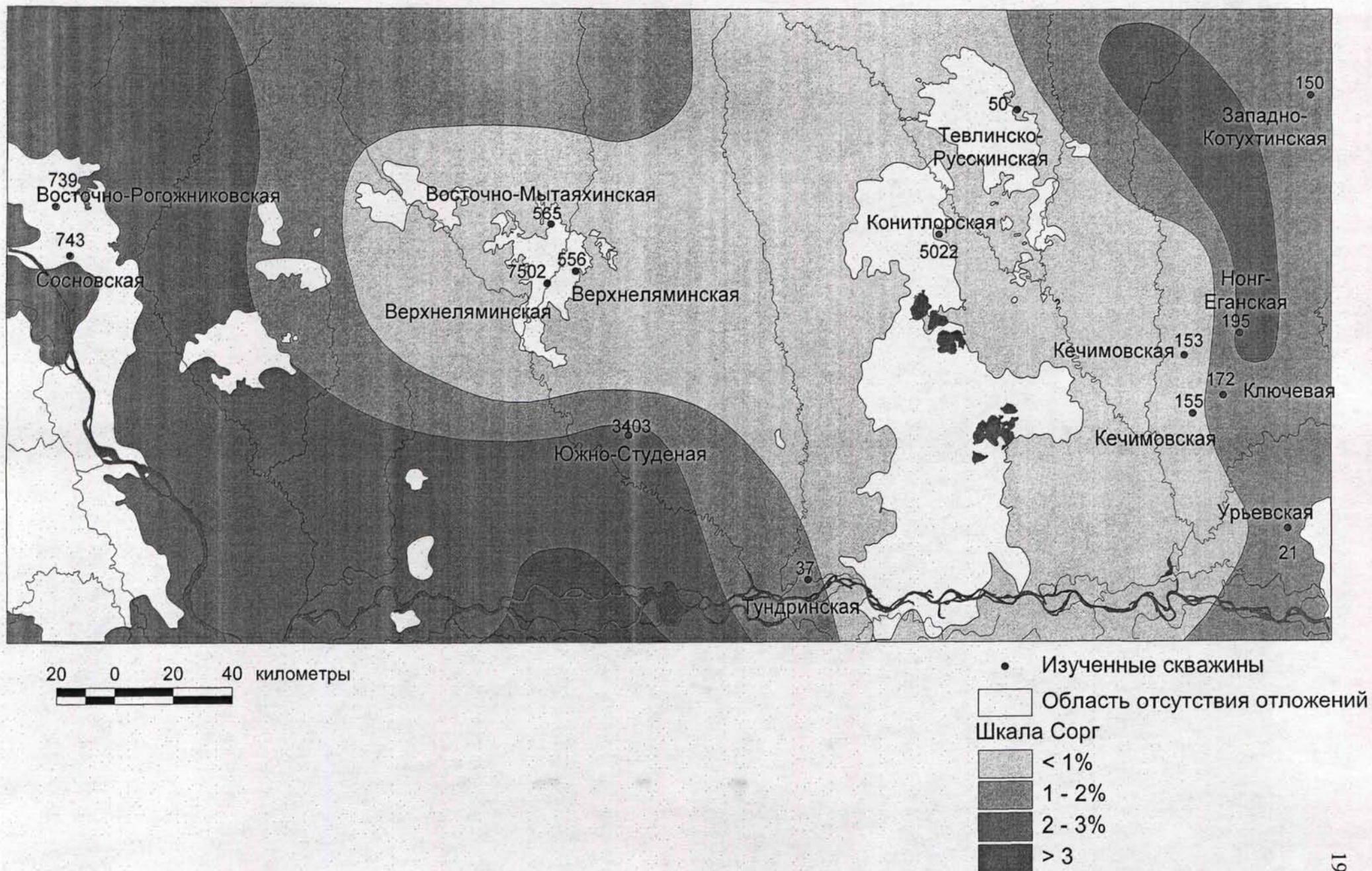


Рис. 5.3 . Схематическая карта распределения органического углерода в породах надояхского горизонта

### **Лайдинский горизонт**

Лайдинский горизонт представлен преимущественно глинистыми отложениями. Изменение содержания Сорг в породах (рис. 5.4) по площади незначительно – в основном 2-3%. В пределах изученной территории относительно повышенными концентрациями (3% и более) характеризуется Средне-Назымская структурная ступень. Наблюдается некоторое уменьшение концентраций в северо-восточном направлении – 2-1%.

### **Вымский горизонт**

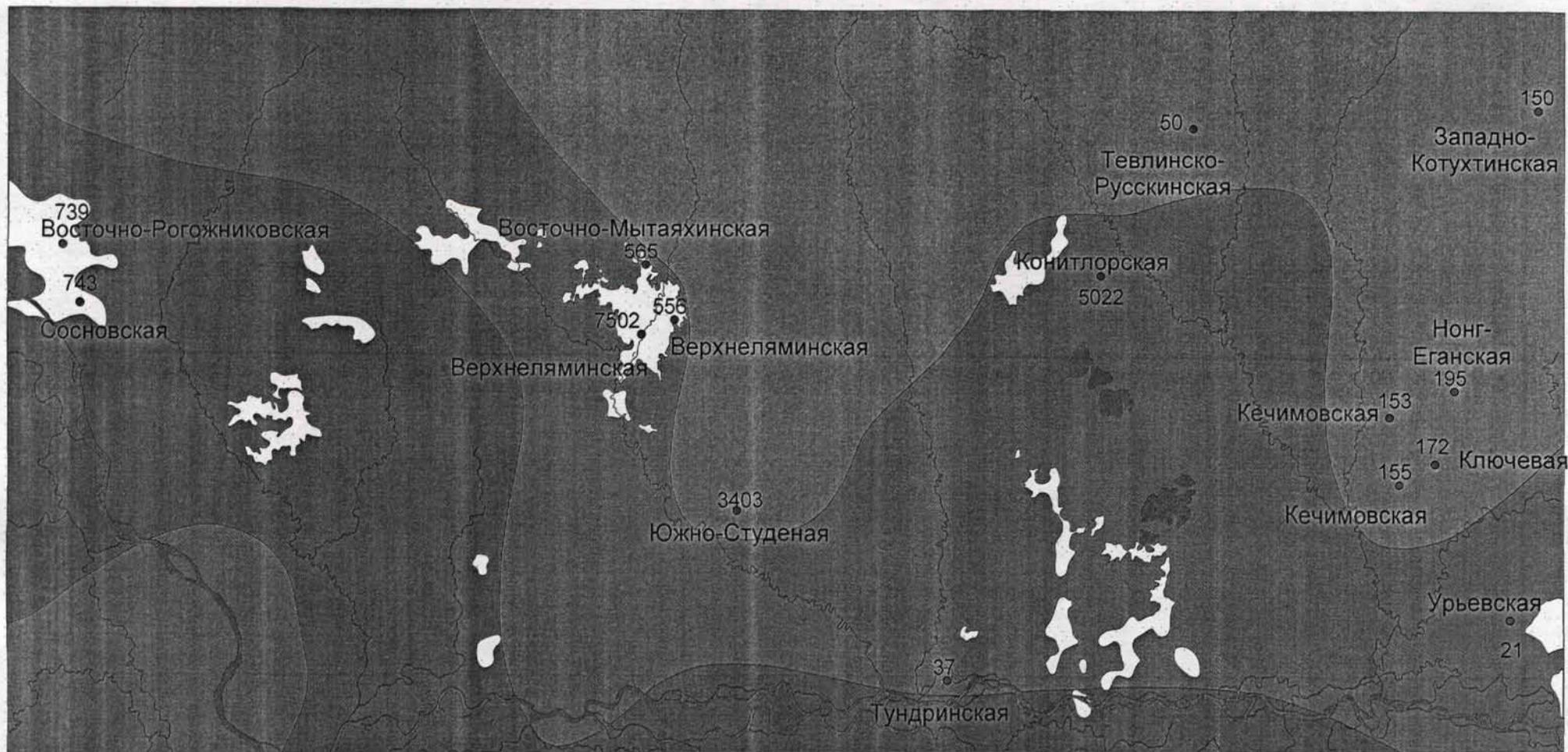
Начиная с вымского горизонта, распределение органического углерода по площади имеет другие закономерности, принципиально отличающиеся от нижележащих отложений. В тюменской свите повышенными концентрациями Сорг обладают породы Сургутского свода и прилегающих территорий. Также отмечается тенденция увеличения содержания органики в северном направлении. Породы вымского горизонта обладают достаточно высокими средними концентрациями Сорг (2-4%, рис. 5.5), что связано с повышенной угленосностью отложений.

### **Леонтьевский горизонт**

В леонтьевском горизонте наблюдается более равномерное распределение концентраций Сорг. Средние значения для большей части территории меняются в пределах 1,5-2,5%. В целом отмечается увеличение концентраций в северо-восточном направлении (рис. 5.6, табл. 5.2).

### **Малышевский горизонт**

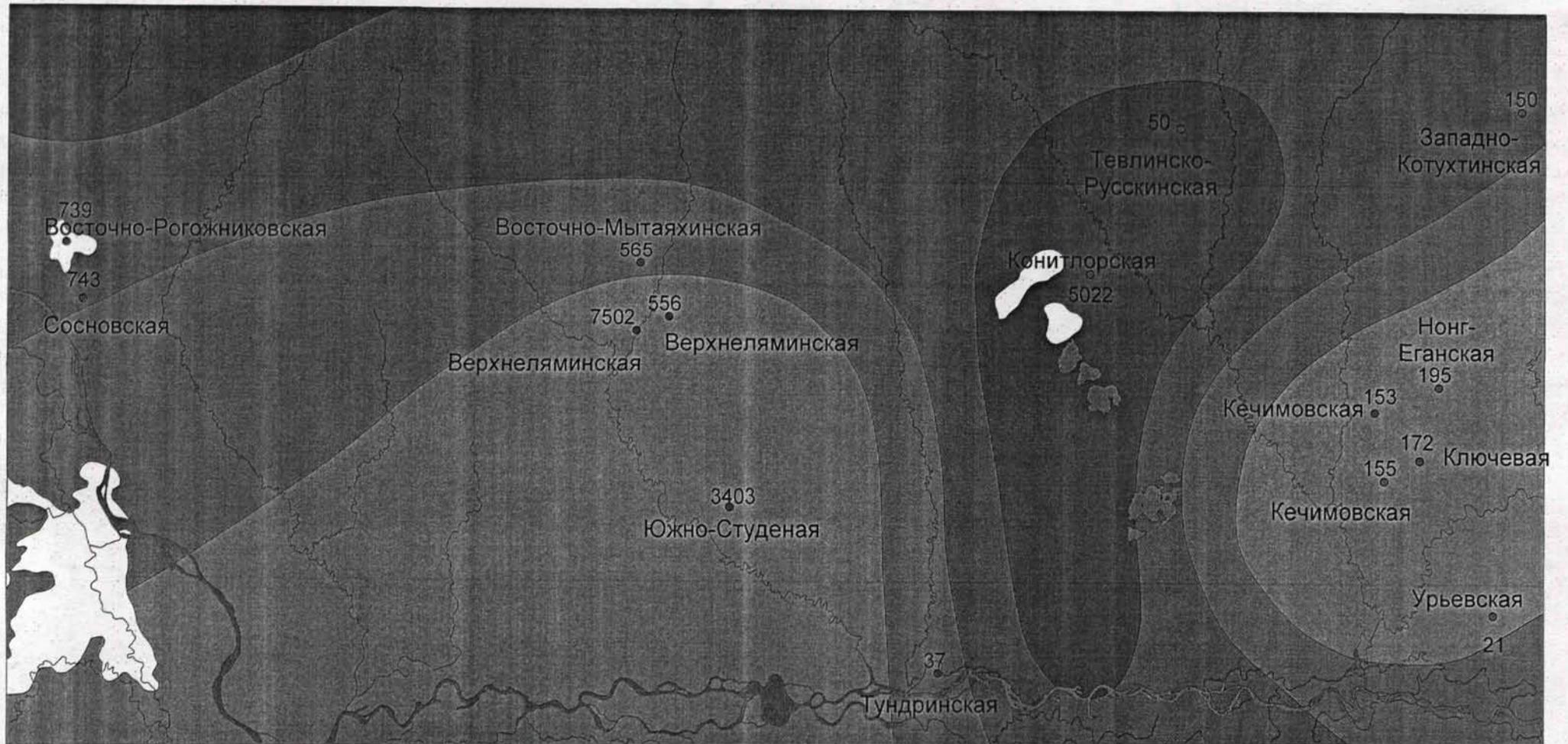
Малышевский горизонт средней юры характеризуется присутствием обильного растительного детрита и прослоев углей различной мощности. Содержание органического углерода в породах достаточно высоко (рис. 5.7, табл. 5.2). Даже в песчано-алевритовых разностях Сорг нередко составляет до 1-1,5% за счет присутствия органики как в виде включений, так и в мелкодисперсном состоянии в составе цемента. В целом же средние концентрации органического углерода в породах малышевского горизонта меняются в пределах 1,5-4,5%, преобладают концентрации 2-3%. Повышенные средние значения Сорг наблю-



20 0 20 40 километры

- Изученные скважины
  - Область отсутствия отложений
- Шкала Сорг
- 1 - 2%
  - 2 - 3%
  - > 3%

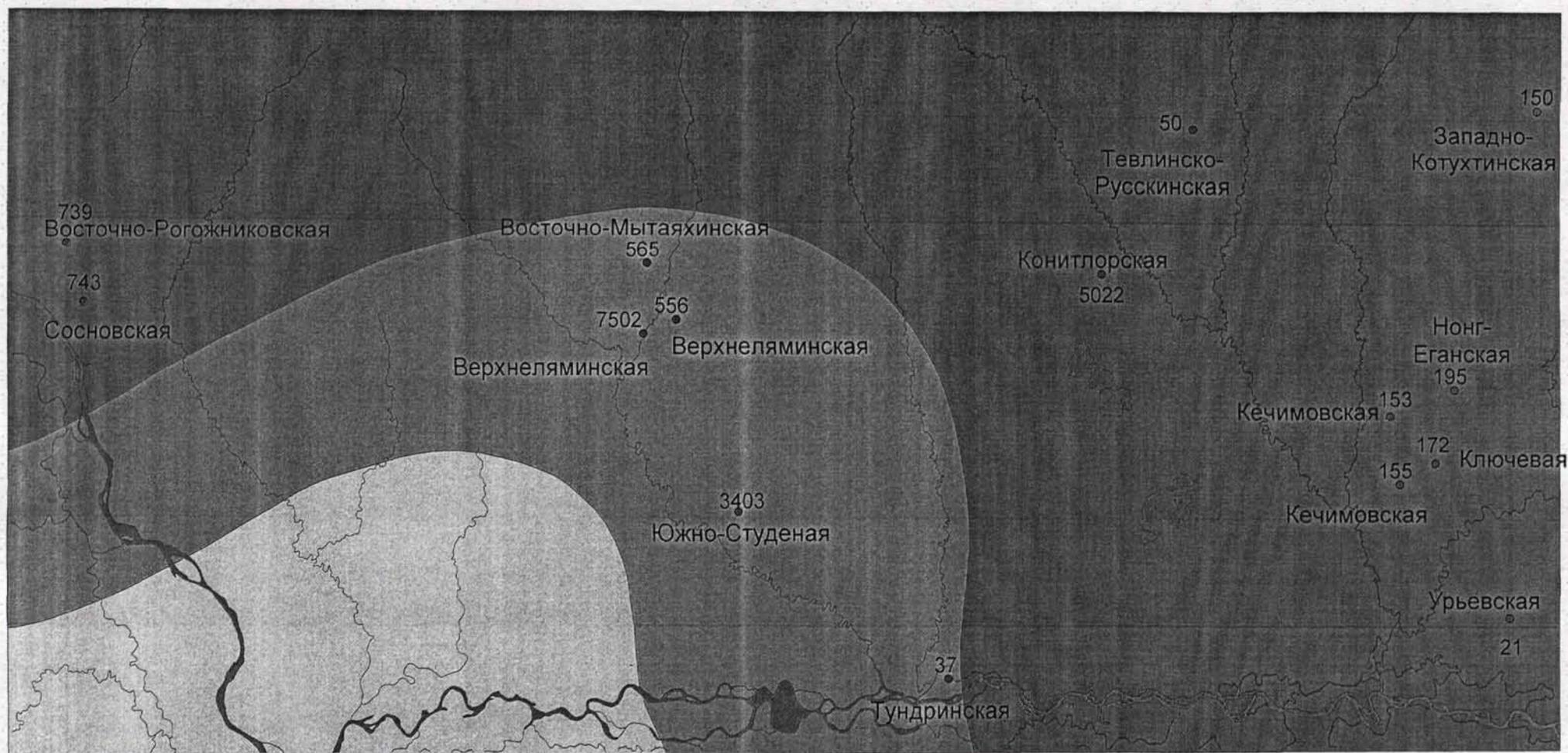
Рис. 5.4. Схематическая карта распределения органического углерода в породах лайдинского горизонта



20 0 20 40 километры

- Изученные скважины
  - Область отсутствия отложений
- Шкала Сорг**
- 1 - 2%
  - 2 - 3%
  - 3 - 4%
  - > 4%

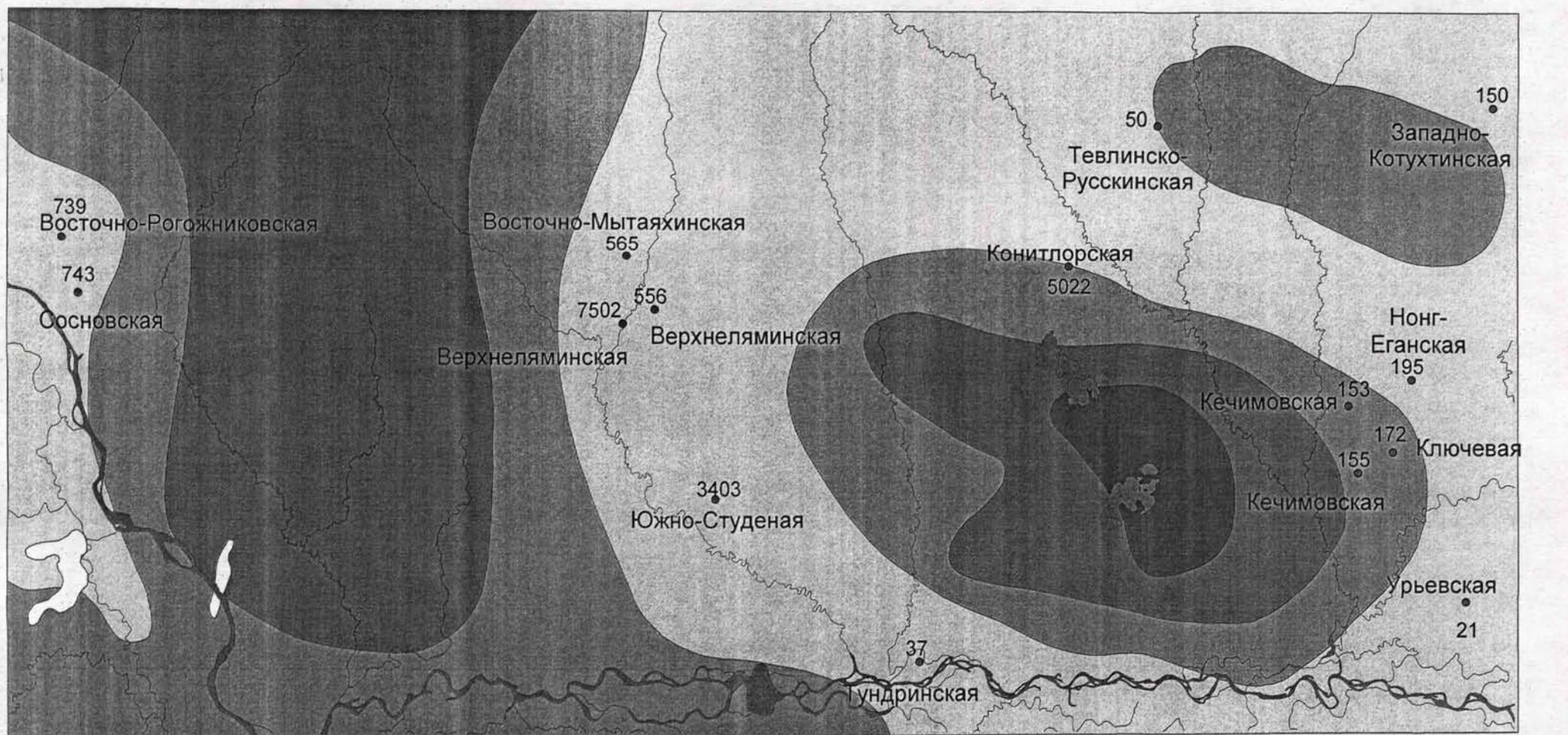
Рис. 5.5. Схематическая карта распределения органического углерода в породах вымского горизонта



20 0 20 40 километры

- Изученные скважины
- Область отсутствия отложений
- Шкала Сорг
- < 1%
- 1 - 2%
- > 2%

Рис. 5.6. Схематическая карта распределения органического углерода в породах леонтьевского горизонта



20 0 20 40 километры

- Изученные скважины
  - Область отсутствия отложений
- Шкала Сорг**
- < 2%
  - 2 - 3%
  - 3 - 4%
  - > 4%

Рис. 5.7. Схематическая карта распределения органического углерода в породах мальшевского горизонта

даются в южной части Сургутского свода в районе Федоровского куполовидного поднятия – 4% и выше. Это обусловлено наибольшей угленосностью малышевских отложений в пределах исследуемой территории (отдельные прослои углей на Федоровской и Восточно-Сургутской площадях имеют мощность до 3м, суммарная мощность достигает 18м). На Красноленинском своде малышевские отложения содержат, как правило, менее 2% органического углерода.

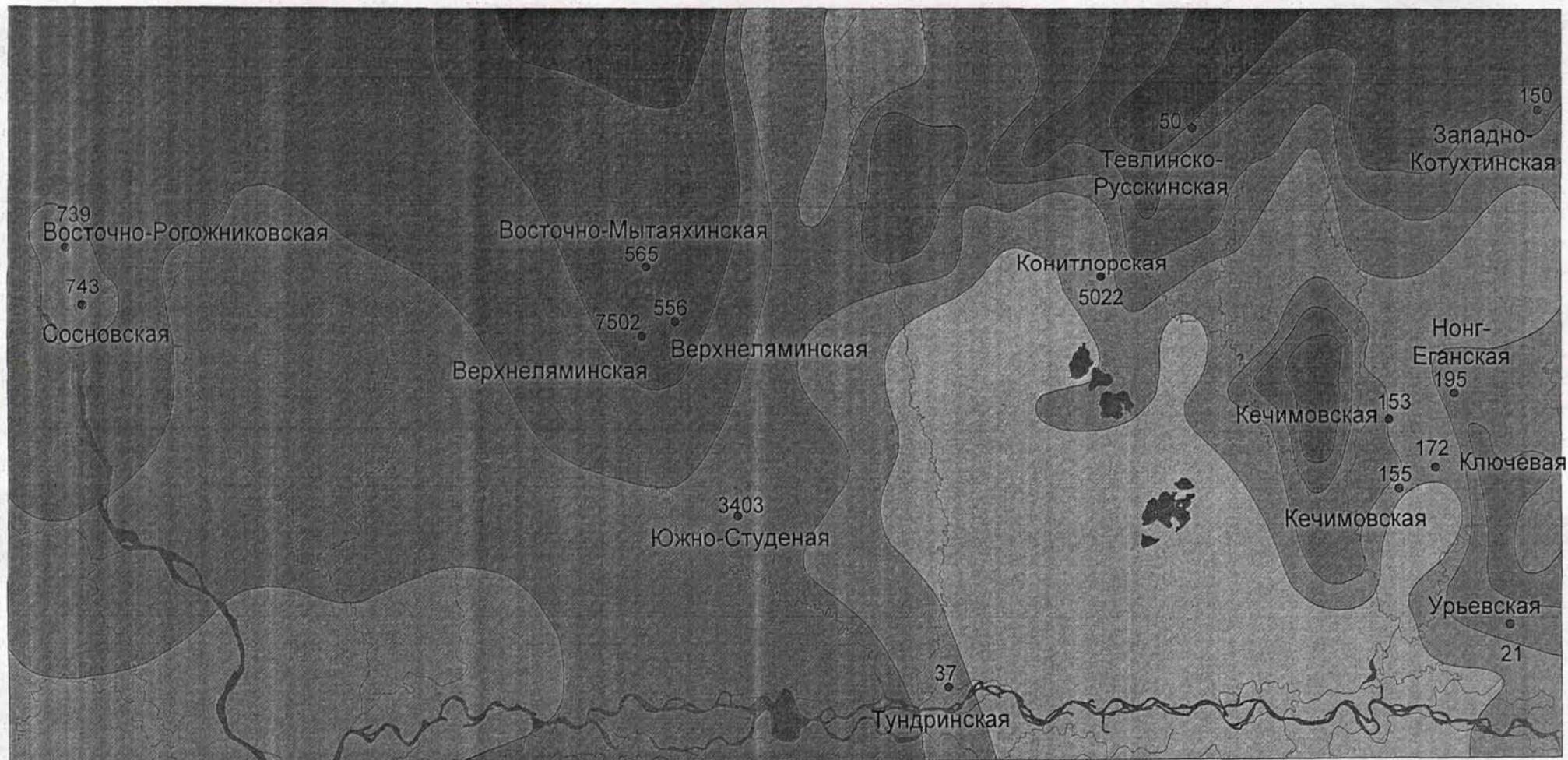
## 5.2. Катагенез органического вещества ниже-среднеюрских отложений

Катагенез является ведущим процессом в преобразовании органического вещества, генерации нефти и газа, изменении свойств пород нефтеносных отложений, а также в миграции образующихся углеводородов и их преобразовании. Для установления степени преобразованности ОВ главным образом используются две группы методов: оптические и геохимические. Наиболее точным и надежным методом является определение ОС витринита углистого детрита ( $R_o$  – отражательная способность витринита в масле,  $R_a$  – отражательная способность витринита в воздухе). Благодаря высокой угленосности разреза нижней-средней юры, определение уровня катагенетической преобразованности проводилось по отражательной способности витринита. Построения схем выполнены на основе предыдущих исследований с использованием большого объема данных из базы ФГУП «СНИИГГиМС» и определений, выполненных автором работы. Построения выполнены для двух уровней – подошвы юрских отложений (сейсмогоризонт А) и кровли малышевского горизонта (сейсмогоризонт Т). Для каждого участка территории предварительно были определены тренды катагенетической зональности, с помощью которых методом экстраполяции устанавливались глубинные границы распространения отложений с определенной стадией катагенеза для всего изучаемого разреза. Дальнейшее построение производилось на основе структурных карт по сейсмогоризонтам А и Т.

### Катагенетическая превращенность ОВ по подошве юрских отложений

Для характеристики степени преобразованности базальных отложений юры наиболее удобно рассматривать уровень подошвы юры, так как, с одной стороны, базальными выступают породы разных стратиграфических уровней и некоторые нижнеюрские горизонты в приподнятых частях отсутствуют или редуцированы, с другой – по сейсмогоризонту А, который достаточно хорошо прослеживается на сейсмических разрезах, имеются достоверные структурные карты. Тенденция увеличения преобразованности с глубиной отражается на распределении зон катагенеза в целом согласно структурной поверхности фундамента (рис. 5.8). В то же время, тренды катагенеза для различных площадей несколько отличаются, и на одних и тех же глубинах оказываются отложения с разной степенью катагенетической преобразованности. Так, несмотря на более высокое гипсометрическое положение уровня поверхности фундамента на Красноленинском своде по сравнению с Сургутским, катагенез здесь выше. Кроме того, некоторое влияние локального уровня оказывают залегающие в фундаменте гранитоидные массивы. Также наблюдается общая тенденция увеличения «зрелости» в северном направлении. Для большей детальности схематические карты построены в изолиниях отражательной способности витринита в воздухе ( $10Ra$ ) через 5 единиц.

На территории исследования породы преобразованы от уровня  $МК_1^2$ , или «газовой» стадии по углемарочной шкале, до глубинного мезокатагенеза ( $МК_3^2$  или «отощено-спекающаяся» стадия). Почти вся площадь Сургутского свода характеризуется наименьшей степенью преобразованности (<80%  $10Ra$ ). Во впадинах происходит резкое увеличение катагенеза до «жирной»-«коксовой» стадии, а на севере, в Вынглорской впадине и на Северо-Сургутской ступени, до «отощено-спекающейся» стадии. Интересным фактом является аномальное повышение зрелости ОВ в районе Ляминского вала – до «коксовой» стадии. В целом необходимо отметить, что большая часть территории находится в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), что благоприятно как для генерации жидких УВ, так и для сохранности нефтяных залежей. На участках с преобразованно-



20 0 20 40 километры

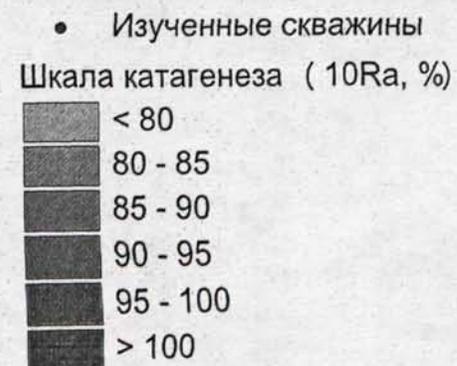


Рис. 5.8. Схема катагенетической превращенности органического вещества по подошве юрских отложений

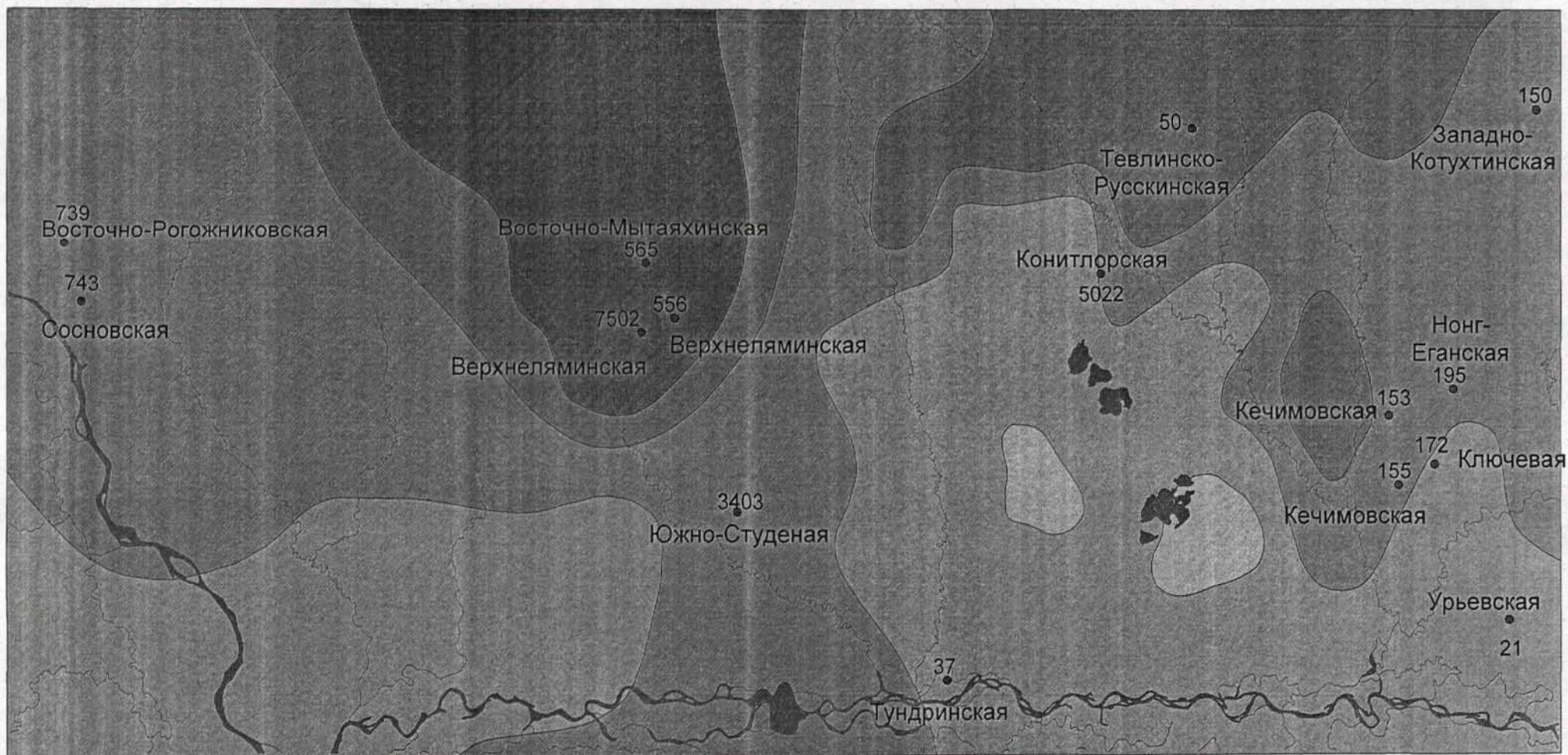
стью МК<sub>2</sub> («жирная», 10Ra = 84-91%), органическое вещество в основном уже реализовало свой нефтегенерационный потенциал и находится в главной зоне газообразования, так что здесь возможно нахождение газоконденсатно-нефтяных залежей. В зонах с катагенезом МК<sub>3</sub><sup>1</sup> (К) и МК<sub>3</sub><sup>2</sup> (ОС) органическое вещество исчерпало свой нефтегенерационный потенциал и в значительной степени реализовало газоматеринский потенциал. Но такие высокопреобразованные породы имеют локальное распространение. В этих районах возможно нахождение газоконденсатных и газовых залежей.

### **Катагенетическая превращенность ОВ по кровле малышевского горизонта**

Распределение зон катагенеза по уровню кровли малышевского горизонта (кровля тюменской свиты, горизонт Т) подчиняется тем же закономерностям, что и для уровня подошвы юрских отложений (рис. 5.9). Почти на всей изученной территории породы находятся в ГЗН, и лишь на Ляминском валу выделяется участок с повышенным уровнем катагенеза (10Ra от 85 до 90 и более), отвечающем завершению ГЗН и началу ГЗГ. В целом термодинамические условия, в которых находятся среднеюрские отложения, благоприятны для генерации УВ, которая продолжается и в настоящее время, и для сохранения залежей.

### **5.3. Нефтегенерационный потенциал ниже-среднеюрских отложений и перспективы нефтегазоносности**

Построение схем распределения плотности генерации УВ в породах проводилось в программе ArcView на основе лито-фациальных карт, карт распределения органического углерода в породах, карт катагенеза, а также исходного нефтегенерационного потенциала (НП<sub>0</sub>), определенного по данным пиролиза. Начальный (исходный) потенциал, рассчитанный для пород определенного лито-фациального типа, принимался для всей области распространения этого типа пород. Сводные данные по водородному индексу, исходному потенциалу,



20 0 20 40 километры

• Изученные скважины  
 Шкала катагенеза (10Ra, %)

Lightest gray	< 75
Light gray	75 - 80
Medium gray	80 - 85
Dark gray	85 - 90
Black	90 - 95

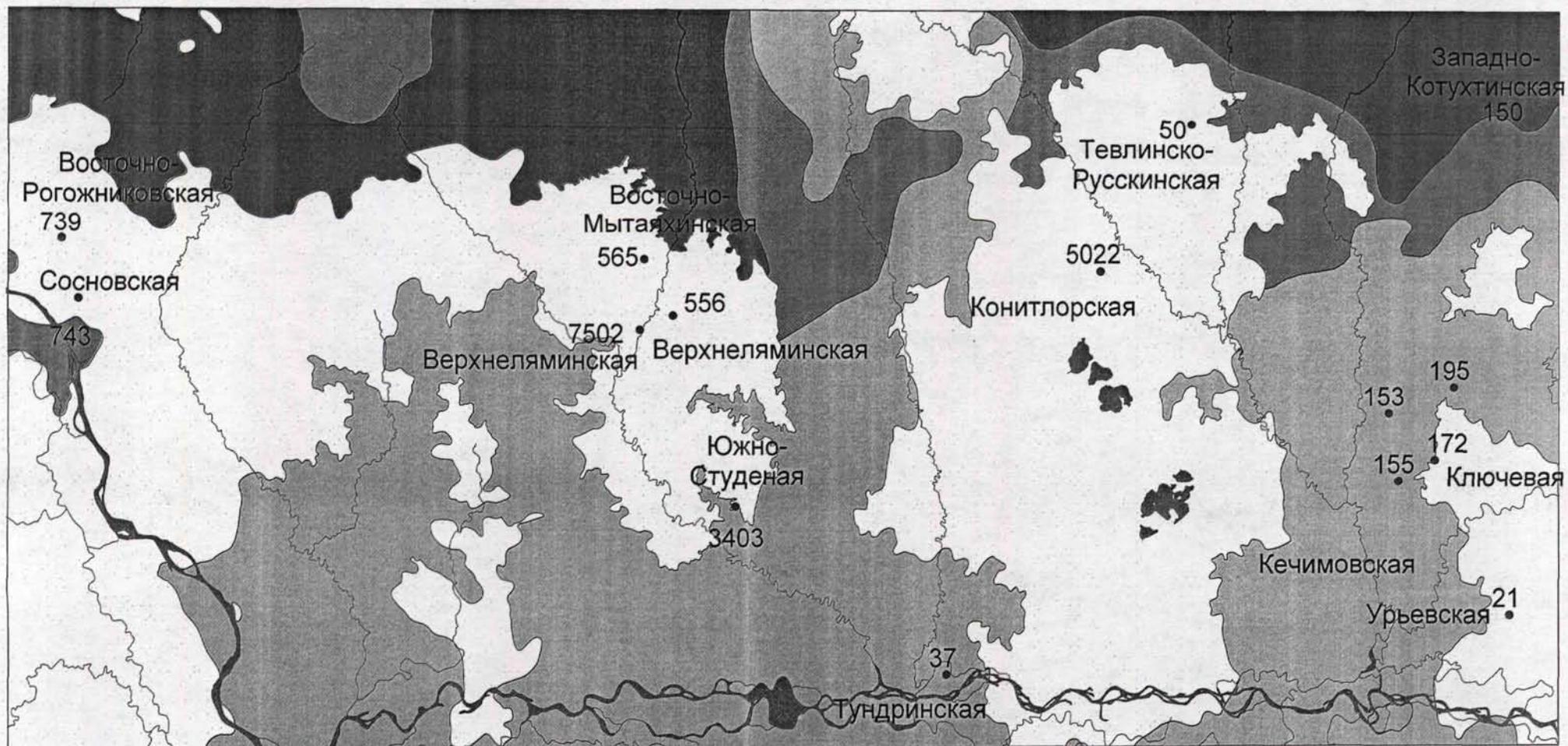
Рис. 5.9. Схема катагенетической превращенности органического вещества по кровле мальшевского горизонта

концентрации Сорг, катагенезу и лито-фациальному типу пород, принятые для построения, приведены в таблице 5.2.

**Шараповский горизонт** характеризуется незначительным количеством генерированных углеводородов. Более половины территории занимают породы, реализованный нефтегенерационный потенциал которых не превышает 1 кгУВ/тонну породы (рис. 5.10). Лишь в северной части (Ляминский вал, Вынглорская впадина, Северо-Вартовская и Северо-Сургутская ступень) наблюдается повышение показателя до 2 и более кгУВ/тонну породы. Такое распределение плотностей генерации по площади обусловлено двумя главными факторами – преобразованием органического вещества, и литолого-фациальным строением территории. Зоны повышенных плотностей приурочены к мелководно-морским, прибрежно-морским и шельфовым фациям.

**Китербютский горизонт.** Породы китербютского горизонта обладают самым высоким нефтегенерационным потенциалом в разрезе нижней-средней юры. Значительная часть территории занята отложениями с плотностью генерации УВ 10-20 и более кг/тонну породы (рис. 5.11). В целом по изученному району западная часть обладает более высоким потенциалом, чем восточная. Кроме того, некоторое увеличение плотностей фиксируется в северном направлении. Самая высокая генерация УВ происходила на территории Красноленинского свода, Вынглорской впадины, Ляминского вала и Северо-Вартовской ступени. В связи с тем, что большая часть территории представлена морскими отложениями, количество генерированных углеводородов главным образом зависело от исходного содержания органического углерода в породах, в меньшей степени – от катагенетической преобразованности.

**Надояхский горизонт** по масштабам генерации сравним с шараповским (рис. 5.12), отличаясь от него закономерностями распределения плотностей генерации по территории и несколько более высокими ее значениями на локальных участках. В целом распределение нефтегенерационного потенциала по площади определялось сочетанием трех факторов – литофациальным строением, содержанием в породах Сорг, и катагенезом. На большей части территории реали-



20 0 20 40 60 километры

• Изученные скважины

□ Отсутствие отложений

Шкала плотности (кг УВ/т породы)

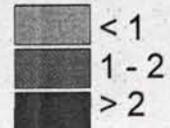
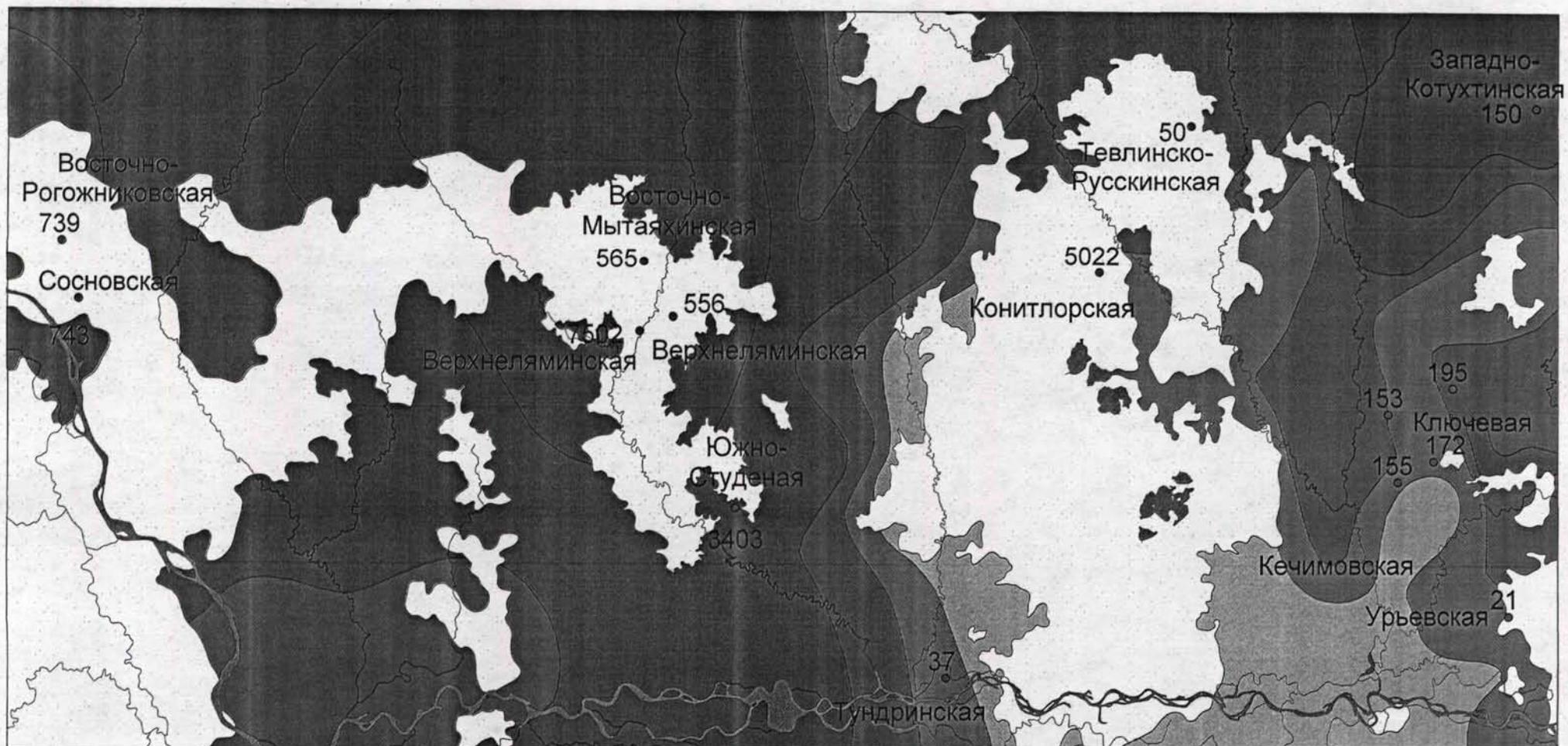


Рис. 5.10 . Плотность генерации УВ породами шараповского горизонта



20 0 20 40 километры



• Изученные скважины

□ Отсутствие отложений

Шкала плотности (кг УВ/тонну породы)

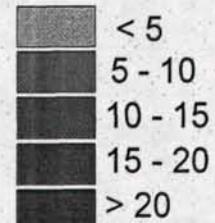


Рис. 5.11. Плотность генерации УВ породами китербютского горизонта

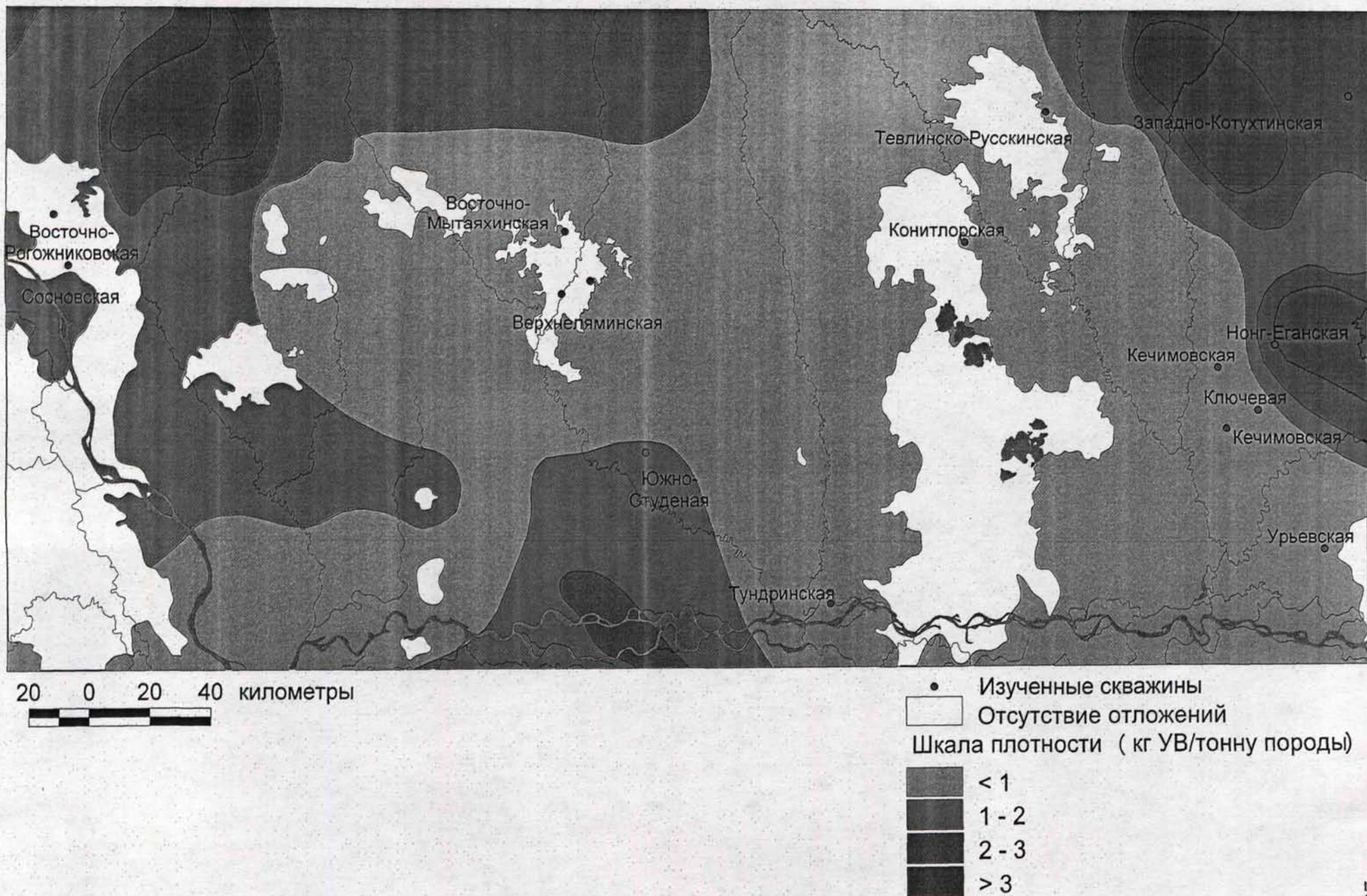
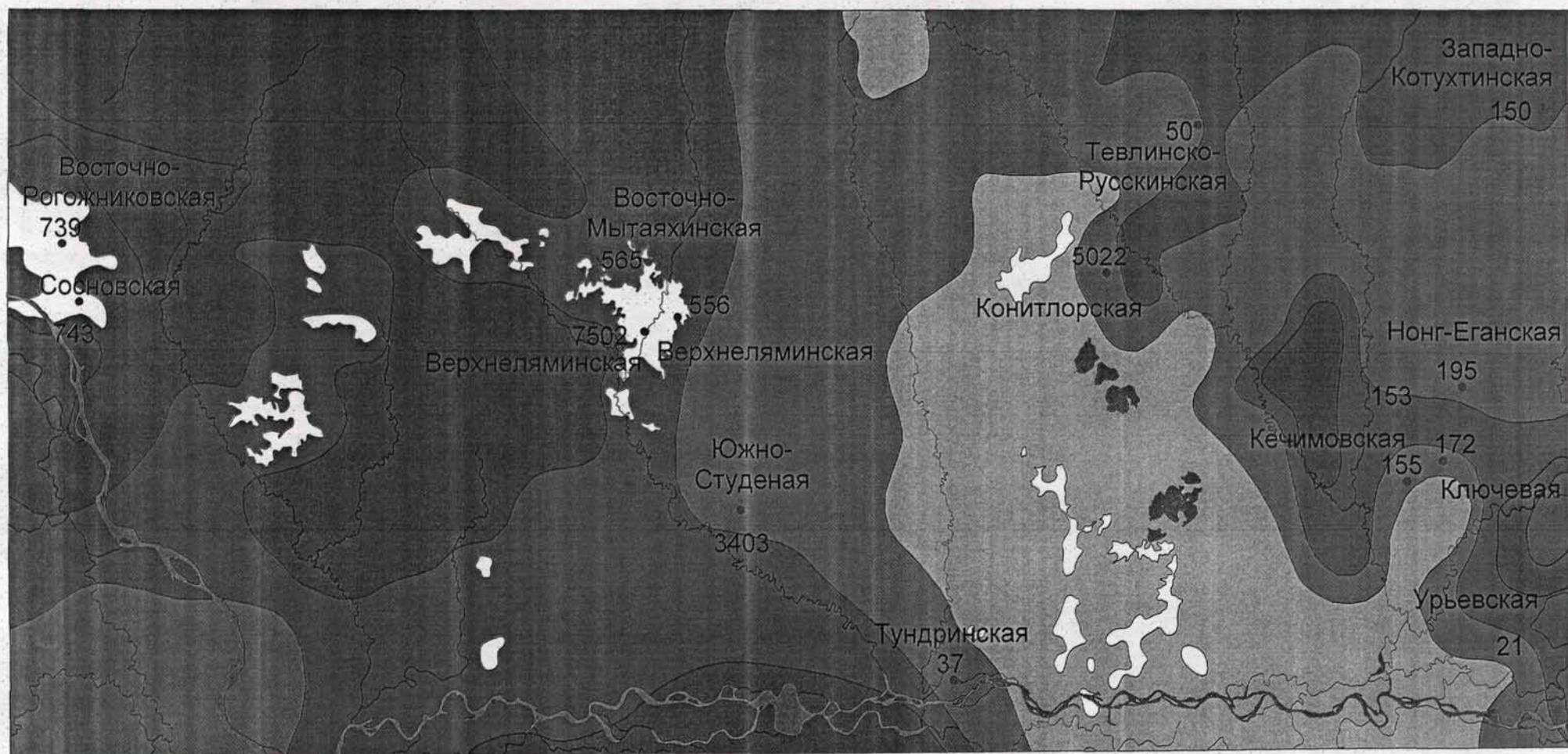


Рис. 5.12. Плотность генерации УВ породами надояхского горизонта

зованный потенциал не превышает 1 кгУВ/тонну породы. В Тундринской, Вынглорской впадинах, в северной части Ярсомовского прогиба, на Красноленинском своде, Средненазымской, Северо-Сургутской, Северо-Вартовской ступенях отмечается повышение плотности до 3 и выше кгУВ/тонну породы. Таким образом, значительного вклада в генерации углеводородов, надояхские отложения не обеспечили, хотя в перечисленных районах повышенных плотностей можно ожидать наличия небольших по запасам залежей.

**Лайдинский горизонт.** В распределении по площади плотностей генерации УВ породами лайдинского горизонта имеется аналогия с китербютским горизонтом. Западная часть территории генерировала значительно больше УВ, чем восточная, что обусловлено повышенными значениями Сорг в породах и смешанным типом ОВ. Минимальными значениями характеризуется район Сургутского свода (кроме северо-восточной части). Однако абсолютные значения нефтегенерационного потенциала лайдинских отложений (1 – 4 кгУВ/тонну породы, рис. 5.13) значительно ниже, чем китербютских, хотя и превышают надояхские. На Красноленинском своде, в районе Рогожниковского к.п., выделяются локальные участки с плотностями генерации более 4 кгУВ/тонну породы, с которыми, возможно, связаны месторождения надояхского НГК (раздел 2, табл. 2.2).

**Вымский горизонт** характеризуется закономерным и достаточно резким увеличением потенциала пород в северном направлении, что обусловлено увеличением катагенеза в северном направлении, преимущественным распространением морских отложений и повышенными концентрациями Сорг в породах. Около 2/3 территории занимают отложения, значения плотностей генерации которых менее 2 кгУВ/тонну породы. В пределах района работ это территории юга Красноленинского, Сургутского сводов, Вартовский свод, большая часть Средненазымской структурной ступени, Тундринская, Хантымансийская, частично Балинская впадины, южная часть Ярсомовского прогиба. В районе скв. Тевлинско-Русскинской отмечается участок, где потенциал пород составляет 8 и более кгУВ/тонну (рис. 5.14), что указывает на перспективы обнаружения



20 0 20 40 километры

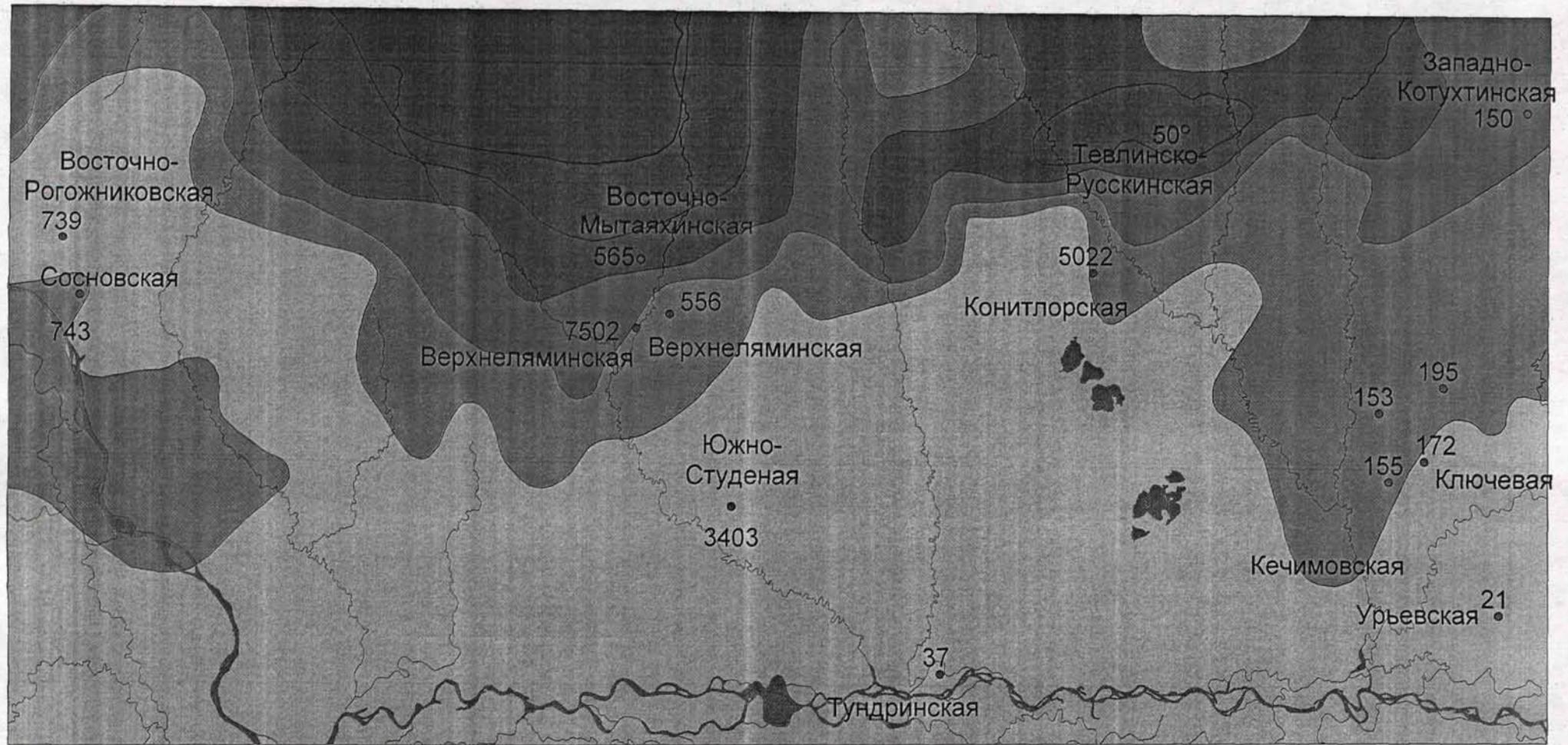


- Изученные скважины
- Отсутствие отложений

Шкала плотности ( кг УВ/ тонну породы)



Рис. 5.13. Плотность генерации УВ породами лайдинского горизонта



20 0 20 40 километры



- Изученные скважины
- Отсутствие отложений

Шкала плотности ( кг УВ/тонну породы)

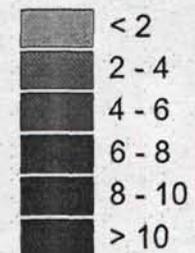
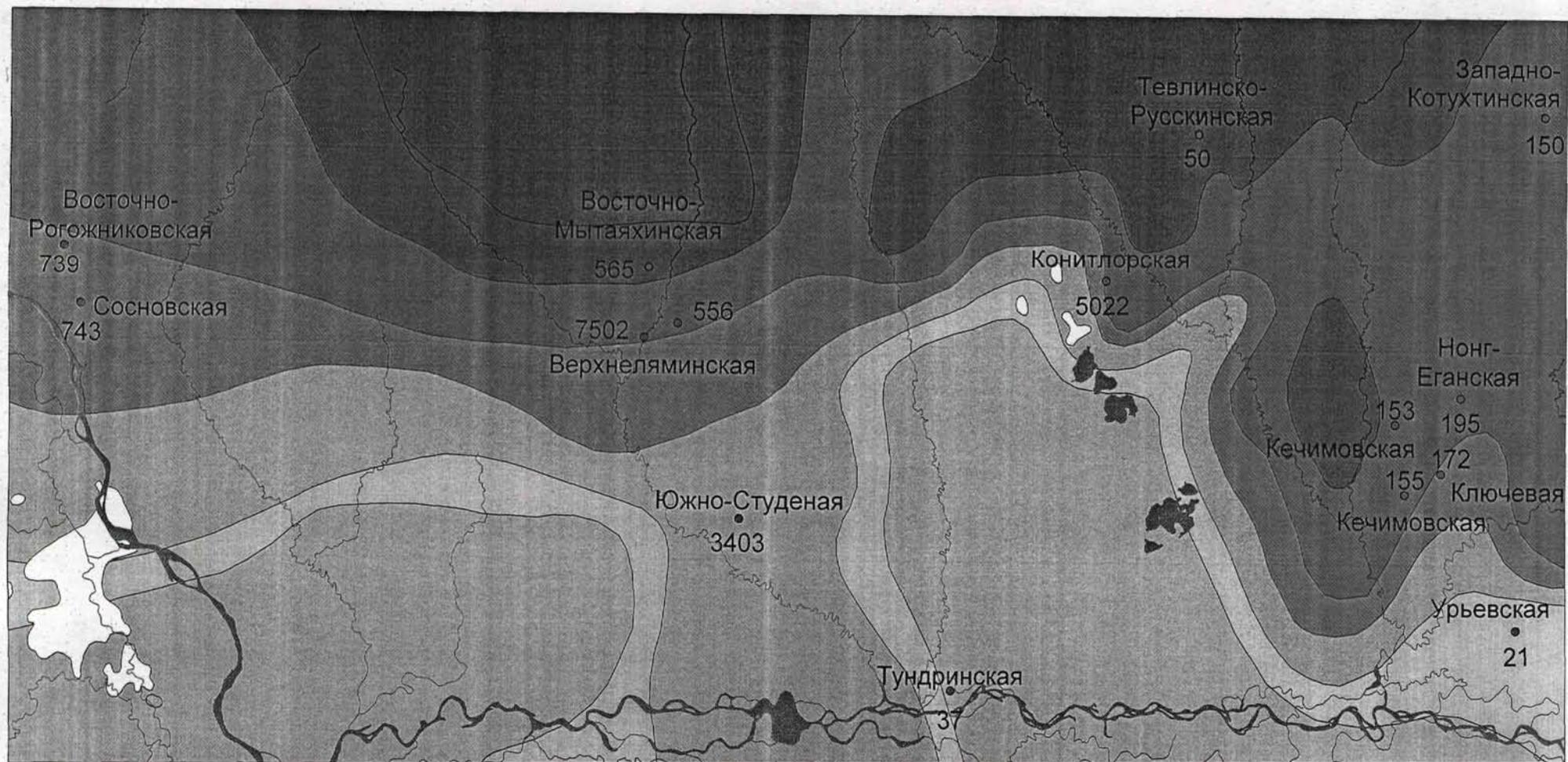


Рис. 5.14. Плотность генерации УВ породами вымского горизонта

здесь залежей УВ. Самый наибольший потенциал наблюдается в северной части Ляминского вала, Вынглорской впадине и прилегающих территориях, причем отмечается дальнейшее увеличение плотностей генерации до 10 кгУВ/тонну породы в северном направлении. С учетом того, что мощность вымского горизонта здесь достигает 100м и более, данная территория является наиболее перспективной для поиска залежей в пластах Ю<sub>7-9</sub>.

**Леонтьевский горизонт.** Значения нефтегенерационного потенциала пород леонтьевского горизонта в основном меняются в интервале 1-6 кгУВ/тонну породы (рис. 5.15). Распределение зон повышенных генераций контролируется катагенетическим фактором. Юго-западная часть Сургутского свода, южная часть Средненазымской ступени и примыкающий к ней участок Красноленинского свода обладают незначительным потенциалом (< 1 кгУВ/тонну породы) и не представляют интереса с точки зрения поисковых работ. В районе Тундринской впадины плотности генерации также незначительны и составляют 2-3 кгУВ/тонну породы. Постепенно увеличиваясь в северном и северо-восточном направлении, плотности генерации УВ на некоторых участках достигают 5-6 и более кгУВ/тонну породы. Это районы Ярсомовского прогиба (преимущественно Южно-Ягунский прогиб), Северо-Сургутская ступень и север Сургутского свода, Ляминский вал, Вынглорская впадина и примыкающие к ним территории. Именно с этими участками связаны перспективы обнаружения залежей, хотя и не очень больших по запасам.

**Малышевский горизонт.** Схема распределения плотностей генерации УВ по площади аналогична леонтьевскому горизонту (рис. 5.16), и также обусловлена распределением зон катагенеза. Наибольшие перспективы связаны с вышеуказанными участками Ярсомовского прогиба, Северо-Сургутской ступени, Ляминского вала и Вынглорской впадины. Главное отличие от пород леонтьевского горизонта в том, что малышевские отложения обладают более высоким потенциалом – до 8-10 кгУВ/тонну породы и выше. Необходимо отметить, что некоторые области повышенных плотностей генерации УВ в малышевском горизонте пространственно тяготеют к выявленным крупным месторождениям



20 0 20 40 километры

• Изученные скважины  
 □ Отсутствие отложений

Шкала плотности (кг УВ/тонну породы)

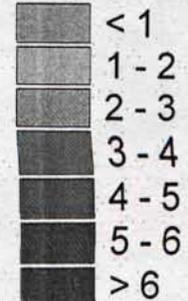
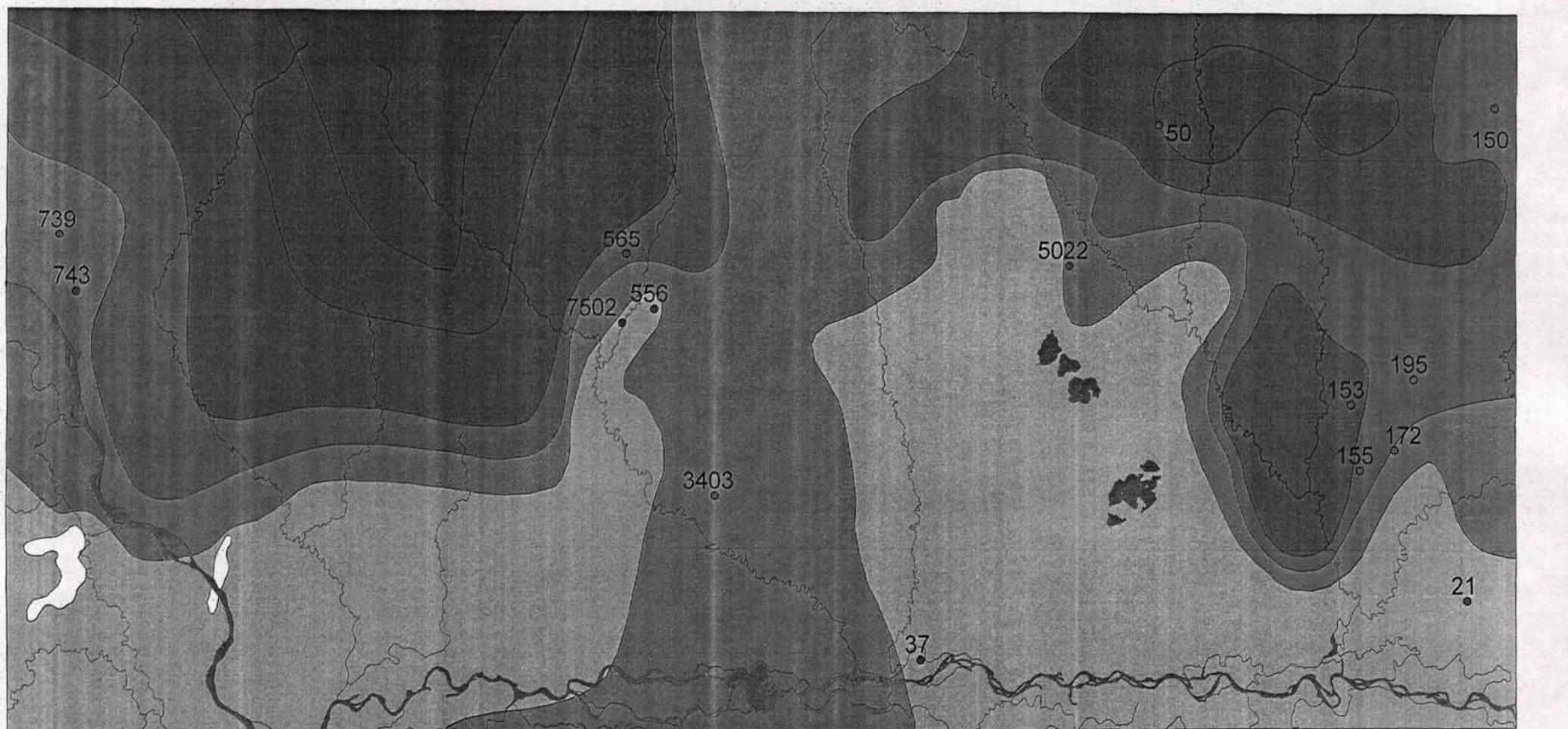


Рис. 5.15. Плотность генерации УВ породами леонтьевского горизонта



20 0 20 40 километры

• Изученные скважины  
 □ Отсутствие отложений

Шкала плотности ( кг УВ/тонну породы)

< 2  
 2 - 4  
 4 - 6  
 6 - 8  
 8 - 10  
 > 10

Рис. 5.16. Плотность генерации УВ породами мальшевского горизонта

– Тевлинско-Русскинскому и Федоровскому. В районе Вынглорской впадины и северо-западной части Ляминского вала таких месторождений пока не выявлено, но этот район является наиболее перспективным.

#### 5.4. Очаги повышенной генерации углеводородов

Выполненная оценка нефтегенерационного потенциала свидетельствует о весьма высоком уровне развития процессов нефтегазообразования в породах нижней-средней юры. Это обусловлено исходным потенциалом отложений, повышенными содержаниями в породах органического вещества и оптимальными для генерации УВ термодинамическими условиями. Построения карт плотностей генерации углеводородов позволили выделить очаги повышенной генерации (рис. 5. 17), что являлось одной из задач настоящей работы. В качестве наиболее благоприятных для накопления углеводородов выделены зоны с максимальной плотностью генерации в двух и более горизонтах.

**Зона I.** Расположена в Красноленинском НГР, южнее Рогожниковского к.п. Характеризуется максимальными значениями генерированных УВ в китербютском (более 20кгУВ/тонну породы), надояхском (2-3 кгУВ/тонну породы) и лайдинском (более 4 кгУВ/тонну породы) горизонтах, и ограничивается областью распространения китербютского и надояхского горизонтов. В непосредственной близости к зоне I находятся Красноленинское и Рогожниковское месторождения, имеющие залежи в базальных горизонтах юры и коре выветривания фундамента.

**Зона II.** Расположена в зоне сочленения трех НГР – Красноленинского, Ляминского и Сергинского и имеет сложную конфигурацию. Как и зона I, выделена для китербютского, надояхского и лайдинского горизонтов по повышенным значениям плотностей генерации УВ. В пределах территории расположены три месторождения – Центральное, частично Назымское и Большое.

**Зона III.** Выделена в пределах северных частей Ляминского и Приобского НГР. Является очагом генерации УВ в китербютском, вымском, леонтьевском и малышевском горизонтах, нефтегенерационный потенциал пород кото-

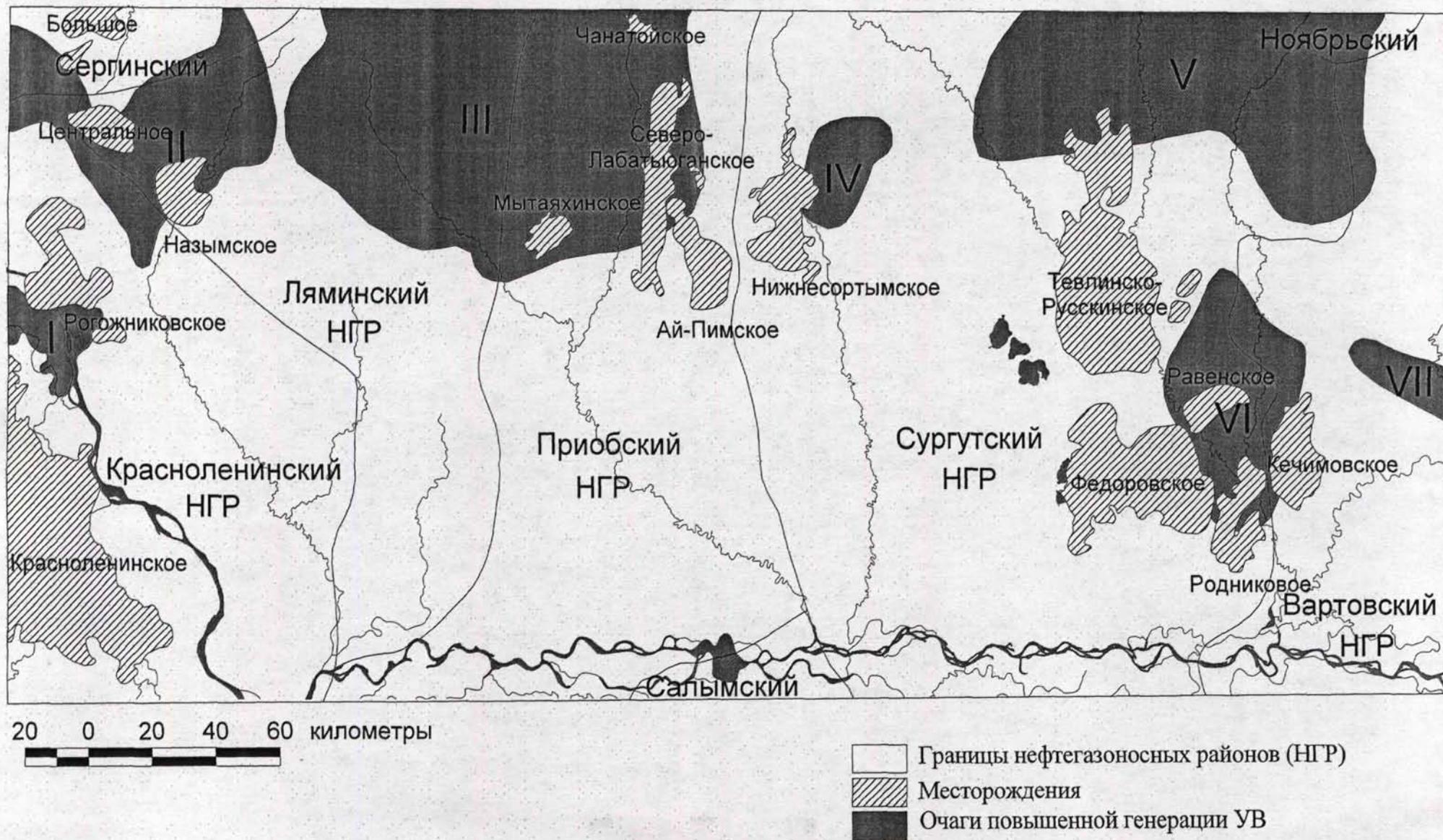


Рис. 5. 17. Очаги генерации углеводородов

рых здесь достигает 20, 10, 6, 10 и более кгУВ/тонну породы соответственно. На территории зоны в пределах Приобского НГР расположены Мытаяхинское, Ай-Пимское, Чанатойское, Северо-Лабатьюганское, Восточно-Лабатьюганское, Ай-Пимское, а также ряд разведываемых месторождений.

*Зона IV* – незначительный по площади участок в пределах Сургутского НГР, представляющий очаг генерации УВ в китербютском и вымском горизонтах. Нефтегенерационный потенциал китербютского горизонта в пределах данного участка составляет 15-20, вымского 8-10 кгУВ/тонну породы. Территорию зоны частично занимает Нижнесортымское месторождение.

*Зона V.* Приурочена к северо-восточной части Сургутского НГР, частично распространяясь на территорию Вартовского и Ноябрьского районов. Характеризуется повышенными значениями генерации УВ породами китербютского, надояхского, вымского, леонтьевского и малышевского горизонтов. Значения потенциала в пределах данной зоны меняются от 3 кгУВ/тонну породы (в надояхском горизонте) до 15-20 (китербютский горизонт). Тевлинско-Русскинское месторождение, которое по запасам в горизонте ЮС<sub>2</sub> относится к категории крупных, частично расположено на территории данной зоны.

*Зона VI.* Расположена в Сургутском и Вартовском НГР, в основном в пределах Ярсомовского мегапрогиба. Выделена по наличию благоприятных условий в лайдинском, леонтьевском и малышевском горизонтах, где плотности генерации составляют от 3-4 до 6-8 кгУВ/тонну породы. На территорию зоны распространяются Кечимовское, Равенское, Родниковое, и в незначительной степени Федоровское месторождения.

*Зона VII.* Представляет собой небольшой по площади участок, расположенный в пределах Вартовского НГР. Перспективным является в китербютском и надояхском горизонтах, где характеризуется плотностями генерации 10-20 и более 3 кгУВ/тонну породы соответственно. На данный момент в пределах зоны разрабатываемые месторождения с залежами в нижней юре отсутствуют, но на территории этой зоны находится Северо-Покачевское месторождение (в разработке) и Мишаевское (разведываемое).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации впервые для территории центральной части Западно-Сибирской плиты нефтегенерационный потенциал рассчитан на литофациальной основе с использованием данных пиролиза пород. Обобщен материал по геохимии органического вещества нижней-средней юры, в том числе данные по содержанию ОВ, групповому и элементному составу битумоида, микрокомпонентному составу углистых пород, пиролизу. Уточнены закономерности распределения органического углерода в породах нижней-средней юры для каждого горизонта и глубинная катагенетическая зональность.

В наиболее приподнятых частях сводов породы шаратовского, китербютского, надояхского, в меньшей степени лайдинского горизонтов отсутствуют. На склонах Сургутского свода во всех этих горизонтах содержания органического углерода минимальные: как правило, менее 1%, в китербютском 2-4%. В западном направлении происходит увеличение концентраций Сорг – так, в шаратовском и надояхском горизонтах средние концентрации на Красноленинском своде и прилегающих территориях составляют 2% и более, в лайдинском – более 3%. В китербютском горизонте на территории Вынглорской, Балинской и Тундринской впадин, Ляминского вала, Средненазымской структурной ступени и частично на Красноленинском своде концентрации достигают 4% и более. Во впадинах Сорг на 1-2% выше, чем на прилегающих возвышенных участках. Достаточно равномерным распределением органического углерода характеризуется лайдинский горизонт – 1-3%.

Другой характер распределения органического вещества выявлен в породах тюменской свиты - вымском, леонтьевском и малышевском горизонтах. Повышенные концентрации Сорг характерны для территории Сургутского свода и прилегающих районов. Средние концентрации Сорг, как правило, выше, чем в породах нижней юры, и составляют в вымском и малышевском горизонтах 1-4 и более процентов. Леонтьевский горизонт, как и лайдинский, характеризуется равномерным распределением Сорг по площади – 1,5-2,5%.

Уровень катагенеза органического вещества для пород нижней юры установлен в диапазоне от МК<sub>1</sub><sup>2</sup> («газовая» стадия) до МК<sub>3</sub><sup>2</sup> («отощено-спекающаяся» стадия). Территория Сургутского свода характеризуется наименьшей степенью катагенеза, резкое увеличение катагенеза наблюдается в пониженных участках поверхности доюрского рельефа, особенно в Вынглорской впадине и на Северо-Сургутской ступени, где преобразованность ОВ отвечает «отощено-спекающейся» стадии. В районе Ляминского вала установлено аномальное повышение «зрелости» ОВ до «коксовой» стадии (МК<sub>3</sub><sup>1</sup>). В целом катагенетические условия для пород нижней юры соответствуют диапазону от ГЗН до ГЗГ, и благоприятны для обнаружения жидких и газообразных УВ. В районах с максимальным катагенезом (Ляминский вал, Вынглорская впадина, Северо-Сургутская ступень) возможно нахождение газоконденсатных и газовых залежей, на остальной территории – нефтяных и газоконденсатно-нефтяных. Органическое вещество средней юры почти на всей территории исследования находится в условиях, благоприятных для генерации УВ и для сохранения залежей (ГЗН). Поэтому в вымском, леонтьевском и малышевском горизонтах могут быть обнаружены преимущественно нефтяные месторождения. Территория Ляминского вала характеризуется несколько повышенной преобразованностью, здесь возможно нахождение газоконденсатно-нефтяных залежей. Распределение зон катагенеза в целом такое же, как для нижней юры.

Выполненная оценка нефтегенерационного потенциала позволила выявить в разрезе нижней- средней юры толщи, являющиеся основными генераторами углеводородов. В первую очередь это китербютский горизонт, породы которого генерировали 10-20 кгУВ/тонну породы, а также вымский и малышевский, на отдельных участках обладающие потенциалом >10 кгУВ/тонну пород. Лайдинский горизонт обладает повышенным нефтегенерационным потенциалом в пределах Красноленинского свода и Средненазымской структурной ступени. В то же время необходимо отметить, что процессы образования УВ происходили во всей толще нижней-средней юры.

Шараповский горизонт обладает низкими генерационными свойствами – в основном менее 1 кгУВ/тонну породы, повышение потенциала наблюдается на участках Ляминского вала, Вынглорской впадины, Северо-Вартовской и Северо-Сургутской ступеней, что обусловлено изменением типа органического вещества в совокупности с более высоким катагенезом. Китербютский горизонт почти на всей территории обладает потенциалом 10-20 кгУВ/тонну породы, лишь на склонах Сургутского свода плотность генерации УВ составляет менее 5 кгУВ/тонну породы. Потенциал надояхских отложений близок к шараповским, но распределение плотностей генерации по площади имеет другой характер – повышенными значениями характеризуются Тундринская и Вынглорская впадины, северная часть Ярсомовского прогиба, Краснотенинский свод, Среднеазымская, Северо-Сургутская и Северо-Вартовская ступени. В этих районах возможно нахождение небольших по запасам залежей. Потенциал лайдинского горизонта составляет 1-4 кгУВ/тонну породы, минимальные значения характерны для Сургутского свода, максимальные – для Краснотенинского (Рогожниковское к.п.). Вымские и леонтьевские отложения обладают повышенным потенциалом в северной части территории, достигая на локальных участках 6 (леонтьевский горизонт) и 8-10 и более кгУВ/тонну породы (вымский горизонт). На остальной части потенциал составляет около 2 кгУВ/тонну породы для вымского горизонта, 1-2 – для леонтьевского. Аналогичное распределение плотностей генерации УВ наблюдается и в малышевском горизонте. Наибольшим потенциалом (8-10 кгУВ/тонну) породы обладают в районах Ляминского вала, Вынглорской впадины, Северо-Сургутской ступени, а также Ярсомовского прогиба.

Полученная оценка нефтегенерационного потенциала свидетельствует о высоких нефтегенерационных свойствах пород нижней- средней юры и перспективах обнаружения в этих отложениях залежей УВ. Выделены семь участков, представляющих собой очаги повышенной генерации УВ.

*Основные результаты выполненных исследований:*

1. Установлены закономерности распределения органического углерода в породах нижней-средней юры по площади и в разрезе. Наиболее высокие средние концентрации характерны для китербютского, вымского и малышевского горизонтов. Органическое вещество относится к смешанному типу – преимущественно III, с примесью II, иногда I.
2. Уточнена и детализирована глубинная катагенетическая зональность в ниже-среднеюрском разрезе центральной части Западно-Сибирской плиты. Уровень катагенеза на большей части территории соответствует ГЗН, термодинамические условия благоприятны для генерации жидких УВ и сохранности нефтяных залежей.
3. Впервые на основе комплексного анализа и интерпретации геолого-геохимических данных, в том числе данных пиролиза, с учетом литолого-фациальных особенностей пород, определены нефтегенерационные свойства каждого горизонта и рассчитаны плотности генерации УВ (реализованный нефтегенерационный потенциал). Согласно расчету, плотности генерации углеводородов ниже-среднеюрскими отложениями составляют от 1 до 20 кгУВ/тонну породы. Установлено, что процессы нефтегазообразования протекали во всей толще нижней-средней юры, но основной вклад обеспечили породы китербютского, вымского и малышевского горизонтов, в меньшей степени – лайдинского.
4. Выделены основные очаги генерации углеводородов: северная часть Красноленинского свода в районе Рогожниковского к.п., северная часть Среднеазымской структурной ступени, северная часть Ляминского вала, Вынглорская впадина и примыкающие к ним территории, северные участки Сургутского свода (в районе Нижнесортымского, Тевлинско-Русскинского месторождений), Северо-Вартовская ступень, Ярсомовский прогиб, Северо-западный склон Нижневартовского свода.
5. Для составления карт плотностей генерации УВ рассматриваемой территории впервые апробирована методика использования результатов пиролиза.

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Амосов Г.А., Мелехова К.Д., Добрякова Н.Е. Кларки органического углерода и битумоидов осадочных отложений // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1980 – №7 – С. 120-132.
- 2 Богородская Л.И. и др. Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. / Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. – Новосибирск: изд-во СО РАН филиал «ГЕО», 2005. – 254 с.
- 3 Вальц И.Э., Гинзбург А.И., Крылова Н.М. Основные принципы вещественно-петрографической классификации углей // Химия твердого топлива. – 1968. – №3. – С. 9-21.
- 4 Вассоевич Н.Б. Основные закономерности, характеризующие органическое вещество современных и ископаемых осадков // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. – М.: «Наука», 1973 – С. 11-59.
- 5 Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1967 – № 11 – С. 135-156.
- 6 Вассоевич Н.Б., Конторович А.Э., Лопатин Н.В. К построению классификации углеродистого органического вещества осадочных пород // Органическое вещество в современных и ископаемых осадках: Тезисы докладов IV семинара – М. Изд-во Моск. ун-та, 1974. – С.13-15.
- 7 Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.М., Лопатин Н.В., Чернышев В.В. Главная фаза нефтеобразования // Вестн. МГУ. Сер. геол. – 1969 – №6 – С. 3-27.
- 8 Вебер В.В. Влияние фаций отложений на превращение органического вещества в процессе литогенеза // Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та. – 1974 – вып. 158 – с. 3-10.
- 9 Вебер В.В. и др. Битумообразование в четвертичных осадках и генезис нефти / Вебер В.В., Горская А.И., Глебовская Е.А. – М.: Гостоптехиздат, 1960 – 243с.
- 10 Видик С.В., Чуйкова Т.Э. Органическое вещество нижне-среднеюрских отложений Центрального Приобья: состав и преобразование // Геодинамика нефтегазоносных бассейнов: Тезисы Второй Международной конференции. – Москва, 2004. (I) – С. 117-119.

- 11 Видик С.В., Чуйкова Т.Э., Сухоручко В.И. Геохимическая характеристика нижнесреднеюрских отложений Сургутского свода. // Природные битумы и тяжелые нефти: Тр. Международной научной конференции – Санкт-Петербург, 2006
- 12 Видик С.В., Чуйкова Т.Э., Сухоручко В.И., Меленевский В.Н., Сазоненко Г.Н. Геохимические характеристики органического вещества малышевского горизонта на территории Центральной части Западно-Сибирской плиты // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: Тр. Восьмой международной конференции – Москва, 2005 – С. 100-102
- 13 Видик С.В., Чуйкова Т.Э., Сухоручко В.И., Меленевский В.Н. Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности отложений фундамента Центральной части Западно-Сибирской плиты. // Проблемы геологии и разведки месторождений полезных ископаемых: Тр. Всероссийской научной конференции – Томск, 2005 – С. 220-225
- 14 Высоцкий Н.К. Очерк третичных и послетретичных образований Западной Сибири // Геологические исследования и разведочные работы по линии Сибирской ж.д. – вып V – 1897.
- 15 Вышемирский В.С. Геологические условия метаморфизма углей и нефтей. – Саратов: Изд-во Саратовск. ун-та, 1973 – 377с.
- 16 Геологический словарь (в двух томах) – 2-е изд. – М.: Недра, 1978.
- 17 Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф.Г.Гурари, В.П.Девятов, В.И.Демин и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 156с+вкл.
- 18 Геология и геохимия нефти и газа / Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. – Москва: Изд-во Московского университета, 2000.
- 19 Геология и полезные ископаемые России. Том 2. Западная Сибирь / Редакторы А.Э.Конторович, В.С. Сурков. – С-Пб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000 – 476 с.
- 20 Геохимические особенности процессов преобразования нефтей, газов и рассеянного органического вещества в юрских и меловых отложениях Западно-Сибирской равнины. // Труды ЗапСибНИГНИ. – вып.113. – Тюмень, 1976 – 134с.
- 21 Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности. // Труды СНИИГГиМС – вып. 36. – М: Недра, 1971. – 250с.
- 22 Государственная геологическая карта СССР. Масштаб 1:1 000 000. Лист Р-43. – Ленинград, 1990г.

- 23 Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья // Тр. СНИИГГиМС – вып. 3 – 1959.
- 24 Гурари Ф.Г. О поисках нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской низменности // Тр.СНИИГГиМС – вып. 17 – 1961.
- 25 Гурари Ф.Г., Микуленко К.И., Старосельцев В.С. и др. Дизъюнктивная тектоника Западно-Сибирской плиты // Тр. СНИИГГиМС – 1970. – вып. 97
- 26 Девятов В.П. Этапы геологического развития Сибири в юре // Стратиграфия и главные события в геологической истории Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 147-151.
- 27 Жемчужников Ю.А., Гинзбург А.И. Основы петрологии углей. – М.: Изд-во АН СССР, 1960 – 400с.
- 28 Казаков А.М., Девятов В.П. Стратиграфия нижней и средней юры Западной Сибири //Стратиграфия и палеонтология докембрия и фанерозоя Сибири. – Новосибирск, 1990. – С. 110-118.
- 29 Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности // Тр. СНИИГГиМС – вып. 229 – М.: Недра, 1976 – С. 24-160
- 30 Конторович А.Э. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. и др. – Л.: Недра, 1967. – 224с.
- 31 Конторович А.Э. и др. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири / Конторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф. и др. – М.: Недра, 1974 – 189с.
- 32 Конторович А.Э. Некоторые проблемы генезиса и геохимической истории нефтей Западно-Сибирской низменности // Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. – М.: Недра, 1967.
- 33 Конторович А.Э., Богородская Л.И. Химический состав рассеянного в осадочных породах органического вещества и пути его классификации // Органическое вещество в современных и ископаемых осадках. VI Всесоюзный семинар: Тезисы докладов – М.: МГУ, 1979. – С. 24-26
- 34 Конторович П.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности. (На примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. – 1967 – №2 – С.16-29. б)

- 35 Кос И.М., Ларичев А.И., Ларичкина Н.И., Фомичев А.С., Видик С.В., Чеканова В.Н. Закономерности изменения состава нефтей мальшевского горизонта Сургутского свода // Геодинамика нефтегазоносных бассейнов: Тезисы Второй Международной конференции. – Москва, 2004. (I) – С. 123-124
- 36 Ларичев А.И., Рязанова Т.А., Меленевский В.Н., Сухоручко В.И., Чуйкова Т.Э., Видик С.В., Соловьева Н.С. Органическая геохимия среднеюрско-нижнемелового разреза восточного борта Большехетской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – 2003 – № 11. – С. 4-13.
- 37 Ларичев А.И., Рязанова Т.А., Меленевский В.Н., Сухоручко В.И., Чуйкова Т.Э., Соловьева Н.С., Видик С.В. Геохимическая характеристика юрско-мелового разреза восточного борта Большехетской впадины. // Вестник Томского Гос. Университета, приложение №3 (II) – апрель 2003 – С.300-302.
- 38 Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И., Галушкин Ю.И. Об источнике нефтей, обнаруженных в коре выветривания и кровле палеозойского фундамента на площадях Среднего Приобья // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений – 1997 – № 7. – С.7-22.
- 39 Меленевский В.Н., Ларичев А.И., Сухоручко В.И., Фомичев А.С. Оценка генерационно-аккумуляционных свойств нефтематеринских отложений с помощью данных пиролиза // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: Тезисы докладов пятой международной конференции, ч.II –М.: МГУ, 2001 – С.306-308
- 40 Москвин В.И., Данилова В.П., Костырева Е.П., Меленевский В.Н., Фомин А.Н. Условия накопления, геохимия углеводородов-биомаркеров и нефтегенерационный потенциал отложений тогурской свиты (нижний тоар) Западной Сибири // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири – 1999.
- 41 Москвин В.И., Костырева Е.А., Левчук М.А., Фомин А.Н., Иванова Е.Н., Зубова Е.А. Геохимия и нефтегазопроизводящий потенциал органического вещества триас-юрских отложений Северо-Сосьвинского района (Западная Сибирь) // Геология и геофизика – 2004 – т. 45 – № 7. – С. 854-860
- 42 Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. – Л.: Недра, 1969
- 43 Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. – М.: Недра, 1969 – 345с.

- 44 Нестеров И.И., Шпильман В.И. Теория нефтегазонакопления. – М.: Недра, 1987 – 232с.
- 45 Парпарова Г.М., Неручев С.Г. Основы генетической классификации рассеянного органического вещества пород // Геология и геофизика. – 1977 – № 5. – С.45-52.
- 46 Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003г.: Объяснительная записка – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС – 2004г.
- 47 Ронов А.Б. Органический углерод в осадочных породах (в связи с их нефтеносностью) // Геохимия – 1958 – № 5. – С. 409-423.
- 48 Ронов А.Б. Осадочная оболочка Земли. – М.: Наука, 1980. – 78с
- 49 Рязанова Т.А., Бетхер О.В., Видик С.В. Морфологические типы органического вещества в юрско-меловых породах восточного борта Большехетской впадины // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: Материалы VII международной конференции МГУ Москва, 2004
- 50 Справочник по геохимии нефти и газа / Ред. С.Г.Неручев. – С-Петербург: Недра, 1998г.
- 51 Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981 – 143с.
- 52 Сурков В.С., Смирнов Л.В., Жеро О.Г. Раннемезозойский рифтогенез и его влияние на структуру литосферы Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1987. – № 9. – С. 3-11.
- 53 Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти / Пер. с англ. – М.: Мир, 1981
- 54 Трофимук А.А., Конторович А.Э. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ. // Геология и геофизика. – 1965. – №12. – С. 3-14.
- 55 Фомин А.Н. Катагенетические условия нефтегазообразования в палеозойских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна. // Геология и геофизика – 2004. – том 45 – №7. – С.833-842.

- 56 Фомичев А.С., Видик С.В., Чуйкова Т.Э., Сухоручко В.И., Бостриков О.И., Меленевский В.Н. Геохимические особенности органического вещества юрских отложений Усть-Тымской впадины // Проблемы геологии и разведки месторождений полезных ископаемых: Тр. Всероссийской научной конференции – Томск, 2005 – С. 177-182
- 57 Шляхтер Е.С. Особенности строения ниже-среднеюрских отложений (по сейсмическим данным) и перспективы их нефтегазоносности на юго-востоке Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1993.
- 58 Эспиталье Ж. Пиролитический анализ «Rock-Eval». – Тюмень, 1995
- 59 Яншин А.Л. Общие особенности строения и развития молодых платформ // Молодые платформы, их тектоника и перспективы нефтегазоносности. – М.: Наука, 1965. – С.7-9.

## Фондовая

- 60 Ларичев А.И., Смирнов Л.В. (отв. исполнители). Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз». – Новосибирск: ФГУП «СНИИГГиМС», 2004г.
- 61 Ларичев А.И., Смирнов Л.В. (отв. исполнители). Оценка ресурсов УВ в приконтактной зоне осадочного чехла и доюрского основания на территории деятельности ООО «Лукойл - Западная Сибирь» в Широком Приобье. – Новосибирск: ФГУП «СНИИГГиМС», 2003г.
- 62 Ларичев А.И., Чернова Л.С. (отв. исполнители). Седиментационное моделирование пластов группы ЮС<sub>2</sub> восточной части Сургутского свода с целью выделения зон высокочемких коллекторов и ловушек, оценки локализованных ресурсов УВ и выработки рекомендаций по направлению геологоразведочных работ. – Новосибирск: ФГУП «СНИИГГиМС», 2003г.
- 63 Шиганова О.В., Фомичев А.С., Видик С.В. Геолого-геохимическое обеспечение региональных работ на нефть и газ по западным и восточным районам Ханты-Мансийского автономного округа и Томской области. – Новосибирск, ФГУП «СНИИГГиМС», 2006г.