

61:07-4/140

ИНСТИТУТ ХИМИИ НЕФТИ  
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи



Красноярская Наталья Алексеевна

**ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НИЖНЕЙ ЮРЫ  
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Специальность 25.00.09 – геохимия, геохимические методы поисков по-  
лезных ископаемых

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:  
доктор химических наук  
Серебрянникова Ольга Викторовна

Томск 2007

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ, СИМВОЛОВ, ЕДИНИЦ И ТЕРМИНОВ

НГП	нефтегазоносная провинция
НГК	нефтегазоносный комплекс
УВ	углеводороды
ОВ	органическое вещество
РОВ	рассеянное органическое вещество
ХБ	хлороформный битумоид
Сорг	содержание общего органического углерода
ГНФ	главная фаза нефтеобразования
П	пристан (i- C19)
Ф	фитан (i- C20)
П/Ф	отношение пристана к фитану
VO-Ph	ванадиловые порфирины
Ni-Ph	никелевые порфирины
Per	перилены
ТСХ	тонкослойная хроматография
ГЖХ	газожидкостная хроматография
ПАУ	полициклические ароматические углеводороды
Р	фенантрен
MP	метилфенантрены
Rc	расчетная отражательная способность витринита
МК <sub>1-3</sub>	Стадия катагенеза

## СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	5
1	СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ И ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ ХЕМОФОССИЛИЙ РАССЕЯНОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД И НЕФТЕЙ ЗАПАД- НОЙ СИБИРИ	9
1.1	ХЕМОФОССИЛИИ В НЕФТЯХ И РОВ	9
1.1.1	МЕТАЛЛОПОРФИРИНЫ	11
1.1.2	НОРМАЛЬНЫЕ АЛКАНЫ	14
1.2.3	ИЗОПРЕНОИДНЫЕ АЛКАНЫ	17
1.1.4	ФЕНАНТРЕНЫ (ТРИАРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ)	19
1.1.5	ПЕРИЛЕН	21
1.2	РАССЕЯННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО И НЕФТИ ТЮМЕНСКОЙ СВИ- ТЫ (НЕРАСЧЛЕНЕННАЯ НИЖНЯЯ И СРЕДНЯЯ ЮРА) ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	23
1.2.1	РАССЕЯННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО	23
1.2.2	НЕФТИ	25
1.3	ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ	26
2	МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	28
2.1	ЭКСТРАКЦИОННЫЕ МЕТОДЫ	28
2.1.1	ВЫДЕЛЕНИЕ ХЛОРОФОРМНОГО БИТУМОИДА	28
2.1.2	ЭКСТРАКЦИЯ ИЗ НЕФТИ МЕТАЛЛОПОРФИРИНОВ И ПОЛИАРОМА- ТИЧЕСКИХ УВ	31
2.2	ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ	33
2.2.1	ЖИДКОСТНО-АДСОРБЦИОННАЯ ХРОМАТОГРАФИЯ (ЖАХ)	33
2.2.2	ТОНКОСЛОЙНАЯ ХРОМАТОГРАФИЯ (ТСХ)	33
2.2.3	ГАЗОЖИДКОСТНАЯ ХРОМАТОГРАФИЯ (ГЖХ)	34
2.3	СПЕКТРОФОТОМЕТРИЯ	35
3	ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НГП И ОБЪЕКТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ	37
3.1	ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	38
3.2	ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	40
3.3	ФАЦИАЛЬНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ	42
3.4	ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ	47

4	РАСПРЕДЕЛЕНИЕ И СОСТАВ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	49
4.1	ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО В РАЗРЕЗЕ НИЖНЕЙ ЮРЫ	49
4.2	ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НИЖНЕЙ ЮРЫ	55
4.2.1	СЕВЕР ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	55
4.2.1.1	Ямало-Гыданская фациальная область	55
4.2.1.2	Обь-Тазовская фациальная область	59
4.2.2	Юго-восток Западной Сибири	63
4.2.2.1	Обь-Тазовская фациальная область	65
4.2.2.2	Обь-Иртышская фациальная область	77
4.3	ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ НИЖНЕЙ ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	82
5	ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ КЛАССОВ ХЕМОФОССИЛИЙ В НИЖНЕЙ ЮРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	85
5.1	МЕТАЛЛПОРФИРИНЫ	85
5.1.1	Ванадиловые порфирины	85
5.1.2	Никелевые порфирины	90
5.2	Перилен	95
5.3	Алканы	98
5.3.1	Нормальные алканы	100
5.3.2	Изопреноидные алканы	101
5.2	СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТАВА РОВ И НЕФТЕЙ НИЖНЕЙ ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	105
6	ВЫВОДЫ	112
	ПРИЛОЖЕНИЕ	113
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	125

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Растущее энергопотребление и в двадцать первом веке обеспечивается в основном за счет природных ресурсов и, прежде всего, нефти и газа. В крупнейшей нефтедобывающей Западно-Сибирской провинции основные разведанные запасы УВ связаны с отложениями верхней юры, а в центральных и северных районах – нижнего и верхнего мела. Эти нефтегазоносные комплексы (НГК) достаточно хорошо изучены, тем не менее, отмечается истощение этого источника и постепенное снижение, особенно в последнее десятилетие, добычи нефти из этих отложений. Для стабилизации добычи нефти и газа необходимо вовлечение в освоение дополнительных нефтегазоносных этажей с высокими прогнозными запасами углеводородов.

В качестве новых НГК, способных стабилизировать уровень добычи углеводородного сырья в Западной Сибири, в последние годы рассматриваются нижний и среднеюрский. Однако слабая изученность этого комплекса затрудняет поиск новых залежей в этих отложениях. Поэтому весьма актуальным является анализ особенностей состава рассеянного органического вещества (РОВ) пород и нефтей нижней юры, закономерностей его изменения по площади и разрезу. Такие исследования позволят оценить перспективность отдельных участков территории по совокупности химических и геологических показателей, прогнозировать состав углеводородных флюидов на поисковых площадях.

Цель работы: Установить закономерности распространения и состава органического вещества по разрезу и простиранию нижеюрских отложений Западной Сибири

### Задачи исследования:

- Изучить содержание и состав рассеянного органического вещества пород нижней юры по горизонтам и направленность их изменения по разрезу и простиранию;
- изучить закономерности в распространении отдельных хемофоссилий: металлопорфиринов и перилена, изменении индивидуального состава фенантронов, изопреноидных и нормальных алканов в РОВ и нефтях;
- определить степень термической преобразованности, фациально-генетическую принадлежность ОВ;
- исследовать влияние территориальной зональности, термической зрелости и фациальных условий накопления исходного ОВ на состав алифатических УВ, распределение в РОВ металлопорфиринов и перилена;

- провести сопоставление параметров состава хемофоссилий нефтей и РОВ и определить источник, генерировавший рассмотренные нефти.

Фактический материал. В основу диссертационной работы положены материалы личных исследований автора, полученные им в ходе выполнения научно-исследовательских работ Института химии нефти СО РАН по темам: «Изучение преобразований компонентов нефтей и органического вещества пород при термическом созревании», «Изучение влияния фациальных условий формирования современных и древних осадочных толщ на состав рассеянных в них и концентрированных форм органического вещества», а также хозяйственных работ. При выполнении работ была отобрана представительная коллекция образцов кернa нижней юры из кернохранилищ нефтегазоразведочных экспедиций Западной Сибири (более 250 образцов). Исследования состава и распределения ОВ в породах нижней юры различных районов Западно-Сибирской НГП выполнены автором в составе лаборатории природных превращений нефти Института химии нефти СО РАН под руководством д-ра хим. наук, профессора Серебренниковой О.В. Соупроводителем работ до своей безвременной кончины являлся д-р геол-мин. наук Казаков А.М. (СНИИГГиМС, г. Новосибирск). В процессе исследования выполнено более 1700 анализов содержания и состава РОВ и 54 анализа состава хемофоссилий нефтей.

#### Научная новизна.

- Впервые получен и обобщен большой аналитический материал по распределению широкого круга органических соединений в рассеянном органическом веществе и нефтях нижней юры Западной Сибири. Получены данные о составе фенантронов, изопреноидных и нормальных алканов, количественном содержании металлопорфиринов и перилена по разрезу и площади распространения нижнеюрских отложений исследуемого региона;
  - Выявлены общие закономерности в составе алканов, распространении металлопорфиринов и перилена в рассеянном органическом веществе и нефтях нижней юры на территории Западной Сибири, а также условия, определяющие их наличие и состав.
  - Установлена вертикальная зональность в распределении металлопорфиринов и изменении состава алканов, связанная с колебаниями уровня Мирового океана.
  - Показана дискретность накопления металлопорфиринов и перилена при термическом созревании ОВ, обусловленная стадийностью процесса генерации битуминозных компонентов керогеном.

- На основе комплекса геохимических параметров проведена корреляция потенциально нефтематеринских пород и нефтей и определены наиболее вероятные источники формирования изученных скоплений.

Практическая значимость. Проведенное комплексное исследование является составной частью изучения состава РОВ и нефтей Западной Сибири. Полученные данные могут быть использованы при поисково-разведочных работах, стратификации и для создания карт нефтегазогеологического, фациального и палеогеографического районирования, позволяющих решать практические задачи в различных областях нефтяной геологии и геохимии. Полученные данные в совокупности с другими методами способствуют получению более точных оценок ресурсного потенциала территории.

Данные о характере распределения металлопорфиринов, периленов, составе алканов и фенантронов использованы при нефтегазогеологическом районировании юго-востока Западной Сибири и дифференциации земель по их перспективности.

Полученные данные о характере распределения хемофоссилий могут быть использованы для проведения корреляции нефть-порода на различных месторождениях, уточнения их геологического строения и повышения эффективности работ по разведке месторождений.

Материалы диссертации использованы в отчетах по х/д с Комитетом природных ресурсов по Томской области: «Стратиграфия, литолого-фациальные и геохимические критерии нефтегазоносности юрских отложений Томской области» (Всероссийские геологические фонды, 2000); «Оценка перспектив выявления залежей углеводородов нижнесреднеюрского комплекса отложений с разработкой рекомендаций по наращиванию минерально-сырьевой базы Томской области» (Всероссийские геологические фонды, 1997) «Исследование закономерностей в составе углеводородов нефтей, газо-конденсатов и природных битумов» (Отчет по НИР, № гос. регистрации 02960002086, 1996) и «Изучение трансформации индивидуальных компонентов ОВ пород в процессе нефтеобразования» (Отчет по НИР, № гос. регистрации 02960001534, 1996).

#### Защищаемые положения

- количественное содержание и состав РОВ в пределах отдельных фациальных зон и стратиграфических подразделений нижней юры Западно-Сибирской НГП свидетельствует о перспективности обнаружения в этих отложениях новых залежей нефти на большей части исследованной территории,

- полученные данные о влиянии на распределение в РОВ металлопорфиринов, перилена и состав алканов территориальной зональности, термической зрелости и фациальных условий накопления исходного ОВ свидетельствует о целесообразности использования комплекса этих геохимических параметров для реконструкции обстановок седиментогенеза исследуемых отложений;
- сравнительный анализ параметров состава хемофоссилий нефтей и РОВ в разрезе нижнеюрского НГК на юго-востоке Западной Сибири показывает их генетическую близость и соподчиненность.

Апробация работы. Основные результаты работ были доложены на 12 международных конференциях и симпозиумах, в том числе на 17-ой, 18-ой и 20-ой Organic Geochemistry International Meeting (Spain, 1995 г.; Maastrich, 1997 г.; France, 2001 г.); 3-ей и 4-ой Международных конференциях по химии нефти (Томск, ИХН СО РАН, 1997 и 2000 г.г.); Международных симпозиумах «Углеродсодержащие формации в геологической истории» (Петрозаводск, Карельский НЦ РАН, 1998 и 2000 г.г.); Совещании «Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири» (Новосибирск, 1999 г.); 3-ей Международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа» (Москва, МГУ, 1999 г.); Региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и северо-востока России (Томск, 2000 г.); Международной конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности» (Когалым, 2001 г.).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 25 работ, в том числе 5 статей в отечественных журналах («Нефть и газ», 1999 г.; «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений» 1997, 1999 г.г.; «Нефтехимия» 1999, 2002 г.). Материалы и результаты исследований включены в 2 научных отчета, зарегистрированных ВИНТИ (1997 г.), и 2 отчета с Комитетом природных ресурсов по Томской области (фонды СНИИГГиМС, 1997 г.; Всероссийские геологические фонды, 2000 г.).

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературных источников и приложения. Работа содержит 135 страницы машинописного текста, 63 рисунка, 4 таблицы, приложение, перечень литературных источников из 137 наименований.

# 1 СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ И ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ ХЕМОФОССИЛИЙ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД И НЕФТЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Для восстановления истории формирования в недрах Земли углеводородных скоплений, реконструкции условий седиментогенеза необходимо детальное исследование состава нефтей и рассеянного органического вещества окружающих пород. Проблема генезиса нефти тесно связана с изучением структур – биомаркеров, являющихся унаследованными от биологических предшественников. Состав этих структур определяется, прежде всего, исходной биомассой и последующими процессами ее преобразования.

Еще в 60-х годах 18 века М.В. Ломоносов говорил о том, нефть и газ образуются из растительного сырья и определяющим фактором в образовании угля и нефти играет температура. Эти тезисы стали основополагающими для современной осадочно-миграционной теории нафтидогенеза.

Открытие молекул-биомаркеров явилось одним из неопровержимых доказательств биоорганического происхождения нефти. С позиций, как говорил Вернадский В.И. «всюдности жизни» [1], и существования живых организмов с древнейших периодов истории Земли, эти соединения, имеющие аналоги в живой природе, были названы «биологическими маркерами» или «биологическим меткам» [3, 4, 5, 6]. С точки зрения унаследованности структуры таких соединений от биологических молекул их еще называют «реликтовым» [3, 4]. Наконец, в названии «chemical fossil» [2, 7], русском переводе «химические ископаемые», «хемофоссилии», выражен историко-геологический подход, т.е. участие биомолекул в геологических процессах.

Доказывая органическое происхождение нефти [8, 9], Вассоевич Н.Б. писал, что «длительность сохранения биогеохимической информации хемофоссилиями и возможность оценить по набору и степени изменения хемофоссилий характер геохимических процессов изменения биомолекул позволяет судить о генезисе молекулярных структур органических соединений горючих ископаемых и ОВ, рассеянных в породах» [10], т.е. позволяет реконструировать процессы формирования и превращения горючих ископаемых.

Биомаркеры широко используются для определения типов ископаемого органического вещества предполагаемых материнских отложений, реконструкции условий их накопления и преобразования, для определения «степени зрелости» органического вещества и продуктов генерации.

В России в развитие геохимии углеводородов-биомаркеров в нефтях и нефтематеринских породах осадочных бассейнов большой вклад внесли Н.Б. Вассовевич, А.Н. Гусева, Г.Н. Гордадзе, Ал.А. Петров, В.А. Успенский, В.А. Чахмачев, А.Э. Конторович и др., в США – В. Зейферт, Дж. Молдован, К. Петерс, Эглинтон, Уриссон и др.

Природные сообщества организмов, существовавшие в период образования осадка, и предопределяли тип исходного органического вещества. Различные сообщества организмов характерны для определенных фациальных обстановок. При этом все живые организмы сложены одними и теми же химическими соединениями: липидами, белками, углеводами и лигнином (высшие растения), однако, существуют различия в детальной химической структуре и относительном содержании некоторых элементов.

Наиболее важной структурой с точки зрения образования нефти являются липиды [9-12]. В организмах липиды служат источником химической энергии для нормального функционирования клеток, входят в состав плазматических мембран и выполняют защитные функции. В число липидов входят животный жир, растительные масла, воски, покрывающие листья. Основная особенность этих соединений – гидрофобный характер – широко используется в животном и растительном мире. Особенно богаты липидами семена, споры и плоды. Группа липидов включает и жироподобные вещества, например, растворимые в маслах пигменты, терпеноиды, стероиды и сложные эфиры. Простые липиды являются эфирами жирных кислот и глицерина. Воски, в отличие от жиров, содержат вместо глицерида сложные спирты ряда стерола.

Другой важной группой жирорастворимых пигментов являются производные хлорофилла, которые концентрируются в тех частях растений, где осуществляется фотосинтез. Хлорофиллы могут рассматриваться в качестве производных порфиринового ядра: в структуре присутствуют четыре пиррольных кольца, связанные в единое целое метиновыми ( $-CH=$ ) мостиками.

Близкие по строению и функциям к липидам вещества, инкрустирующие покровные ткани растений (суберин, кутин, спорополенин) представляют собой полимерные формы. Эти соединения состоят из полимеризованных и перекрестно связанных жирных кислот и спиртов. В составе суберина важную роль играют дикарбоновые кислоты и оксикислоты состава  $C_{12}-C_{26}$ . В основе кутина лежат оксикислоты. Важным свойством этих соединений является устойчивость их к микробальному окислению.

Совершенно особая роль отводится лигнину, его роль велика в составе высших растений. Так как в низших водных организмах он отсутствует, то по обнаружению преобразованных компонентов лигнина в осадке можно говорить о преобладании ОВ континентального типа.

По химическому составу морские водоросли планктона коренным образом отличаются от высших наземных растений. ОВ морского планктона главным образом состоит из белков (до 50 %), липидов (5-25 %) и углеводов, в концентрациях не превышающих 40 %. Высшие наземные растения в значительной степени построены целлюлозой (30-50 %) и лигнином (15-25 %). Оба эти соединения слагают ткани, выполняющие опорные функции, и не нужны живущим в воде планктонным организмам. Лигнин является главным предшественником ароматических структур в ОВ. Органический материал, образованный остатками автохтонного морского планктона, имеет алифатическую и ациклическую структуру.

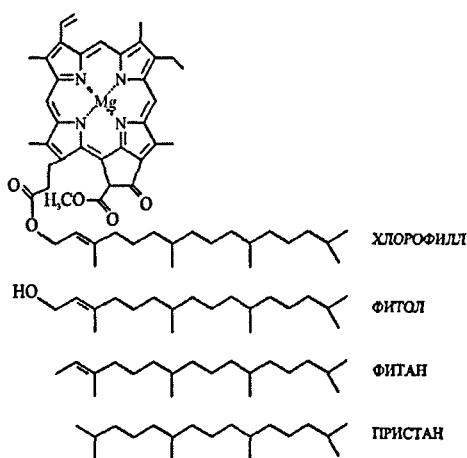
Для более точной характеристики обстановок осадконакопления в изучаемом регионе необходимо использовать совокупность геохимических параметров состава различных слагающих ОВ классов соединений. Такими соединениями могут быть металлокомплексы порфиринов – представители класса гетероорганических соединений, нормальные и изопреноидные алканы – представители насыщенных УВ, а также арены, в частности, фенантрены и полициклические ароматические УВ.

## **1.1 ХЕМОФОССИЛИИ В НЕФТЯХ И РОВ**

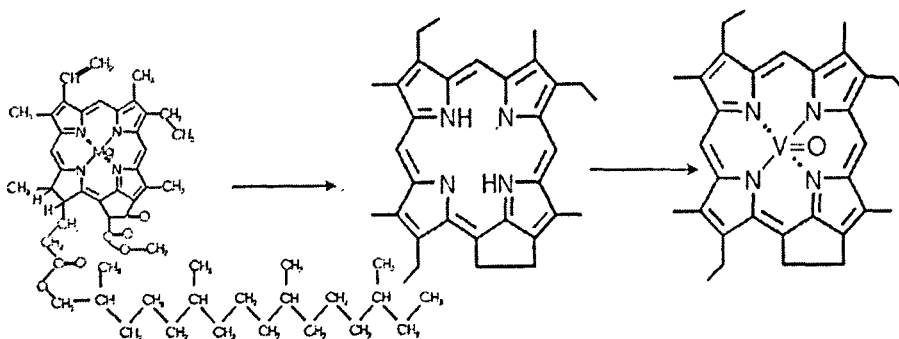
### **1.1.1 МЕТАЛЛОПОРФИРИНЫ**

Порфирины – тетрациклические азотсодержащие органические соединения, основной структурой которых является порфириновое ядро, состоящее из четырех связанных друг с другом пиррольных колец. Известны нефти, содержащие 200 мг и более порфиринов на 100 г нефти (для нефтей Западной Сибири – не более 100 мг/100 г нефти). Высокое содержание порфиринов характерно для тяжелых высокосмолистых и высокосернистых нефтей. По данным [24] содержание в нефтях порфиринов, составляет 0,1, изредка достигает 0,3 % масс. на нефть. В битумоидах РОВ пород содержание порфиринов может превышать 0,04 %.

Биологическими предшественниками порфиринов принято считать широко распространенные в живой природе пигменты порфириновой структуры (хлорофилл растений, бактериохлорофилл, гемин животных) Молекула хлорофилла кроме порфиринового ядра содержит фитольную боковую цепь  $C_{20}$ , которую можно считать исходным материалом для образования еще одной группы хемофоссилий – фитана, пристана и других изопреноидных алканов.



Порфирины живого и ископаемого ОВ находятся в виде металлопорфиринов – металлоорганических комплексных соединений, в которых атом металла (магния в хлорофилле, железа в гемоглобине, ванадия и никеля в ископаемых порфиринах) соединен с азотом пиррольных колец хелатными связями. Свободные, не содержащие металл порфирины, менее стабильны по сравнению с металлопорфиринами и почти не встречаются в ископаемом состоянии, лишь в современных осадках основная часть тетрапиррольных пигментов присутствует в виде свободных оснований [23]. Замещение магния и железа порфириновых пигментов на ванадий и никель ископаемых порфиринов завершается на стадии протокатагенеза [26].



Впервые порфирины в геологических объектах обнаружил Келлер в 1879 г, а в 1934 году А.Трейбс обнаружил порфирины в нефтях и породах, расшифровал их спектры и

идентифицировал эти соединения как ванадиевые и железные порфирины [17, 18]. Дальнейшие исследования доказали, что железный порфириновый комплекс является никелевым, а ванадиевый – ванадиловым (VO)<sup>2+</sup> [19-21].

Наличие и количество металлопорфиринов в ОВ ископаемых осадков зависит от многих факторов. По предположению М. Луиса [27] слабое развитие растительности в раннем палеозое может объяснять низкое содержание порфиринов в ордовикских и кембрийских нефтях. Авторы [28] пришли к заключению, что условия диагенеза осадка могут воздействовать на количество и качественный состав порфириновых компонентов в ОВ. Наличие окислительных условий в диагенезе препятствует переходу ванадия из пятивалентного в четырехвалентное состояние, т.е. комплексообразованию порфиринов с ванадилем. В связи с этим в осадках накапливаются преимущественно никелевые комплексы. Это же факт подтверждается авторами [29] при изучении нефтей Западной Сибири: при анаэробной восстановительной среде осадков в битумоиде и в генетически связанных нефтях повышается содержание ванадиловых порфиринов.

Авторами [31] установлено, что на сохранность порфиринов влияют фациальные условия накопления нефтематеринского ОВ. Пресноводные обстановки осадконакопления при высокой гидродинамической активности способствуют разрушению порфириновых комплексов. Наилучшие условия для сохранения порфириновых структур существуют в морских фациях при восстановительной геохимической обстановке.

Исследования, проводимые учеными многих стран мира, предоставляют возможность оценки закономерностей распределения металлопорфиринов в нефтях, углях и рассеянном ОВ. Установлено, что наличие в породах комплексов порфиринов с ванадилем указывает на преимущественно морской генезис ОВ. Эти соединения не обнаружены ни в одном из многочисленных изученных образцов ископаемого ОВ континентального генезиса (озерные и болотные фации).

Распределение комплексов порфиринов с никелем в меньшей степени зависит от фациальной природы ОВ. Эти соединения присутствуют в ОВ как морского, так и континентального генезиса, но их наличие свидетельствует об отсутствии закисных условий (сероводородное заражение придонных вод) при седиментации и раннем диагенезе ОВ, поскольку в этих условиях комплексообразование порфиринов с никелем невозможно [32]. Реагируя с сероводородом, никель образует нерастворимый сульфид, в результате чего выводится из реакционной среды и не может вступать в реакцию с тетрапиррольным пиг-

ментом. В то же время, для образования комплексов порфиринов с ванадилем необходима восстановительная среда.

Совместное присутствие в породах никелевых и ванадиловых порфиринов может быть следствием достаточно быстрой смены окислительных и восстановительных условий при осадконакоплении, либо восстановительной среды, но отсутствия сероводорода.

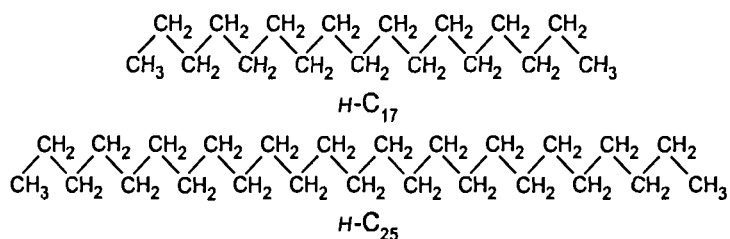
Авторы [33] обобщили результаты многих исследований порфиринов и пришли к заключению, что никелевые порфирины преобладают над ванадилпорфиринами в ОВ озер и генетически связанных с ним нефтях. По их мнению, ванадиловые и никелевые порфирины являются биомаркерами, и их соотношения могут быть использованы при корреляции нефть–нефть, нефть–РОВ нефтематеринских пород.

Все выше сказанное позволяет делать определенные заключения о палеогеографических и физико-химических условиях седиментации ОВ по составу и количественному содержанию металлопорфиринов.

Комплексный подход к изучению среднеюрских отложений представлен в работе [37], достаточно неплохо изучены распределение и состав порфиринов в нефтях верхней юры и мела Западной Сибири [34-36], в то же время данные о распределении этих хемофоссилий в отложениях нижней юры данного региона весьма разрознены и ограничены [38].

### 1.1.2 НОРМАЛЬНЫЕ АЛКАНЫ

Нормальные алканы являются одним из наиболее известных классов биогенных органических соединений. Они могут наследоваться РОВ пород и в дальнейшем нефтями от исходной биомассы, либо образовываться в результате декарбоксилирования присутствующих в различных животных и растительных тканях жирных кислот [39, 40].



Результаты исследований свидетельствуют о том, что данные о концентрациях и характере молекулярно-массового распределения *n*-алканов обладают генетической информативностью (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Биомаркеры и их биологические источники

Биомаркеры	Биологический источник	Условия осадконакопления и преобразования	Литературный источник
<i>n</i> -алканы C <sub>15</sub> , C <sub>17</sub> , C <sub>19</sub>	водоросли	морские	[11, 13]
<i>n</i> -алканы C <sub>25</sub> , C <sub>27</sub> , C <sub>29</sub> , C <sub>31</sub>	высшие растения	континентальные	[11, 13]
нечетные <i>n</i> -алканы C <sub>23</sub> , C <sub>31</sub>	континентальные водоросли	озерные	[12, 14]
пристан/фитан <1	фотосинтезирующие растения	морские, озерные с восстановительными условиями в диагенезе	[12, 14]
пристан/фитан >1	фотосинтезирующие растения	континентальные с окислительными условиями в диагенезе	[12, 14]

Основными компонентами низших водорослей в ряду C<sub>12</sub>-C<sub>32</sub> являются C<sub>15</sub> (бурые) и C<sub>17</sub> *n*-алканы (красные и зеленые) [41]. Для высших водных растений прибрежной зоны характерно преобладание среди *n*-алканов C<sub>21</sub>, C<sub>23</sub> и C<sub>25</sub>, а для наземной растительности в ряду C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub> – C<sub>27</sub>, C<sub>29</sub> и C<sub>31</sub> *n*-алканов. Доминирующее количество "нечетных" алканов может сохраняться даже в глубоко погруженных отложениях [42], хотя с глубиной и увеличением термической зрелости ОБ преобладание "нечетных" несколько сглаживается. Коэффициент нечетности (CPI) приближается к единице.

Авторами [49] установлено, что преобладание *n*-алканов с четным числом атомов С в молодых осадках карбонатных и эвапоритовых фаций связано с формированием их в восстановительной обстановке.

Отмечается влияние фациально-генетического типа ОБ на характер молекулярно-массового распределения *n*-алканов. Для преимущественно сапропелевого ОБ максимум содержания *n*-алканов сдвинут в низкомолекулярную часть. Для преимущественно гумусового ОБ максимумы падают на высокомолекулярные УВ с нечетным числом атомов С: *n*-C<sub>27</sub>, *n*-C<sub>29</sub> и *n*-C<sub>31</sub>. [11] В связи с этим CPI для гумусового ОБ выше (2-3).

Преобладание в ОВ среди *n*-алканов гомолога  $C_{16}$  указывает на существенную переработку исходного ОВ гетеротрофными микроорганизмами,  $C_{18}$  и  $C_{26}$  – анаэробными пурпурными и сульфатредуцирующими бактериями соответственно [43]. Доминирование *n*-алкана  $C_{19}$  может быть следствием преимущественного отложения в осадок морской травы *zostera* [44], глубоководных красных водорослей *porphyra leneostrica* [43], либо липидов зоопланктона [40].

Такое различие в составе *n*-алканов, образующихся при фоссилизации различных организмов, позволяет распознавать основной источник исходного ОВ древних пород, а СРІ может быть использовано для характеристики катагенетической преобразованности ОВ. Основным параметром, используемым, наряду с визуальным анализом молекулярно-массового распределения *n*-алканов, при оценке вклада в исходный органический материал наземной растительности, рассчитывается как отношение содержания  $C_{17}$  к  $C_{27}$  *n*-алканов. Доля отдельных видов биопродуцентов в составе исходного ОВ находит свое отражение в значении коэффициентов [43]:  $C_{16}/C_{20}$  – гетеротрофы;  $C_{26}/C_{20}$  и  $C_{18}/C_{20}$  – сульфатредукторы и пурпурные бактерии;  $(C_{17}+C_{15})/2C_{20}$  – фитопланктон;  $(C_{21}+C_{23}+C_{25})/3C_{20}$  – прибрежно-морские водоросли;  $(C_{27}+C_{29})/2C_{20}$  – наземные растения.

Зависимость состава *n*-алканов органического вещества пород и нефтей от фациально-генетического типа органического вещества установлена и подтверждена многими исследователями [45, 46, 29, 41].

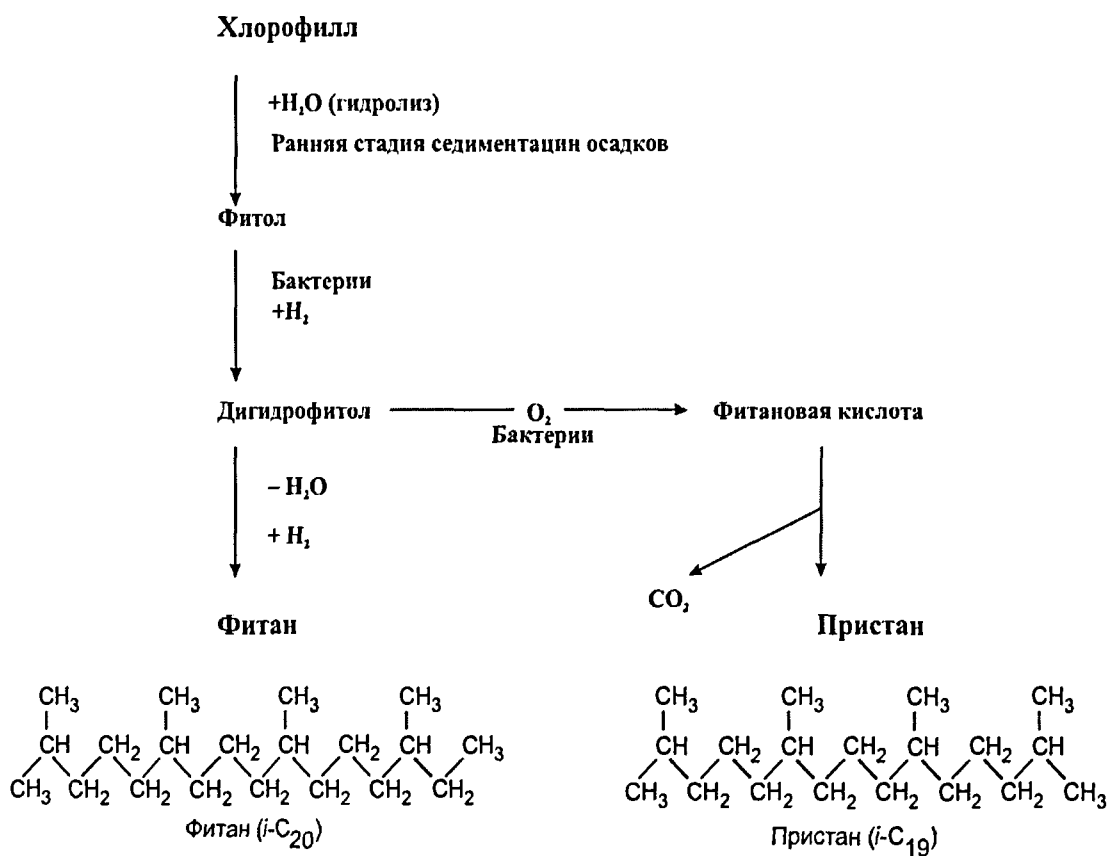
Установлено, что для преимущественного сапропелевого ОВ, источником которого являются низшие растения, максимум содержания *n*-алканов приходится на низкомолекулярную часть, для преимущественного гумусового – на высокомолекулярные УВ. С увеличением глубины залегания пород резкого смещения максимумов молекулярно-массового распределения *n*-алканов не происходит.

С увеличением термической преобразованности ОВ в результате крекинга соотношение содержания углеводородов с длинной и короткой цепью уменьшается. Это, а также сглаживание отличительных признаков при образовании *n*-алканов из жирных кислот необходимо учитывать при фациально-генетических реконструкциях.

При всех выявленных недостатках применения распределения нормальных алканов для определения степени зрелости ОВ, тем не менее, состав *n*-алканов представляется одним из наиболее информативных показателей источника исходного нефтематеринского вещества.

### 1.1.3 ИЗОПРЕНОИДНЫЕ АЛКАНЫ

С момента выделения из нефти насыщенных УВ изопреноидного строения пристана *i*-C<sub>19</sub> и фитана *i*-C<sub>20</sub> геохимиками обсуждается механизм образования этих соединений. Наиболее важным источником изопреноидных структур в биосфере считается боковая фитольная цепь хлорофилла [11, 48]. Ниже приведена схема образования пристана и фитана:



Фитан образуется из фитола в бескислородных условиях и, наоборот, образование из фитола пристана требует, чтобы верхний слой осадка был хорошо или умеренно аэрируемым. Поэтому отношение пристана к фитану используется обычно для оценки окислительно-восстановительных условий в бассейне седиментации исходного ОВ [41, 47, 49, 50].

Но при этом следует учитывать, что источником пристана могут быть изопреноидные кислоты и фитадиены, присутствующие в морских организмах, в частности, копепод из отряда *Calanoida*, в которых пристан представляет основной компонент их жировых телец [51].

Авторы [50] подчеркивают, что генезис изопреноидных УВ в известняковых осадках и глинах различен. С ними согласны другие известные авторы [49], выяснив, что в осадках засоленных карбонатных и эвапоритовых фаций, формировавшихся в восстановительных условиях, наблюдается преобладающее накопление фитана.

Анализ материалов по различным регионам [52, 45, 29] показал, что показатель П/Ф возрастает от нефтей генерированных морским сапропелевым ОВ к нефтям образованным смешанным и континентальным гумусовым ОВ (по данным большинства исследователей от 0,5–1,5 до 1–3 и более 3).

Помимо отношения П/Ф определенную геохимическую информацию несут и другие соотношения между реликтовыми УВ. Дж. Лиймбах [53] считает, что для нефтематеринских осадков открытых водоемов отношение пристана к  $n-C_{17}$  меньше 0,5, для осадков торфяно–болотных выше 1. Авторы [49] применили отношение пристана к  $n-C_{17}$  и фитана к  $n-C_{18}$  для определения геохимических обстановок диагенеза ОВ. На предложенной ими диаграмме увеличение отношения пристана к  $n-C_{17}$  указывает на окислительные условия в диагенезе, возрастание фитана к  $n-C_{18}$  – на восстановительные.

Хотя по мнению отдельных исследователей с увеличением катагенетической зрелости ОВ параметр П/Ф заметно увеличивается [50, 56, 58] и с глубиной сначала возрастает (до градаций МК1–2), а затем снижается [57, 58].

Исследования ОВ осадочных пород, проведенные другими учеными [41, 54, 55], показали, что основные факторы, определяющие величину отношения П/Ф – это палеогеографические условия осадконакопления, тип исходного ОВ, а также окислительно-восстановительный потенциал среды. От возраста и глубины залегания смещающих отложений это отношение не зависит.

Есть исследователи, относящиеся к параметру П/Ф более осторожно [59, 60]. Они считают, что данное отношение мало информативно для идентификации типов ОВ. Предполагается, что при низкой катагенетической зрелости пород отношение П/Ф не может применяться для реконструкций палеогеографических условий седиментации, а также при значениях 0,8–2,5 выводы об обстановках накопления ОВ могут быть сделаны лишь при использовании этого параметра с другими независимыми параметрами.

Таким образом, соотношения, основанные на содержании в РОВ и нефтях изопреноидных алканов, могут в определенной степени быть полезными при реконструкции условий седиментации исходного нефтематеринского вещества. В то же время, выводы, сде-

ланные на основании состава изопреноидных алканов, требуют подтверждения другими независимыми показателями.

#### 1.1.4 ФЕНАНТРЕНЫ (ТРИАРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ)

Нефтяные ароматические углеводороды не характерны для организмов животного и растительного мира, они являются продуктами превращений органических молекул в процессе диа- и катагенеза. В условиях первичного осадконакопления, последующего уплотнения и разрушения биоматериала химические соединения, входившие в состав организмов, претерпевают глубокие изменения. Многие образовавшиеся соединения сохраняют в своей структуре следы этих превращений и фрагменты исходных молекул. Изучением структуры, содержания и распределения ароматических УВ занимаются многие исследователи [61, 62, 33]. Ароматические УВ, благодаря высокой устойчивости к воздействию различных природных факторов (окисление, биodeградация), высокой термодинамической стабильности, получили наряду с алканами, стеранами и гопанами широкое применение в качестве биомаркеров, отражающих условия превращения ОВ в процессе нефтеобразования.

Концентрация ароматических УВ может достигать 15-35 % [11, 39], а в некоторых нефтях – 40-50 % массовых на нефть [63, 64]. Распространенность ароматических ядер, как правило, укладывается в последовательность [65, 66]:



Исследование [67, 61] концентрационного распределения ароматических УВ показало, что с ростом числа ароматических колец их количество закономерно снижается, причем с увеличением возраста вмещающих отложений и глубины их залегания возрастает доля алкилированных структур.

В таблице 1.2 приведены имеющиеся в литературе примеры использования данных о составе триароматических УВ для расчета геохимических параметров, отражающих различные этапы преобразования ОВ.

От степени термического воздействия на кероген существенно зависит содержание в образующейся нефти замещенных фенантронов [70]. Параметры (1-3), рассчитанные по их содержанию, авторы назвали индексами алкилирования (РАI). РАI позволяют оценить содержание в образующейся нефти замещенных фенантронов, а, следовательно, и степень термического преобразования керогена.

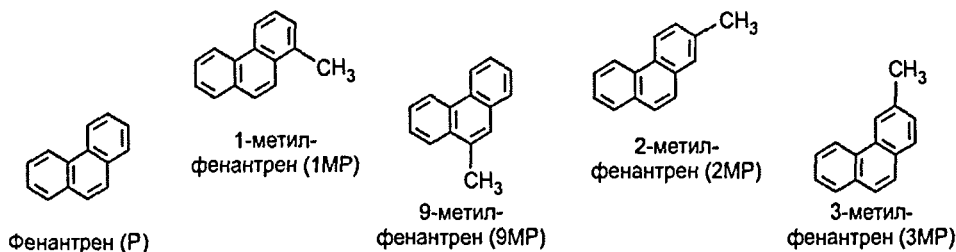
Таблица 1.2 – Геохимические параметры по данным о составе ароматических углеводородов

№ пп	Название	Аббревиатура	Формула расчета	Авторы
1	Индекс алкилирования фенантрена (1)	PAI-1	$\frac{C_1-P}{P}$	[70]
2	Индекс алкилирования фенантрена (2)	PAI-2	$\frac{C_2-P}{P}$	[70]
3	Индекс алкилирования фенантрена (3)	PAI-3	$\frac{C_3-P}{P}$	[70]
4	Метилфенантреновый индекс 1	MPI 1	$\frac{1,5 \times (2-MP+3-MP)}{P+1-MP+9-MP}$	[69]
5	Метилфенантреновый индекс 2	MPI 2	$\frac{3 \times 2-MP}{P+1-MP+9MP}$	[69]
6	Метилфенантреновое отношение	MPR	$\frac{2-MP}{1-MP} \frac{1-MP}{P} \frac{2-MP}{P} \frac{3-MP}{P} \frac{9-MP}{P}$	[71]
7	Расчетная отражательная способность витринита	Rc	1. 0,6 MPI-1 + 0,4 при % R <sub>M</sub> < 1,35 (MPR < 2,65) 2. - 0,6 MPI-1 + 2,3 при % R <sub>M</sub> > 1,35 (MPR > 2,65)	[72, 69]

В результате исследования пород различной степени зрелости, определенной по отражательной способности витринита (%R<sub>M</sub>), позволила авторам [69] предложить параметр MPI 1, который хорошо коррелирует с %R<sub>M</sub> в интервале его значений 0,67-1,35 («нефтяное окно»), соответствующем основной зоне образования нефти из керогена. В основе действия этого индекса лежит реакция метильного сдвига (перераспределение алкильных заместителей) с ростом температуры – накапливаются β-замещенные структуры. Поэтому отношение α- и β-метилфенантронов к фенантрону показывает величину термического преобразования ОВ и не зависит от типа исходного ОВ.

Более точный параметр MPI 2 предложено использовать для нивелирования ошибки при созлоировании 3-метилфенантрена и 1-метилдибензтиофена при ГЖХ анализе. Для глубоко преобразованных образцов с большим содержанием фенантрена предложен параметр MPR [71].

В результате статистической обработки зависимости MPI 1 для 80 образцов пород Радке [72] предложил рассчитывать отражательную способность витринита (Rc) по составу метилфенантронов (индекс 7 в таблице 1.2).



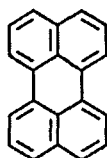
Этот индекс и MPI-1 были опробованы для оценки зрелости некоторых нефтей и конденсатов Германии [73] и на основании полученных данных предложена классификация нефтей по степени зрелости: незрелые, зрелые и существенно зрелые, для которых значения  $R_c$  равны соответственно 0,70; 0,85 и 0,95.

Анализ относительного содержания отдельных представителей метилфенантронов в РОВ различного генезиса показал, что ОВ, обогащенное 9-МР, отвечает в большей части морским фациям, а 1-МР – континентальным [13].

Таким образом, данные о составе фенантроновых УВ целесообразно использовать для оценки термической зрелости РОВ и нефтей, уточнения условий седиментации исходного ОВ.

### 1.1.5 ПЕРИЛЕН

Среди полициклических ароматических УВ (ПАУ), имеющих 4 и более ароматических кольца и присутствующих в нефтях и РОВ в очень малых количествах, выделяется легко идентифицируемый и самый распространенный пентациклический ароматический УВ – перилен.



Перилен

Вопрос о происхождении перилена обсуждается в литературе достаточно давно и широко. Авторы работ [76, 77] представляют возможным образованием перилена из хиноновых пигментов, однако сами биологические предшественники перилена–хинона никогда не фиксировались в каких либо отложениях. В частности, в работе [78] в качестве источника органической материи и перилена в озерных отложениях рассматривается автохтонная растительность. Авторы [79, 80] предполагают, что перилен, обнаруженный в ряде континентальных третичных отложений, образовался из бициклических соединений

широко представленных в ОВ растительного и животного происхождения. Источниками бициклических соединений были названы терпены, фитол, высокомолекулярные молекулы лигнина, хитина, гуминовых веществ.

Перилен образуется в наибольших количествах в осадках, накапливавшихся в бескислородных условиях [74]. В своей работе Лоуд и Бейкер [74] приводят результаты изучения содержания перилена в образцах глубоководных океанических отложений. Были идентифицированы алкилпериленовые соединения и показано, что наиболее активно алкилирование протекает при температуре менее 80<sup>0</sup>С. Был сделан вывод, что степень алкилирования перилена является индикатором термической истории отложений.

Содержание алкилированных периленов увеличивается с температурой отложений и с глубиной [74, 90], что согласуется с данными, представленными в работе [76], в соответствии с которыми повышение температуры в пластах приводит к повышению содержания 2-метилперилена и метил-замещенные гомологи преобладают на полиароматическими углеводородами без заместителей [86].

В работах [83, 84, 61] сообщалось, что при высоких концентрациях в нефтях серы и порфириновых комплексов, образованных с ванадиллом, периленовые углеводороды отсутствуют. Наибольшие концентрации периленовых углеводородов зафиксированы в образцах не содержащих металлопорфиринов. Не прослеживается связь между концентрацией периленов в нефтях и типом исходного ОВ.

Увеличение концентрации перилена с глубиной было описано в работе [78], а для современных осадков – в [90, 91]. Скорость накопления перилена не коррелирует со скоростями накопления биогенетического кремния, карбоната кальция, общего органического углерода и общего фосфора. Кроме того, количество перилена не коррелирует с отношениями n-алканов, характеризующими вклады в ОВ терригенной и водной составляющей.

Очевидно, что перилен может образовываться как из водного, так и терригенного органического материала [90], что может быть следствием антропогенного и климатологического происхождения перилена в осадках [91]. Перилен скорее является индикатором условий осадконакопления, а не источником органического вещества [76].

Более поздние исследования распространения перилена для среднеюрских отложений Западной Сибири [37] показали, что палеогеографические условия седиментации действительно влияют на распределение перилена осадках. Наиболее часто и в повышенных

концентрациях перилена присутствует в осадках озер, лагун и мелком море, глубина которого не превышала 20 м. В более глубоководных осадках и в осадках эстуарий перилена отсутствуют. В болотных отложениях их концентрации низки. Был сделан вывод, что распределение перилена в осадках зависит не только от термической истории отложений, но и во многом определяется фациальными условиями осадконакопления.

Таким образом, распределение перилена в РОВ пород и нефтях может рассматриваться как перспективный дополнительный существенный источник информации для палеогеографических реконструкций. В то же время очевидна недостаточность данных о распределении перилена в нефтях и РОВ ископаемых осадков, и факторах, контролирующих их присутствие на том или ином участке территории или разреза. В частности, единичные сведения о распространении перилена в нижнеюрской толще Западной Сибири требуют более расширенного исследования.

## **1.2 РАССЕЯННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО И НЕФТИ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ (НЕРАСЧЛЕНЕННАЯ НИЖНЯЯ И СРЕДНЯЯ ЮРА) ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

### **1.2.1 РАССЕЯННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО**

По данным ряда авторов [93, 95] формирование тюменской свиты (нижне-среднеюрских отложений) проходило в континентальных условиях, причем накопление ОБ происходило в геологических прогибах и впадинах территории Западно-Сибирской плиты. Зоны максимального содержания Сорг (2-4 %) примыкают к Уренгойскому мегапрогибу (Юганская, Ханты-Мансийская, Надымская и Большехетская впадина). Для остальной части территории плиты характерно средние концентрации ОБ (1-2 %) [93].

Для тюменской свиты наличие сапропелевого ОБ отмечено только для тогурской и шеркалинских пачек, в остальных горизонтах по данным авторов [45, 93] происходило накопление гумусового ОБ.

Катагенетическая преобразованность тюменской свиты различается в верхних и нижних горизонтах. Так, диапазон степени преобразованности ОБ нижних частей комплекса очень широк – от прото- до апокатагенеза. При этом степень преобразованности ОБ в центральных районах соответствует грациям  $МК_1^1$  и  $МК_1^2$ , в западных и восточных достигло лишь стадии протокатагенеза [93], а в северных районах ОБ пережило глупбинный мезокатагенез и апокатагенез.

Средние значения содержания ХБ в глинистых породах колеблются около 0,2 %, в алевролитах и песчаниках – 0,04 %, что согласуется с содержанием Сорг по площади [45].

Углеводородный состав хлороформного экстракта зависит от степени катагенетической превращенности ОБ. Рост содержания метано-нафтеновых (МН) углеводородов приводит к уменьшению содержания нафтено-ароматических (НА) УВ. При изменении ОБ от градации МК<sub>1</sub><sup>1</sup> до МК<sub>2</sub> содержание МН УВ увеличивается от 13,4 до 28 %, а затем от ОБ градации МК<sub>3</sub> до АК<sub>1</sub> уменьшается [45]. Содержание n-алканов изменяется в соответствии с изменением концентрации МН УВ: сначала наблюдается увеличение от 2 % до 8 % при изменении градации от МК<sub>1</sub><sup>1</sup> до МК<sub>2</sub>, затем на градации АК<sub>1</sub> оно резко снижается до 1 %.

Изменение алифатичности ХБ в зоне катагенеза отчетливо заметно по отношению МН к НА углеводородам: на градации МК<sub>1</sub><sup>1</sup> оно равно 0,6, к градации МК<sub>2</sub> увеличивается до 1,9, затем снова падает на градации АК<sub>1</sub> [45].

По данным авторов [96] концентрации ванадил- и никельпорфиринов (VO-ПФ и Ni-ПФ) в ХБ по всей территории ниже-среднеюрского возраста (тюменская свита) не высокие, за исключением отдельных областей (Нахраченоская, Парабельская и Межовская), где содержание VO-ПФ составляет более 100 мл/100 г битумоида при отсутствии Ni-ПФ. Эти площади находятся на окраинных участках и, как по мнению авторов, отличаются развитием относительно глубоководных фаций, тогда как большая часть свиты представлена преимущественно континентальными фациями. На севере территории металлопорфирины не обнаружены.

Автор [45] пришел к выводу, что степень метаморфизма ОБ тюменской свиты северных районов территории, находящихся на переходной стадии от газовой к жирной (МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub>), не способствовала сохранению порфиринов.

Большая мощность ниже-среднеюрского НГК при значительном содержании ОБ и высокой градации катагенеза обусловили высокие параметры эмиграции УВ. В работе [65] упоминается об отличии нижних и верхних горизонтов юры по типу ОБ, что позволяет выделить данные горизонты в отдельные объекты исследования для прогноза их нефтегазоносности.

Хотя автором [37] проведено изучение РОВ и нефтей среднеюрских отложений, к сожалению, данные о распределении ОБ в породах нижней юры отсутствуют, что диктует проведение детального комплексного исследования данного горизонта.

## 1.2.2 Нефти

Мезозойские нефти Западной Сибири по своим физико-химическим свойствам отличаются широким разнообразием [98-102]. В центральных районах (Среднеобская НГО) нефти, как правило, характеризуются средней плотностью, высоким содержанием сернистых и смолистых соединений, малым количеством парафинов. Нефти севера (Ямальская и Надым-Пурская НГО) и северо-востока (Фроловская и Васюганская НГО) – легкие, малосернистые.

Нефти центральных и юго-восточных районов обычно нефтено-метанового или ароматическо-метанового типа, на западе и севере – метанового и нефтено-метанового характера [46].

Диапазон изменения отношения пристана к фитану в нефтях очень широк от 0,6 до 15. Причем для северных районов отмечены самые высокие значения этого отношения при большей дифференциации по разрезу [45]. Так, для нефтей Надым-Пурской НГО (север территории) отношение  $Pg/Ph$  составляет 5,5 для апт-сеноманских отложений, для неокома – 2,7, баженовской свиты – 3,1, для нижней-средней юры – 5,0. Для остальной территории средние значения этого отношения составляют 1,0-1,1.

Широкий диапазон характерен и для концентраций металлопорфиринов: до 12 мг/100 г никель- и до 40 мг/100 г ванадилпорфиринов [25, 103-104]. Отношение VO-ПФ и Ni-ПФ минимально для верхнеюрских (2,3 среднее) и максимально для нижнеюрских отложений (по средним значениям 29,7) [96].

Для нефтей юрских отложений отношение суммарных концентраций четных и нечетных n-алканов (в ряду  $C_{13}$ - $C_{34}$ ) приближается к единице, для меловых – больше единицы, при этом для всех отложений наблюдается преобладание нечетных. По сравнению с нефтями других территорий России концентрация n-алканов средней молекулярной массы несколько повышена [29, 45, 52, 101, 105-107].

В составе мезозойского комплекса Западной Сибири ниже-среднеюрские нефти делятся авторами [105, 106] на два геохимических типа. Первые генерированы глинистыми отложениями, седиментация и диагенез которых протекали в мелководной и прибрежно-морской (озерной) зонах, вторые, хотя генерированы также глинистыми породами, частично можно отнести к нефтям континентального генезиса.

К сожалению, выводы, сделанные о распределении металлопорфиринов и алканов [65, 95-98, 54, 103-108] основаны на малом количестве образцов. При этом не проводится дифференциация между нефтями нижней и средней юры.

В то же время, использование совокупности параметров состава нефтей, распределение хемофоссилий и характеристики различных классов соединений, слагающих нефть, может быть использовано для решения практических вопросов, возникающих при разведке нефтяных месторождений.

### 1.3 Задачи исследования

Обзор состояния изученности проблем образования и состава хемофоссилий в РОВ и нефтях показывает значительные достижения в этой области, что позволяет комплексно использовать данные об их количественном и качественном распределении для реконструкции условий обстановок седиментогенеза.

Основными соединениями, которые могут характеризовать фациально-генетическую природу ОВ, являются комплексы порфиринов с ванадилем [75], *n*-алканы [41] и фенантрены [81]. Соотношения отдельных представителей нормальных и изопреноидных алканов [45], никелевых и ванадиловых порфиринов [26, 32] определяются спецификой условий седиментации и диагенеза ОВ. Присутствие периленов в ОВ может рассматриваться как дополнительный источник информации для палеогеографических реконструкций, которое во многом определяется фациальными условиями осадконакопления.

Состав *n*-алканов представляется одним из наиболее информативных показателей источника исходного нефтематеринского вещества. Доля отдельных видов биопродуктов в составе исходного ОВ может быть охарактеризована коэффициентами, рассчитанными по составу *n*-алканов.

Степень термической преобразованности ОВ может быть определена по содержанию в ОВ различных представителей фенантронов [82] по показателю расчетной отражательной способности витринита  $R_c$ , хорошо коррелирующему с отражательной способностью витринита ( $R_m$ , %) в основной зоне образования нефти из керогена.

В то же время очевидна недостаточность данных о составе органического вещества, присутствующего в породах различных горизонтов нижнеюрских отложений, изменении отдельных параметров состава и их совокупности по горизонтали и вертикали этих скоплений. Это требует более расширенного и систематического исследования отложений

нижней юры Западной Сибири для определения фациально-генетической принадлежности ОВ, специфики его катагенетических изменений, особенности путей формирования и источников углеводородных скоплений.

Таким образом, на основании вышеизложенного можно сформулировать следующие задачи:

- Изучить содержание и состав рассеянного органического вещества пород нижней юры по горизонтам и направленность их изменения по разрезу и простирацию;
- изучить закономерности в распространении отдельных хемофоссилий: металлопорфиринов и перилена, изменении индивидуального состава фенантронов, изопреноидных и нормальных алканов в РОВ и нефтях;
- определить степень термической преобразованности, фациально-генетическую принадлежность ОВ;
- исследовать влияние территориальной зональности, термической зрелости и фациальных условий накопления исходного ОВ на состав алифатических УВ, распределение в РОВ металлопорфиринов и перилена;
- провести сопоставление параметров состава хемофоссилий нефтей и РОВ и определить источник, генерировавший рассмотренные нефти.

Данные задачи несут не только общетеоретическое, но и практическое значение, т.к. предоставляют новую информацию, необходимую при поиске и разведке нефтяных месторождений.

Для решения этих задач потребовалось провести и систематизировать данные экспериментальных исследований молекулярного состава и количественного распределения алканов, металлопорфиринов, фенантронов и периленов в образцах пород и нефтей нижнеюрских отложений Западной Сибири.

## 2 МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для геохимического исследования РОВ и нефтей использован комплексный подход, включающий различные варианты препаративной, аналитической хроматографии, методы экстракции и спектрофотометрический анализ, который позволил получить данные об особенностях количественного распределения в изучаемых объектах состава углеводородов и металлопорфиринов. На рисунке 2.1 приведена общая схема исследования образцов нефтей и РОВ пород.

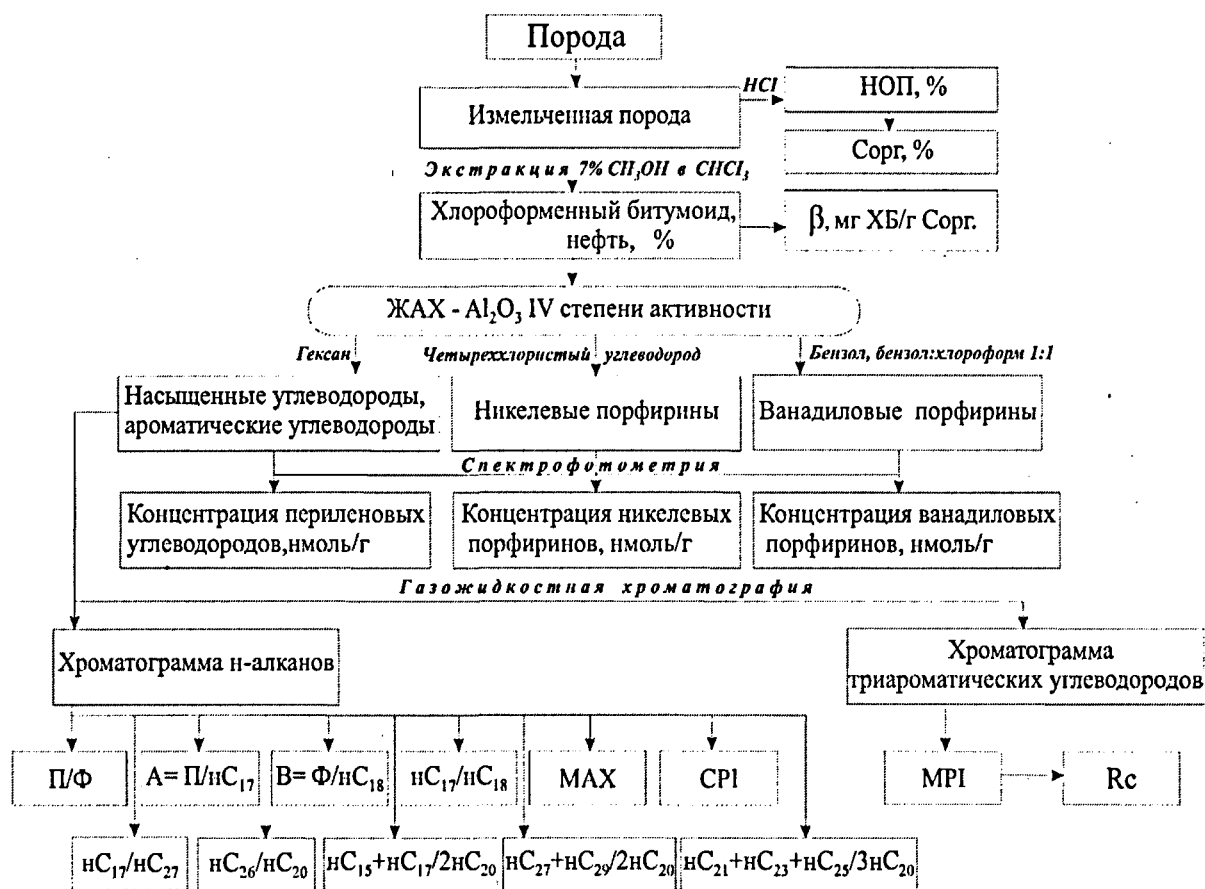


Рисунок 2.1 – Общая схема выделения и исследования рассеянного органического вещества и нефтей

### 2.1 ЭКСТРАКЦИОННЫЕ МЕТОДЫ

#### 2.1.1 ВЫДЕЛЕНИЕ ХЛОРОФОРМНОГО БИТУМОИДА

В настоящее время под битумоидами подразумевают части органического вещества, извлекаемые нейтральными органическими растворителями.

В число растворителей, извлекающих битумоиды, входят петролейный эфир, бензол, хлороформ, ацетон, этиловый эфир, спиртобензол, четыреххлористый углерод, сероуглерод и др. [109-112].

Спирты не входят в число нейтральных растворителей: они растворяют такие вещества, как гематомелановая кислота, относящаяся уже не к битумоидам, а к гумусовым кислотам. Тем более не являются нейтральными растворителями органические основания (пиридин, хинолин и др.), растворяющая способность которых очень велика. Спиртобензол (смесь этилового спирта и бензола в отношении 1:1) стоит на грани нейтральности: он растворяет вещества переходного типа, например, так называемые смоляные кислоты.

Битумоиды, извлекаемые одним растворителем, количественно и качественно отличаются от битумоидов, извлекаемых другими растворителями. Кроме того, имеет значение температура, при которой проводится экстракция: результаты экстракции при температуре кипения растворителя могут значительно отличаться от результатов экстракции на холоде. Существенна и длительность экстракции. Правильнее также говорить не о «содержании» в осадке, породе, органическом веществе, а о выходе битумоидов при тех или иных условиях или даже о выходе того или иного (хлороформного, спиртобензольного и др.) экстракта.

При геохимических исследованиях пород практикуется три варианта извлечения битумоида: 1) полный — последовательное извлечение нейтрального битумоида из породы хлороформом и дополнительно спиртобензолом (1:2); обработка дебитуминированной породы 10 %-ной соляной кислотой (HCl) и снова последовательная экстракция хлороформом и спиртобензолом; 2) сокращенный — извлечение битумоида хлороформом, обработка породы 10 %-ной HCl и извлечение всех кислых битумоидов спиртобензолом; 3) промежуточный - извлечение хлороформенного битумоида, дополнительно кислого спиртобензолом; обработка дебитуминированной породы 10 %-ной HCl и извлечение битумоида спиртобензолом.

В практике региональных геохимических исследований наибольшее распространение получили второй и третий варианты; в плане работ по происхождению нефти — первый.

Непосредственно из дробленной породы извлекается «свободный» битумоид А — хлороформный (ХБ) и спиртобензольный (ДСББ); после обработки породы 10 %-ной HCl — «связанный» битумоид С. Кислотная обработка породы приводит к тому, что

разрушаются карбонаты и солеобразные комплексы битуминозных компонентов, в результате чего дополнительно извлекается новая порция битумоида.

Хлороформный битумоид представлен следующими основными группами: масла, смолы нейтральные (бензольные) и кислые (спиртобензольные), асфальтены и асфальтогеновые кислоты. Состав ХБ зависит от исходного генетического типа ОВ и степени катагенетической превращенности ОВ.

Спиртобензольный битумоид на 90% состоит из неуглеводородных компонентов.

В связи с тем, что применяются разные методы определения величин выхода битумоидов, вопрос о средних величинах выхода битумоидов для разных типов осадков, пород и стратисферы в целом не так прост. Н. Б. Вассоевич (1973) считает возможным принять средний выход хлороформного экстракта для всей стратисферы 0,045 %; следовательно, выход битумоидов на дисперсное органическое вещество составит в среднем около 7 %. Он ввел понятие битумоидного коэффициента — это отношение количества углерода, приходящегося на битумоидную фракцию, ко всему органическому углероду в породе, умноженное на 100.

По В. А. Успенскому, при средней степени катагенеза для органического вещества гумусового типа выход хлороформного экстракта составляет 0,5—2,5 %, для сапропелевого типа 5—7 % и более (до 15 %). С дальнейшим повышением степени катагенеза выход битумов обычно снижается. В современных осадках по различным данным битумоидный коэффициент составляет 3-10 %.

В данной работе, для выделения битумоида нами использована методика, предложенная в методическом стандарте по органической геохимии [113].

Образцы породы измельчали механическим путем до размера частиц 0,2 – 0,5 мм. Измельченную породу, предварительно взвешенную, помещали в гильзы из фильтровальной бумаги и экстрагировали 7 %-ным (по объему) раствором метанола в хлороформе при помощи Tecator Soxtec HT-системы [113] в течение двух часов. Дальнейшую экстракцию проводили, поместив гильзы в колбу с тем же растворителем. Полученные растворы, объединяли и переносили в предварительно взвешенную колбу. Растворитель отгоняли на ротационном испарителе под вакуумом на водяной бане. Полученный битумоид взвешивали на весах до постоянной массы и рассчитывали его содержание (А) в породе по формуле:

$$A = m_{\text{ХБ}} * 100\% / m_{\text{породы}}$$

где А– содержание битумоида в породе, % мас.;  $m_{\text{ХБ}}$ –масса хлороформенного битумоида, г;  $m_{\text{породы}}$  –масса породы, г.

## 2.1.2 ЭКСТРАКЦИЯ ИЗ НЕФТИ МЕТАЛЛОПОРФИРИНОВ И АРОМАТИЧЕСКИХ УВ

Предварительным этапом выделения ароматических соединений и металлопорфиринов из природных смесей в большинстве работ принята жидкостно-жидкостная экстракция различными реагентами: диметилсульфоксидом, диметилформамидом и другими [109]. За сравнительно короткий промежуток времени экстракции удается существенно упростить сложную нефтяную смесь, удалить смолистые и полярные компоненты, насыщенные углеводороды. Из ряда экстрагентов нами был выделен диметилсульфоксид (ДМСО), который эффективно экстрагирует полиароматические углеводороды [110].

Для экстракции полиароматических углеводородов к навеске образца, помещенной в делительную воронку, добавляли двукратный объем ДМСО. Полученную смесь подвергали энергичному встряхиванию в течение 1–2 минуты. После отстаивания или центрифугирования (для разделения фаз) нижний слой ДМСО сливали, а к остатку вновь добавляли ДМСО. Операцию повторяли 4–5 раз. Полученные экстракты объединяли, добавляли хлороформ (в соотношении экстракта к хлороформу 1:10) и отмывали ДМСО до исчезновения характерного запаха. Хлороформный раствор упаривали, а полученный концентрат подвергали дальнейшей хроматографической очистке (рисунок 2.2).

Концентрирование порфиринов для последующего спектрофотометрического исследования проводилось высокотемпературной спирт-ацетоновой экстракцией. Нами был использован метод предварительного концентрирования порфириновых соединений при определении их количественного содержания, описанный в литературе [109], - метод двухступенчатой экстракцией кипящим спиртом, а затем ацетоном. Он позволяет достаточно полно извлекать из нефти порфириновые компоненты и широко используется в различных организациях. Для этого навеску сырой нефти (1 г) помещали в круглодонную колбу, приливали 500 мл этилового спирта. Колбу соединяли с обратным холодильником, устанавливали на водяную баню и кипятили в течение двух часов. Экстракт отстаивали в течение 12–24 часов, т.к. при медленном охлаждении раствора предотвращается соосаждение порфиринов с частично растворившимися в горячем спирте смолами. Затем экстракт фильтровали через бумажный фильтр на воронке Бюхнера. Остаток на фильтре помещали в колбу с остатком нефти, добавляли 250 мл ацетона и кипятили в течение одного часа.

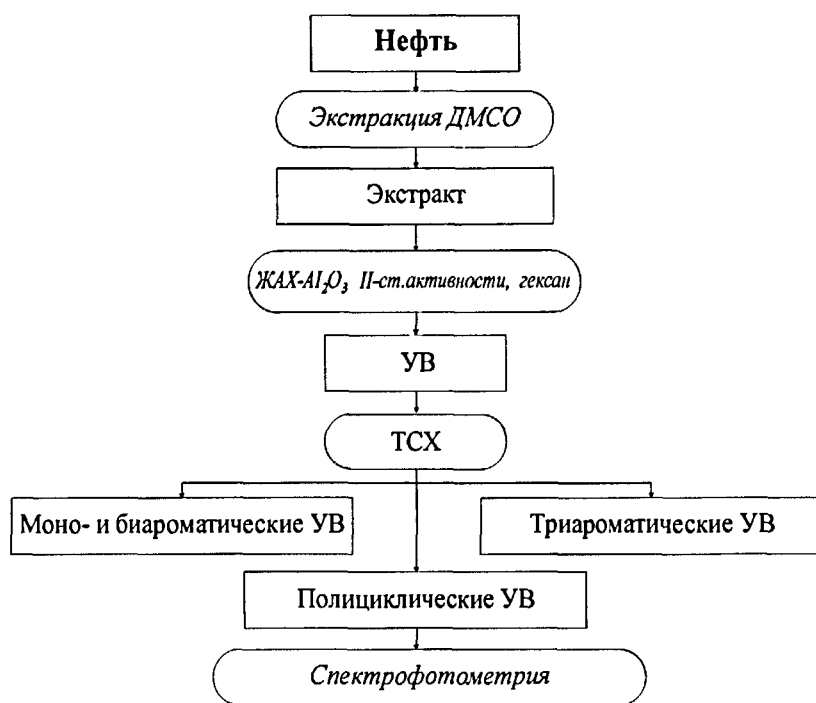


Рисунок 2.2 – Схема выделения периленовых УВ из нефти

Экстракт фильтровали, затем концентрировали. Оба полученных экстракта растворяли в хлороформе. Для более точного определения концентрации экстракты объединяли (при малом содержании металлопорфиринов в исследуемом объекте), концентрировали и наносили на окись алюминия четвертой степени активности для дальнейшего хроматографического разделения и спектрофотометрического анализа (рисунок 2.3).

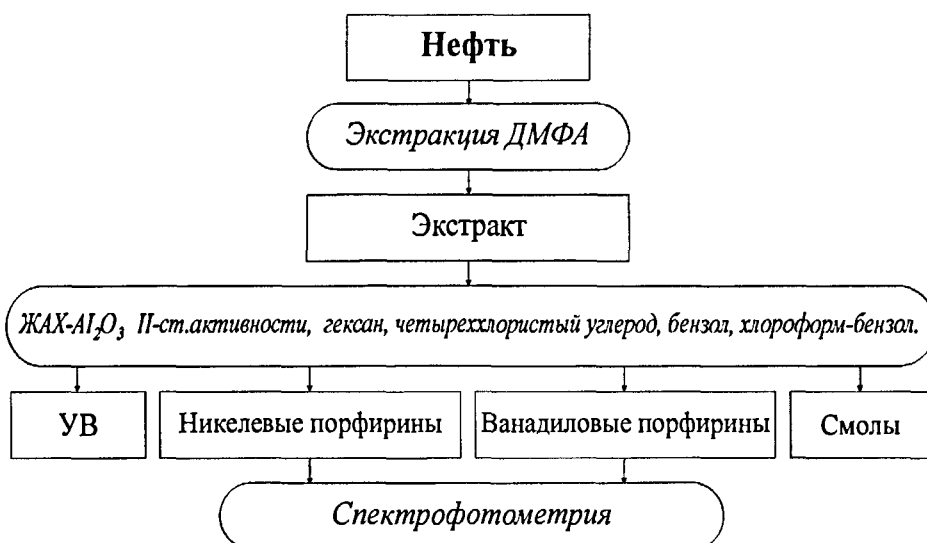


Рисунок 2.3 – Схема выделения металлопорфиринов из нефти

## 2.2 ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

### 2.2.1 ЖИДКОСТНО-АДСОРБЦИОННАЯ ХРОМАТОГРАФИЯ (ЖАХ)

Выделение и разделение насыщенных, ароматических углеводородов и пигментов из нефти и хлороформного битумоида проводят с использованием стеклянных хроматографических колонок длиной 400 мм и внутренним диаметром 20 мм. В качестве адсорбента используют нейтральный оксид алюминия  $Al_2O_3$   $\gamma$ -формы, активностью II по Брокману, зернением 100-160 мкм. Заполнение колонки осуществляют сухим способом. Соотношение веса адсорбента к весу разделяемого образца составляет 20:1. В качестве подвижной фазы применяются последовательно растворители увеличивающейся полярности: н-гексан, четыреххлористый углерод, бензол, смесью бензола и хлороформа в соотношении 1:1. Контроль за выходом фракций осуществляли спектрофотометрически на спектрофотометре с автоматической регистрацией спектра типа «Spercord UV-Vis». Первая фракция, элюируемая гексаном, собиралась отдельно в специальную пробирку, далее в ней определяли состав насыщенных и ароматических углеводородов. Никелевые порфирины смывали с сорбента четыреххлористым углеродом, а ванадиловые порфирины – бензолом и смесью бензол–хлороформ в соотношении 1:1.

### 2.2.2 Тонкослойная хроматография (ТСХ)

Тонкослойная хроматография это наиболее простой и удобный метод разделения малых количеств смесей [111]. В данной работе этот метод использовался для разделения смеси насыщенных и ароматических углеводородов.

Система детектирования для определения границ выхода триароматических и полициклических углеводородов была выбрана люминесцентный люминофор селективный к излучению при 254 нм (Чехия). Его использование позволяет при облучении пластинки УФ – светом с длиной волны, равной 254 нм отчетливо дифференцировать, различающиеся по интенсивности окраски зоны, а также при помощи стандартной смеси реперных соединений. Стандартную смесь состоит из четырех компонентов: н-гексилбензол, 1,6-диметилнафталин, фенантрен и хризен (20:5:3:1 по весу).

Пробу элюата 5-8 капель и стандартную смесь углеводородов наносили на хроматографическую пластинку Silufol (150:150 мм) марки UV-254 (Чехия) и проявляли в смеси гексан : хлороформ = 95:5 (по объему). Наличие триаренов в смеси

определяли путем сравнения  $R_f$  хроматографической зоны и  $R_f$  индивидуальных соединений из стандартной смеси.

Пробы,  $R_f$  которых совпадают с  $R_f$  фенантрена, относят к фракциям триароматических углеводородов. Характеристичное поглощение в УФ-спектре для триароматических углеводородов наблюдается в ближней ультрафиолетовой области при длине волны 220 и 360 нм.

Промежуточные фракции, отбираемые между отбором би- и триаренов, представляющие собой смесь би- и триароматических углеводородов и три- и полициклических углеводородов, подвергают дополнительной очистке на стеклянных пластинах с закрепленным слоем сорбента. В качестве сорбента используют силикагель LSL<sub>254</sub> 5/40 с добавкой 13 % гипса. Контроль за разделением осуществляют путем сравнения  $R_f$  хроматографической зоны и  $R_f$  индивидуальных соединений из стандартной смеси.

Хроматографическая зона сорбента, соответствующая триаренам, механически счищается с пластины и переносится на фильтр Шотта. Триарены элюируют с сорбента гексаном и их объединяют с ранее выделенными фракциями триаренов, концентрируют, определяют выход.

### 2.2.3 Газожидкостная хроматография (ГЖХ)

Методом ГЖХ [114-115] проводили анализ состава алканов и триаренов. Типичные хроматограммы приведены на рисунке 2.4.

Съемка хроматограмм была выполнена на газожидкостном хроматографе «Модель 3700С» с применением газо-ионизационного детектора, в качестве газа-носителя использовали гелий. Длина капиллярной колонны смоченной фазой SE-52 составляла 33 метра. Режим съемки – линейное программирование температуры со скоростью 4 градуса в минуту от начальной температуры 100 °С до 290 °С. Ввод пробы осуществляли микро-шприцем объемом 0,5 мкл.

Для анализа триароматических углеводородов съемка хроматограмм была выполнена с использованием капиллярной колонны, смоченной фазой SE-54 длиной 22 метра. Режим съемки – линейное программирование температуры со скоростью 3 градуса в минуту от начальной температуры 150 °С до 360 °С. Ввод пробы осуществляли микрошприцем объемом 0,2 мкл.

Расшифровку полученных хроматограмм проводили при помощи реперных соединений и индексов удерживания, опубликованных в литературе. По

хроматограммам ГЖХ были определены максимумы молекулярно-массового распределения n-алканов (Max), рассчитаны параметры состава алканов: отношение n-C<sub>17</sub> к n-C<sub>27</sub>, пристана (Pr) к фитану (Ph), пристана к n-C<sub>17</sub> и фитана к n-C<sub>18</sub> и другие (Приложение), зрелость органического вещества (Rc).

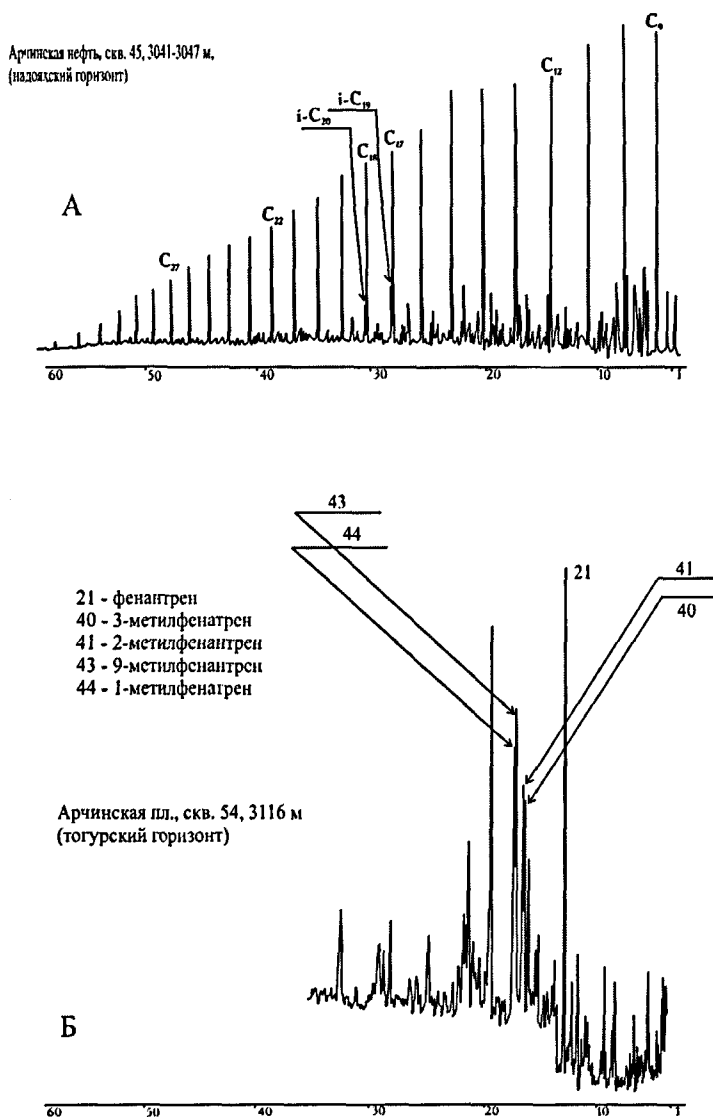


Рисунок 2.4 - Распределение алканов (А) и триаренов (Б) в нефти и РОВ Арчинской площади.

### 2.3 СПЕКТРОФОТОМЕТРИЯ

Наиболее широко используемым методом определения концентрации пигментов является электронная спектроскопия [109]. Этот метод был использован и в нашей работе. Съемку спектров периленовых углеводородов и металлопорфириновых комплексов проводили в видимой области в режиме поглощения на спектрофотометре

«Specord UV–Vis» с автоматической регистрацией спектра в растворе хлороформа. Погрешность результатов определения концентрации пигментов составляет 0,5 %.

По полученным спектрам (примеры спектров приведены на рисунке 2.5) рассчитывали концентрацию периленовых углеводородов и металлопорфириновых комплексов методом графической экстраполяции. Для этого проводили фоновую кривую в области поглощения периленовых углеводородов, ванадиловых и никелевых порфиринов. Из точки кривой, соответствующей максимальному поглощению для перилена (436 нм), ванадиловых порфиринов (570 нм), никелевых порфиринов (550 нм), опускали перпендикуляр на ось абсцисс и находили высоту, отвечающую интенсивности поглощения в точке максимума.

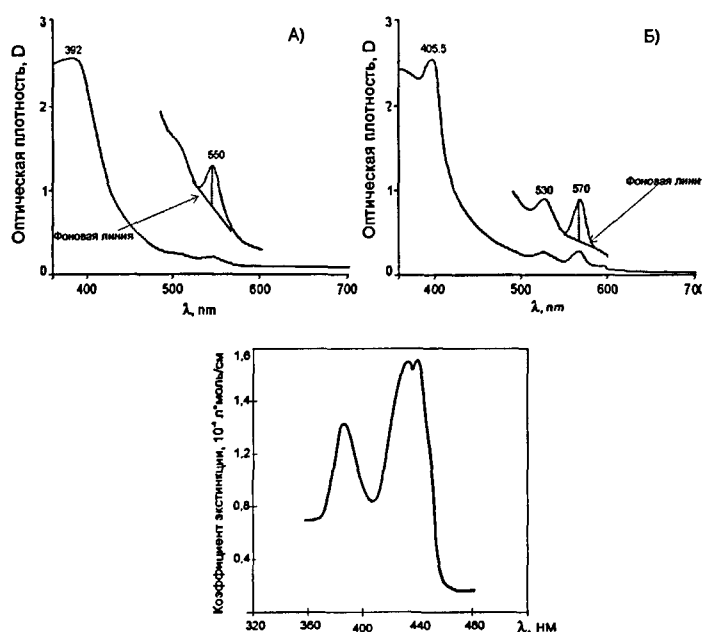


Рисунок 2.5 - Спектры поглощения растворов никель- (А) и ванадилпорфиринов (Б), периленов (В).

Далее концентрации периленовых углеводородов и металлопорфириновых комплексов ( $C$ , нмоль/г) определяли расчетным методом по формуле Ламберта–Бера:

$$C = D \times V \times 10^9 / m \times \epsilon \times e,$$

где  $D$  – оптическая плотность, которая соответствует высоте пика характерного для полосы поглощения 436 нм, 570 нм и 550 нм;

$\epsilon$  – коэффициент экстинкции ( $\epsilon_{\text{VO-p}} = 2,9 \times 10^4$  л/моль×см;  $\epsilon_{\text{Ni-p}} = 2,7 \times 10^4$  л/моль×см;  $\epsilon_{\text{перилена}} = 4,0 \times 10^4$  л / моль×см);

$V$  – объем исследуемого раствора, л;

$m$  – навеска битумоида или нефти, г;

$e$  – толщина кюветы, см.

### 3 ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НГП И ОБЪЕКТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

Западно-Сибирский бассейн – величайшая низменная равнина площадью более 3,4 млн км<sup>2</sup>. В пределах бассейна размещаются Тюменская (с Ханты-Мансийским и Ямало-Ненецким автономными округами), Томская, Омская, Новосибирская, Свердловская, Челябинская, Курганская области, Алтайский и Красноярский (с Таймырским автономным округом) края. Геологические границы бассейна соответствуют распространению отложений мезо-кайнозоя. На его территории располагается крупнейшая в мире нефтегазоносная провинция.

На территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции основными нефтегазоносными комплексами, из которых добывают нефть и газ, как известно, являются верхне-юрский и меловой. Эти комплексы достаточно полно изучены, интенсивно эксплуатируются, в них разведаны основные запасы углеводородов, которые к настоящему времени не восполняются. Объем начальных разведанных запасов нефти Западной Сибири составляет более 60 % общероссийского, текущих — более 70 %. Ежегодная добыча нефти в регионе составляет порядка 70 % суммарной по России. Главной отличительной особенностью Западно-Сибирской НГП является наличие крупнейших месторождений (Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское, Приобское, Талинское) [16].

Для стабилизации добычи нефти и газа необходимо вовлечение в освоение дополнительных нефтегазоносных этажей. Комплексом, в котором прогнозируется не менее 30 % потенциальных запасов УВ Западно-Сибирского бассейна и где можно ожидать крупные скопления углеводородов, является нижне-среднеюрский [116]. Нижне-среднеюрские отложения по условиям формирования и типам залежей отличаются от верхнеюрских и меловых [117].

Изучением геологического строения и нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности занимались многие ученые страны. Крупный вклад в этот важнейший для нашего государства вопрос внесли такие известные ученые, как И. М. Губкин, А. А. Трофимук, А. А. Бакиров, Н. Н. Ростовцев, Ю. Г. Эрвье, Л. И. Ровнии, Ф. К. Салманов, И. И. Нестеров, В. Д. Наливкин, Э. Э. Фотиади, Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторович, В. С. Сурков, С. П. Максимов, М. Я. Рудкевич, В. И. Шпильман и многие другие.

### 3.1 ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Тектонически Западно-Сибирский бассейн представляет собой эпипалеозойскую плиту, состоящую из докембрийско-палеозойского фундамента и мезозойско-кайнозойского платформенного осадочного чехла [118, 119].

В нижне-среднеюрском комплексе Западно-Сибирской плиты выделяется система надрифтовых желобов и разделяющих их поднятий (рисунок 3.1) [120].

*Колтогорско-Уренгойский надрифтовый желоб* является центральным. Он пересекает с юга на север всю Западно-Сибирскую плиту, его протяженность составляет более 1800 км, наибольшая ширина (до 80 км) отмечается в районе пос. Уренгой.

*Худуттейский надрифтовый желоб* субмеридионального простирания протягивается параллельно Колтогорско-Уренгойскому, но значительно уже его, и располагается в 80 км западнее последнего.

*Парусный надрифтовый желоб* располагается по восточному краю Обской губы и ограничен системой разломов северо-восточного простирания. По длине желоб занимает около 300 км при ширине 25–30 км.

*Ямальский надрифтовый желоб* является северо-западным продолжением Худуттейского, но выражен в гравитационных и магнитных полях менее четко. Это обусловлено большой толщиной мезозойско-кайнозойских осадков в желобе.

*Пякипурский надрифтовый желоб* представляет собой ответвление Худуттейского надрифтового желоба. Простирается в юго-западном направлении на 350 км до Верхненадымского сводового поднятия.

*Аганский надрифтовый желоб* имеет сложное строение. Основная его часть простирается в юго-западном направлении и является ответвлением Колтогорско-Уренгойского. Ширина зоны около 50 км. Наибольшие размеры в поперечнике желоб имеет в районе Югано-Покурской впадины. На юго-запад грабен прослеживается в виде серии отдельных прогибов до Уват-Ханты-Мансийского срединного массива.

*Усть-Тымский надрифтовый желоб* расположен в Васюган-Обском междуречье. Он имеет северо-восточное простирание в виде полосы прогибов и протягивается более чем на 250 км при ширине в среднем 10–15 км.

*Чузыкский надрифтовый желоб* и ряд других более мелких желобов имеют однотипное строение и северо-восточное простирание.

*Худосейский надрифтовый желоб* находится в северо-восточной части плиты.

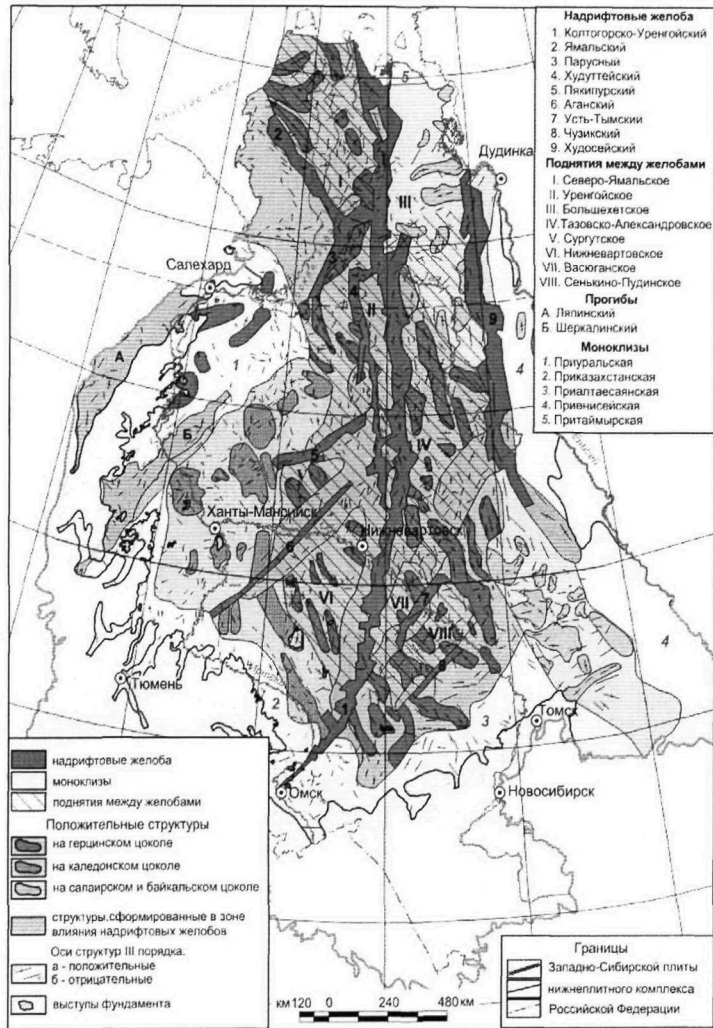


Рисунок 3.1 – Карта тектонического строения ниже-среднеюрского комплекса Западно-Сибирской плиты

На западе плиты (в приуральской части) выделяется система прогибов, образующая шеркалинскую линейную зону, которая совпадает с прогнутой зоной фундамента.

Зоны надрифтовых желобов в ниже-среднеюрское время унаследованно прогибались. Благодаря этому между желобами формировались межрифтовые поднятия: Уренгойское, Сургутское, Нижневартовское, Каймысовское, Александровское, Васюганское, Сенькино-Пудинское, Северо-Ямальское.

По темпу накопления нижней – средней юры обособились три области. На севере это Ямало-Гыданская, где толщина нижней – средней юры более 1400 м [121, 122]. Здесь наблюдаются наиболее полные стратиграфические разрезы. Обь-Тазовская область охватывает обширную территорию к северу и югу от Широкого Приобья, где мощность более

400 м. Здесь стратиграфический разрез представлен в основном средней юрой, и только во впадинах и прогибах разрез наращивается горизонтами нижней юры. В Обь-Иртышской области в ряде районов толщина осадков достигает 300 м

Оценка распределения фазового состава УВ в открытых залежах по территории нефтегазоносного бассейна характеризует его центральной части как зону развития преимущественно нефтяных залежей [129]. На западе и юге зоны в пределах перспективных земель выделяются территории с возможным открытием нефтяных, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей. На востоке предполагается достаточно обширная нефтегазоносная зона, охватывающая центральные и восточные районы Томской области и протягивающаяся на север через Ханты-Мансийский округ в направлении восточных районов Ямало-Ненецкого округа. В северных районах от Новопортовского месторождения через Уренгойское до Черничного и Ютырмальского выделяется зона развития нефтегазовых залежей. Аналогичное территориальное распределение залежей по фазовому составу прогнозируется и в более глубоко залегающих нефтегазоносных комплексах (надояхском, шароповском и зимнем).

### **3.2 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА**

Западно-Сибирский бассейн в ранней юре представлял собой крупнейшую устойчиво прогибавшуюся внутриконтинентальную депрессию с наклоном днища на север. В северной части депрессия постоянно была залита мелководным внутриконтинентальным морем. В течение ранней юры Западно-Сибирский бассейн последовательно заполнялся осадками с севера на юг с поэтапным расширением площади морского седиментогенеза.

На протяжении этой эпохи в пределах Западной Сибири устойчиво существовали ландшафты трех типов (морской, приморский, континентальный) с мобильными границами, сдвигавшимися к областям сноса [123]. Им отвечали соответствующие седиментационные обстановки или фациальные области морского (Ямало-Гыданская), переходного от морского к континентальному (Обь-Тазовская) и континентального (Обь-Иртышская) осадконакопления (рисунок 3.2). Периодически повторявшиеся в течение нижней юры эвстатические колебания на фоне устойчивого прогибания земной коры обусловили чередование в осадочном выполнении трансгрессивных глинистых и регрессивных песчано-алевритовых толщ.

Эти толщи являются реперными в стратиграфии нижней юры Западно-Сибирского бассейна и составляют региональные стратиграфические горизонты, три из которых (зимний, шараповский, надояхский) сложены песчаными, алевроитовыми и глинистыми породами, а два последовательно их перекрывающих (левицкий, китербютский – тогурский) – преимущественно глинистыми осадками.

По латерали все перечисленные горизонты в пределах осадочного бассейна имеют определенные различия, связанные со спецификой фациальных областей. Глинистые горизонты сформировались при высоком стоянии уровня сибирских морей, пониженном рельефе, продуцировавшем мелкообломочный материал, и широком развитии низменных приморских лагунно-озерно-болотных равнин.

В Ямало-Гыданской морской области глубоководные глинистые осадки часто тонкодисперсные с ненарушенной мелкой горизонтальной слоистостью, иногда битуминозные, с редкими маломощными прослоями песчано-алевритовых турбидитов. В переходной Обь-Тазовской области в глинах появляются примесь алевроитовых и мелкопесчаных частиц, подчиненные прослои алевролитов и мелкозернистых песчаников, пакеты флишоидного переслаивания аргиллитов-алевролитов, мелкие линзы паралических углей. В Обь-Иртышской области континентальные глинистые толщи содержат много углистых пластов и линз, в них увеличивается количество мелкопесчаных и алевроитовых прослоев, возрастает градиент латеральной изменчивости.

Песчано-алевритовые горизонты накапливались при падениях базиса эрозии, относительном повышении высоты и расчлененности рельефа. Латеральная дифференциация выражается в возрастании с севера на юг крупности обломочного материала и доли песчаных пород в разрезе. В Ямало-Гыданской области это чередование существенно алевроитовых, мелкопесчаных и глинистых горизонтально-слоистых осадков. В переходной области песчаники мелко- и разнозернистые, иногда с гравием и галькой, часто косослоистые, алевролиты разнозернистые, в аргиллитах значительна примесь терригенного материала. Песчаные толщи Обь-Иртышской области, как правило, крупнообломочные косослоистые, в них нередки прослои гравелитов и конгломератов, в глинисто-алевритовых слоях много углей.

Таким образом, в основу стратификации нижней юры Западной Сибири положена вертикальная (песчано-алевритовые и глинистые толщи) и латеральная (морские, переходные и континентальные осадки) дифференциация осадочного вещества. Она выража-

ется в закономерной повторяемости в разрезе глинистых и песчано-алевритово-глинистых толщ.

В *надояхском* комплексе открыто 26 нефтяных и газовых залежей различных размеров, в том числе уникальная по запасам высокодебитная залежь на Талинской площади [120]. Наряду с открытием пластовых залежей наблюдается рост доли залежей стратиграфического типа в зоне контакта выступов фундамента и нижней юры (12 залежей). В *шараповском* комплексе в пределах Тюменской области открыто шесть залежей. В пределах наиболее изученных юго-восточных районов открыто восемь залежей нефти и газа. Все открытые залежи обнаружены в дезинтегрированных породах фундамента под тогурскими (китербютскими) аргиллитами, где наблюдается примыкание к выступам фундамента песчаных пластов шараповского НГК. *Зимний* комплекс практически не изучен бурением. В прикровельной части комплекса открыта промышленная залежь газоконденсата на Новопортовской площади, непромышленные притоки нефти получены на Западно-Новогодней и Толпаровской площадях.

### 3.3 ФАЦИАЛЬНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

В раннеюрском седиментационном бассейне Западной Сибири выделяются три фациальные области (ФО): Ямало-Гыданская морская, Обь-Тазовская переходная и Обь-Иртышская континентальная).

Региональная стратиграфическая схема нижнеюрских отложений Западной Сибири соответственно состоит из трех местных схем для каждой из названных областей (рисунок 3.2 по данным [123]). Местные схемы объединены в единую пятую горизонтами (рисунок 3.3), три из которых (зимний, шараповский, надояхский) сложены песчаными, алевритовыми и глинистыми породами ("низкая эвстатика"), а два их последовательно перекрывающие (левинский, китербютский) преимущественно глинистыми ("высокая эвстатика").

Ямало-Гыданская ФО (рисунок 3.2) включает в себя Ямальскую, Гыданскую и Усть-Енисейскую фациальные зоны (ФЗ).

В Обь-Тазовской ФО выделяют Нижнеобскую, Фроловскую, Надымскую, Уренгойскую, Варьеганскую, Часельскую, Нюрольскую, Тымскую фациальные зоны.

Обь-Иртышская ФО подразделяют на Приенисейскую, Шаимскую, Уватско-Мегионскую, Омскую, Ажарминскую, Колпашевскую, Нижнечулымскую, Кулундинскую, Чулымо-Енисейскую фациальные зоны.

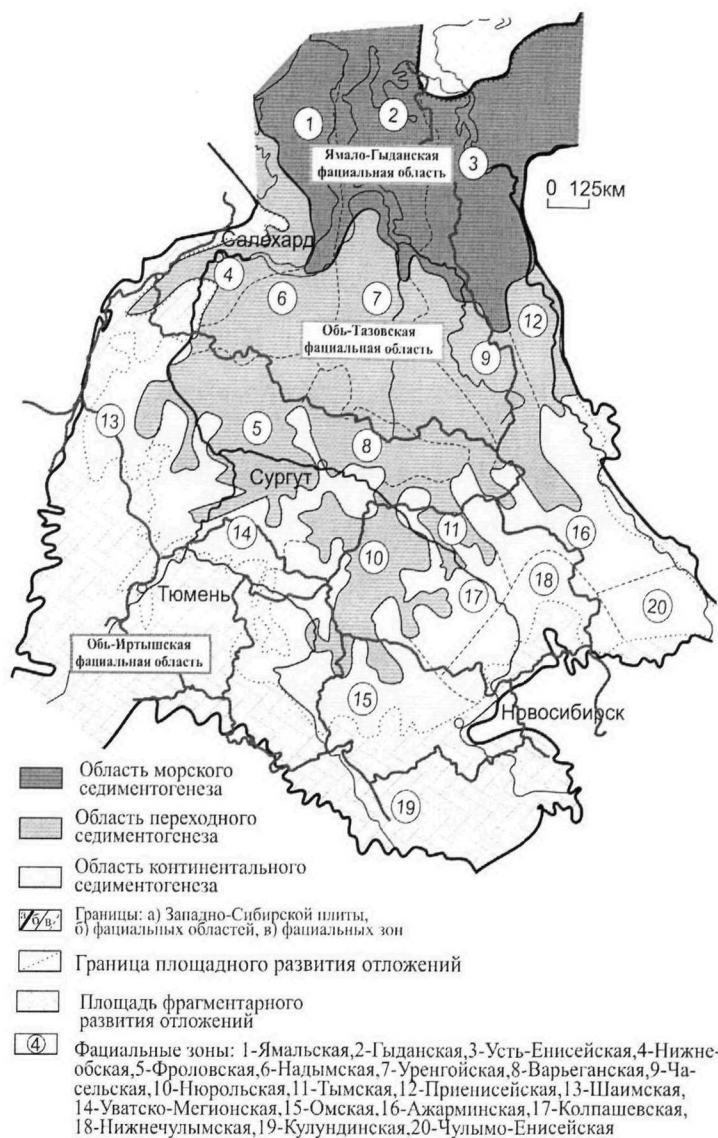


Рисунок 3.2 – Схема фациального районирования нижнеюрских отложений Западно-Сибирской плиты.

Томская область располагается в зоне сочленения Обь-Тазовской переходной и Обь-Иртышской континентальной фациальных областей (рисунок 3.4) [124-126].

К территории Обь-Тазовской ФО относятся наиболее прогнутые участки Томской области (Колтогорский мегапрогиб, Нюрольская, Усть-Тымская, Восточно-Пайдугинская впадины, Тоголикская котловина, Нижнеулулюльский, Западно-Белоярский прогибы и др.) и разделяющие их системы пологих мегавалов и сводов (Нижневартовский, Каймысовский, Александровский, Средневасюганский, Пудинский, Парабельский)– рисунок 3.5. Эта фациальная область характеризуется полным объемом системы в прогибах и редукци-

ей нижних ее горизонтов на поднятиях, наибольшими мощностями (до 800 - 1000 м) [127-128].

Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	ФАЦИАЛЬНАЯ ОБЛАСТЬ		
					ЯМАЛО-ГЫДАНСКАЯ	ОБЬ-ТАЗОВСКАЯ	ОБЬ-ИРТЫШСКАЯ
ЮРСКАЯ	Нижний	Аллея	Топор	Надояхский	Надояхская свита	Селькупская свита	Первая подсвита
				Китербютский	Китербютская свита	Тогурская свита	
		Плоскоба	Верхний	Шараповский	Шараповская свита	Черничная свита	Шеркалинская свита
				Левинский	Левинская свита	Таркосалинская свита	
		Геттанг-синеюор	Н	Зимний	Зимняя свита	Береговая свита	
							Верхняя подсвита
							Средняя подсвита
							Нижняя подсвита

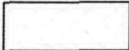

-  Уровни алеврито-песчаной седиментации (резервуары)
-  Уровни глинистой седиментации (флюидоупоры)

Рисунок 3.3 – Принципиальная стратиграфическая схема нижнеюрских отложений Западной Сибири.

В Обь-Тазовской области обособливаются: Нюрольская, Тымская, Медведевская, Нововасюганская, Назинская, Среднеvasюганская, Лугинецкая, Парабельская и Вездеходная фациальные зоны.

*Нюрольская зона* приурочена к Колтогорскому мегапрогибу и Нюрольской впадине. Для нее характерен полный объем системы и наибольшие мощности (950 м).

В *Тымской зоне*, располагающейся в пределах Усть-Тымской и Бакчарской впадин, несколько сокращаются мощности отложений (775 м), при сохранении стратиграфической полноты и фациальных особенностей системы.

*Вездеходная фациальная зона*, занимающая восточную часть Обь-Тазовской области и приуроченная к Восточно-Пайдугинской впадине, Тоголикской котловине, Нижнеулулюльскому, Западно-Белоярскому прогибам, также как и две предыдущие зоны, характеризуется полным объемом системы и значительными мощностями (850 м).

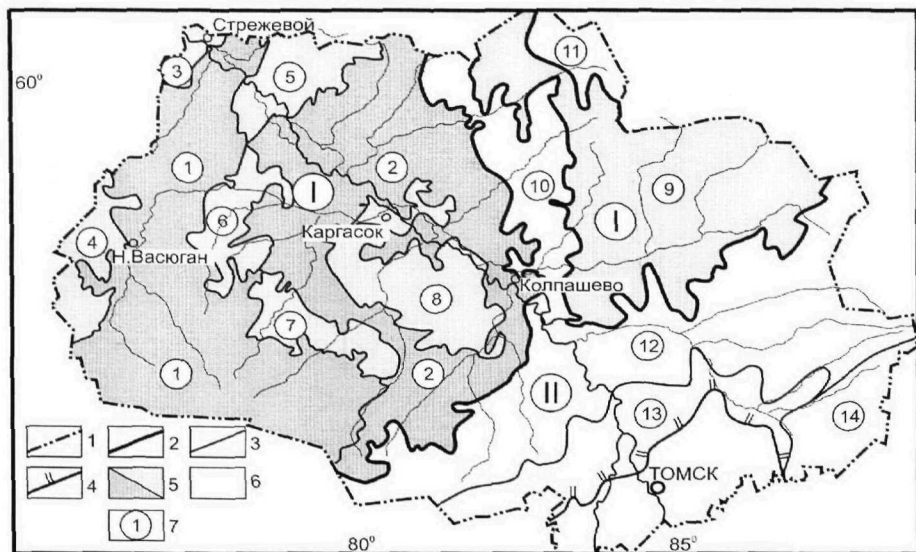


Рисунок 3.4 - Схема фациального районирования нижней юры Томской области.

Условные обозначения: Границы: 1-административная, 2- фациальных областей (I- Обь-Тазовской, II- Обь-Иртышской), 3 - фациальных зон, 4 - выклинивания отложений.

Области преимущественного седиментогенеза: 5 - переходного, 6 - континентального.

7 - номера фациальных зон: 1 - Нюрольская, 2 - Тымская, 3- Медведевская, 4 - Нововасюганская, 5 - Назинская, 6 - Среднеvasюганская, 7 - Лугинецкая, 8 - Парабельская, 9 - Вездеходная, 10 - Пайдугинская, 11 - Ажарминская, 12 - Белоярская, 13 - Нижнечулымская, 14 - Чулымо-Енисейская.

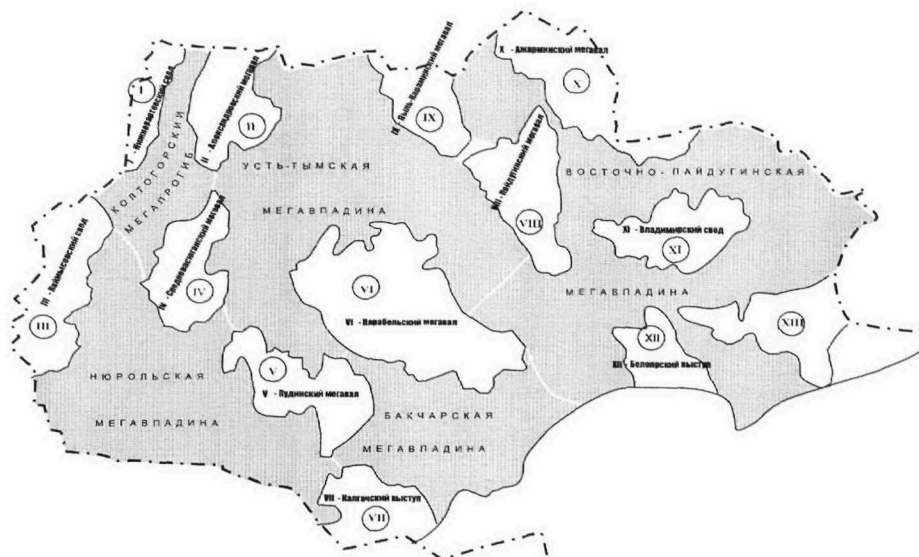


Рисунок 3.5 - Схема основных геологических структур на территории Томской области.

Положительные структуры I порядка:

- I – Нижневартовский свод, II – Александровский мегавал,
- III – Каймысовский свод, IV – Среднеvasюганский мегавал,
- V – Пудинский мегавал, VI – Парабельский мегавал,
- VII – Калгачский выступ, VIII – Пайдугинский мегавал,
- IX – Пыль-Караминский мегавал, X – Ажарминский мегавал,
- XI – Владимирский свод, XII – Белоярский выступ

В фациальных зонах Обь-Тазовской области, приуроченных к поднятиям (*Медведевская зона* – Нижневартовский свод, мощность 290 м; *Нововасюганская зона* – Каймысовский свод, 290 м; *Назинская зона* – Александровский мегавал, 240 м; *Среднеvasюганская зона* – Среднеvasюганский мегавал, 320 м; *Лугинецкая зона* – Пудинский мегавал, 270 м; *Парабельская зона* – Парабельский мегавал, 275 м, нарастает континентальность осадков, сокращаются мощность (240 - 320 м) и объем (до среднего отдела) системы с редукцией нижних горизонтов.

Обь-Иртышская фациальная область располагается в восточной половине Томской области и занимает ее возвышенные участки (Пыль-Караминский, Пайдугинский, Ажарминский мегавалы, Степановский, Зимовский структурные мысы, Чачанское куполовидное поднятие и другие, внешний пояс плиты). В Обь-Иртышской области развиты в основном среднеюрские отложения и преимущественно континентального генезиса. Мощность их сокращена до 150 - 550 м.

Обь-Иртышская континентальная область делится на Пайдугинскую, Ажарминскую, Белоярскую, Нижнечулымскую и Чулымо-Енисейскую фациальные зоны.

*Пайдугинская зона* занимающая центральные части Пыль-Караминского и Пайдугинского мегавалов характеризуется сокращенными мощностями (280 м), существенно континентальным генезисом осадков, отсутствием геттанга-нижнего тоара.

В *Ажарминской зоне*, располагающейся в пределах Ажарминского мегавала, при континентальном генезисе и одинаковом стратиграфическом объеме ниже-среднеюрских отложений, возрастает их мощность (550 м).

В *Белоярской зоне*, прилегающей к внешнему поясу плиты в пределах Калгачского выступа, Тигинского куполовидного поднятия, Усть-Чулымского, Белоярского, Зимовского структурных мысов, Западно-Чачанского вала, Чачанского куполовидного поднятия, Западно-Белоярского, Нижнеулуйского прогибов, Южно-Чачанской и Киселевской котловин мощность (510 м) и стратиграфический объем нижней-средней юры, представленной континентальными фациями, сохраняются. В целом увеличивается гранулометрический состав пород.

*Нижнечулымская зона* приурочена к внешнему поясу плиты, где система представлена лишь верхами аалена, байосом и батом мощностью 160 м.

*Чулымо-Енисейская зона* тяготеет к западному окончанию Тегульдетского прогиба. Здесь нижний и средний отделы юры характеризуются значительной угленосностью, от-

сутствием в пределах Томской области геттанга, сипемюра, нижней части плинсбаха, большой мощностью отложений (800 м), континентальным их генезисом.

### 3.4 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

Наиболее подробно охарактеризована юго-восточная часть Западной Сибири, приуроченная к территории Томской области. Изученные образцы ее северных территорий представлены отдельными выборочными площадями. Схема размещения охарактеризованных площадей территории Томской области и в целом Западной Сибири приведена на рисунке 3.6.

Юго-восток Западной Сибири охарактеризован 181 образцом аргиллитов нижней юры на 58 площадях в интервалах глубин от 2614 до 3552 м в пределах Нюрольской, Тымской, Нововасюганской, Назинской, Лугинецкой, Вездеходной, Аржаминской и Белоярской фациальных зон, также 35 образцов нефтей и нефтенасыщенных песчаников. Наряду с этим на северных территориях 71 образец РОВ проанализирован на 16 площадях с глубин 2390 до 4876 м в пределах Ямальской, Гыданской, Фроловской, Надымской, Уренгойской и Часельской ФЗ.

РОВ *надояхского* горизонта исследовано по 69 образцам пород на 45 площадях Тымской, Нюрольской, Нововасюганской, Назинской, Лугинецкой, Вездеходной, Аржаминской и Белоярской фациальных зон Томской области, а также по 20 образцам на 14 площадях Ямальской, Гыданской, Фроловской, Надымской, Уренгойской и Часельской ФС северных территорий Западной Сибири.

РОВ *китербютского* горизонта охарактеризовано по 85 образцам 38 площадей Тымской, Нюрольской фациальных зон Томской области и 15 образцам с 4 площадями севера.

РОВ *шараповского* горизонта изучено в 50 образцах на 19 площадях в пределах Тымской, Нюрольской и Вездеходной фациальных зон Томской области, а также по 18 образцам на 10 площадях Ямальской, Гыданской, Фроловской, Надымской и Уренгойской ФС северных территорий Западной Сибири.

Распределение и состав РОВ *левинского* горизонта исследованы в 16 образцах пород на 4 площадях в пределах Вездеходной, Ямальской, Уренгойского и Часельской ФС.

РОВ *зимнего* горизонта охарактеризовано 15 образцами шести площадей в пределах Вездеходной, Ямальской, Надымской, Уренгойского и Часельской фациальных зон.

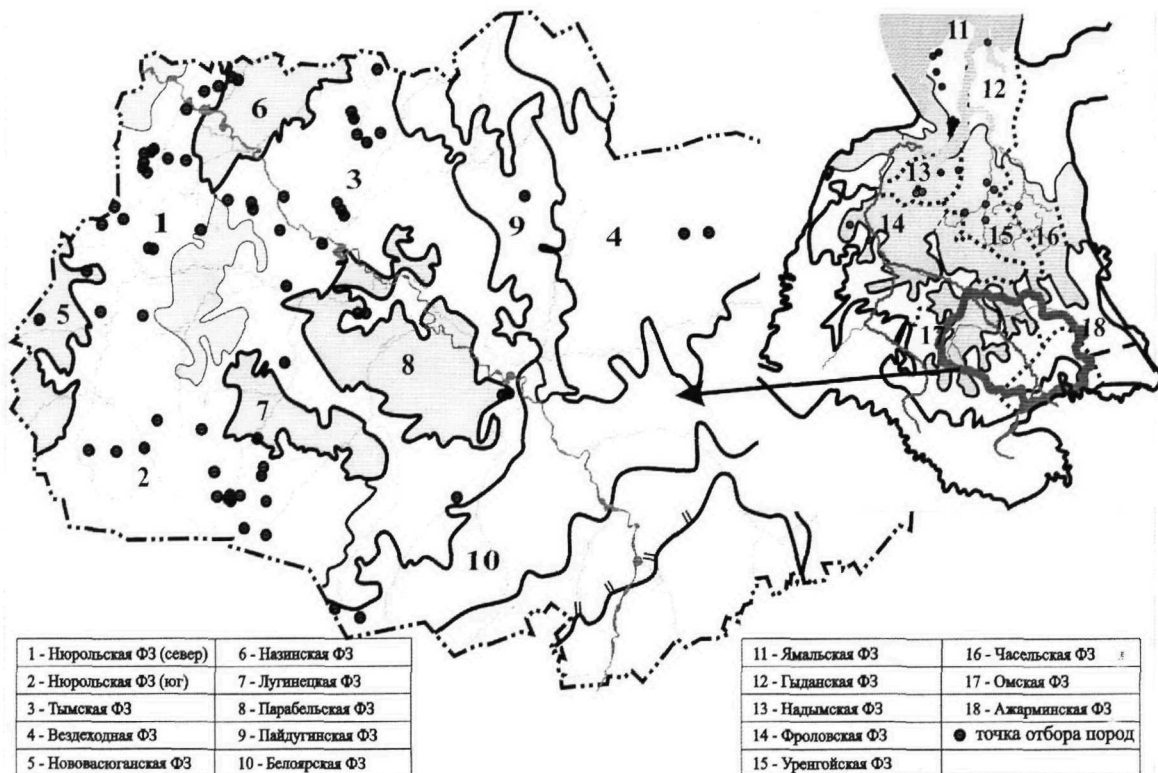


Рисунок 3.6 – Карта расположения скважин, исследованных на распределение и состав РОВ

Таким образом, статистически значимый набор исследованных объектов, залегающих в пределах различных фациальных зон и палеогеографических условий накопления РОВ, охватывающий широкий интервал глубин захоронения и основные тектонические структуры Западной Сибири, позволяет проследить закономерности в изменении состава РОВ нижней юры, определить основные их особенности на отдельных участках территории и возможные причины, обусловившие эти особенности. Исследовать влияние на распределение в РОВ алифатических УВ, периленов и металлопорфиринов, глубины захоронения осадков, их территориальной зональности, термической зрелости отложений и фациальных условий накопления исходного ОВ для реконструкции условий накопления и преобразования потенциально нефтематеринских отложений нижнеюрского комплекса, уточнения возможности использования параметров их состава для геохимических корреляций. Провести сопоставление параметров состава нефтей и РОВ на отдельных участках территории и в разрезе нижнеюрского НГК и выявить зоны, где нефти, залегающие в отложениях нижней юры, были генерированы одновозрастными отложениями.

## 4 РАСПРЕДЕЛЕНИЕ И СОСТАВ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

### 4.1 ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО В РАЗРЕЗЕ НИЖНЕЙ ЮРЫ

Количественное распределение рассеянного ОВ в породах и его битуминозной составляющей (ХБ) в разрезе нижнеюрских отложений связано с горизонтом седиментации и варьирует по площади распространения. Так, для трансгрессивных глинистых горизонтов, левинского (*lv*) и китербютского (*kt*), минимальные значения  $C_{орг}$  составляют 0,5 и 0,27, а максимальные – 1,3 и 10,0 % масс. соответственно (в среднем 0,9 и 1,69). Величина ХБ изменяется от 0,022 до 0,1 % масс. для зимнего и от 0,006 до 0,431 % масс. для китербютского горизонтов, составляя в среднем 0,061 и 0,116 % масс.

Отмечается рост средних значений величин  $C_{орг}$  и ХБ для регрессивных песчано-алевритовых горизонтов относительно характеристик нижележащих трансгрессивных толщ (рисунок 4.1). Зимний (*zm*) горизонт характеризуется незначительными изменениями содержания органического углерода от 0,3 до 2,1 (среднее – 1,4) % масс.; для шараповского (*srp*) горизонта этот разброс возрастает: максимальное значение  $C_{орг}$  составляет 7,36, а минимальное – 0,41, при среднем 2,36 % масс. Для надояхского (*nd*) горизонта этот разброс еще больше увеличивается – от 0,02 до 18,3 при среднем 2,88 % масс. Таким образом, наблюдается возрастание средних значений  $C_{орг}$  вверх по разрезу нижней юры в регрессивных и снижение – в трансгрессивных горизонтах, при общем росте величин максимальных значений  $C_{орг}$ : 7,36, 10,0 и 18,3 % мас. для шараповского, китербютского и надояхского горизонтов соответственно.

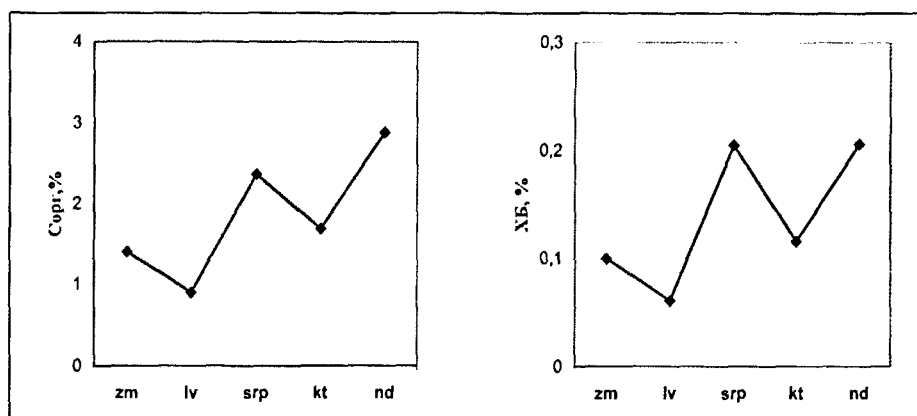


Рисунок 4.1 - Изменение средних значений содержания общего органического углерода и битуминозных компонентов по разрезу нижней юры.

Характер изменения содержания битуминозных компонентов по разрезу нижней юры аналогичен изменению Сорг. Отмечается широкий разброс значений концентрации ХБ по всем горизонтам.

Для китербютского, зимнего и левинских горизонтов наиболее часто встречаются значения от 0,05 до 0,1 % (рисунок – 4.2). В надояхском горизонте чаще фиксируются значения от 0,1 до 0,2, а в шарاپовском – ниже 0,05 %.

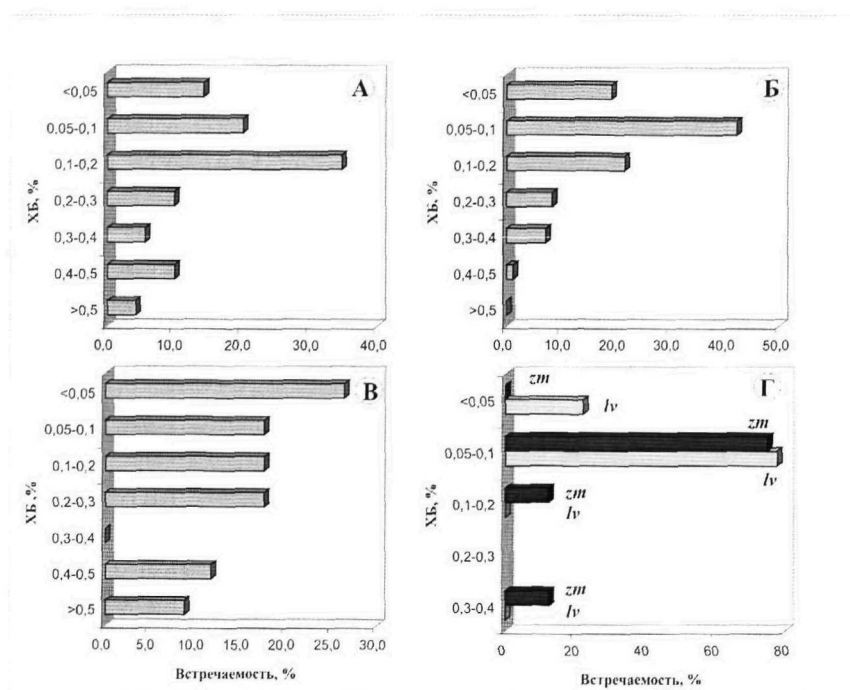


Рисунок 4.2 - Частота встречаемости концентраций битуминозных компонентов в породах отдельных горизонтов нижней юры. (А – надояхский, Б – китербютский, В – шарাপовский, Г – зимний и левинский горизонты)

Анализ изменения средних значений, рассчитанных для каждого горизонта, показывает увеличение содержания битуминозных компонентов вверх по разрезу. Максимальные концентрации ХБ встречаются в регрессионных надояхском и шарাপовском горизонтах (рисунок 4.3). И, наоборот, низкие концентрации битумоида чаще фиксируются в трансгрессивных китербютском и левинском горизонтах. Для зимнего горизонта подавляющее большинство образцов характеризуется значением ХБ ниже 0,3 %. Величина среднего значения битумоидного коэффициента ( $\beta$ ) растет вверх по разрезу нижней юры, резко

увеличиваясь в надояхском горизонте, где при высокой концентрации битумоида, породы характеризуются низким содержанием Сорг. Наблюдаемая картина может быть связана с протеканием процессов миграции флюидов из глинистых (китербютского и левинского) в более проницаемые породы шарاپовского и надояхского горизонтов.

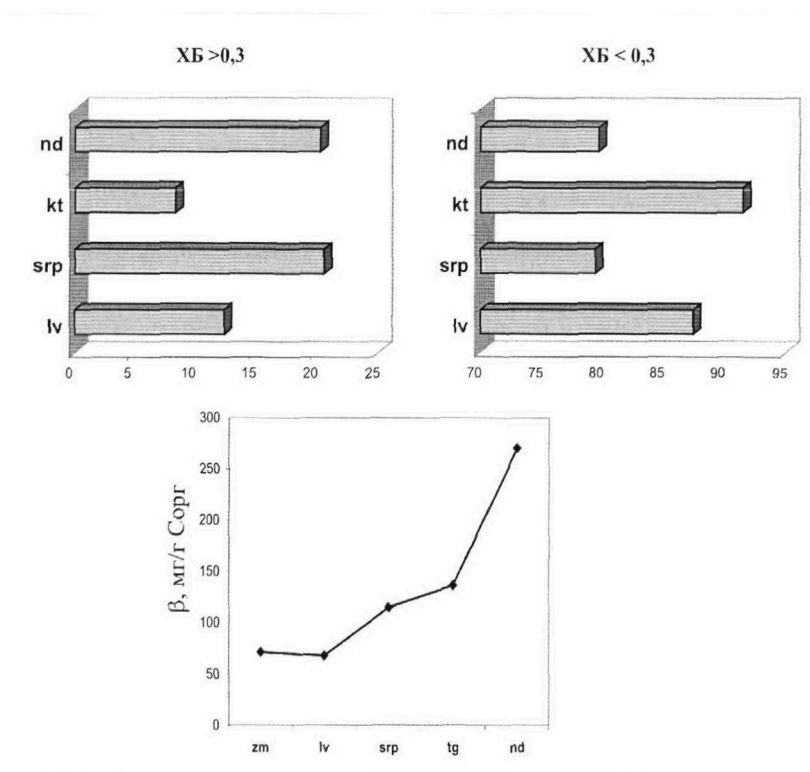


Рисунок 4.3 - Изменение встречаемости средних значений выхода битумоида и величины битумоидного коэффициента по разрезу нижней юры

Корреляционный анализ, позволяющий выявить статистически значимые связи между параметрами (содержанием общего органического углерода в горизонте с его битуминозной составляющей – рисунок 4.4), показал, что только для трансгрессивного (глинистого) китербютского горизонта значение корреляционного коэффициента больше 0,7, что свидетельствует о наличии генетического родства между содержанием ХБ и Сорг этого горизонта. Для окружающих его регрессивных надояхского и шарাপовского горизонтов этот коэффициент незначителен (0,2 и 0,5 соответственно). Следовательно, можно говорить о единой природе ОВ и генетическом единстве битуминозной составляющей и керогена в большинстве образцов китербютского горизонта, в то время как в породах шарাপовского и надояхского горизонтов, вследствие широкого набора фациальных обстановок

осадконакопления и исходных биопродуцентов, формировался набор различных типов ОБ.

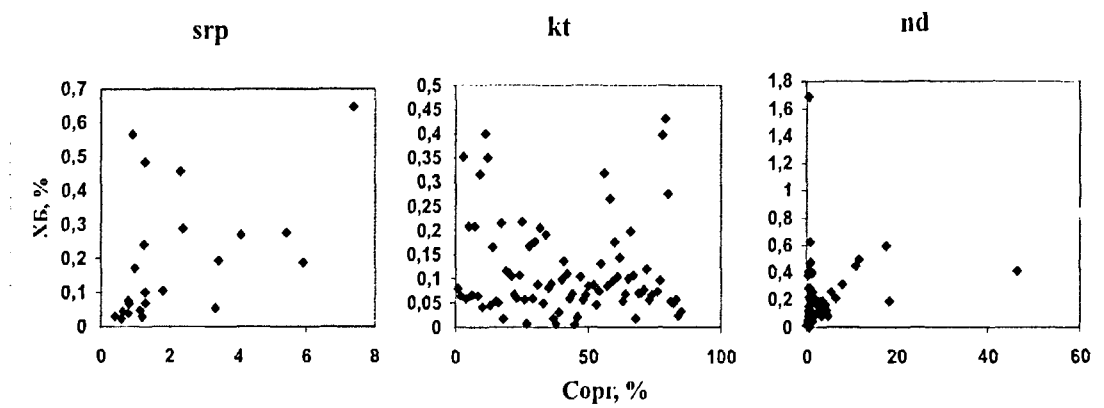


Рисунок 4.4 - Изменение содержания хлороформного битумоида в породе от общего количества органического вещества.

Для оценки зрелости РОВ обычно используют величину отражательной способности, присутствующего в породах витринита ( $R_o$ ), но это очень трудоемкая методика, поэтому для определения зрелости ОБ нижеюрских отложений нами была использована методика [71-73, 130-134], основанная на данных о составе фенантеновых углеводов. В результате были получены величины «расчетной отражательной способности витринита» –  $R_c$ . Правомочность использования этого показателя подтвердили значения  $R_o$ , полученные сотрудником ИГНГ А.Н. Фоминым при исследовании керогена, выделенного из пород средней юры юго-востока Западной Сибири. На рисунке 4.5 приведена зависимость между величиной отражательной способности витринита и значениями, полученными расчетным путем по составу фенантенов (по данным [134]).

В юго-восточной части Западной Сибири расчетная отражательная способность витринита колеблется в пределах градаций катагенеза  $МК_2$  -  $МК_3$  (рисунок 4.6). На основной части территории термическая преобразованность ОБ соответствует градации  $МК_2$  ( $R_c$  меняются от 0,65 до 0,85 с преобладанием значений 0,70-0,80) и достигает  $МК_3$  в пределах Колтогорского мегапрогиба, Бакчарской впадины, севера Нюрольской и запада Усть-Тымской впадин. Здесь же в породах глинистых (трансгрессивных) горизонтов фиксируются минимальные значения содержания Сорг и ХБ, что может быть следствием реализации породами нефтематеринского потенциала и эмиграции флюидов в проницаемые толщи (рисунок 4.6).

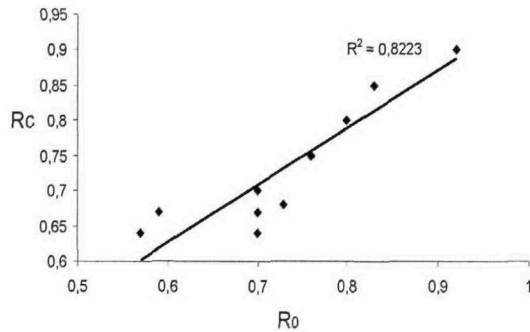


Рисунок 4.5 – Зависимость между величиной отражательной способности витринита и расчетными значениями.

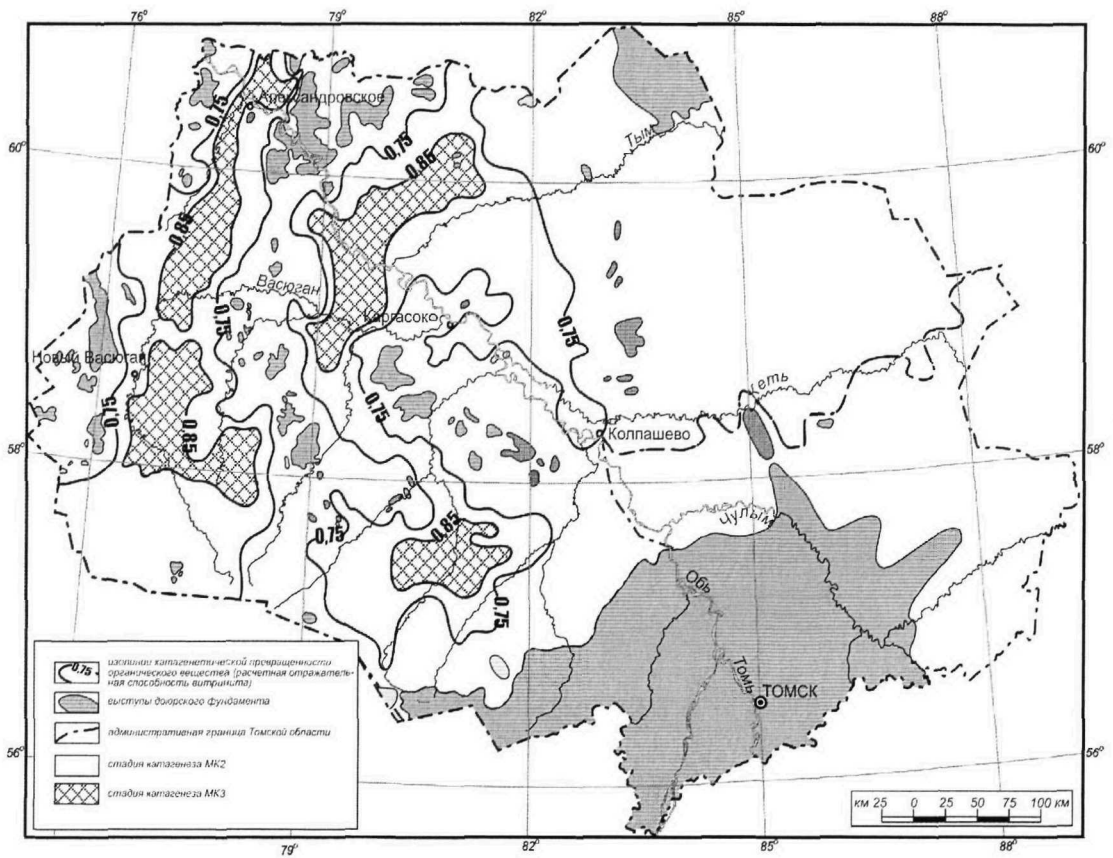


Рисунок 4.6 – Схема катагенетической преобразованности РОВ нижнеюрских отложений юго-востока Западной Сибири

Отсутствует зависимость зрелости ОВ от глубины залегания как в целом по территории, так и в пределах отдельных горизонтов. Несоответствие степени катагенеза глубине залегания ОВ объясняется авторами [128] тем, что отложения разных структур в более поздние эпохи были приподняты на разную высоту. Нарастание катагенеза с глубиной

свидетельствует, обычно, об одинаковом палеотермическом градиенте изучаемой территории. Кроме того, на степень трансформации ОВ может оказывать влияние также доля и состав глинистой составляющей в осадке, а в породах нижней юры скв. 4 Вездеходной площади нами зафиксировано закономерное снижение  $R_c$  с увеличением  $С_{орг}$  (рисунок – 4.7).

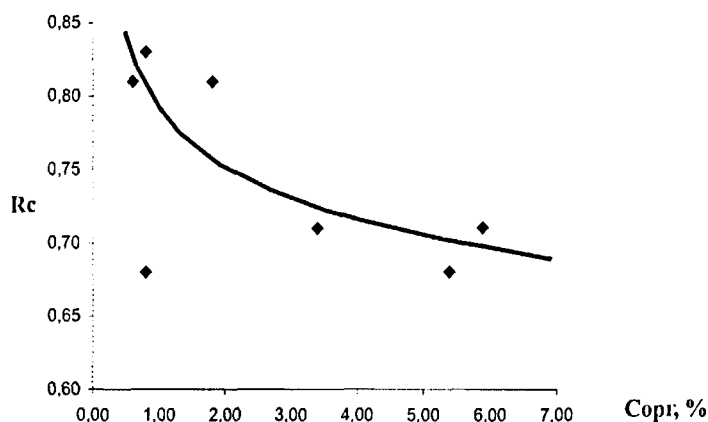


Рисунок 4.7 – Изменение расчетной отражательной способности витринита с увеличением  $С_{орг}$ .

Средние значения зрелости органического вещества для всех горизонтов нижней юры находится в пределах главной фазы нефтеобразования (0,65 -0,85).

Таким образом, анализ количественного содержания общего органического углерода, битуминозной составляющей и зрелости ОВ, рассеянного в породах нижней юры, показал высокий нефтегенерационный потенциал этих отложений практически на всей исследованной территории.

## 4.2 ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НИЖНЕЙ ЮРЫ

### 4.2.1 СЕВЕР ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

#### 4.2.1.1 Ямало-Гыданская фациальная область

##### *Ямальская ФЗ*

В пределах Нурминского мегавала исследованы аргиллиты шараповского, надояхского и зимнего горизонтов на Арктической (скв. 11), Нейтинской (скв. 27) и Восточно-Бованенковской (скв. 11, 10) площадях (рисунок - 4.8).

Содержание ОВ в породах *зимнего* горизонта В. Бованенковской площади увеличивается вверх по разрезу от 0,3 до 1,7 %, выход битумоида варьирует от 0,02 до 0,05 %. Среди n-алканов вверх по разрезу нарастает доля низкомолекулярных гомологов, величина П/Ф меняется незначительно от 1,0 до 1,2. Металлопорфирины и перилены в ОВ отсутствуют. Расчетная отражательная способность витринита составляет 0,95-1,1, что соответствует концу стадии катагенеза МК<sub>3</sub>.

От В. Бованенковской к Нейтинской площади содержание ОВ в породах *надояхского* горизонта возрастает от 1,0 до 1,4-1,9 %, битуминозных компонентов – от 0,10 до 0,21-0,22 %. Величина П/Ф снижается от 3,4 до 3,0-2,6. Вид молекулярно-массового распределения n-алканов меняется от бимодального с максимумами, приходящимися на C<sub>15</sub> и C<sub>23</sub>, на унимодальный с максимумом – на C<sub>15</sub>. Это указывает на снижение вклада высшей водной растительности в формирование состава ОВ на Нейтинской площади. Преобразованность ОВ соответствует стадии МК<sub>2</sub>.

Для *шараповского* горизонта отмечены средние показатели по Сорг и содержанию ХБ: 0,8 и 0,12 % соответственно. Среди n-алканов доминируют производные фитопланктона. Величина П/Ф (в среднем > 3) свидетельствует об окислительных условиях осадко-накопления. Пигменты отсутствуют на всей территории. Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует стадии МК<sub>2</sub>.

ОВ Южно-Ямальского свода охарактеризовано на Новопортовской площади для левинского (скв. 91, 98, 161), шараповского – скв. 88, 91, 137 и китербютского – скв. 88, 107, 137 горизонтов.

Осадки *левинского* горизонта характеризуются довольно низким выдержанным по площади содержанием Сорг (0,5- 0,7 %). Минимальные значения отмечены в наиболее по-

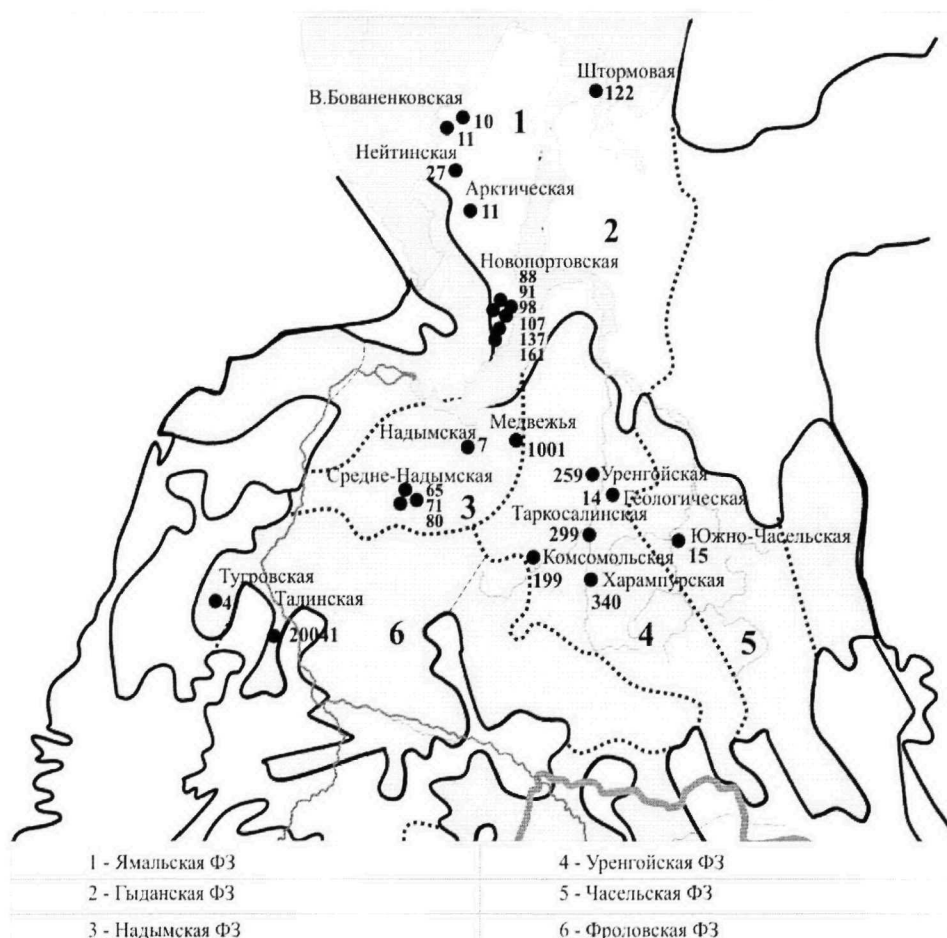


Рисунок 4.8 – Карта расположения исследованных площадей северных территорий Западной Сибири

груженной восточной части площади. Концентрация битуминозных компонентов меняется параллельно изменению содержания общего органического углерода от 0,05 до 0,10 %. Среди n-алканов преобладают  $C_{21}$ – $C_{23}$  гомологи, свидетельствуя о высших водных растениях как основном источнике ОВ в породах этого горизонта. Величина П/Ф варьирует незначительно от 1,7 до 2,2 и указывает на слабо восстановительную с переходом на ряде участков на окислительную обстановку накопления органического материала. Металлопорфирины отсутствуют на наиболее погруженных участках. В остальных исследованных образцах они в достаточно высоких концентрациях представлены VO-Ph, иногда совместно с Ni-Ph, что свидетельствует о преимущественно морском генезисе ОВ (Рисунок 4.9). Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует стадии МК<sub>2</sub> (Rc 0,72-0,87).

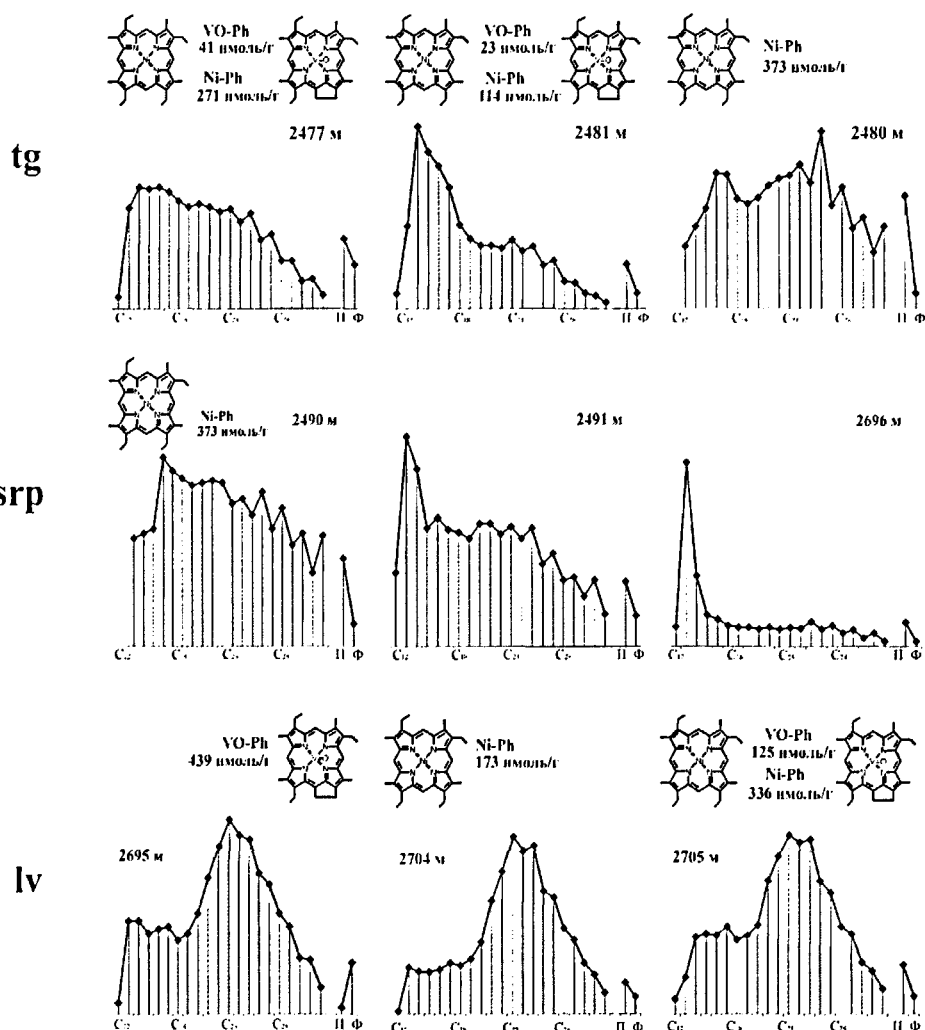


Рисунок 4.9 – Особенности состава РОВ Новопортовской площади

Невысокое содержание Сор<sub>г</sub> (0,3-1,1 %) при повышенной концентрации битуминозных компонентов (0,10-0,20 %) зафиксировано в породах *шарповского* горизонта. Значения битумоидного коэффициента ( $\beta$ ), достигающие в отдельных скважинах Новопортовской площади  $> 300$  мг/г, свидетельствуют об эпигенетичном характере битумоида поступления флюидов в пределы этого горизонта и возможном наличии в нем нефтяных залежей. Для сингенетичного ОВ характерен широкий разброс значений П/Ф (2,2-4,8), преобладание среди н-алканов пизкомолекулярных гомологов (рисунок 4.9), отсутствие металпорфиринов на наиболее погруженных участках, катагенетическая преобразованность, соответствующая МК<sub>2</sub>.

*Китербютский* горизонт характеризуется широкими вариациями в концентрации Сор<sub>г</sub> (0,4-5,2 %) и битуминозных компонентов (0,07-0,43 %). Прослеживается прямая за-

висимость между этими параметрами (рисунок 4.10). Во всех исследованных образцах, за исключением северной части Новопортовской площади среди *n*-алканов доминируют производные фитопланктона, величина П/Ф варьирует от 1,6 до 2,8. В ОВ содержатся VO-Ph и Ni-Ph с преобладанием последних. Только Ni-Ph присутствуют в ОВ на севере Новопортовской площади (рисунок 4.10). Среди *n*-алканов здесь преобладают соединения – производные высшей водной растительности, а величина П/Ф составляет 4,2-7,4. Катагенетическая преобразованность ОВ китербютского горизонта соответствует стадии МК<sub>2</sub> (Rc 0,70-0,80).

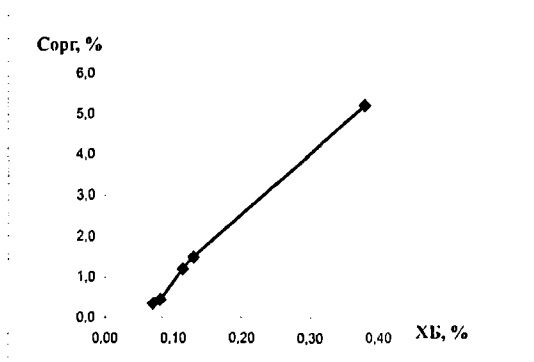


Рисунок 4.10 – Изменение содержания органического углерода от выхода хлороформного битумоида в породах китербютского горизонта

### ***Гыданская ФЗ***

В пределах данной территории исследованы аргиллиты шарاپовского, китербютского и надояхского горизонтов Штормовой (скв. 122) площади.

Для *шарাপовского* горизонта отмечены средние показатели по Сорг и содержанию ХБ: 0,9 и 0,12 % соответственно. Среди *n*-алканов доминируют производные фитопланктона. Величина П/Ф (3,3) свидетельствует об окислительных условиях осадконакопления. Пигменты отсутствуют. Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует стадии МК<sub>2</sub>

*Китербютский* горизонт характеризуется незначительным повышением битуминозных компонентов до 0,13 %. В ОВ не содержатся VO-Ph и Ni-Ph. Среди *n*-алканов здесь преобладают соединения – производные фитопланктона, а величина П/Ф составляет 2,9. Катагенетическая преобразованность ОВ китербютского горизонта соответствует стадии МК<sub>2</sub> (Rc 0,76).

Содержание ОВ в породах *надояхского* горизонта Штурмовой площади составляет 1,7 %, концентрация битуминозных компонентов – 0,14 %. Среди n-алканов доминирует C<sub>15</sub>, характеризуя преимущественный вклад фитопланктона в исходный органический материал. В ОВ отсутствуют металлопорфирины, а величина П/Ф (2,4) свидетельствует о слабо окислительных условиях, в которых происходило накопление ОВ. По своей зрелости ОВ находится на стадии катагенеза МК<sub>2</sub> (R<sub>c</sub> составляет 0,79).

Данные о содержании, особенностях состава и зрелости ОВ Ямало-Гыданской фациальной области в пределах отдельных НГК суммированы в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Распределение и общая характеристика РОВ нефтегазоносных комплексов нижней юры Ямало-Гыданской фациальной области

НГК	Сорг, %	ХБ, %	Параметры состава алканов			VO-Ph*	Перилены*	Стадия катагенеза
			П/Ф	П/н-C <sub>17</sub>	Ф/н-C <sub>18</sub>			
<b>Ямальская ФЗ</b>								
Надояхский	<u>1,0-1,9</u> 1,5	<u>0,10-0,22</u> 0,17	<u>2,4-3,4</u> 2,9	<u>0,25-0,51</u> 0,37	<u>0,09-0,20</u> 0,14	0	25	МК <sub>2</sub>
Шараповский	<u>0,4-5,2</u> 1,5	<u>0,07-0,43</u> 0,17	<u>1,6-7,4</u> 3,2	<u>0,21-1,23</u> 0,50	<u>0,08-0,82</u> 0,20	33	0	МК <sub>2</sub>
Зимний	<u>0,3-1,7</u> 0,8	<u>0,02-0,10</u> 0,05	<u>1,0-2,8</u> 1,8	<u>0,19-0,86</u> 0,53	<u>0,15-0,78</u> 0,35	38	0	МК <sub>2</sub> -МК <sub>3</sub>
<b>Гыданская ФЗ</b>								
Надояхский	1,7	0,14	2,4	0,25	0,11	0	0	МК <sub>2</sub>
Шараповский	<u>0,9</u>	<u>0,12-0,13</u> 0,13	<u>2,9-3,3</u> 3,1	<u>0,21-0,35</u> 0,28	<u>0,08-0,14</u> 0,11	0	0	МК <sub>2</sub>

\* Встречаемость (%) VO-Ph и периленов.

#### 4.2.1.2 Обь-Тазовская фациальная область

##### *Надымская фациальная зона*

Изучены отложения на Надымской (скв. 7), Средне-Надымской (скв. 65, 71, 80) и Медвежьей (скв. 1001) площадях.

Породы *зимнего* горизонта характеризуются содержанием ОВ 1,2-1,5 %, битуминозных компонентов – 0,07-0,08 %. Органический материал, состоящий преимущественно из высших наземных и водных растений с примесью фитопланктона, отлагался в восстановительных условиях (П/Ф 0,7-1,2). По термической зрелости ОВ соответствует стадии катагенеза МК<sub>4</sub>, т.е. находится на стадии активной генерации газа.

Содержание Сорг в породах *шарановского* горизонта варьирует от 0,8 до 4,2 %, концентрация битуминозных компонентов в большинстве составляет 0,06-0,10 %. Только на Медвежьей площади, где битумоид в породах имеет аллохтонный характер ( $\beta = 245$  мг/г Сорг), его содержание составляет 0,243 %. Для него отмечается повышенное значение П/Ф (3,4), бимодальное молекулярно-массовое распределение *n*-алканов с основным максимумом, приходящемся на  $C_{17}$  и дополнительным – на  $C_{24}$ . Следовательно, осадки, в которых захоронялся исходный органический материал (фитопланктон и высшие водные растения) накапливались к окислительной обстановке. На Надымской и Средне-Надымской площадях в период накопления осадков условия были восстановительными (П/Ф 1,3 и 0,4-0,8 соответственно). В составе биопродуцентов фитопланктон имел подчиненное значение. Преобразованность ОВ соответствует стадии МК<sub>4</sub>.

В *китербютском* горизонте Надымской площади содержание Сорг и битуминозных компонентов меняется незначительно (0,9-1,2 % и 0,05-0,06 % соответственно). Условия в процессе накопления ОВ менялись от слабо восстановительных (П/Ф 1,5), тогда в осадок поступал преимущественно фитопланктон с примесью высшей растительности, до окислительных (П/Ф 2,5). Основными биопродуцентами, поставлявшими в осадок ОВ в это время были высшие водные растения. Зрелость ОВ китербютского горизонта соответствует стадии МК<sub>4</sub>.

Содержание ОВ в осадках *надояхского* горизонта возрастает от 1,0 % на Средненадымской площади до 1,3 % на Надымской. Параллельно увеличивается содержание битуминозных компонентов от 0,04 % до 0,06 %. ОВ на Средненадымской площади продуцировано фитопланктоном, на Надымской – наряду с фитопланктоном вносили незначительный вклад высшие растения. ОВ захоронялось в восстановительных условиях (П/Ф 0,4-0,8). Преобразованность ОВ соответствует стадии МК<sub>4</sub>.

### ***Уренгойская ФЗ***

Изучены отложения на Комсомольской (скв. 199), Таркосалинской (скв. 299), Уренгойской (скв. 259) и Харампурской (скв. 340) площадях.

Породы *зимнего* горизонта на Таркосалинской и Харампурской площадях характеризуются широкими вариациями по разрезу содержания общего ОВ 0,6-2,1 % (в среднем 1,4 %) и битуминозных компонентов – 0,03-0,32 % (в среднем 0,08 %), резкими чередующимися сменами условий осадконакопления от восстановительных (П/Ф 0,5-1,3) до окислительных (П/Ф 2,0-2,1). В ОВ отсутствуют металлопорфирины и перилены. Отлагавшийся

органический материал состоял преимущественно из высших водных растений с примесью фитопланктона. По термической зрелости ОВ соответствует стадии катагенеза МК<sub>3</sub>.

Содержание ОВ в породах *левинского* горизонта на Харампурской площади составляет 1,3, битуминозных компонентов – 0,10. В ОВ присутствуют следы Ni-Ph. Исходным органическим материалом послужили фитопланктон и высшие водные растения, отлагавшиеся в слабо восстановительной среде (П/Ф 1,8). Преобразованность ОВ соответствует началу стадии МК<sub>3</sub>.

Содержание Сорг в породах *шаратовского* горизонта на Таркосалинской и Харампурской площадях составляет 1,4 %, концентрация битуминозных компонентов – 0,08-0,16 %. Органический материал отлагался в слабо восстановительных условиях (П/Ф 1,7) на Таркосалинской площади и в окислительных (П/Ф 2,8) – на Харампурской. В составе исходных биопродуцентов, наряду с фитопланктоном и высшими водными растениями, на Харампурской площади присутствует наземная флора. Преобразованность ОВ соответствует концу стадии МК<sub>2</sub>.

На начальном этапе формирования *надояхского* горизонта (Таркосалинская площадь) отмечаются значительные вариации в содержании ОВ (2,2-5,2 %). Параллельно увеличению Сорг снижается окислительно-восстановительный потенциал в бассейне (П/Ф меняется от 1,8 до 1,1), наряду с высшими водными растениями в осадках захороняется преимущественно фитопланктон. Содержание битуминозных компонентов меняется незначительно (0,07-0,10 %). Термическая зрелость ОВ соответствует концу МК<sub>2</sub>.

Содержания в породах Уренгойской и Комсомольской площадей Сорг составляет 1,7 %, содержание битуминозных компонентов - 0,10-0,11 %. На Комсомольской площади условия седиментации были восстановительными (П/Ф 0,9), на Уренгойской – окислительные (П/Ф 2,8). Наличие в ОВ Комсомольской площади следов периленов указывает на мелководность бассейна или близость береговой линии. Исходным органическим материалом Комсомольской площади преимущественно был фитопланктон, на Уренгойской – со значительной примесью высших водных растений. Преобразованность ОВ варьирует от МК<sub>2</sub> до МК<sub>3</sub>.

### ***Часельская ФЗ***

Изучены отложения зимнего и левинского горизонтов на Южно-Часельской (скв. 15) площади.

Породы *зимнего* горизонта характеризуются незначительными вариациями по разрезу содержания общего ОВ 0,7-1,2 % (в среднем 1,0 %) и битуминозных компонентов – 0,11-0,15 % (в среднем 0,13 %), условиями осадконакопления близкими к окислительным (П/Ф 0,9-1,3). В ОВ обнаружены никелевые порфирины. Отлагавшийся органический материал состоял преимущественно из высших водных растений с примесью фитопланктона. По термической зрелости ОВ соответствует стадии катагенеза МК<sub>3</sub>.

Содержание ОВ в породах *левинского* горизонта на Ю. Часельской площади составляет 4,3 %, битуминозных компонентов – 0,14 %. В ОВ присутствуют перилены, свидетельствующие о мелководности бассейна седиментации, в котором в окислительных условиях (П/Ф 3,2) отлагались высшие водные растения (максимум n-алканов приходится на С<sub>23</sub>). Преобразованность ОВ соответствует МК<sub>3</sub>.

### ***Фроловская ФЗ***

Изучены отложения Талинской (скв. 20041) и Тугровской (скв. 4) площадей.

Содержание Сорг в породах *шараповского* горизонта Тугровской площади составляет 8,8 %, битуминозных компонентов – 0,88 %. В ОВ присутствуют VO-Ph, свидетельствующие о морских фациях. На окислительные условия при осадконакоплении указывает повышенное (3,0) значение П/Ф, а на отсутствие сероводородного заражения – наличие в ОВ Ni-Ph.

Породы *китербютского* горизонта Тугровской площади содержат 0,7 % Сорг и 0,06 % битуминозных компонентов. Отложение органического материала, представленного преимущественно фитопланктоном, происходило в восстановительной среде (П/Ф 1,2).

В породах *надояхского* горизонта Тугровской площади содержание Сорг 1,0 %, битуминозных компонентов – 0,06 %. Исходным органическим материалом, захоронявшимся в осадках в окислительной обстановке (П/Ф 3,0) служили преимущественно наземные и высшие водные растения.

В породах Талинской площади значение Сорг характеризуются широкими вариациями по разрезу содержания общего ОВ 0,1-6,0 % (в среднем 2,1 %) и битуминозных компонентов – 0,05-0,39 % (в среднем 0,15 %). Значение П/Ф, меняющееся от 0,6 в верхней части разреза до 5,8 в нижних его отделах (среднее 3,0), свидетельствует об основном стабильных окислительных условиях отложения ОВ. Практически во всех образцах пород в ОВ в значительных количествах (191-689 нмоль/г) присутствуют перилены, ме-

таллопорфирины отсутствуют. Отлагавшийся органический материал состоял преимущественно из фитопланктона.

#### 4.2.2 Юго-восток Западной Сибири

Наиболее детально изученная территория Томской области, расположенная в зоне сочленения Обь-Тазовской и Обь-Иртышской фациальных областей (рисунок 3.6), охарактеризована в пределах Нюрольской (северной и южной частей), Тымской, Вездеходной, Нововасюганской, Назинской, Лугинецкой, Парабельской и Белоярской фациальных зон (Рисунок 4.11).

##### 4.2.2.1 Обь-Тазовская фациальная область

###### *Нюрольская фациальная зона (Южная часть)*

РОВ нижней юры данной территории изучено по 4 образцам шараповского (на Кулгинской площади), 27 образцам китербютского (на 8 площадях), 23 образцам (на 9 площадях) надояхского горизонтов. На карте (рисунок 4.12) приведена схема расположения исследованных площадей.

Содержание ОВ в породах *шараповского горизонта* варьирует от 2,3 до 7,4 % (в среднем – 4,6), выход битумоида – 0,023-0,457 % (в среднем – 0,250). Величина П/Ф меняется от 1,3 до 3,2, отражая нестабильные окислительно-восстановительные условия при отложении ОВ по площади и разрезу шараповского бассейна. В породах присутствуют металлопорфирины, с преобладанием VO-Ph, и отсутствуют перилены. Источник ОВ был смешанным, состоящим из фитопланктона, высших водных и наземных растений в том или ином соотношении. Термическая зрелость ОВ соответствует концу стадии МК<sub>2</sub>.

Содержание общего ОВ и битуминозных компонентов в породах *китербютского горизонта* южной части Нюрольской ФЗ варьирует в широких пределах (0,3-10,0 % и 0,01-0,40 %). Значения Сорг <1 % зафиксированы на Северо-Урманской и Южно-Фестивальной площадях. Наиболее богаты ОВ (до 10 %) отложения южной части рассматриваемой зоны, где низкие значения Сорг встречаются только в верхней приконтактной с коллекторскими породами части. Наличие VO-Ph (преимущественно морской генезис ОВ) отмечено на Кулгинской и Арчинской площадях, периленов (мелководность бассейна) – на одном из участков разреза Кулгинской, а Ni-Ph (отсутствие сероводородного заражения придонных вод) – Кулгинской, Северо-Калиновой и Широкой площадей.

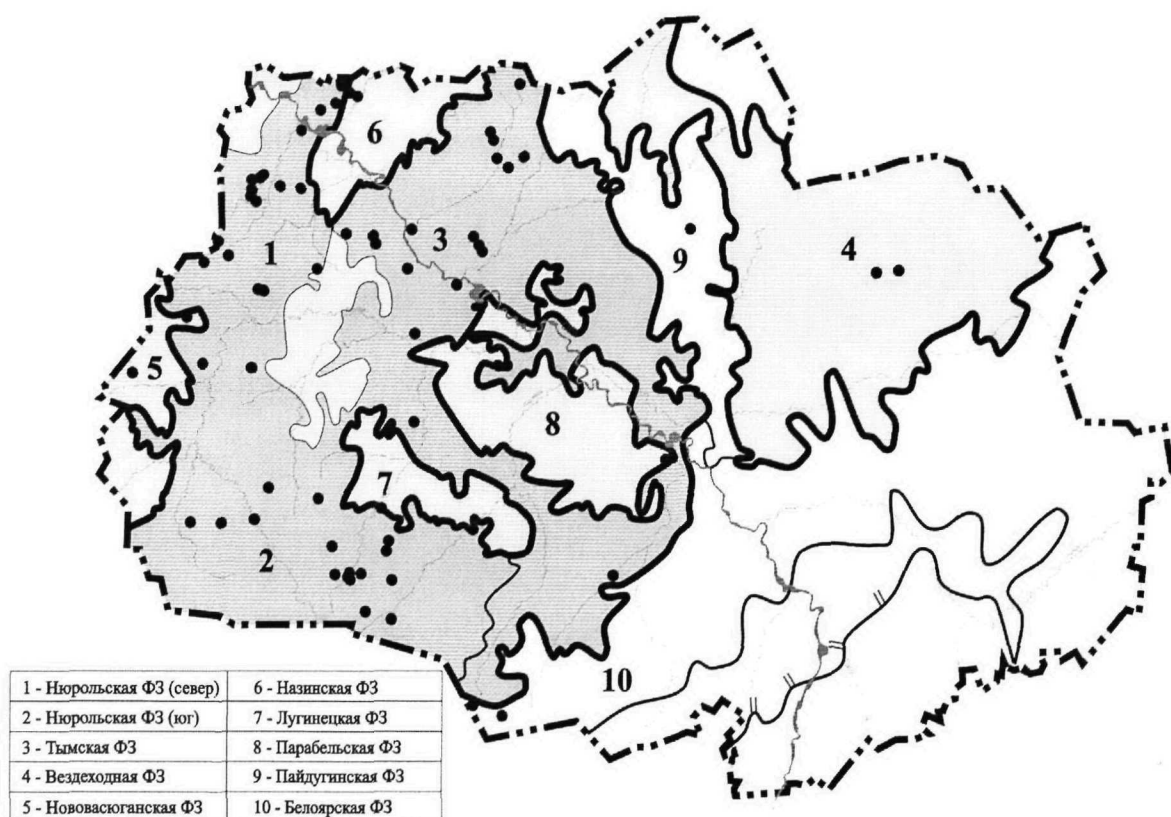


Рисунок 4.11 - Карта расположения исследованных площадей юго-востока Западной Сибири

Отношение П/Ф меняется в очень широких пределах – 0,7-1,1 на Северо-Калиновой, Северо-Урманской и Южно-Фестивальной (резко восстановительные условия седиментации), 1,6-2,4 – на Кулгинской, Арчинской, Широтной (слабо восстановительные обстановки), 2,9-4,3 – на Южно-Урманской и Солоньевской площадях (окислительные условия). Следует отметить, что породы, где отсутствуют металлопорфирины, а пристан и фитан находятся в близких концентрациях, либо фитан преобладает, отличаются минимальным содержанием ОВ (Сорг < 1 %). Основными поставщиками ОВ в осадок на всей территории являлись фитопланктон и высшие водоросли в том или ином соотношении. Преобразованность ОВ практически на всей территории соответствует стадии катагенеза МК<sub>2</sub> и лишь на Южно-Фестивальной площади резко возрастает до МК<sub>3</sub>/МК<sub>4</sub>.

Содержание ОВ в ариллитах *надояхского горизонта* юга Нюрольской ФЗ меняется от 0,1 % до 10,0 %, битуминозных компонентов – от 0,03 % до 0,66 % (среднее – 1,8 и 0,22). Значения Сорг < 1 отмечены на Южно-Фестивальной и на отдельных участках разреза Кулгинской и Арчинской площадей. В пределах практически всех площадей в разре-

зах в высоких концентрациях присутствуют металлопорфирины с преобладанием среди них комплексов с никелем. Металлопорфирины отсутствуют только в отложениях на Северо-Черталинской и Тамратской площадях. Довольно высокие концентрации VO-Pb в ОВ, свидетельствующие о морских условиях осадкообразования, отмечены в нижней части разреза Арчинской (рисунок 4.13) и Широкой площадях. В следовых количествах они присутствуют на Северо-Калиновой и Южно-Фестивальной площадях. Перилены, указывающие на мелководность бассейна или близость береговой линии, зафиксированы в ОВ на отдельных участках разреза Кулгинской площади.

Восстановительные и слабо восстановительные условия (П/Ф 0,9- 1,8) существовали при накоплении ОВ на Тамратской, Южнофестивальной и частично Арчинской, Кулгинской и Широкой площадях. В окислительных фациях (П/Ф 2,2-4,9) накапливалось ОВ на Федюшкинской, Широкой и Северо-Калиновой площадях.

Источником ОВ служили высшие водоросли и фитопланктон. Наряду с ними, в формировании ОВ на Широкой и Кулгинской площадях определенную роль играли наземные растения. Расчетные значения отражательной способности витринита  $R_s$ , варьируют для большинства пород надояхского горизонта от 0,72 до 0,80 ( $MK_2$ ), возрастая до начала  $MK_3$  (0,89) на Южно-Фестивальной площади.

В пределах юга Нюрольской ФЗ частота встречаемости VO-Pb составляет 41 %, Ni-Pb – 27 %. Отношение П/Ф меняется от 0,1 до 4,9 (в среднем 1,7), величина отношения П/н- $C_{17}$  - от 0,2 до 1,8; Ф/н- $C_{18}$ , - от 0,1 до 1,1. Отношение н- $C_{17}$ /н- $C_{27}$  больше 1.

*Нюрольская фациальная зона (Северная часть).* На данной территории изучены РОВ нижней юры по 10 образцам шараповского (на 5 площадях), 24 образцам китербютского (на 8 площадях), 12 образцам (на 6 площадях) надояхского горизонтов (рисунок 4.12).

Содержание ОВ в породах *шараповского* горизонта севера Нюрольской ФЗ меняется от 0,41 до 1,3 % (среднее 1,0), битуминозной составляющей – от 0,029 до 0,413 % (среднее 0,119). Только для Квартовой и Сутыгинской площадей характерны окислительные условия осадкообразования (П/Ф 2,7-3,3), для остальных площадях окислительно-восстановительные условия в бассейне седиментации можно охарактеризовать как слабо восстановительные (П/Ф меняется от 0,8 до 1,8, в среднем 1,1). Основным биопродуцент-

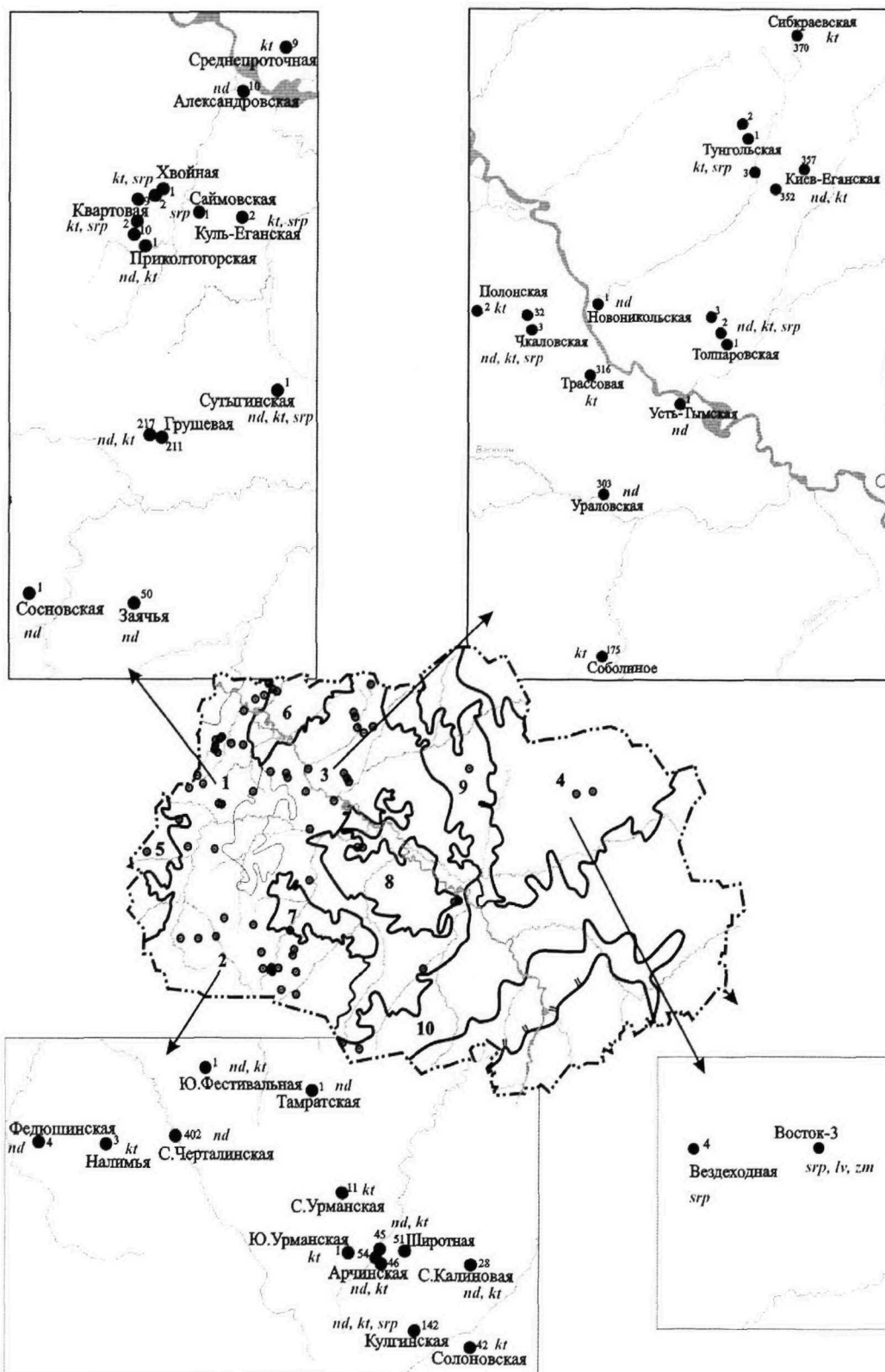


Рисунок 4.12 – Карта расположения исследованных площадей Томской области в пределах Нюрольской, Тымской и Вездеходной фациальных зон

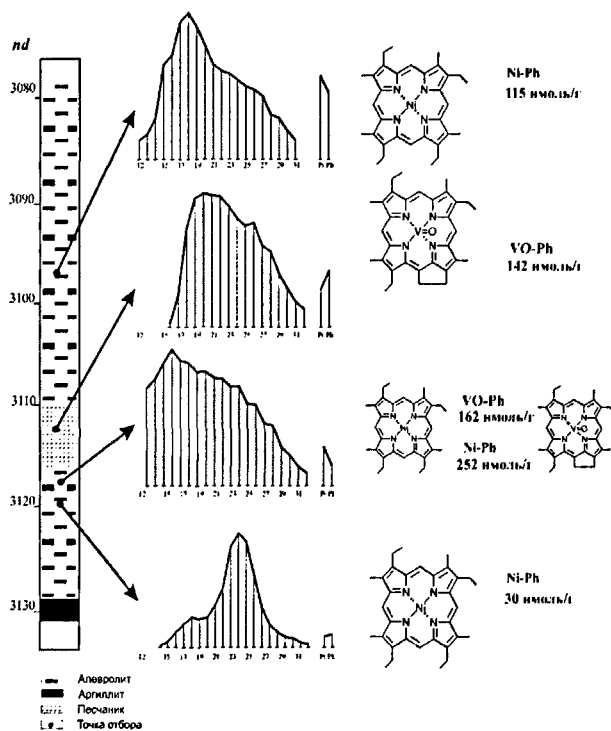


Рисунок 4.13 – Распределение алканов и металлопорфиринов в разрезе Арчинской площади скв. 54.

том ОВ на большинстве площадей служил фитопланктон (среди n-алканов в максимальном количестве присутствуют  $C_{14}-C_{18}$ ). Только в осадках западной оконечности территории фиксируется существенный вклад высших прибрежных водорослей в осадках Хвойной площади. Наблюдается отсутствие металлопорфиринов. Преобразованность ОВ соответствует стадии МК<sub>2</sub>, (возрастая до границы МК<sub>3</sub> в центральной части северной части Нюрольской ФЗ).

Содержание ОВ и концентрация битуминозной составляющей в породах *китербютского* горизонта составляет в среднем 1,5 и 0,088 % соответственно (Сорг меняется от 0,9 до 2,9; ХБ – от 0,006 до 0,206 %). Минимальные значения Сорг (<1 %) зафиксированы на Грушевой (скв.211), Куль-Еганской, Хвойной (скв.1) и Среднепроточной площадях. Практически на всей территории в разрезе отсутствуют металлопорфирины. Комплексы порфиринов с ванадилем в невысоких концентрациях зафиксированы только в пределах Грушевой, Приколтогорской и Сутыгинской площадей, с никелем – на Приколтогорской, Сутыгинской и Квартовой площадях. Величина отношения пристана к фитану (П/Ф), в определенной степени характеризующая окислительно-восстановительные условия в бассейне

седиментации, составляет в среднем 2,1, что отвечает слабо восстановительным условиям отложения ОВ. Резко восстановительные условия ( $P/F < 1$ ) характерны для осадков Кульеганской, Квартовой и Грушевой площадей, окислительные ( $P/F > 3$ ) – Сутыгинской, Заячьей и Приколтогорской площадей. Основным биопродуцентом ОВ на большинстве площадей служил фитопланктон (среди n-алканов в максимальном количестве присутствуют  $C_{14}$ - $C_{18}$ ). Существенный вклад высших прибрежных водорослей фиксируется в осадках западной оконечности Колтогорского мегапрогиба на Приколтогорской и Хвойной площадях. Преобразованность ОВ возрастает с  $MK_2$  до  $MK_3$  в центральной части прогиба.

Процесс генерации нефти обычно отображается на графике зависимости битумоидного коэффициента ( $\beta$ ) от термической преобразованности ОВ.

Поскольку различные типы ОВ генерируют нефтяные флюиды на различных отрезках шкалы преобразования, для построения эталонных кривых (рисунок 4.14) нами выбраны массивы, наиболее вероятно содержащие кероген, образованный водорослевым материалом, где в битумоидах преобладают  $C_{15}$  и/или  $C_{17}$  n-алканы (предположительно тип II). Второй массив характеризовался доминированием среди n-алканов  $C_{25}$  и/или  $C_{27}$  структур (тип III).

Для первой группы образцов битумоидный коэффициент возрастает от  $R_c = 0,70$ , достигает максимума при  $R_c = 0,85$  и затем снижается. Для второй группы возрастание битумоидного коэффициента фиксируется при  $R_c = 0,73-0,75$ , а максимум нефтегенерации – при 0,95. Состав n-алканов крайних точек кривой изменения  $\beta$  с возрастанием термической преобразованности ОВ показывает закономерное снижение количества высокомолекулярных алканов и “нечетных” гомологов, возрастание концентрации в смеси соединений с  $C_n < C_{15}$ . Сопоставление полученных результатов с литературными данными [11] показывает, что наблюдаемый характер в изменении битумоидного коэффициента и состава n-алканов с ростом термической преобразованности типичен для керогенов II и III типов. Анализ данных о составе ОВ пород, для которых при определенных значениях  $R_c$  величина битумоидного коэффициента укладывается на одну из построенных эталонных кривых, показало, что для большинства образцов с керогеном типа II характерно наличие ванадилпорфиринов. Эти соединения присутствуют также в ОВ смешанного типа. Оба эти вида ОВ распространены в верхней части разреза тогурских отложений большинства исследованных площадей. Кероген типа III встречается в подошве свиты, а также на ряде площадей Колтогорского прогиба и Усть-Тымской впадины. Совокупность полученных данных

свидетельствует об интенсивной генерации нефтяных флюидов породами тогурской свиты и позволяет прогнозировать открытие новых месторождений в нижнеюрском и палеозойском комплексах на территории распространения тогурских отложений.

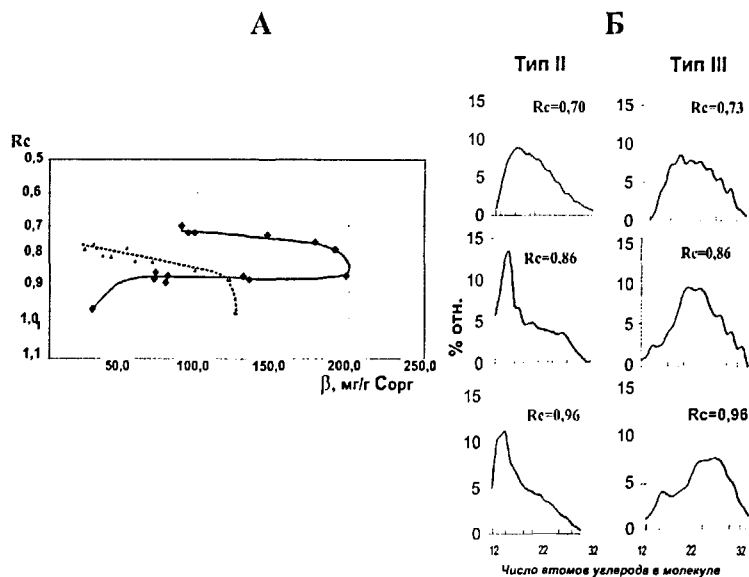


Рисунок 4.14 – Изменение битумоидного коэффициента (А) и состава алканов (Б) в зависимости от термической преобразованности ОВ тогурской свиты

Для *надояхского* горизонта содержание ОВ в породах северной части Нюрольской ФЗ составляет в среднем 6,1 %, битуминозных компонентов – 0,223 %. Комплексы порфиринов с ванадилем зафиксированы только в пределах Приколтогорской (скв. 2) площади. Величина отношения пристана к фитану (П/Ф) составляет в среднем 2,4, что отвечает слабо восстановительным условиям отложения ОВ. Резко восстановительные условия (П/Ф<1) характерны для осадков Заячей площади, окислительные (П/Ф>3) – Приколтогорской (скв. 2) площади. Основными биопродуцентами ОВ на большинстве площадей, наряду с фитопланктоном служили высшие водные растения (среди n-алканов в максимальном количестве присутствуют  $C_{23}$ - $C_{25}$ , в подчиненном  $C_{14}$ - $C_{18}$ ). Преобразованность ОВ соответствует стадии МК<sub>2</sub>.

В целом для северной части Нюрольской ФЗ характерны широкие вариации в значении отношения П/Ф - от 0,4 до 5,7 (в среднем 2,1), незначительные для П/н- $C_{17}$  (от 0,1 до 1,1) и низкие значения Ф/н- $C_{18}$ , которые варьируют от 0,1 до 0,9. Частота встречаемости VO-Ph составляет 18, а Ni-Ph - 9 %. Отношение н- $C_{17}$ /н- $C_{27}$  > 1.

### *Тымская фациальная зона*

Отложения нижней юры на данной территории изучены для РОВ по 13 образцам шарاپовского (3 площади), 17 образцам китербютского (8 площадей), 17 образцам надояхского (6 площадей) горизонтов (Рисунок 4.12).

Содержание ОВ в породах *шараповского* горизонта на Толпаровской площади меняется в пределах 1,5-2,7 %, в образцах с Чкаловской – составляет 1,3 %, Тунгольской – 3,3 %, битуминозных компонентов – 0,08-0,27 %, 0,10 % и 0,06 % соответственно. Седиментация ОВ, представленного преимущественно фитопланктоном на Толпаровской площади, происходила в окислительной обстановке (П/Ф 2,2-2,8). На Тунгольской и Чкаловской площадях органический материал в осадок поставлялся преимущественно фитопланктоном с примесью высших водных растений и захоронился в восстановительной обстановке (П/Ф 1,1 и 0,5). Преобразованность ОВ на всех исследованных площадях находится в пределах стадии МК<sub>2</sub> до границы МК<sub>2</sub>/МК<sub>3</sub>.

В граничащих с аргиллитами Тунгольской площади вышележащих нефтенасыщенных песчаниках шараповского горизонта резко возрастает содержание битуминозных компонентов (0,57 %). Битумоидный коэффициент составляет 692 мг/г Сорг. Вверх по разрезу песчаников величина  $\beta$  постепенно снижается до 200 мг/г Сорг, в перекрывающих песчаники гравелитах – до 176 мг/г Сорг. В битуминозных компонентах песчаников отсутствуют металлопорфирины и перилены. На границе с исследованными аргиллитами величина П/Ф, составляет 1,2, в 6-8 м выше по разрезу – 1,7-1,8, в гравелитах – 2,8. В последних отмечено наличие Ni-Ph.

Содержание ОВ в породах *китербютского* горизонта варьирует в широких пределах (0,6-3,4, в среднем – 1,7 %). Пропорционально Сорг меняется концентрация битуминозных компонентов – от 0,05 до 0,32 % (в среднем - 0,129). Как по площади распространения, так и по разрезу отдельных скважин наблюдаются значительные вариации в значении П/Ф (0,2-4,4), свидетельствующие о нестабильности окислительно-восстановительной обстановки в бассейне седиментации. На большей части исследованной территории оно варьирует от 2,1 до 2,6, характеризуя условия накопления ОВ как слабо восстановительные, а на Чкаловской и Полонской площадях резко снижается (<1), указывая на резко восстановительные условия в бассейне на этом участке территории. В ОВ Тунгольской, Сибкраевской и Соболиной площадей присутствуют VO-Ph, свидетельствующие о морских условиях захоронения осадков, наличие периленов в ОВ Соболиной площади указывает

на малую глубину бассейна. Никелевые порфирины обнаружены в разрезе Чкаловской, Толпаровской, Соболиной и Сибкраевской площадей.

Исходным органическим материалом, поступавшим в осадки, на Тунгольской и Трассовой площадях служил фитопланктон, на Толпаровской и Чкаловской площадях – фитопланктон и высшие водные растения, на Киев-Еганской - фитопланктон и наземная растительность, на Сибкраевской – преимущественно высшие водные растения. В одном из интервалов разреза Соболиной площади предшественником ОВ являлась биомасса сульфатредуцирующих бактерий. Преобразованность ОВ на исследованной территории от начала МК<sub>2</sub> до границы МК<sub>2</sub>/МК<sub>3</sub>.

В породах *надояхского* горизонта содержание ОВ меняется от 0,6-2,1 % на Киев-Еганской, Новоникольской и Толпаровской площадях, до 2,5-6,4 % на Чкаловской, Усть-Тымской и Ураловской, и составляет в среднем 2,3 %. Содержание битуминозных компонентов варьирует от 0,034 до 0,26 % (0,136 в среднем). Отложение смешанного органического материала, представленного фитопланктоном и высшими водорослями (среди *n*-алканов преобладают C<sub>15</sub>-C<sub>17</sub>) на всей территории происходило в окислительной обстановке (П/Ф 2,2-6,7). Только на Киев-Еганской и Толпаровской площади высшие водные растения (в ОВ доминирует *n*-C<sub>23</sub>) захоронялись в восстановительной среде (П/Ф 1,2). Отношение П/Ф в среднем для *надояхского* горизонта данной территории составляет 3,1. В ОВ разрезов Ураловской и Новоникольской площадей иногда присутствуют VO-Ph, указывая на периодическую связь бассейна седиментации с морем, наличие в ОВ на Ураловской, Усть-Тымской и Новоникольской площадях периленов – на малую глубину бассейна. Отмечено наличие Ni-Ph в одном образце разреза Толпаровской площади (скв. 2). Преобразованность ОВ на большей части территории соответствует стадии МК<sub>2</sub>, приближаясь к МК<sub>3</sub> на Чкаловской и Ново-Никольской площадях.

Для образцов *надояхского* горизонта Крыловской площади содержание ОВ меняется от 0,2 до 2,2 % в углистых аргиллитах, значение ХБ низкие (0,015 %) при высоком β (1000 мг/г Сорг). В окислительной обстановке (П/Ф 3,2-5,0) происходило отложение смешанного органического материала, представленного фитопланктоном и высшими водорослями. В ОВ совместно с никелевыми (148 пмоль/г ХБ) присутствуют комплексы порфиринов с ванадиллом (117). Отношение *n*-C<sub>17</sub>/*n*-C<sub>27</sub> > 1. Преобразованность ОВ – в пределах стадии МК<sub>2</sub>.

В целом, в пределах Тымской ФЗ частота встречаемости порфиринов с никелем и ванадием составляет по 18 %, периленов – 13 %. Отношение П/Ф меняется в широких пределах от 0,2 до 4,4 (в среднем 2,1), П/н-С<sub>17</sub> - от 0,1 до 25,0; Ф/нС<sub>18</sub> – от 0,1 до 1,3. Отношение н-С<sub>17</sub>/н-С<sub>27</sub> больше единицы.

### ***Нововасюганская ФЗ***

Данная территория охарактеризована на двух площадях по 1 образцу китербютского и надояхского горизонтов (рисунок 4.15).

В *китербютском* горизонте содержание ОВ в породах Нововасюганской ФЗ составляет 1,7 %, а битуминозных компонентов – 0,068 %. Металлпорфирины и перилены не обнаружены. Величина отношения пристана к фитану (П/Ф 1,6) отвечает слабо восстановительным условиям отложения ОВ. Максимум н-алканов приходится на низкомолекулярную область (н-С<sub>13</sub>), свидетельствуя об основном биопродуценте – фитопланктоне. Преобразованность ОВ данного свода соответствует стадии МК<sub>2</sub>.

В *надояхском* горизонте отмечены повышенные относительно китербютских отложений значения Сорг и ХБ (11,7 и 0,494 %). Обнаружены значительные количества никелевых порфиринов (2018 нмоль/г). Органический материал, представленный высшими водными растениями с примесью фитопланктона захоронялся в окислительной (П/Ф 6,3) среде. В процессе захоронения ОВ достигло границы стадии МК<sub>2</sub> (Rc 0,68).

В целом, в пределах Нововасюганской ФЗ отношения П/Ф варьирует в широких пределах от 0,5 до 6,3, П/н -С<sub>17</sub> меняется незначительно от 0,2 до 0,6, Ф/н-С<sub>18</sub> –от 0,2 до 1,0, н-С<sub>17</sub>/н-С<sub>27</sub> близко, но больше 1. Частота встречаемости никелевых порфиринов – 60%. Преобразованность ОВ в пределах стадии МК<sub>2</sub>.

### ***Назинская зона ФЗ***

В пределах Назинской фациальной зоны ОВ исследовано по 4 образцам надояхского горизонтов, отобранным на двух площадях (рисунок 4.15).

В ОВ *надояхского* горизонта содержание Сорг варьирует незначительно (от 0,5 до 1,3) при более широком разбросе значения битуминозной составляющей от 0,099 до 0,480 % (в среднем 0,174). Максимум распределения н-алканов для песчаников приходится в низкомолекулярную область (н-С<sub>16</sub> – н-С<sub>17</sub>), для аргиллитов – высокомолекулярную (н-С<sub>24</sub>). Отношение П/Ф меняется от 1,5 до 2,9. В аргиллитах отмечено совместное присутствие VO- и Ni- порфиринов.

В целом ОВ Назинской ФЗ характеризуется слабо восстановительными условиями осадконакопления: отношение П/Ф меняется от 1,1 до 2,9, средние величины отношений П/н-С<sub>17</sub> и Ph/н-С<sub>18</sub> составляют 0,3. Отношение н-С<sub>17</sub>/н-С<sub>27</sub> более 1. Термическая преобразованность ОВ в пределах начала стадии МК<sub>3</sub> (0,86-0,92).

### ***Лугинецкая ФЗ***

Органическое вещество Лугинецкой ФЗ охарактеризовано на двух площадях по трем образцам надояхского горизонта.

Содержание ОВ *надояхского* горизонта на данной территории меняется в широких пределах от 0,3 до 17,7 (в среднем 3,2) %, битуминозных компонентов – от 0,079 до 0,595 (в среднем 0,309) %. Только на Северо-Останинской площади не обнаружены пигменты, на Западно-Останинской площади ванадилловые порфирины (113-121 нмоль/г) и перилены (93-293 нмоль/г) обнаружены во всех образцах аргиллитов, никелевые – в одном из них. Вниз по разрезу наблюдается изменение окислительными условий осадконакопления (П/Ф>3) на слабо восстановительными (П/Ф 1,3-1,8). Среди н-алканов в большинстве образцов пород преобладают гомологи н-С<sub>18</sub> и н-С<sub>15</sub>, что свидетельствует о привнесении в ОВ пурпурных и гетеротрофных водорослей. Отношение П/С<sub>17</sub> и Ф/С<sub>18</sub> по величине незначительны – 0,6 и 0,4 в среднем. Отношение н-С<sub>17</sub>/н-С<sub>27</sub> больше 1. Термическая преобразованность ОВ на данной территории в пределах МК<sub>2</sub>.

### ***Парабельская ФЗ***

В пределах данной территории нами ОВ исследовано по 14 образцам шараповского, китербютского и надояхского горизонтов с двух площадей.

Величины значений Сорг и ХБ для *шараповского* горизонта составляют 2,5 и 0,199 % соответственно. Перилены и металлопорфирины не обнаружены. Среди н-алканов преобладает гомолог н-С<sub>17</sub>, свидетельствуя, что фитопланктон являлся основным биопродуцентом. Значение отношения П/Ф составляет 2,3, что характеризует условия осадконакопления как слабо восстановительные. Отношения П/н-С<sub>17</sub> и Ф/н-С<sub>18</sub> < 0,5, а н-С<sub>17</sub>/н-С<sub>27</sub> больше единицы. Преобразованность ОВ на данной территории в пределах МК<sub>2</sub>.

Для *китербютского* горизонта содержание ОВ составляет в среднем 4,0 (0,7-15,5) %, а ХБ – 0,166 (0,023-0,529) %. Ванадилпорфирины обнаружены в большинстве образцов Колпашевской площади, в одном из них – совместно с Ni-Ph. На Сенькинской площади обнаружены перилены, в одном случае – совместно с никелевыми порфиринами, в другом – с ванадиловыми. Среди н-алканов на Сенькинской площади максимум распределения

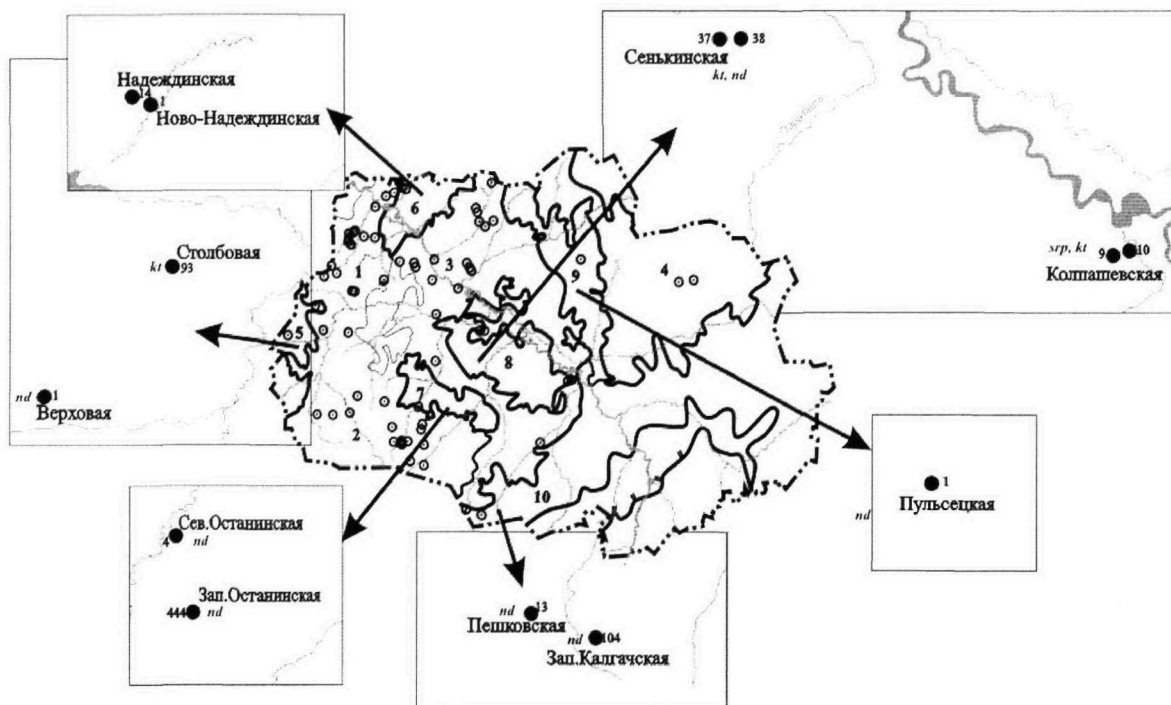


Рисунок 4.15 – Карта расположения исследованных площадей Томской области в пределах Нововасюганской, Назинской, Лугинецкой, Парабельской, Пайдугинской и Белярской фациальных зон

приходится на высокомолекулярную область ( $C_{22}$ - $C_{24}$ ), на Колпашевской – низкомолекулярную ( $C_{13}$ - $C_{17}$ ). Условия осадконакопления на Колпашевской площади можно охарактеризовать как слабо восстановительные – отношение П/Ф меняется от 1,7 до 3,7 (в среднем 2,6), на Сенькинской – как резко-восстановительные (П/Ф < 1). Основными биопродуцентами на Колпашевской площади можно считать фитопланктон ( $C_{17}/C_{27} > 1$ ), на Сенькинской – высшую водную растительность ( $C_{17}/C_{27} < 1$ ).

Для ОВ *надояхского* горизонта, охарактеризованного в пределах Сенькинской площади, Сорг меняется 0,78 до 4,8 %, а ХБ – от 0,078 до 0,125 %. Металлпорфирины и перилены присутствуют совместно. Отношение П/Ф больше 3. Среди *n*-алканов максимум приходится на *n*- $C_{17}$ . Основной вклад в ОВ вносит фитопланктон.

В целом ОВ Парабельского мегавала не однородно. Отношение П/Ф меняется от 0,6 до 4,7 (в среднем 2,5), отношение П/*n*- $C_{17}$  меняется от 0,1 до 5,7, отношение Ф/*n*- $C_{18}$  варьирует от 0,1 до 0,7, отношение *n*- $C_{17}$ /*n*- $C_{27}$  в целом больше 1. Преобразованность ОВ – в пределах стадии МК<sub>2</sub>.

### *Вездеходная фациальная зона*

Нижнеюрские отложения охарактеризованы на двух площадях Вездеходной (скв.4) и Восток-3. РОВ изучено по 12 образцам шараповского, 1 образцу надояхского, 9 образцам левинского и 3 образцам зимнего горизонтов.

Породы отложений *зимнего* периода характеризуются достаточно высоким содержанием битуминозных компонентов 0,071-0,125 %. Органический материал, состоящий преимущественно из прибрежных водных растений (максимум распределения н-алканов приходится на C<sub>25</sub>), отлагался в окислительных условиях (П/Ф 3,4-4,6). Перилены и никелевые порфирины, встречающиеся по всему разрезу (27-277 и 2-159 нмоль/г), свидетельствуют о наличии субморских и субконтинентальных ландшафтов и неглубоких (до 20 м) условиях захоронения осадков без сероводородного заражения (рисунок 4.16 и 4.17).

Для *левинского* горизонта содержание битуминозных компонентов составляет в среднем 0,039 % (0,022-0,071). В зоне контакта с зимним горизонтом отмечены окислительные условия осадконакопления (П/Ф 3,1) и наличие периленов совместно с металлопорфиринами (с преобладанием VO-Ph). О нестабильных морских условиях и обмелении бассейна в левинское время свидетельствует исчезновение вверх по разрезу порфириновых комплексов ванадила и присутствие никелевых порфиринов (рисунок 4.17). В основном условия в бассейне седиментации можно охарактеризовать как слабо восстановительные (П/Ф 1,2-1,5) (рисунок 4.16). Исходным органическим материалом служили фитопланктон и бентосные водоросли с доминированием аэробных гетеротрофных микроорганизмов.

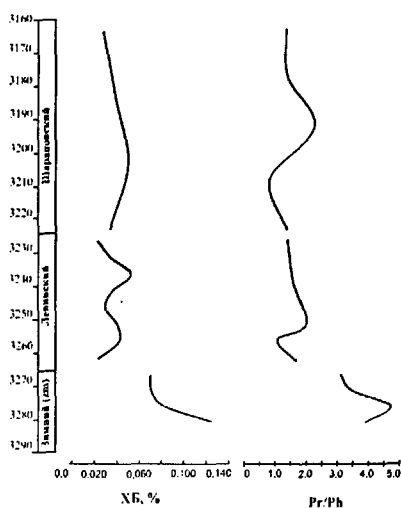


Рисунок 4.16 – Характеристика содержания ХБ и окислительно-восстановительных условий осадконакопления в разрезе скважины Восток-3.

*Шараповский* горизонт характеризуется широкими вариациями в количественном содержании и составе ОВ. Концентрация Сорг меняется от 0,6 до 3,4 %, битуминозных компонентов – от 0,02 % до 0,57 %. На отдельных участках разреза металлопорфирины отсутствуют, на других отмечено наличие заметных количеств никелевых порфиринов с незначительным ванадиловых (рисунок 4.17). Перилены обнаружены только в одной точке разреза Вездеходной площади (1584 нмоль/г) и нижней части разреза скважины Восток-3 (127-434 нмоль/г). Отношение П/Ф меняется от 1,1 до 7,9, отражая нестабильные окислительно-восстановительные условия седиментации (рисунок 4.16). В составе исходных биопродуктов преобладают то фитопланктон, то высшие водоросли.

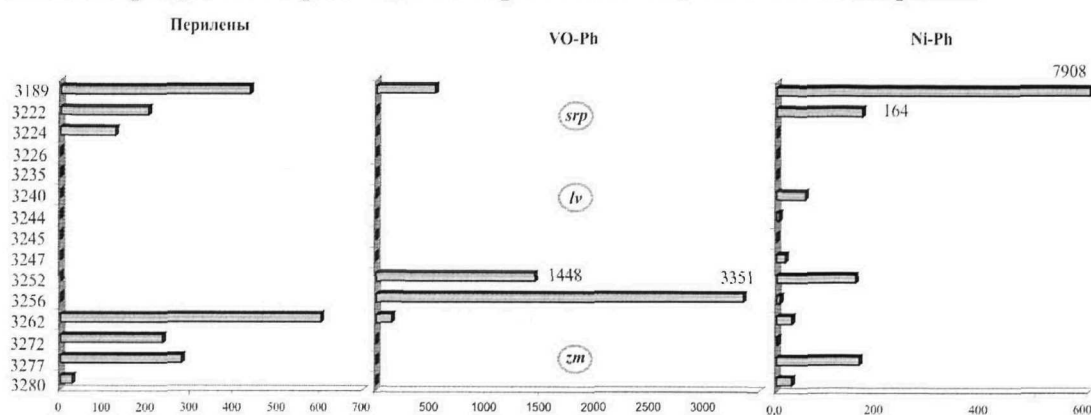


Рисунок 4.17 – Содержание пигментов в разрезе скважины Восток-3

В пределах Вездеходной ФЗ частота встречаемости металлопорфиринов достаточно высока (64 %): ванадиловые и никелевые порфирины совместно присутствуют в 32 % образцов, Ni-Ph – в остальных (32 %). Отношения изопреноидных и нормальных алканов варьируют в широких пределах: П/Ф – от 0,5 до 7,9 (в среднем 2,2), П/н-С<sub>17</sub> – от 0,3 до 2,7, Ф/н-С<sub>18</sub> – от 0,2 до 4,3. Отношение н-С<sub>17</sub>/н-С<sub>27</sub> больше 1.

В целом, для исследованной территории Обь-Газовской фациальной области зрелость органического вещества соответствует главной фазе нефтеобразования, в отдельных разностях в незначительных концентрациях присутствуют металлопорфирины, реже – перилены. Состав алканов пород нижней юры как по площади их распространения, так и по разрезу отложений показывает значительные вариации.

Данные о содержании, особенностях состава и зрелости ОВ Обь-Газовской фациальной области в пределах отдельных НГК суммированы в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Распределение и общая характеристика РОВ нефтегазоносных комплексов нижней юры Обь-Тазовской фациальной области

НГК	Сорг, %	ХБ, %	Параметры состава алканов			VO-Ph*	Перилены*	Катагенез
			П/Ф	П/н-С <sub>17</sub>	Ф/н-С <sub>18</sub>			
Тымская ФЗ								
Надояхский	<u>0,5-8,6</u> 4,5	<u>0,03-0,40</u> 0,15	<u>1,1-6,7</u> 2,6	<u>0,08-1,85</u> 0,4	<u>0,09-1,10</u> 0,34	23	30	МК <sub>2</sub>
Шараповский	<u>0,6-4,4</u> 1,4	<u>0,05-0,40</u> 0,10	<u>0,4-6,7</u> 1,7	<u>0,08-0,91</u> 0,36	<u>0,40-1,30</u> 0,25	21	11	МК <sub>2</sub> -МК <sub>3</sub>
Нюрольская ФЗ								
Надояхский	<u>0,9-17,7</u> 4,0	<u>0,03-0,60</u> 0,16	<u>0,9-5,6</u> 2,7	<u>0,21-1,90</u> 0,70	<u>0,06-0,92</u> 0,35	38	31	МК <sub>1</sub> -МК <sub>3</sub>
Шараповский	<u>0,3-7,4</u> 1,8	<u>0,01-0,46</u> 0,12	<u>0,6-5,1</u> 1,8	<u>0,08-0,95</u> 0,42	<u>0,01-1,00</u> 0,34	28	2	МК <sub>2</sub> -МК <sub>3</sub>
Фроловская ФЗ								
Надояхский	<u>0,7-1,0</u> 0,9	0,06	<u>1,2-3,0</u> 2,1	1,40	<u>0,80-1,40</u> 1,1	58	68	МК <sub>2</sub>
Шараповский	<u>8,8</u>	0,88	1,03	1,40	0,70	100	0	МК <sub>2</sub>
Уренгойская ФЗ								
Надояхский	<u>1,9-5,2</u> 3,1	<u>0,07-0,30</u> 0,16	<u>1,1-2,8</u> 1,9	<u>0,19-0,73</u> 0,51	<u>0,29-0,57</u> 0,39	0	0	МК <sub>2</sub>
Шараповский	<u>1,4</u> 1,4	<u>0,08-0,16</u> 0,11	<u>1,8-3,2</u> 2,2	<u>0,76-0,89</u> 0,82	<u>0,31-0,61</u> 0,43	0	0	МК <sub>2</sub> /МК <sub>3</sub>
Зимний	<u>0,6-2,1</u> 1,4	<u>0,03-0,32</u> 0,10	<u>0,5-2,5</u> 1,4	<u>0,51-1,00</u> 0,71	<u>0,29-1,10</u> 0,57	0	20	МК <sub>3</sub>
Часельская ФЗ								
Надояхский	1,9	0,30	2,8	Не опр.	Не опр.	0	0	МК <sub>2</sub>
Зимний	<u>0,7-4,3</u> 2,1	<u>0,11-0,15</u> 0,14	<u>0,9-3,2</u> 1,8	<u>0,74-1,03</u> 0,86	<u>0,21-0,93</u> 0,56	0	33	МК <sub>2</sub>
Надымская ФЗ								
Надояхский	<u>1,0-1,9</u> 1,5	<u>0,02-0,11</u> 0,06	<u>0,4-2,8</u> 1,6	<u>0,26-0,34</u> 0,31	<u>0,09-0,87</u> 0,37	0	0	МК <sub>4</sub>
Шараповский	<u>1,8-4,2</u> 1,9	<u>0,05-0,24</u> 0,09	<u>0,5-3,4</u> 1,4	<u>0,12-1,44</u> 0,42	<u>0,09-0,46</u> 0,41	0	0	МК <sub>4</sub>
Зимний	<u>1,2-1,5</u> 1,3	<u>0,07-0,08</u> 0,08	<u>0,7-1,2</u> 0,9	<u>0,34-0,44</u> 0,40	<u>0,48-0,49</u> 0,48	0	0	МК <sub>4</sub>

\* Встречаемость (%) VO-Ph и периленов.

#### 4.2.2.2 Обь-Иртышская фациальная область

##### *Пайдугинская ФЗ*

Породы *надояхского* горизонта Пульсецкой площади содержат малое количество Сорг (0,6 %) и битумоида (0,03 %). Металлопорфирипы и перилены в ОВ отсутствуют.

Органический материал, представленный высшими водорослями, отлагался в восстановительных условиях (П/Ф 1,1) и претерпел термическое преобразование до границы стадий МК<sub>1</sub> и МК<sub>2</sub> (Rc 0,66).

### **Белоярская ФЗ**

ОВ исследовано по 4 образцам двух площадей *надояхского* горизонта. (Рисунок – 4.17).

Содержание Сорг *надояхского* горизонта меняется от 1,1 до 18,3 % на Западно-Калгачской площади и от 7,9 до 31,0 % – на Пешковской. Количество битуминозных компонентов меняется от 0,054 до 0,312 (в среднем 0,212) %. Для данной территории отмечено изменение по разрезу слабо восстановительных условий (П/Ф 1,8) на окислительные (П/Ф 3,9) и снижение в смеси биопродуцентов доли фитопланктона. Преобразованность ОВ находится в пределах градации МК<sub>2</sub>.

Карты содержания органического углерода и битуминозных компонентов, составленные суммарно для образующих нижнеюрский комплекс тогурской нефтематеринской толщи и резервуаров шараповского+надояхского, приведены на рисунках 4.18-4.21.

На картах приведены графики частоты встречаемости значений  $C_{орг}$  и ХБ отдельно для каждого горизонта.

Анализ суммарных карт позволяет оценить нефтегенерационные способности регионального глинистого экрана, являющегося одновременно и нефтематеринской толщиной, а также выяснить генерационные возможности глинистой толщи внутри резервуара.

Шараповский+ надояхский резервуары. Содержание органического углерода в глинистых прослоях резервуаров меняется в широких пределах от 0,3 до 11,7 %, в основном составляя 0,5-3 % на породе (рисунок. 4.18). Наибольшие концентрации Сорг приурочены к крупным отрицательным структурам (Колтогорский прогиб, Нюрольская, Усть-Тымская, Восточно-Пайдугинская впадины), занятым в шараповское и надояхское время мелководными морями с дельтовым обрамлением и лагунами, в которых широко был развит фитопланктон и водоросли. Наименьшее содержание отмечается в пределах положительных структур, где располагались более мобильные фации, в частности, аллювиальные. При этом содержание  $C_{орг}$  в глинистых породах шараповского резервуара ниже (0,5-3 %), чем в породах надояхского, где разброс значений этого показателя колеблется от 0,5 до >10 %.

Содержание битуминозных компонентов также значительно колеблется (0,015-0,446 % на породу), но наиболее часто встречаются значения в пределах 0,1-0,2 %. Следует отметить однонаправленность в изменении содержания ХБ и  $C_{орг}$  по площади (рисунок 4.19), что может быть следствием существенного вклада планктоногенного ОВ в состав мелководно-морских и лагунных осадков наиболее прогнутых депрессий. Фиксируется прямая зависимость между содержанием в породах ХБ и  $C_{орг}$  (коэффициент корреляции 0,90).

*Китербютский экран.* Содержание органического углерода, также как и в глинистых прослоях резервуаров, варьирует с большим разбросом в пределах 0,5 - 12,1 %, в большинстве случаев составляя 1,0-7,0 % на породу. Но распределение значений по площади (рис. 4.20) имеет обратный характер по сравнению с рассмотренными резервуарами. В морском бассейне, в котором сформировался китербютский горизонт, дно прибрежных и архипелаговых мелководно-морских акваторий представляло собой подводные луга с обильными водорослями, а воды были насыщены фитопланктоном. Поэтому основные концентрации  $C_{орг}$  тяготеют к выступам доюрского фундамента в пределах крупных положительных структур – Александровского, Средне-Васюганского, Пудинского, Парабельского и других валов, которые представляли собой подводные возвышенности и склоны островов с хорошо освещенными и прогретыми водами, наиболее благоприятными для развития биоты.

Количество битуминозных компонентов (от 0,007 до 0,491 % на породу, в основном от 0,05 до 0,2 %) в площадном распределении (рисунок 4.21) коррелируется с распределением  $C_{орг}$  (коэффициент корреляции отложений китербютского горизонта – 0,72), отражая основополагающий вклад липидов фитопланктона и морских водорослей в состав ОВ.

Частота встречаемости содержания ХБ и в том, и в другом горизонтах преимущественно находится в пределах 0,05-0,2%.

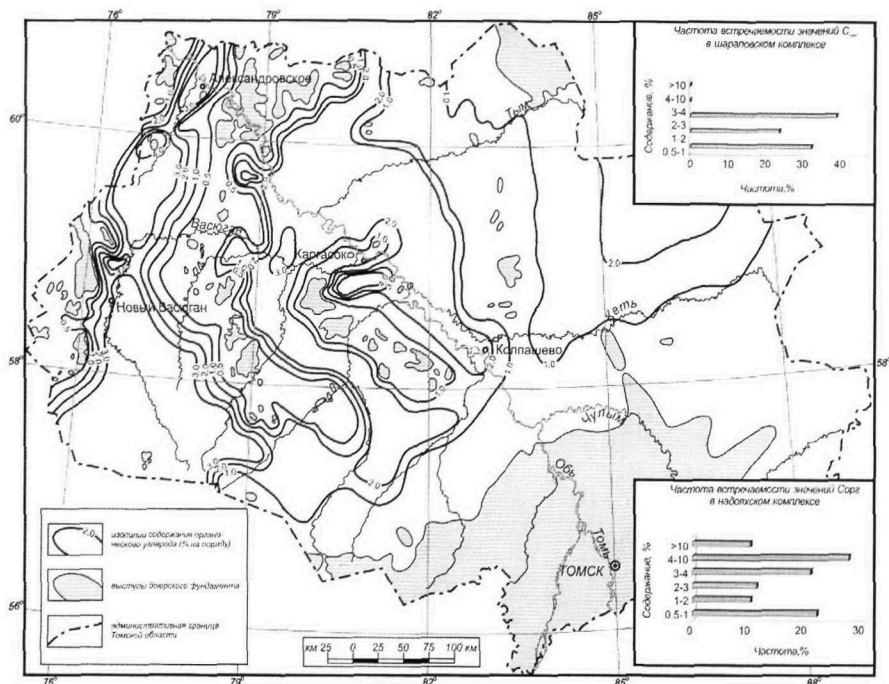


Рисунок 4.18 – Схема распределения органического углерода (C<sub>орг</sub>) в шарыповском и надояхском нефтегазоносном комплексах :1-изолинии содержания органического углерода (в % на породу), 2-выступы доюрского фундамента, 3-административная граница Томской области

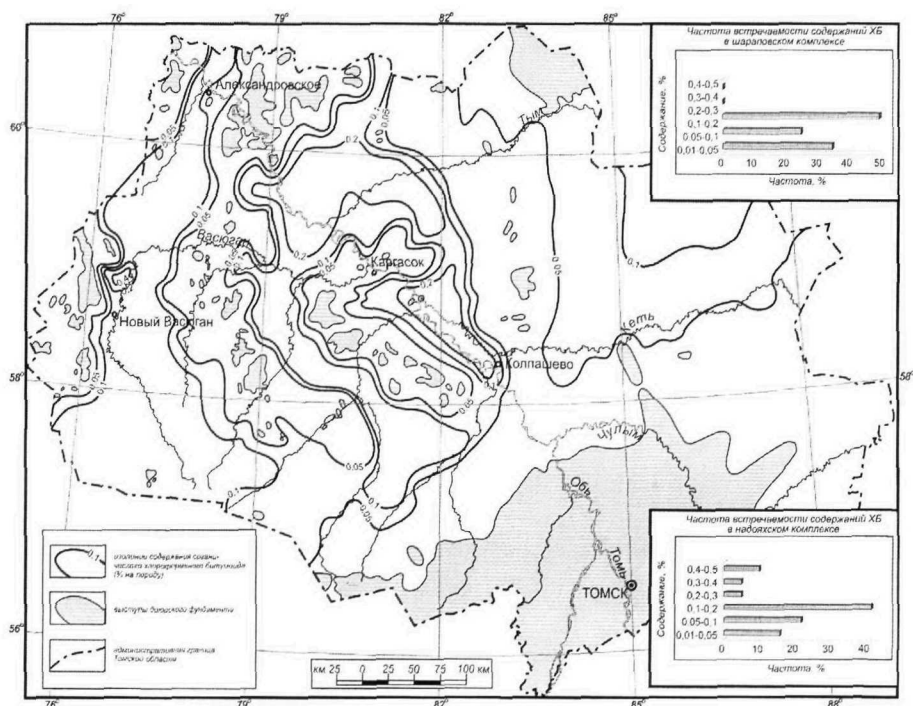


Рисунок 4.19 – Схема распределения хлороформного битумоида (ХВ) в шарыповском и надояхском нефтегазоносном комплексах

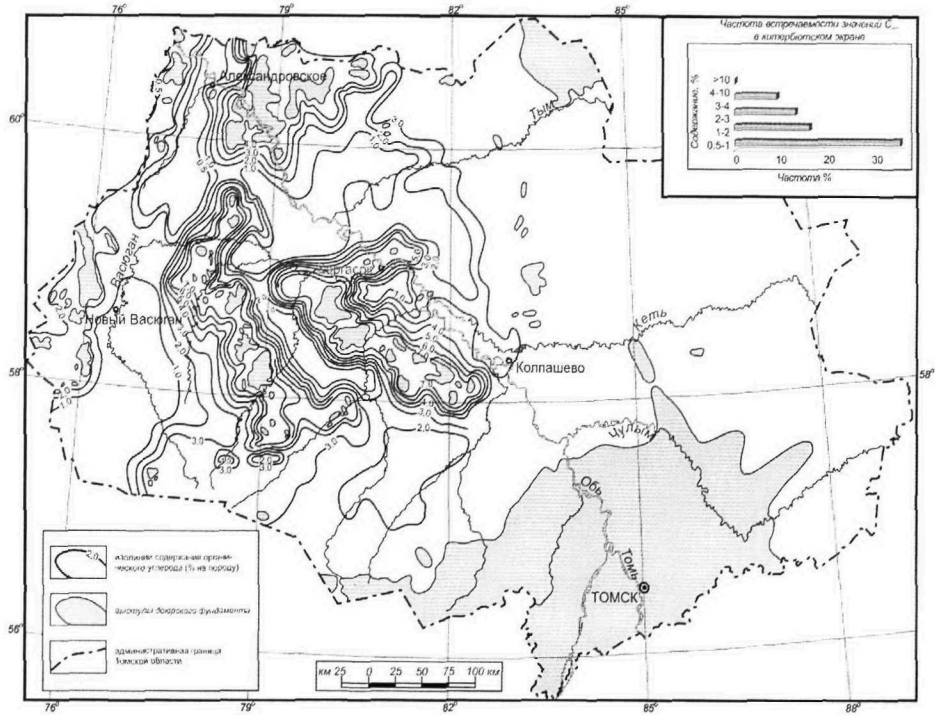


Рисунок 4.20 – Схема распределения органического углерода (С<sub>орг</sub>) в китербютском экране и нефтематеринской толще

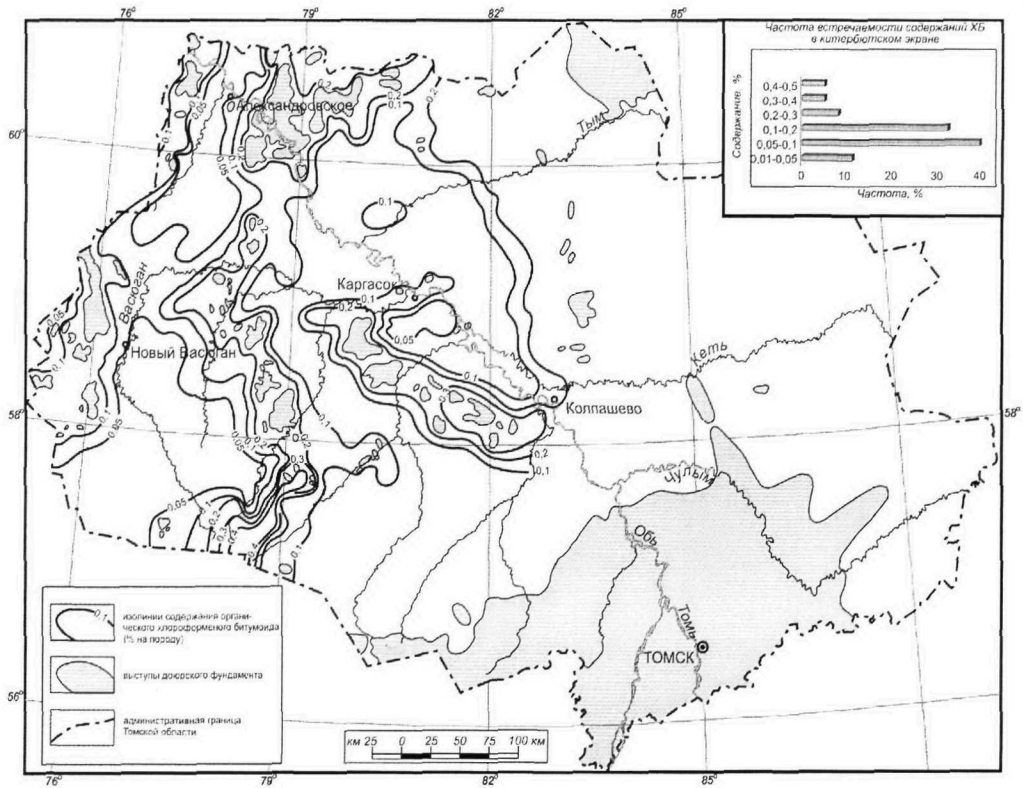


Рисунок 4.21 – Схема распределения хлороформного битумоида (ХБ) в китербютском экране и нефтематеринской толще

Выявленные закономерности распределения органического углерода, хлороформенного битумоида, степени катагенеза рассеянного органического вещества в нижнеюрских отложениях на юго-востоке Западной Сибири свидетельствуют о следующем.

В нижнеюрских отложениях, формировавшихся в депрессионных зонах при наличии большого числа окружающих их выступов доюрского фундамента, максимальные содержания Сорг и ХБ в глинистых породах резервуаров отмечаются в наиболее глубоководных зонах осадочного бассейна, а в глинистых покрывках и нефтематеринских толщах, наоборот, они концентрируются вокруг поднятий.

Зональность катагенеза РОВ, главным образом, контролируется тектоническим фактором и, видимо в меньшей степени, глубинными процессами, связанными с зонами разломов.

По термической зрелости и общему содержанию ОВ, в частности битуминозной составляющей, в качестве нефтегазопроизводящих могут рассматриваться не только региональный экранирующий китербютский глинистый горизонт, но и зональные и локальные глинистые толщи шараповского и надояхского резервуаров.

#### **4.3 ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ НИЖНЕЙ ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

В нижней юре Западной Сибири залежи нефти приурочены к отложениям зимнего, шараповского, надояхского горизонтов.

*Уренгойская фациальная зона.* Нефть отложений нижней юры охарактеризована по Геологической площади.

Нефть *шараповского горизонта* Геологической (скв.14) площади не содержит металлопорфиринов и перилепов, характеризуется значением П/Ф 3,0, П/н-С<sub>17</sub> – 0,62, Ф/н-С<sub>18</sub> – 0,22. Среди n-алканов резко преобладают низкомолекулярные С<sub>10</sub>-С<sub>11</sub> гомологи с небольшим дополнительным максимумом, приходящимся на С<sub>20</sub>-С<sub>25</sub>.

*Тымская фациальная зона.* Исследован состав трех образцов зимнего и надояхского горизонтов, отобранных на двух площадях. Были исследованы три образца нефти Толпаровской (скв. 1) площади, залегающие в коллекторах надояхского и зимнего горизонтов, нефть надояхского горизонта Западно-Крыловской (скв.1) площади.

Нефти из нижней юры характеризуются отсутствием металлопорфиринов и перилепов, низким содержанием изопреноидов (величина отношения П/н-С<sub>17</sub> составляет 0,21-

0,46, Ф/н-С<sub>18</sub> – 0,01-0,21) и высокими значениями отношения П/Ф (2,3-3,2 для надояхских, 4,8-5,5 для зимних).

Характер распределения н-алканов нефтей различный: Так, нефть зимнего горизонта Толпаровской площади характеризуется преобладанием низкомолекулярных (С<sub>11</sub>-С<sub>13</sub>) алканов и плавным снижением содержания отдельных соединений с увеличением числа атомов углерода в молекуле. В надояхской нефти Толпаровской площади максимум молекулярно-массового распределения н-алканов приходится на С<sub>14</sub>, в нефти Западно-Крыловской – на С<sub>15</sub> - С<sub>16</sub> с дополнительным минорным максимумом - на С<sub>19</sub> и С<sub>21</sub>.

*Нюрольская фациальная зона (Северная часть).* Была исследована нефти Приколтогорской (скв. 2) площади из шараповского горизонта.

Нефть из *шараповского горизонта* характеризуется низким содержанием VO-Ph (2-4 нмоль/г) и отсутствием Ni-Ph. В нефти Приколтогорской площади величина П/Ф составляет 4,6, максимум н-алканов приходится на более высокомолекулярные (С<sub>18</sub>-С<sub>21</sub>) соединения, а П/н-С<sub>17</sub> и Ф/н-С<sub>18</sub> составляют 0,41 и 0,08.

*Нюрольская фациальная зона (Южная часть).* В пределах Арчинской (скв. 45), Нижне-Табаганской (скв.8), Тамратской (скв.1), Герасимовской (скв.10, 444) площадей были отобраны и исследованы нефти из надояхского горизонта, а также Урманской (скв.4) площади, залегающей в коллекторе шараповского горизонта.

Нефть из *шараповского горизонта* характеризуется низким содержанием VO-Ph, отличается низким отношением П/Ф (1,0) и большим относительным содержанием низкомолекулярных (<С<sub>15</sub>) н-алканов. Отношения изопреноидных алканов к нормальным (П/н-С<sub>17</sub> и Ф/н-С<sub>18</sub>) составляют 0,33-0,34.

Нефти из *надояхского горизонта* весьма разнообразны. Часть из них, также как и нефти из шараповского горизонта, содержат VO-Ph (1-77 нмоль/г) и характеризуются в низкими (1,1-1,3) значениями П/Ф (Герасимовская - скв.444, Нижне-Табаганская и Арчинская площади). На ряде площадей (Герасимовская - скв.10 и Тамратская) наряду с VO-Ph (10-11 нмоль/г) в меньшей концентрации присутствуют Ni-Ph (2-5 нмоль/г), причем для нефти Тамратской площади отмечено высокое значение отношения П/Ф (6,5), в то время как в Герасимовской оно составляет 1,3. По сравнению с южной частью Нюрольской впадины, где отношение П/н-С<sub>17</sub> и Ф/н-С<sub>18</sub> различается незначительно (0,21-0,28 и 0,22-0,28, соответственно, на Калиновой, Нижне-Табаганской и Арчинской площадях, 0,49-0,43 и 0,35-0,38 на Герасимовской), северо-западнее, в пределах Тамратской площади

в нефти резко снижается относительное содержание фитана и величина отношения  $\Phi/n-C_{18}$  составляет 0,08, содержание пристана аналогично его содержанию в нефтях Герасимовской площади ( $\Pi/n-C_{17} - 0,41$ ). По характеру распределения n-алканов нефть Арчинского месторождения представляет ветвь, где доминируют низкомолекулярные ( $C_n < C_{11}$ ), нефти Герасимовской и Нижнетабаганской площадей - промежуточную с максимумом на  $C_{14}-C_{15}$ , а среди n-алканов нефти Тамратской площади преобладают более высокомолекулярные  $C_{17}-C_{19}$  гомологи.

**Фроловская фациальная зона.** Исследован состав нефти надояхского горизонта на Талинской (скв.127) площади.

В нефти надояхского горизонта присутствуют VO-Ph (48 нмоль/г) и Ni-Ph (8 нмоль/г), перилены не обнаружены. Величина  $\Pi/\Phi$  составляет 1,1,  $\Pi/n-C_{17} - 0,72$ ,  $\Phi/n-C_{18} - 0,64$ . Молекулярно-массовое распределение n-алканов бимодально с основным максимумом, приходящимся на  $C_{13}$  и дополнительным - на  $C_{20}$ .

## 5 ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ КЛАССОВ ХЕМОФОССИЛИЙ В НИЖНЕЙ ЮРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Для оценки влияния условий накопления и захоронения исходного ОВ на распределение отдельных классов хемофоссилий (металлопорфиринов, периленов, алканов) в осадках нижней юры Западной Сибири исследовано 252 образца аргиллитов всех стратиграфических горизонтов. Образцы отобраны во всех фациальных зонах исследуемого района и имеют диапазон катагенетической преобразованности от МК<sub>1</sub> до МК<sub>3</sub>.

### 5.1 МЕТАЛЛОПОРФИРИНЫ

Выявление влияния эвстатических колебаний уровня Мирового океана на распределение в осадках металлопорфиринов является основной задачей при исследовании закономерностей их качественного и количественного распространения.

#### 5.1.1 ВАНАДИЛОВЫЕ ПОРФИРИНЫ

Почти треть изученных образцов пород (28 %) нижнеюрских отложений Западной Сибири содержат ванадиловые комплексы порфиринов.

Северные фациальные зоны за исключением Ямальской, характеризующейся повышенными концентрациями порфирина с ванадилем (439 нмоль/г) и высокой его встречаемостью (33 %), не отмечены присутствием металлопорфиринов (рисунок 5.1).

Для юго-восточных территорий максимальная распространенность VO-порфиринов зафиксирована в южной части Нюрольской ФЗ (47 %), минимальная – в ее северной части и Тымской ФЗ (23 %).

Фациальные зоны Обь-Иртышской ФО в пределах Томской области характеризуются повышенной встречаемостью пород, содержащих VO-Ph на площадях Ажарминской (29 %) и Колпашевской (33 %) зон, и их отсутствием на площадях Омской ФЗ. Самые высокие концентрации данного пигмента обнаружены в пределах Ажарминской фациальной зоны на площади Восток-3 (3351 нмоль/г).

Таким образом, распространенность ванадиловых порфиринов в пределах Западной Сибири снижается в северном направлении, а максимальные концентрации характерны для восточных и северных окраин исследованной территории.

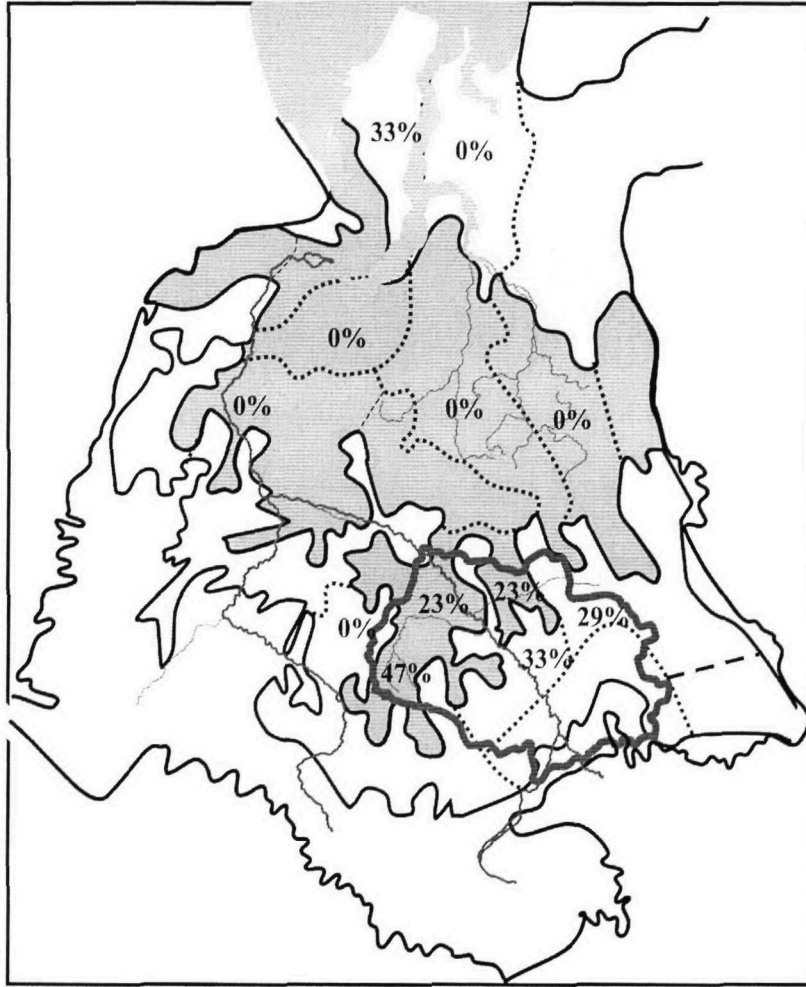


Рисунок 5.1 – Распространенность ванадиловых порфиринов по территории Западной Сибири

Для всего разреза нижнеюрский отложений выявлен основной максимум концентраций (рисунок 5.2 А) на глубине 3256 м и дополнительные – на 2695 и 3189 м (рисунок 5.2 Б). Основной (3256 м) и дополнительный (3189 м) максимумы относятся к отложениям юго-востока (рисунок 5.2 Г), а наименее погруженный (2695 м) – к северным территориям (рисунок 5.2 В).

Диапазон глубин, вмещающий максимумы встречаемости (рисунок – 5.3) и средних концентраций комплексов порфиринов с ванадилем, определяется двумя основными интервалами: 3100-3300 и 2600-2700 м. Общее распределение VO-Ph по глубине носит неравномерный характер, а нарастание его встречаемости происходит до глубины 3200 м.

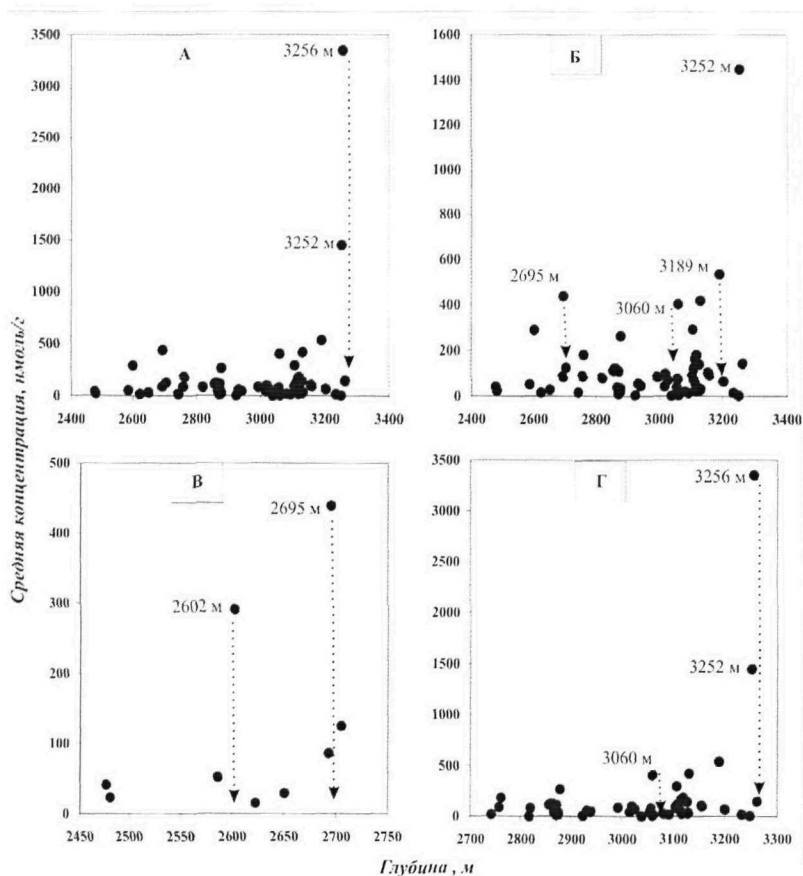


Рисунок 5.2 – Изменение содержания ванадилпорфиринов по глубине: **А** – в целом по разрезу нижней юры; **Б**– для основной части образцов; **В** – севера; **Г** – юго-востока Западной Сибири.

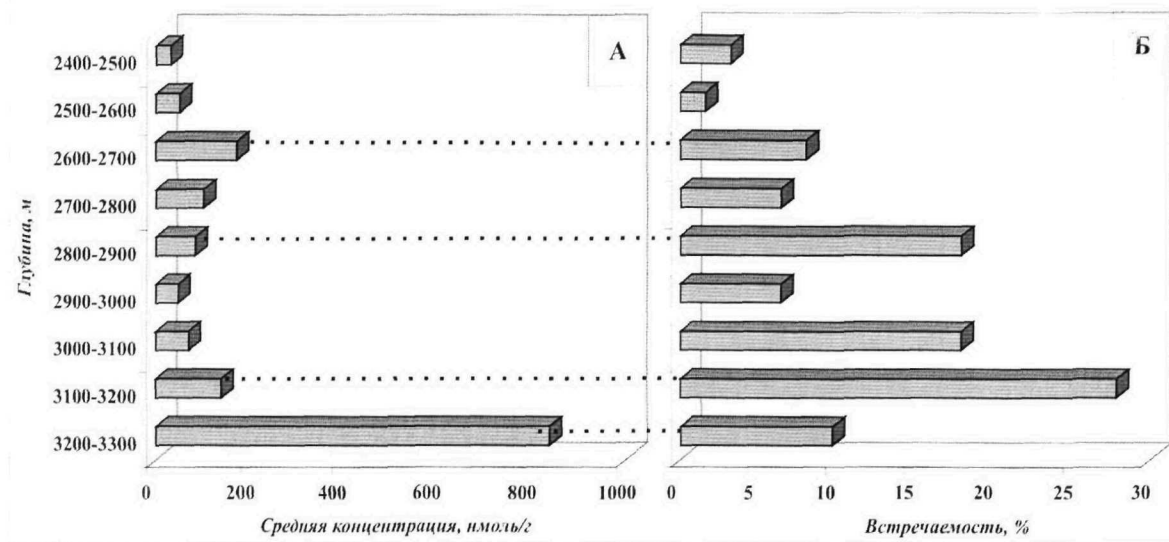


Рисунок 5.3 – Изменение частоты встречаемости (**Б**) и средних концентраций(**А**) ванадилпорфиринов по глубине в целом для разреза нижней юры Западной Сибири

Неравномерный характер изменения концентраций ванадилпорфиринов и их встречаемости при увеличении термической зрелости для отложений нижней юры иллюстрирован рисунком 5.4. Наиболее часто в максимальных концентрациях VO-Ph встречаются в незрелом ОБ ( $R_c < 0,75$ ). Минимальные величины концентраций соответствуют минимуму на кривой частоты встречаемости и окончанию стадии МК<sub>2</sub>. Дополнительный всплеск частоты встречаемости, сопряженный с ростом концентраций пигмента, фиксируется на стадии МК<sub>3</sub>.

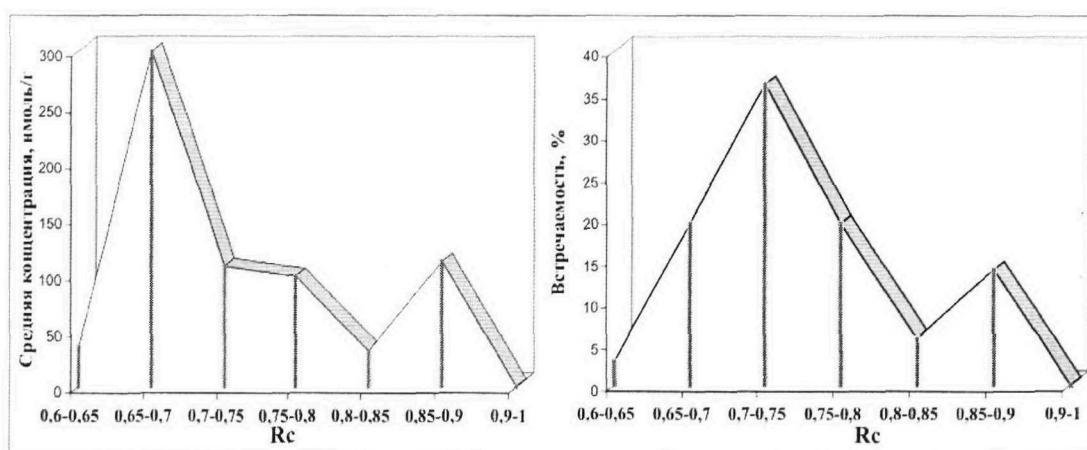


Рисунок 5.4 – Изменение содержание и частоты встречаемости ванадилпорфиринов с увеличением термической преобразованности ОБ

Максимумы содержания пигментов в осадках соответствуют этапам выделения VO-Ph из керогена в жидкую фазу. Снижение частоты встречаемости и значений концентраций связано с последующим разрушением пигментов, присутствующих в генерированных керогеном битуминозных компонентах. В исследованном диапазоне изменения  $R_c$  фиксируются два основных этапа генерации керогеном ванадиловых порфиринов: основной – на ранней стадии преобразования и дополнительный – в середине стадии МК<sub>3</sub>.

По стратиграфическому разрезу нижнеюрских отложений (рисунок 5.5) частота встречаемости VO-Ph для трансгрессивных горизонтов (левинского и китербютского) повышена относительно регрессивных зимнего, шараповского и, в меньшей мере надояхского. Левинский горизонт характеризуется и максимальными величинами концентраций VO-Ph. Изменение в распределении пигмента связано с типом толщ: глинистые горизонты охарактеризованы повышенными показателями относительно песчано-алевритовых, что

свидетельствует о влиянии эвстатических колебаний уровня Мирового океана на распределение в осадках металлопорфиринов.

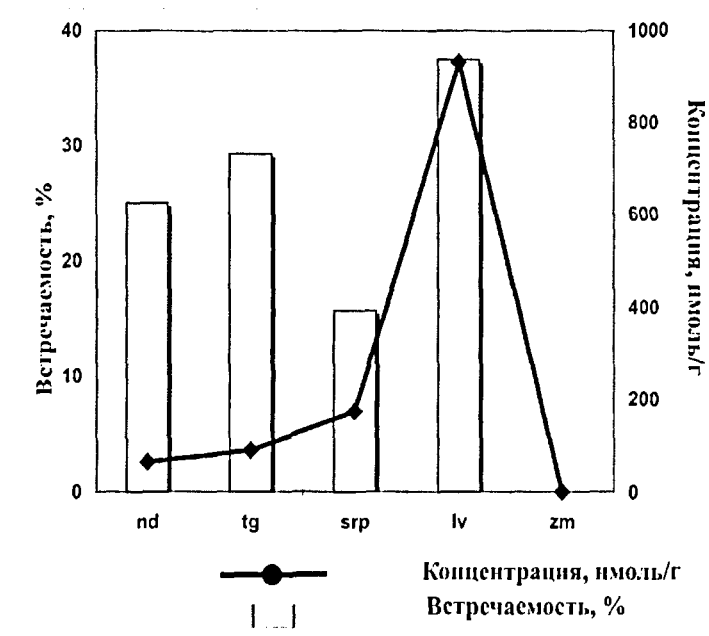


Рисунок 5.5 – Изменение содержания и частоты встречаемости ванадилпорфиринов в ОВ нижней юры по стратиграфическим горизонтам

Фациальных условия отложения осадков отражаются на распределении данного пигмента. Анализ распределения ванадилпорфиринов по площади подтвердил это предположение.

Если в зимнее время на территории Западной Сибири мелководный морской бассейн располагался на самом севере, то в левинский период, связанный с трансгрессией Мирового океана, морские условия распространились по Колтогорско-Уренгойскому желобу на юго-восток. Осадки, сформированные в морских условиях, обусловили высокие значения концентраций и частоты встречаемости ванадиловых порфиринов в левинском стратиграфическом горизонте.

Падение уровня сибирских морей в шараповское время после левинского максимума привело лишь к обмелению бассейна при расширении его общей площади. В депрессионных зонах, где сохранилось мелкое островное море с заливами и эстуариями, отмечено снижение на порядок концентраций ванадилпорфиринов и незначительное уменьшение частоты их встречаемости. Для положительных структур, представлявших собой выступы фундамента, где осадконакопление шло на прибрежных равнинах, временами заливав-

шихся морем, отмечено почти полное исчезновение данного пигмента. Общее количество пигмента резко снизилось (рисунок 5.5)

Высокоамплитудная раннетоарская трансгрессия сибирских морей вовлекла осадконакопление более обширную территорию, чем в предшествовавший регрессивный этап (рисунок 5.6 А). Наиболее погруженные депрессии Колтогорского прогиба, Ньюрольской и Усть-Тымской впадин представляли собой относительно глубокую часть шельфа, где отлагались преимущественно глинистые осадки. Большая часть островов полностью, другие частично, погрузилась под уровень моря. В окраинных районах поднятий располагались мелководье шельфа и прибрежная равнина, заливавшаяся морем. Эти фациальные условия способствовали скачкообразному росту частоты встречаемости ванадилпорфиринов.

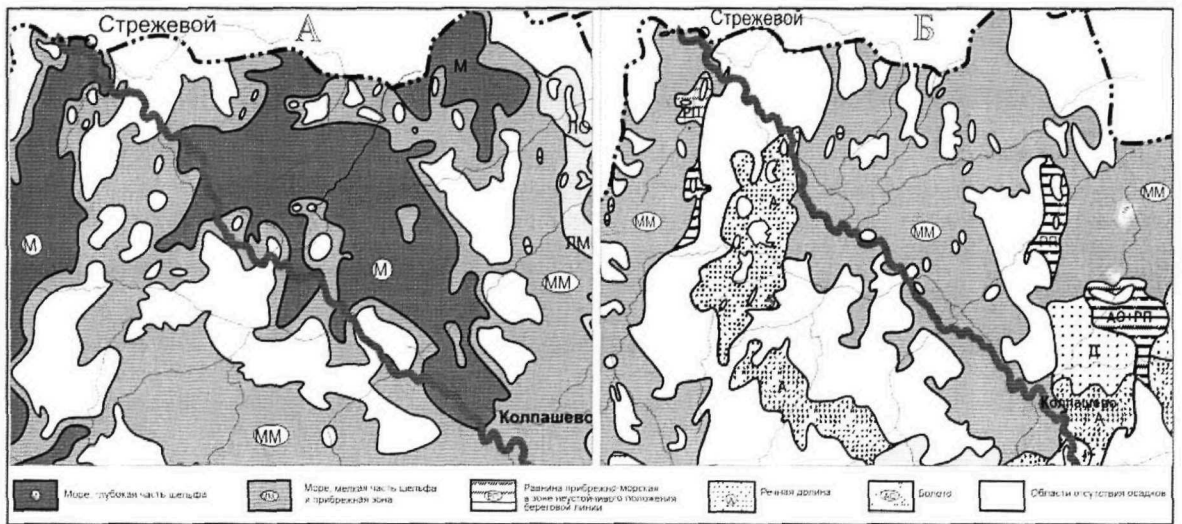


Рисунок 5.6 – Палеогеографическая карта китербютского (А) и надояхского (Б) горизонтов юго-востока Западной Сибири

Для наиболее молодого среди нижнеюрских надояхского горизонта, формировавшегося при понижении уровня моря после китербютского времени, мелководный морской бассейн резко сократил свои размеры и глубину (рисунок 5.6 Б). Он в виде архипелагового моря сохранился в пределах наиболее прогнутых депрессий. Заметное обмеление бассейна осадконакопления при незначительном уменьшении его площади привело к резкому снижению значений концентраций и росту встречаемости VO-Ph.

Основные фации надояхского горизонта, в которых накапливались осадки, содержащие VO-Ph, для возвышенностей – это в основном эстуарии, для отрицательных структур – мелкое море (мелкая часть шельфа и прибрежная зона), подводная возвышенности.

### 5.1.2 НИКЕЛЕВЫЕ ПОРФИРИНЫ

Комплексы порфиринов с никелем еще более распространены по территории Западной Сибири: 32 % исследованных образцов РОВ нижней юры содержат данный пигмент (VO-Ph – 31 %). Характер распределения никелевых порфиринов, как и ванадиловых, по исследуемой территории зависит от области захоронения ОВ (рисунок – 5.7)

Самая высокая встречаемость и значительные концентрации Ni-Ph (в среднем 1019 нмоль/г) отмечены на исследованных площадях Омской ФЗ, которые снижаются в северном направлении по линии Фроловская (17 % и 335 нмоль/г), Надымская зоны до полного исчезновения данного пигмента. Краевые территории Ажарминской и Ямальской зон характеризуется повышенными концентрациями комплексов порфирина с никелем (940 600 нмоль/г) и более широким распространением (57 и 43 %), чем VO-Ph.

На юго-востоке Западно-Сибирской плиты распространенность Ni-Ph в пределах 15-21 %, кроме юга Нюрольской зоны, где она повышается в два раза до 42 %, и Ажарминской ФЗ.

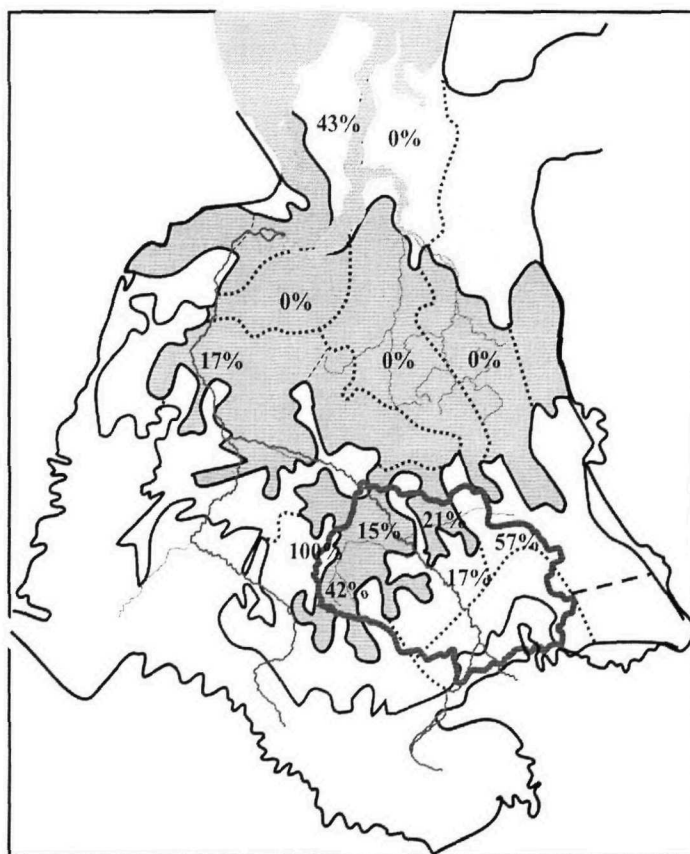


Рисунок 5.7 – Распространенность никелевых порфиринов в нижней юре Западной Сибири

Максимальное количество образцов с наивысшими концентрациями Ni-Pb обнаружено для Аржаминской ФЗ в пределах Восточно-Пайдугинской впадины (7908 нмоль/г).

При анализе распределения комплексов порфирина с никелем по разрезу нижней юры в целом отмечаем три нарастающих по величине концентраций максимума на глубинах 2809, 3060 и 3189 м (рисунок 5.8 А), которые являются основными на отрезке глубин отложений юго-востока (рисунок 5.8 Б). Дополнительные максимумы концентраций, возникающие при рассмотрении отложений севера отдельно, относятся к краевым отрезкам разреза нижней юры и на порядок меньше по величине.

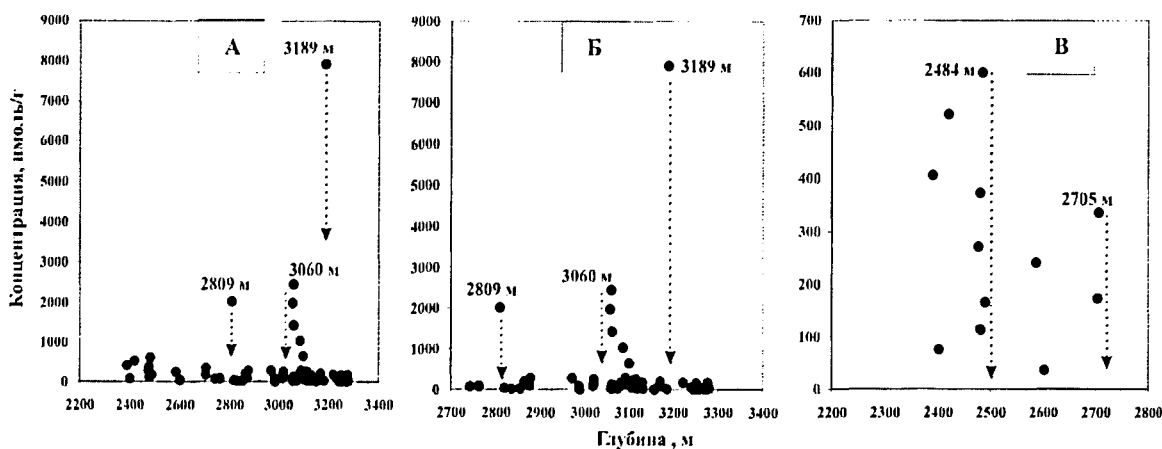


Рисунок 5.8 – Изменение содержания никелевых порфиринов по глубине в целом для разреза нижней юры (А), для юго-востока (Б) и севера (В) Западной Сибири

Всплески средних концентраций, соответствующие высоким показателям встречаемости, выделены в диапазонах глубин 3000-3200, 2800-2900 и 2400-2500 м (рисунок 5.9).

В целом по разрезу нижней юры отмечено нарастание встречаемости и концентраций Ni-Pb, проходящее через минимум в интервале глубин до глубины 2600-2700.

Характер распределения никелевых и ванадиловых порфиринов при увеличении термической зрелости для отложений нижней юры в целом свидетельствуют о различиях условий осадконакопления этих пигментов на данной территории (рисунок 5.10). Смещение максимумов концентраций Ni-Pb относительно VO-Pb на шкале термической преобразованности соответствуют представлениям о различных окислительно-восстановительных и фациальных условиях образования пигментов. Скачкообразное изменение частоты встречаемости и содержания металлопорфиринов может быть связано с наложением двух

процессов – высвобождением дополнительных порций пигментов при термической деструкции керогена и их термического разрушения в жидкой фазе.

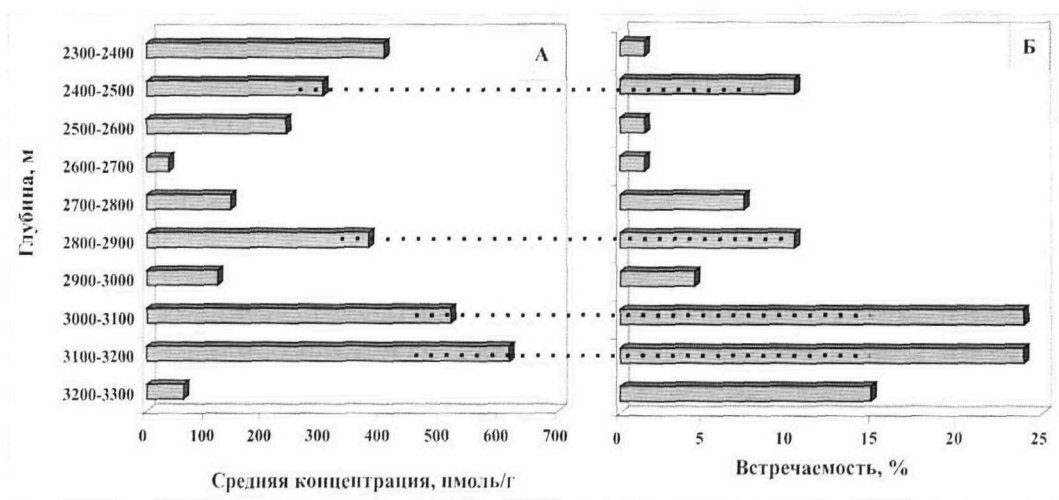


Рисунок 5.9 – Изменение средних концентраций (А) и частоты встречаемости (Б) никелевых порфиринов по разрезу нижней юры Западной Сибири

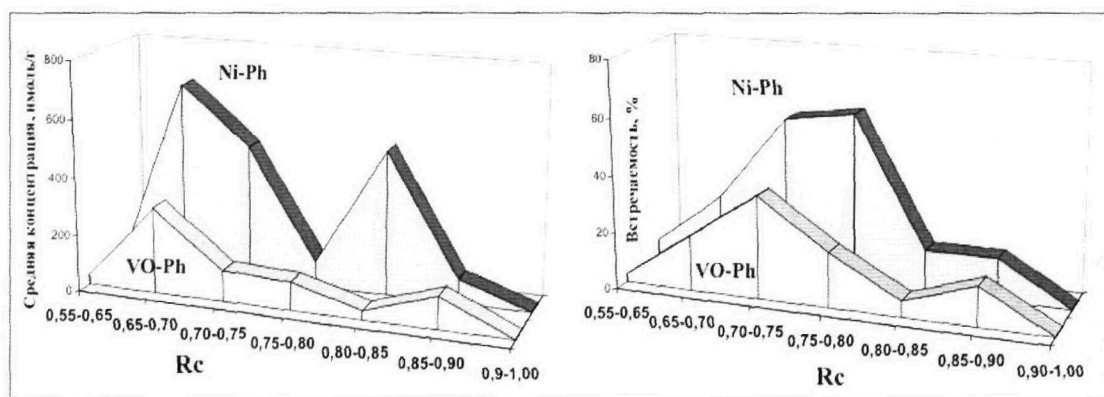


Рисунок 5.10 – Изменение средних концентраций металлопорфиринов и частоты их встречаемости с увеличением термической преобразованности ОВ

Анализируя распределение никелевых порфиринов по стратиграфическому разрезу нижнеюрских отложений (рисунок 5.11), отмечаем, что повышенные концентрации Ni-Ph характерны для регрессивных горизонтов, особенно в шарповское время. Встречаемость порфиринов с никелем нарастает при повышении уровня Мирового океана в левинском и китербютском горизонтах, что свидетельствует о расширении бассейна при снижении условий для накопления Ni-Ph.

Таким образом, реперными горизонтами (с максимальным уровнем концентраций) для никелевых порфиринов являются регрессивные (зимний, шаратовский, падояхский) горизонты. Распространенность так никелевых, так и ванадиловых порфиринов значительно вырастает в периоды трансгрессии моря.

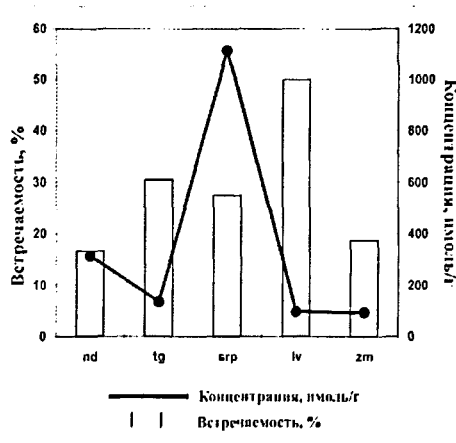


Рисунок 5.11 – Изменение частоты встречаемости и средних концентраций Ni-Ph по стратиграфическому разрезу нижней юры Западной Сибири

Отношение изопреноидных алканов пристана к фитану рассматривается в качестве параметра, в определенной мере характеризующего окислительно-восстановительный потенциал в бассейне седиментации. При увеличении Eh среды возрастает и величина П/Ф. Рассчитанное для каждого горизонта среднее значение П/Ф (рисунок 5.12) в целом для разреза нижней юры нарастает вверх по разрезу, начиная с левинского горизонта.

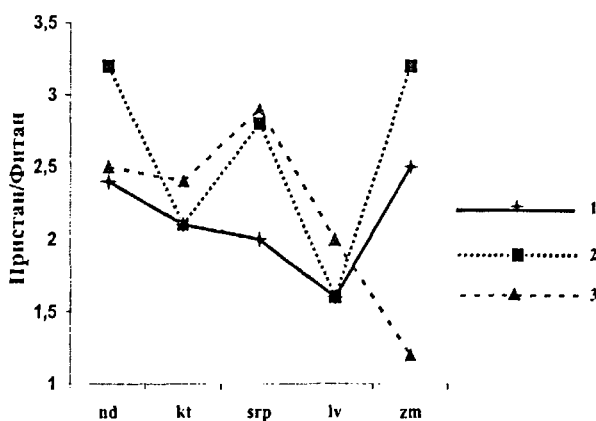


Рисунок 5.12 – Изменение средних значений величины П/Ф по разрезу нижнеюрских отложений: 1 – в целом для разреза, 2 – для ОВ, содержащих Ni-Ph, 3 – для ОВ, содержащих VO-Ph

Для образцов ОВ, содержащих Ni-Ph, резкое возрастание П/Ф происходит в регрессивных песчано-алевритовых горизонтах (*zm, srp, nd*), не меняясь в трансгрессивных глинистых (*lv, kt*). Изменение отношения П/Ф в трансгрессивных горизонтах происходит в ОВ, содержащем VO-Ph.

## 5.2 ПЕРИЛЕН

Распространенность периленов в отложениях нижней юры самая низкая из всех пигментов (13 %). На территории Томской области основной район обнаружения данного пигмента ограничен восточной частью (рисунок 5.13). Так, для Нюрольской ФЗ встречаемость периленов в пределах 2 % (в среднем), а более восточные зоны отмечены нарастанием их присутствия в ОВ: Тымская – 15, Колпашевская – 33 и Ажарминская – 29 %.

На северных территориях Обь-Тазовской области перилен встречается только в краевых участках Часельской (33 %) и Фроловской (44 %) фациальных зон. Следовые количества перилена обнаружены в одной точке разреза Нейтинской площади Ямальской ФЗ.

Площади с высоким показателем встречаемости периленов характеризуются и максимальными средними концентрациями: 385 нмоль/г – во Фроловской и 436 нмоль/г – для Аржаминской ФЗ.

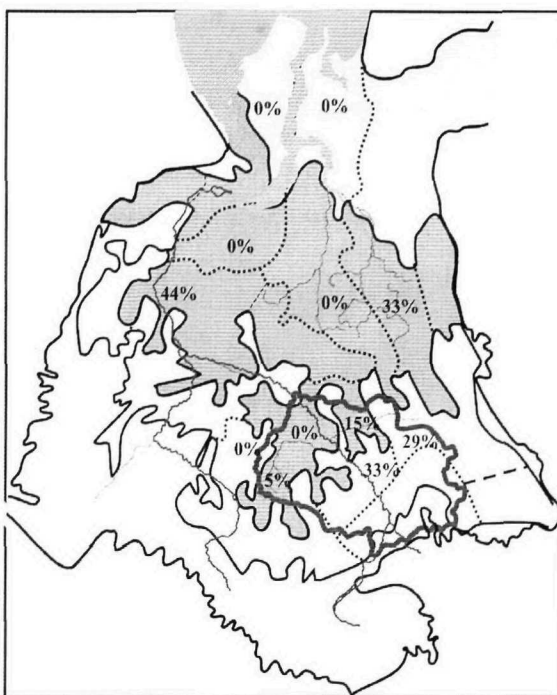


Рисунок 5.13 – Распространенность периленов по территории Западной Сибири

Анализируя распределение периленов по глубине (рисунок 5.14), выделяем три основных максимума для разреза в целом, два из которых (2876 и 3060 м) соответствуют максимальным концентрациям периленов юго-восточной части, а третий (2623 м) – максимуму севера Западной Сибири.

Общее распределение периленов по глубине носит неравномерный характер (рисунок 5.15 А и Б). Максимальная встречаемость и всплеск концентраций периленов сопряжены в диапазоне глубин 2600-2700, 2800-2900 и 3200-3300 м.

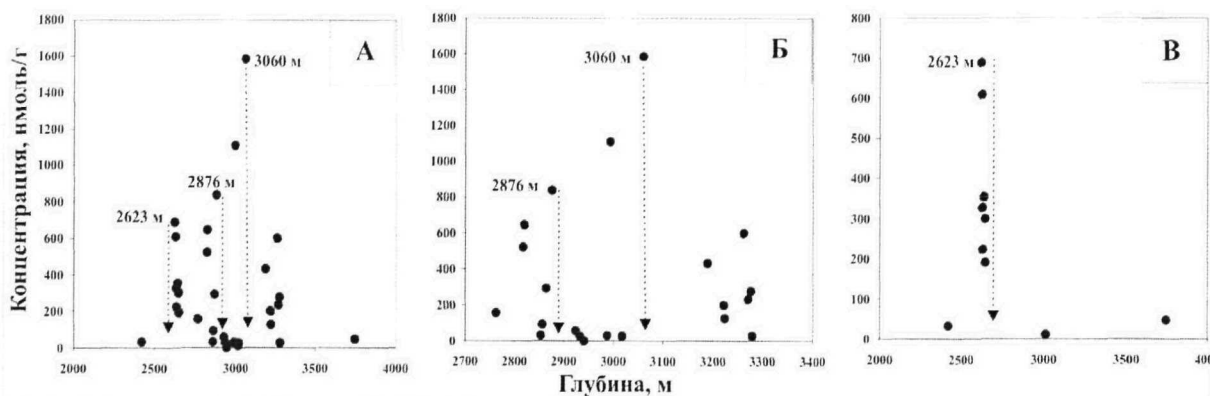


Рисунок 5.14 – Изменение содержания периленов по глубине в целом (А), для юго-востока (Б) и севера (В) Западной Сибири

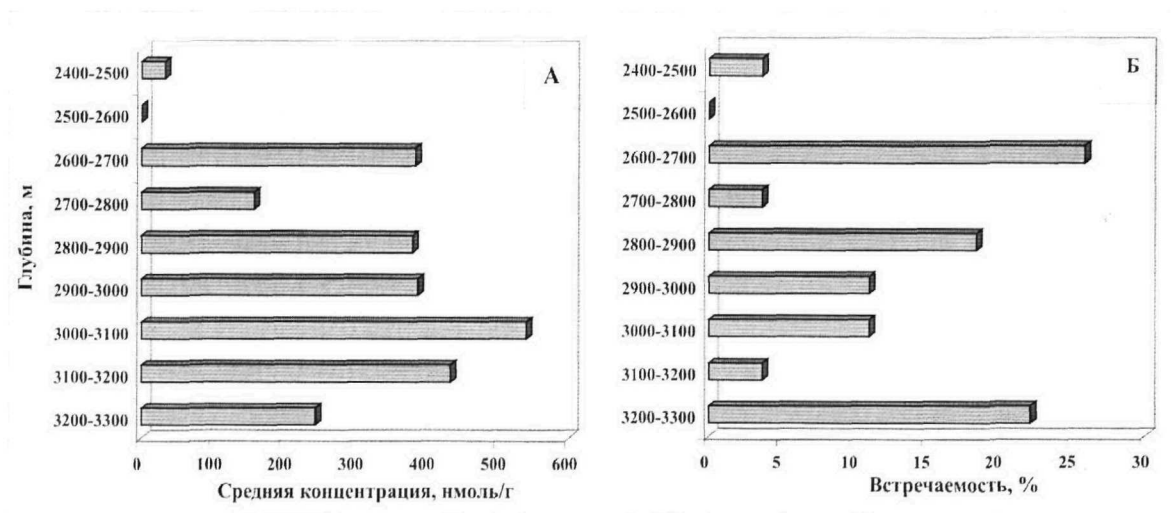


Рисунок 5.15 – Изменение средних концентраций (А) и частоты встречаемости (Б) перилена по разрезу нижней юры Западной Сибири для основной части образцов

В исследованном диапазоне изменения  $R_c$  фиксируются два основных этапа генерации керогеном данного пигмента: основной – на ранней стадии преобразования и дополнительный – в середине стадии МК<sub>3</sub>. (рисунок 5.16). Для перилена снижение частоты встречаемости и значений концентраций, связанное с последующим разрушением пигментов при термическом разрушении битуминозных компонентов, выделенных керогеном ранее, приходится на заключительный этап стадии МК<sub>2</sub> (0,75-0,80).

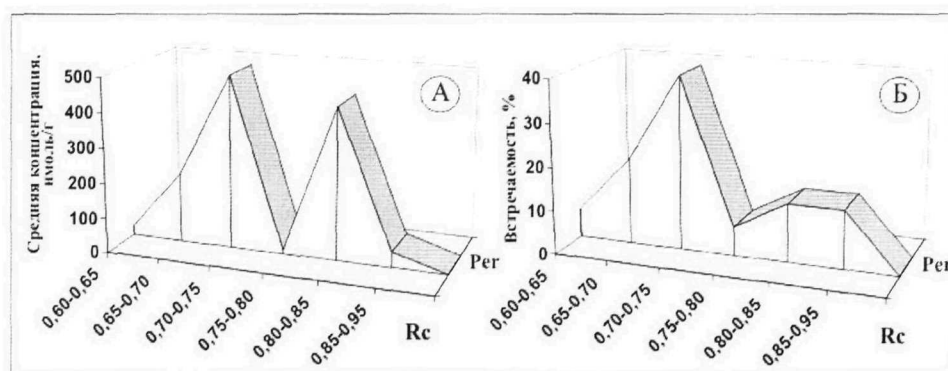


Рисунок 5.16 – Изменение средних концентраций (А) и частоты встречаемости (Б) периленов с увеличением преобразованности ОВ

Общее содержание перилена по стратиграфическому разрезу нижнеюрских отложений изменяется в зависимости от типа толщи. Так, рост концентраций отмечен для каждого последующего регрессивного горизонта относительно трансгрессивного, а частота встречаемости минимальная для китербютского времени, отмеченного наибольшим уровнем моря, далее растет в низ по разрезу (рисунок 5.17). Характер распределения средних концентраций перилена подобен распределению по горизонтам Ni-Ph (рисунок 5.11).

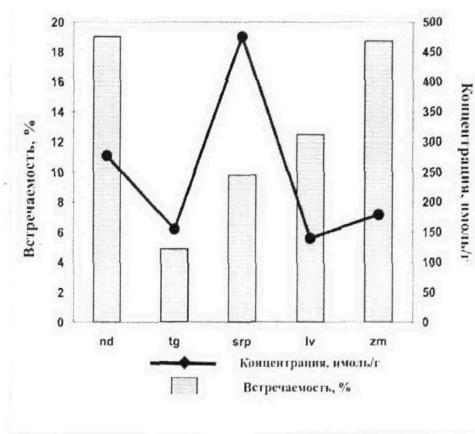


Рисунок 5.17 – Изменение содержания и частоты встречаемости периленов в ОВ по стратиграфическому разрезу нижней юры Западной Сибири

Отношение пристана к фитану, характеризующее окислительно-восстановительный потенциал в бассейне седиментации, для периленов, как и в целом для разреза нижней юры, нарастает, начиная с левинского горизонта (рисунок 5.18). Для периленов, как и образцов ОВ с Ni-Ph, возрастание П/Ф происходит в регрессивных песчано-алевритовых горизонтах (*zm*, *srp*, *nd*), не меняясь в трансгрессивных глинистых (*lv*, *kt*).

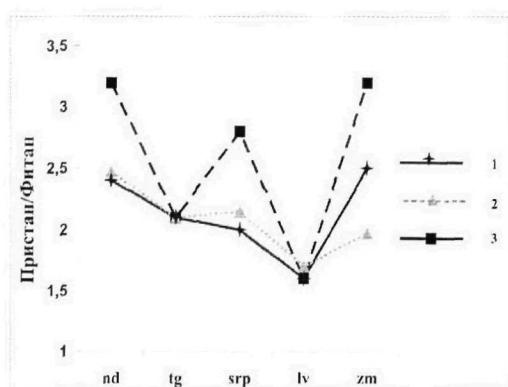


Рисунок 5.18 – Изменение средних значений величины П/Ф по разрезу нижнеюрских отложений: **1** – в целом для разреза, **2** – для ОВ, содержащих перилены, **3** – для ОВ содержащих Ni-Ph

### 5.3 АЛКАНЫ

Оценка распределения алканов по разрезу нижней юры проведена на основе генетического коэффициента, демонстрирующего вклад прибрежных наземных растений  $(C_{25}+C_{27})/2C_{20}$  в исходный органический материал (рисунок 5.19).

В периоды трансгрессии моря этот коэффициент снижается, а при отступлении моря – увеличивается, т.е. основным источником ОВ для регрессивных стадий являлся органический материал прибрежных наземных растений.

Сопоставление особенностей состава и степени зрелости ОВ показало, что с увеличением термической преобразованности органического вещества нижней юры коэффициент нечетности по Брей-Эвансу (СРІ) присутствующих в битумоидах n-алканов, как и следовало ожидать, приближается к единице (рисунок 5.20), что подтверждает правомочность использования определенных нами значений  $R_c$  для оценки зрелости ОВ. Отношение изопреноидных алканов к нормальным, характеризующее степень микробальной трансформации ОВ в осадках, меняется незакономерно, хотя некоторая тенденция к снижению по мере увеличения  $R_c$  намечается.

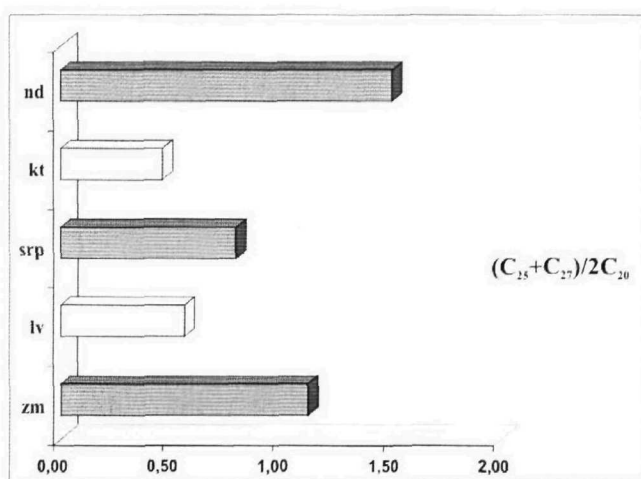


Рисунок 5.19 – Распределение n-алканов по разрезу нижней юры Западной Сибири

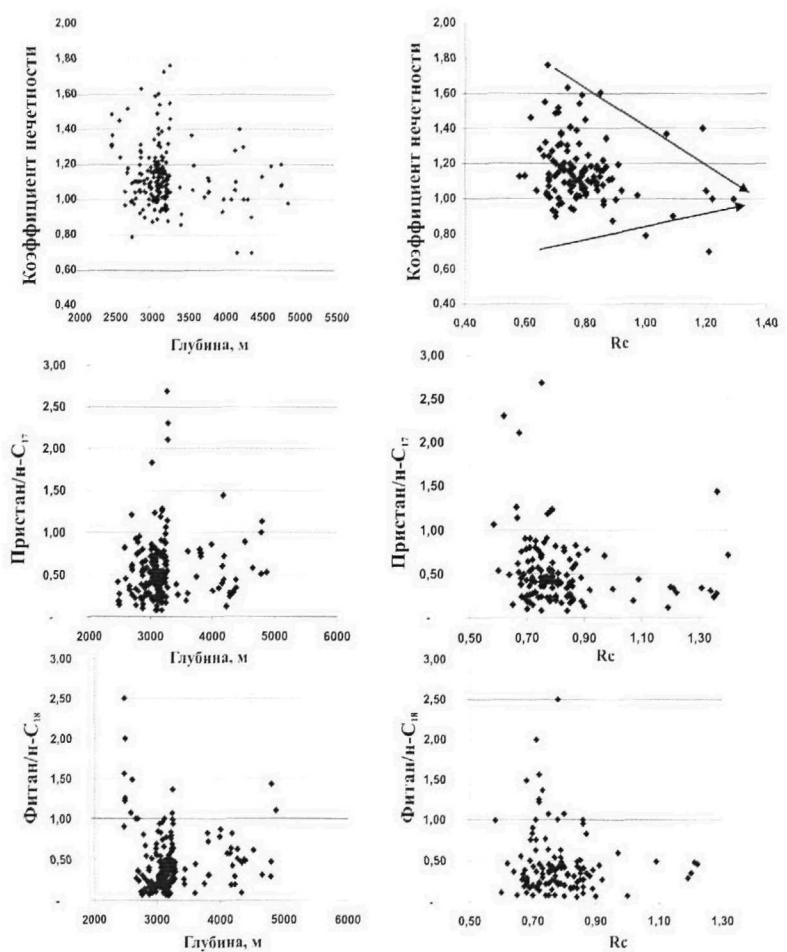


Рисунок 5.20 – Изменение параметров состава алканов с увеличением глубины захоронения и зрелости ОБ

### 5.3.1 НОРМАЛЬНЫЕ АЛКАНЫ

Характер изменения молекулярно-массового распределения нормальных алканов в РОВ нижней юры по площади Западной Сибири (рисунки 5.20 и 5.21) демонстрирует существенное разнообразие в их составе.

На севере Западно-Сибирской НГП среди н-алканов в большинстве преобладают относительно низкомолекулярные или распределение бимодально с дополнительным максимумом, приходящемся на  $C_{23}-C_{25}$  (рисунок 5.21). По разрезу нижней юры значительных изменений в составе н-алканов не наблюдается.

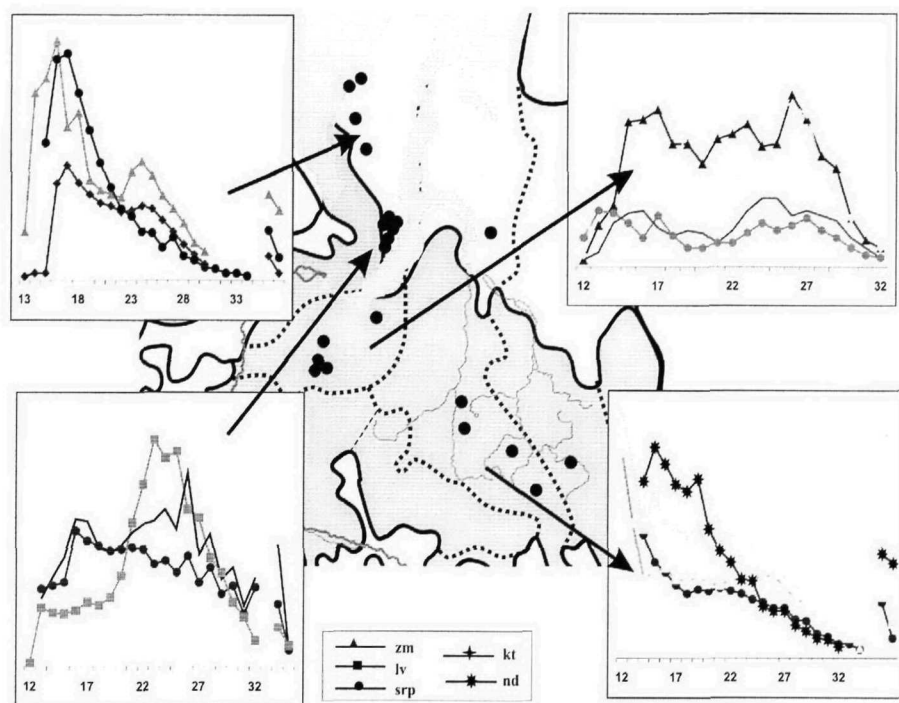


Рисунок 5.21 – Виды молекулярно-массового распределения алканов РОВ нижней юры севера Западной Сибири

На юго-востоке Западной Сибири, наоборот, распределение алканов по разрезу нижней юры существенно варьирует (рисунок 5.22).

Такое отличие в изменении состава алканов на юге и севере территории находит свое объяснение в различии условий осадконакопления этих районов. На севере в морской Ямало-Гыданской фациальной области смены периодов трансгрессии и регрессии моря не оказывали существенного влияния на обстановки осадконакопления. На юго-востоке в переходной между морем и сушей Обь-Тазовской фациальной области смена периодов трансгрессии и регрессии моря должна была существенно влиять на обстановку отложе-

ния ОВ, что мы и наблюдаем при анализе распределения в РОВ всех исследованных классов соединений.

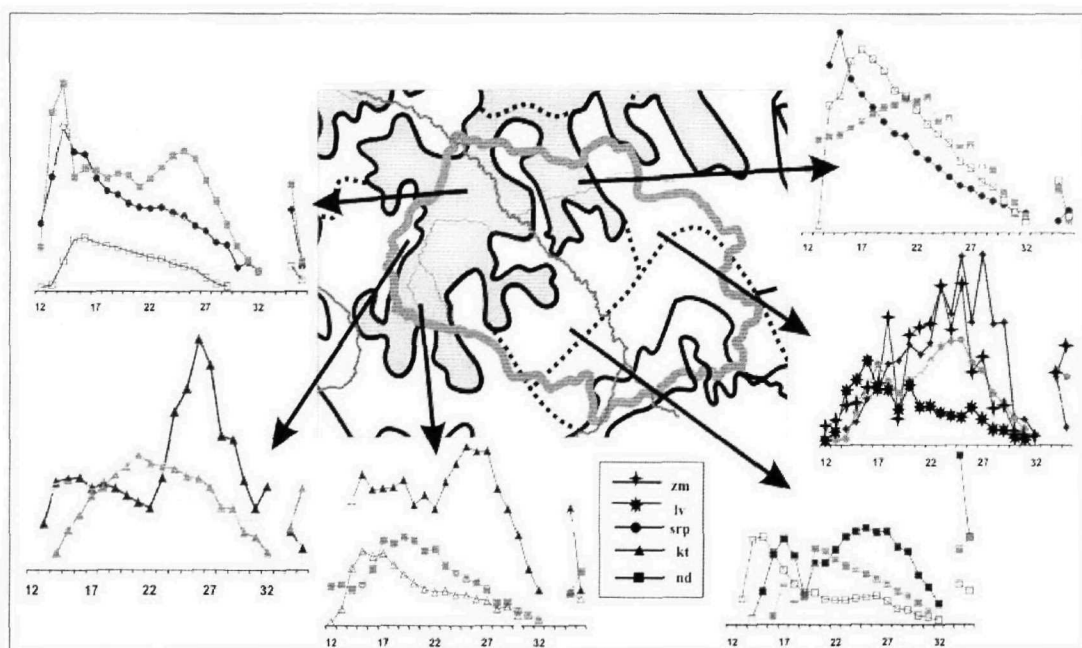


Рисунок 5.22 – Виды молекулярно-массового распределения алканов в РОВ нижней юры юго-востока Западной Сибири

### 5.3.2 ИЗОПРЕНОИДНЫЕ АЛКАНЫ

Анализ изменения средних величин Pr/Ph в РОВ среднеюрских отложений показывает незначительные вариации по площади Западной Сибири (рисунок 5.23).

Максимальные средние значения Pr/Ph зафиксированы в пределах Фроловской (3,2), Ямальской (2,7), Гыданской (2,9), Тымской (2,6), Ажарминской и Колпашевской (2,2) фациальных зон. На остальных участках исследованной территории значения Pr/Ph варьируют от 1,2 до 2,0. Такие высокие средние значения Pr/Ph указывают на существование в нижней юре преимущественно слабо-окислительных и восстановительных условий в бассейне седиментации.

В пределах отдельных стратиграфических горизонтов анализ распределения значений Pr/Ph по площади Западно-Сибирской НГП показывает, что в отличие от состава н-алканов, при переходе от китербютского горизонта, накапливавшегося при высоком уровне моря, к надояхскому, формировавшемуся при его резком падении (рисунок 5.24), наблюдается увеличение значений этого отношения не только на юго-востоке территории,

но и в северных районах. Это свидетельствует об увеличении окислительно-восстановительного потенциала в период регрессии моря на всей территории Западной Сибири, достаточно постоянном основном источнике органического материала на севере и изменчивости его на юго-востоке.

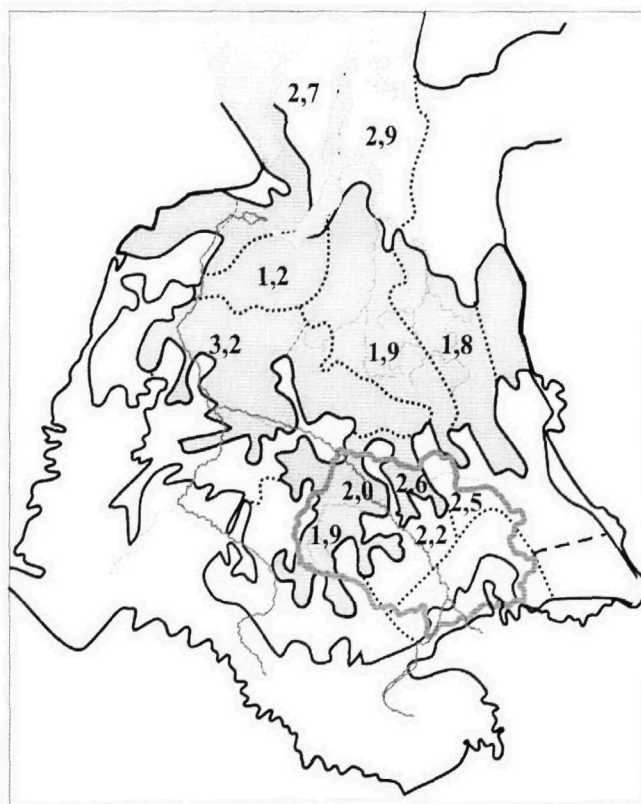


Рисунок 5.23 – Распределение средних значений отношения пристана к фитану в РОВ нижней юры Западной Сибири

Незначительная регрессия при отложении шараповского горизонта (рисунок 5.25 А) определила повышение Pr/Ph на севере Западной Сибири и практически не сказалась на юго-востоке, где на ряде участков значения Pr/Ph даже увеличились.

В РОВ левинского глинистого и зимнего песчано-алевритового горизонтов изменение значений Pr/Ph носит хаотичный характер (рисунок 5.25 Б). На ряде участков отмечается повышение значений, на других – они остаются неизменными, а в пределах некоторых положительных структур – величины Pr/Ph снижаются.

Таким образом, вверх по разрезу нижней юры наблюдается сглаживание различий между условиями накопления ОВ в периоды регрессии и трансгрессии моря.

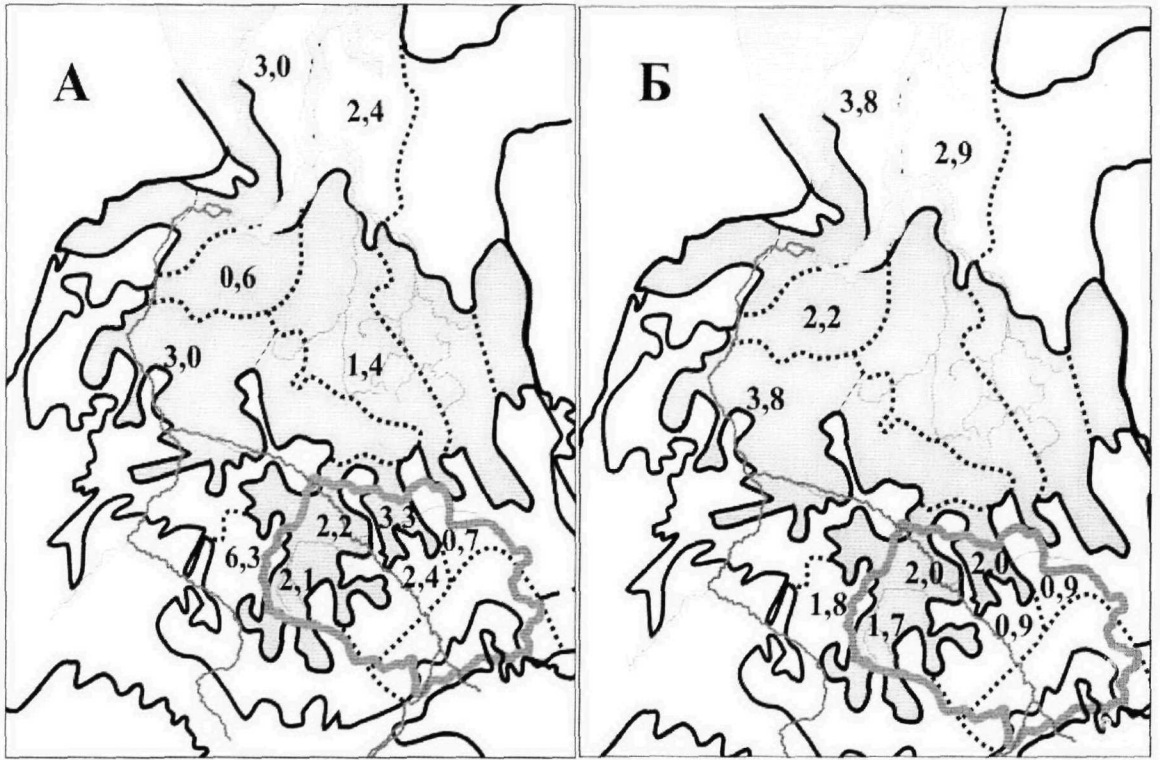


Рисунок 5.24 – Распределение средних значений П/Ф в РОВ надояхского (А) и кибьютского (Б) горизонтов

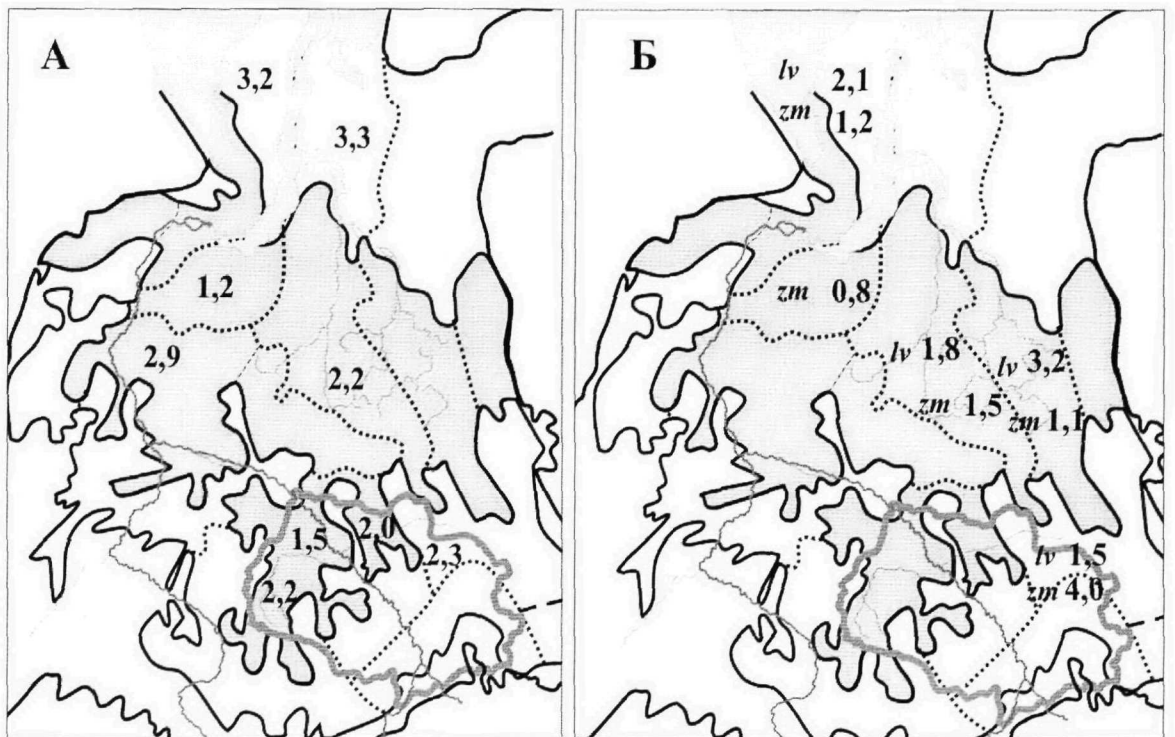


Рисунок 5.25 - Распределение средних значений П/Ф в РОВ шараповского (А), левинского и зимнего (Б) горизонтов

Анализ особенностей распределения в РОВ пород нижней юры металлопорфиринов, перилена и алканов с учетом глубины залегания и обстановок накопления РОВ, позволил сделать некоторые заключения об условиях, контролирующих их распространение и состав в осадочной толще.

Показано, что благоприятные условия образования VO-Ph при захоронении ОВ реализовались в осадочных бассейнах в трансгрессивные стадии их существования (высокий уровень моря). Тогда окислительно-восстановительный потенциал не играл особой роли. В регрессивные же стадии (низкий уровень моря) при обмелении седиментационного бассейна последующее образование VO-Ph могло происходить лишь на локальных участках, характеризовавшихся низкими значениями Eh. При высоком уровне моря в составе n-алканов увеличивается роль соединений, продуцированных фитопланктоном, снижается соотношение Pr/Ph. Глубина осадочного бассейна не оказывает влияния на образование Ni-Ph, для периленов в РОВ важна глубина моря (< 20 м).

При термическом созревании ОВ в недрах процесс накопления VO-Ph и Ni-Ph, периленов имеет дискретный характер. Максимумы содержания пигментов в осадках соответствуют этапам их выделения из керогена в жидкую фазу, а снижение концентрации связано с последующим разрушением пигментов, присутствующих в генерированных керогеном битуминозных компонентах. В пределах стадий МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub> для этих групп соединений фиксируется 2-3 этапа генерации и последующей дегградации, причем для каждой группы они приходятся на различные отрезки шкалы катагенеза ОВ.

## 5.2 СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТАВА РОВ И НЕФТЕЙ НИЖНЕЙ ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Различие в составе и условиях накопления ОВ на различных участках и в пределах отдельных горизонтов нижнеюрских отложений находит свое отражение в составе нефтей, залегающих в юрском и палеозойском комплексах.

Интенсивное протекание процесса генерации нефти тогурской свитой на юге Нюрольской зоны (раздел 4.2, рисунок 4.14) подтверждается характером изменения количественного содержания и состава ОВ по мере продвижения к нефтенасыщенному коллектору (надояхский горизонт), перекрывающему отложения тогурской свиты, а сопоставление геохимических параметров, характеризующих нефти, полученные из отложений нижней юры и РОВ пород тогурской свиты в пределах отдельных участков и фациальных зон, показывает высокую вероятность их генетического родства.

На площадях юга Нюрольской зоны, где породы коры выветривания или палеозоя перекрываются нижнеюрскими (рисунок 5.26), и в разрезе присутствуют отложения тогурской свиты, в надояхских, шараповских и доюрских коллекторах залегают нефти, параметры углеводородного состава которых характерны для ОВ тогурских отложений (рисунок 5.27).

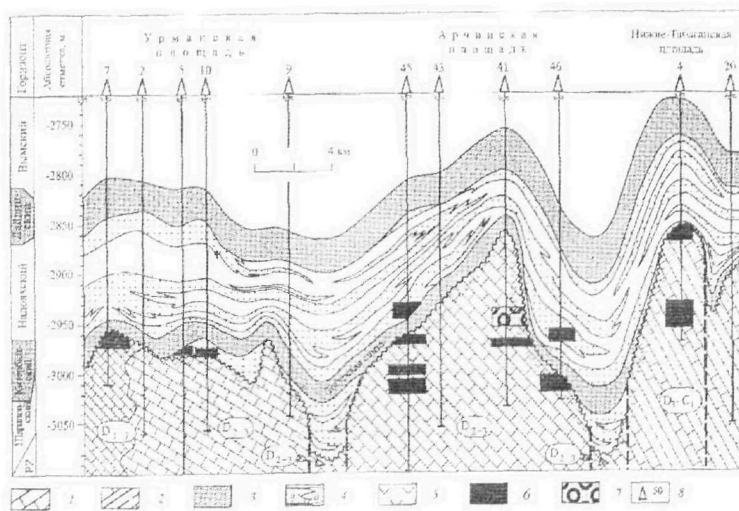


Рисунок 5.26 – Геологический разрез нижней юры и приконтактной зоны фундамента по линии площадей: Урманская - Арчинская - Нижне-Табганская

(1 - известняки органогенные, доломиты, известковистые алевролиты и аргиллиты, сланцы, эффузивы основного и среднего состава, туфы; 2 - известняки органогенные, прослои измененных эффузивов основного состава, углисто-глинистые сланцы, метаморфизованные песчаники, алевролиты, аргиллиты; 3 - глинистые горизонты; 4 - песчаные горизонты: а - песчаные пласты, б - глинисто-алевритовые прослои; 5 - кора выветривания; залежи; 6 - нефти, 7 - газа; 8 - скважина и ее номер)

Это нефти Арчинского, Урманского, Северо-Калипового, Нижнетабаганского, Солоновского, Хылкинского, Южно-Урманского и Широного месторождений. Они характеризуются незначительными вариациями состава n-алканов: преобладанием в смеси C<sub>11</sub>-C<sub>15</sub> гомологов, отношением пристана к фитану от 0,9 до 2,1, отношением пристана к n-C<sub>17</sub> - от 0,18 до 0,41, фитана к n-C<sub>18</sub> - от 0,17 до 0,42. На большинстве площадей, кроме Солоновской и Южно-Урманской, в нефтях присутствуют ванадилпорфирины.

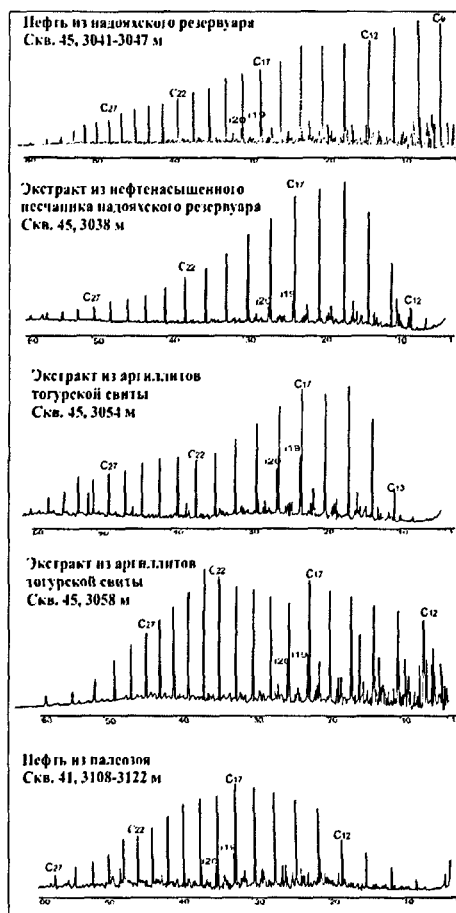


Рисунок 5.27 – Распределение алканов в нефтях и породах нижней юры на Арчинской площади.

Нефти из нижнеюрских отложений Толпаровской и Приколтогорской площадей, аналогично ОВ тогурской свиты, отличаются повышенными значениями отношения пристана к фитану, близки по распределению n-алканов с соответствующими разностями рассеянного ОВ (рисунки 5.28 и 5.29). На Толпаровской площади в нефтях отсутствуют металлопорфирины, а на Приколтогорской, также как в тогурской свите, присутствуют их следовые количества.

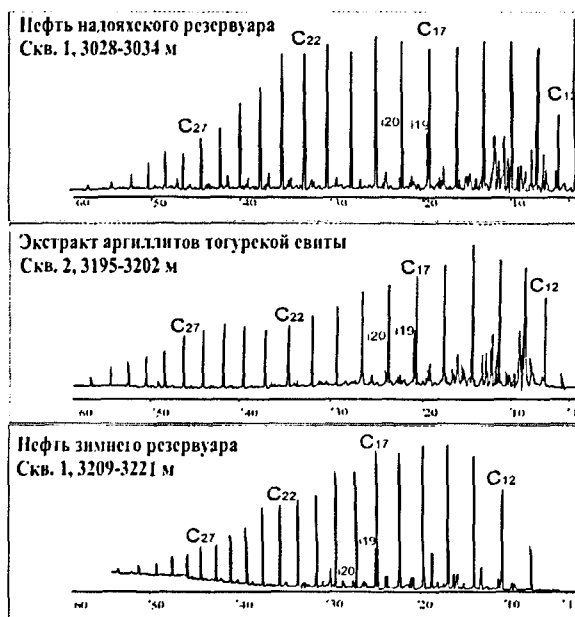


Рисунок 5.28 – Распределение алканов в нефтях и породах нижней юры на Толпаровской площади.

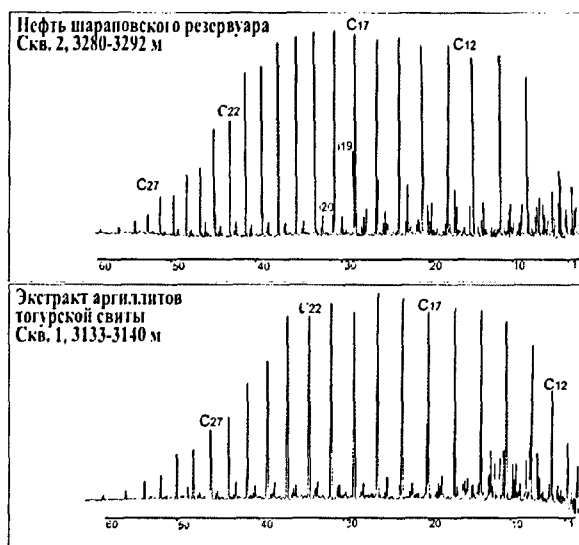


Рисунок 5.29 – Распределение алканов в нефтях и породах нижней юры на Приколтогорской площади

В пределах севера Нюрольской ФЗ исследован состав экстрактов из нефтенасыщенных песчаников скв. 1 и 2 Приколтогорской площади, залегающих в пределах надояхского горизонта на глубине 3122 и 3155 м соответственно. Выделенные флюиды не содержат металлопорфиринов, существенно различаются по величине отношения П/Ф (1,0 в песчаниках из скв. 1 и 5,7 – из скв. 2) и молекулярно-массовому распределению n-алканов (ри-

сунок 5.30). Различие в характере распределения n-алканов с учетом глубины их залегания не может быть следствием дифференциации флюида в процессе миграции по восстанию пласта, а указывает, вероятно, на различные источники генерации нефтей, залегающих в коллекторах скв. 1 и 2 Приколтогорской площади. Нефть в коллекторы скв. 1 была генерирована породами, источником ОВ которых служили высшие водные и наземные растения, отлагавшимися в восстановительной среде. Наоборот, основным биопродуцентом ОВ, генерировавшего нефть скв. 2 являлся фитопланктон, отлагавшийся в окислительной обстановке.

Близки по параметрам своего состава к ОВ тогурской свиты и нефти из вымских коллекторов, полученные на Герасимовской площади: в них присутствуют ванадилпорфирины, отношения пристана к фитану составляют 1,2-1,4, отношения П/н-С<sub>17</sub> - 0,30-0,45, Ф/н-С<sub>18</sub> - 0,25-0,41.

Нефть из вымского горизонта Вахского месторождения (Назинская фациальная зона), резко отличающаяся по своим характеристикам от РОВ среднеюрских пород этой зоны (отсутствие металлопорфиринов, П/Ф - 1,0 и 3,4-4,8, П/н-С<sub>17</sub> - 0,28 и 0,87-1,13, соответственно), близка по составу к РОВ тогурской свиты, накапливавшейся в северной, примыкающей к Назинской, части Ньюрольской фациальной зоны, для которого значение отношения пристана к фитану составляет 1,1, пристана к н-С<sub>17</sub> - 0,32, металлопорфирины отсутствуют.

Нефть из коры выветривания Чкаловской (скв.1) площади (северо-западная часть Тымской фациальной зоны), аналогично ОВ залегающей здесь тогурской свиты, не содержит металлопорфиринов и имеет идентичный характер молекулярно-массового распределения n-алканов, но в отличие от РОВ тогурской свиты характеризуется существенно более высоким значением отношения пристана к фитану. Как известно, повышение значения П/Ф может происходить при миграции флюида в газовой фазе [137]. Возможно, в пределы исследованной залежи на Чкаловской площади, наряду с поступлением жидких углеводородных флюидов, имел место привнос углеводородов из нижележащих горизонтов в газовой фазе, что обусловило повышенное значение величины П/Ф. В пользу этого свидетельствует тот факт, что наряду с жидким флюидом из исследованного интервала получен также приток газа.

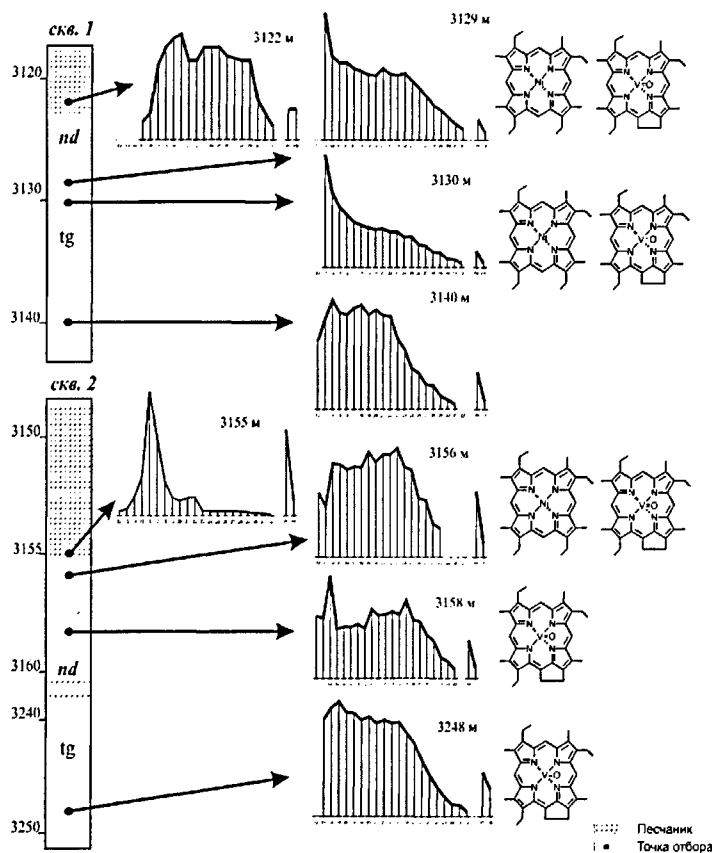


Рисунок 5.30 – Характеристика распределения n-алканов и металлпорфиринов в разрезе Приколтогорской площади (скв. 1 и 2)

Проведенные исследования позволяют сделать некоторые заключения о возможном составе нефтей, которые могли генерировать глинистые горизонты пшжней юры в пределах Нюрольской фациальной зоны.

В процессе миграции происходят определенные изменения в составе ОВ, поэтому для оценки влияния этого фактора нами проведено исследование распределения углеводородов в зоне контакта отложений тогурской свиты и нефтенасыщенного коллектора на примере скв. 54 Арчинской площади. Все исследованные образцы отнесены нами к смешанному типу и близки по своей термической зрелости ( $R_c \div 0,75-0,77$ ). Для сравнения исследована средняя часть разреза скв.142 Кулгинской площади, удаленная от коллектора, где мала вероятность оттока флюида.

Нефтенасыщенный песчаник надояхского горизонта в скв. 54 Арчинской площади перекрывает отложения тогурской свиты на глубине 3115 м. Контакт ее и коры выветривания палеозоя прослеживается на глубине 3132 м. Как известно, по мере приближения к

коллектору за счет эмиграции нефтяного флюида в материнской породе должно снижаться содержание битуминозных компонентов и низкомолекулярных углеводородов, наиболее легко мигрирующих в коллектор, при этом максимальные изменения фиксируются в прилегающей к коллектору зоне [11]. Аналогичная картина наблюдается и на Арчинской площади (рисунок 5.31 А). На расстоянии 13-15 метров от коллектора изменения в содержании битумоида и относительного количества низкомолекулярных n-алканов весьма незначительны, затем наблюдается закономерное снижение обоих показателей, максимальное на расстоянии двух метров от коллектора. В коллекторе содержание битумоида и количество легких n-алканов вновь высоко, а при удалении от материнской толщи вверх по коллектору доля легких n-алканов продолжает увеличиваться, содержание же битумоида падает. В битумоидах снижается содержание ванадилпорфиринов и величина отношения пристана к фитану, увеличиваются величины отношений пристана к n-C<sub>17</sub> и фитана к n-C<sub>18</sub>. Максимум n-алканов незначительно смещается в низкомолекулярную область. Снижение содержания металлопорфиринов во флюиде при отжати нефти в коллектор и дальнейшем ее перемещении было также показано нами в модельных экспериментах.

По разрезу скв.142 Кулгинской площади картины, подобной вышеописанной не наблюдается (рисунок 5.31 Б). Вверх по разрезу здесь до глубины 3110 м фиксируется возрастание содержания битуминозной составляющей, а в ней легких n-алканов, до глубины 3108 м содержание битумоида продолжает расти, а низкомолекулярных алканов падает, сохраняясь неизменным на протяжении еще трех метров, тогда как содержание битумоида снижается. Содержание ванадилпорфиринов сначала растет, затем начинает снижаться, отношение пристана к фитану и изопреноидных алканов к нормальным меняется хаотично.

Анализ изменения состава ОВ на отдельных участках в пределах распространения тогурской свиты показывает, что нефти, которые могли быть генерированы *тогурскими отложениями* в районе Арчинской площади должны характеризоваться значениями П/Ф 0,9-2,8, наличием ванадилпорфиринов (возможно присутствие никелевых комплексов, но в меньшей концентрации, чем ванадиловых), отношением пристана к n-C<sub>17</sub> 0,4-0,5, преобладанием в смеси n-алканов низкомолекулярных соединений. Северо-восточнее (в районе Широной площади) потенциально тогурские нефтяные флюиды, могут отличаться наличием комплексов порфиринов с никелем и более высокими значениями отношения пристана к n-C<sub>17</sub> (>0,8). В районе Солонвской площади – характеризоваться более высо-

кими значениями П/Ф (до 4,0), смещением максимума распределения н-алканов в высокомолекулярную область. Аналогичные особенности состава генерируемых флюидов (по при возможном присутствии в нефти комплексов порфиринов с ванадилем и никелем, либо только ванадилпорфиринов и более низких значениях отношения фитана к н-С<sub>18</sub>) характеризуют тогурские породы в районе Приколтогорской и Сутыгинской площадей.

Флюиды, отличающиеся пониженными (< 0,9) значениями П/Ф, в которых отсутствуют металлопорфирины могут генерировать тогурские породы в районах Грушевой, Ледовой, Южно-Фестивальной, Хвойной, Среднепроточной, Куль-Еганской и Горстовой площадей. В районе Южно-Юганской и Медвежьей площадей нефти могут характеризоваться средними значениями отношения П/Ф (1,5-2,0), наличием никелевых порфиринов, преобладанием высокомолекулярных н-алканов.

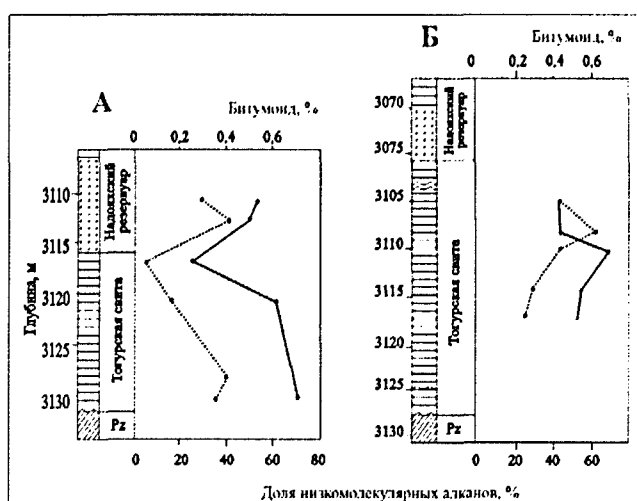


Рисунок 5.31 – Выход хлороформенного битумоида и относительное количество низкомолекулярных алканов в нижней юре на Арчинской, скв.54 (А) и Кулгинской, скв. 142 (Б) площадях

Таким образом, сравнительная характеристика состава РОВ и нефтей из разведанных залежей в нижней юре и, на некоторых участках, в палеозое на юго-востоке Западной Сибири показала их генетическую соподчиненность. Это указывает на возможность прогноза по данным о составе РОВ особенностей состава нефтей новых перспективных площадей.

Так богатые зрелым ОВ породы тогурской свиты в районах Столбовой и Грушевой площадей могли генерировать флюиды, отличающиеся невысокими значениями П/Ф, в которых отсутствуют металлопорфирины, а среди н-алканов преобладают низкомолекулярные гомологи. В районах Квартовой, Южно-Юганской и Медвежьей площадей следует ожидать парафинистые, содержащие никелевые порфирины нефти, а в районе Заячьей площади – не содержащие металлопорфиринов парафинистые нефти с высокими значениями П/Ф.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенное исследование состава и распределения органического вещества в нижней юре Западной Сибири позволяет сделать следующие выводы:

- В нижней юре Западной Сибири накапливались толщи с высоким содержанием ОВ и с характеристиками, соответствующими нефтематеринским (китербютский – тогурская свита и левинский горизонты). Глинистые прослои в надояхском и шарاپовском горизонтах также способны генерировать УВ;
- Катагенетическая преобразованность ОВ (рассчитана на основании состава фенантронов) соответствует стадиям нефте- и газообразования;
- Геохимические маркеры (металлопорфирины, нормальные и изопреноидные алканы) свидетельствуют, что в разрезе нижней юры значительный объем занимают породы морских и прибрежно-морских фаций;
- Распространенность VO-Rh и перилена, состав n-алканов и отношение П/Ф в разрезе нижней юры зависят от колебаний уровня Мирового океана. Распространенность VO-Rh в осадках, отлагавшихся в периоды трансгрессии моря, выше, чем в регрессивных горизонтах. Доминирование среди n-алканов гомологов C<sub>25</sub>-C<sub>27</sub>, отражающее существенный вклад в состав ОВ наземных растений, величина П/Ф и распространенность перилена, наоборот, возрастают в периоды обмеления седиментационного бассейна.
- Процесс накопления металлопорфиринов и перилена при термическом созревании ОВ носит дискретный характер, обусловленный стадийностью процесса генерации битуминозных компонентов керогеном. В пределах главной фазы нефтеобразования отмечено два этапа генерации и последующей дегградации этих соединений.
- Сравнительная характеристика состава РОВ и нефтей нижней юры показала их генетическую близость и соподчиненность.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица 5 - Основные характеристики РОВ исследованных пород

Площадь	№ скв.	Возраст отложенный	Глубина отбора, м	ХБ, %	Сорг, %	β	Пери-лен	VO-Ph	Ni-Ph	П/Ф	Максимум алканов	П/С17	Ф/С18	С17/С27
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Ямало-Гыданская ФО</b>														
<b>Ямальская ФЗ</b>														
В.Бованенковская	11	zm	4001,5	0,017	0,30	57	0	0	0	1,0	24	0,48	0,45	0,20
В.Бованенковская	11	zm	3933	0,046	0,92	50	0	0	0	2,0	nm	0,19	0,15	12,00
В.Бованенковская	11	zm	3933	0,025	1,73	14	0	0	0	1,2	14>22	0,86	0,78	2,69
Новопортовская	161	lv	2693	0,080			0	86	0	2,2	21	0,60	0,37	1,21
Новопортовская	161	lv	2695	0,098	0,73	143	0	439	0	1,9	23	0,59	0,36	0,67
Новопортовская	91	lv	2704	0,068	0,63	117	0	0	173	1,9	23	0,61	0,35	0,43
Новопортовская	91	lv	2705	0,070	0,64	117	0	125	336	2,8	23	0,56	0,24	0,72
Новопортовская	98	lv	3420	0,046	0,52	100	0	0	0	1,7	23	0,39	0,26	0,83
Новопортовская	137	srp	2490	0,202	0,75	250	0	0	166	3,8		0,52	0,14	1,22
Новопортовская	88	srp	2491	0,098	0,30	333	0	0	0	2,1	13	0,56	0,27	1,25
Новопортовская	91	srp	2696	0,163	1,12	145	0	0	0	4,8	13	1,16	0,49	1,00
Арктическая	11	srp	3573	0,122	0,77	150	0	0	0	2,2	15	0,33	0,20	7,50
Новопортовская	137	tg	2480	0,432	3,02	143	0	0	373	4,2	25	0,75	0,19	0,70
Новопортовская	137	tg	2484	0,380	5,21	73	0	0	600	7,4	13	0,82	0,17	2,00
Новопортовская	88	tg	2477	0,080	0,45	160	0	41	271	1,6	14	0,60	0,42	1,56
Новопортовская	88	tg	2481	0,070	0,35	175	0	23	114	2,8	14	0,37	0,19	2,50
Новопортовская	107	tg	2586	0,129	1,90	68	0	52	241	1,6	14	1,23	0,82	1,07
Новопортовская	107	tg	2602	0,113	1,70	65	0	291	37	2,0	15	0,84	0,45	1,49

продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Нейттинская	27	nd	3014	0,222	1,92	116	следы	0	0	2,6	15	0,45	0,19	2,08
Нейттинская	27	nd	3017	0,206	1,39	150	0	0	0	3,0	15	0,51	0,20	4,51
В.Бованенковская	10	nd	3596	0,096	0,99	97	0	0	0	3,4	15>22	0,28	0,09	3,33
<b>Гыданская ФЗ</b>														
Штормовая	122	srp	4041	0,120	0,91	131,9	0	0	0	3,3	nm	0,35	0,14	3,40
Штормовая	122	tg	3963	0,128			0	0	0	2,9	15	0,21	0,08	2,30
Штормовая	122	nd/tg	3957,6	0,141	1,67	84,3	0	0	0	2,4	15	0,25	0,11	1,90
<b>Обь-Тазовская ФО</b>														
<b>Надымская ФЗ</b>														
Надымская	87	nd	4107,8	0,064	1,31	49	0	0	0	0,8	17>26	0,34	0,57	1,00
Ср.Надымская	93	nd	4004,8	0,041	1,03	39	0	0	0	0,4	17	0,31	0,87	1,00
Надымская	86	tg	4180,7	0,054	0,87	62	0	0	0	1,5	15>28	0,72	0,81	0,70
Надымская	85	tg	4176,5	0,061	1,21	50	0	0	0	2,9	25	1,44	0,63	1,10
Ср.Надымская	90	srp	4330,2	0,049	2,20	22	0	0	0	0,4	20>26	0,29	0,46	1,00
Ср.Надымская	93	srp	4327,8	0,096	1,52	63	0	0	0	1,9	21	0,29	0,09	1,00
Ср.Надымская	85	srp	4269	0,077	4,21	18	0	0	0	0,7	14>27	0,24	0,50	1,30
Ср.Надымская	66	srp	4266,4	0,067	3,69	18	0	0	0	0,6	27>17	0,28	0,62	1,00
Ср.Надымская	89	srp	4221,9	0,063	0,76	83	0	0	0	0,5	14	0,12	0,29	1,40
Ср.Надымская	89	srp	4218,3	0,083	1,47	56	0	0	0	0,8	22>13	0,12	0,19	0,60
Медвежья	93	srp	4042,7	0,243	1,12	217	0	0	0	3,4	17>24	0,31	0,09	1,20
Надымская	88	srp	4185	0,084	0,86	98	0	0	0	1,3	11	0,44	0,42	2,20
Ср.Надымская	85	srp	4497,5	0,033	0,26	127	0	0	0	0,5	26>13	0,23	0,72	0,90
Ср.Надымская	85	zm	4385,2	0,071	1,17	66	0	0	0	1,2	26>17	0,44	0,49	0,90
Ср.Надымская	90	zm	4382,8	0,083	1,50	55	0	0	0	0,7	26>11	0,34	0,48	0,70

продолжение таблицы 5

## Уренгойская ФЗ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Таркосалинская	299	nd	4166,1	0,098	5,2	19	0	0	0	1,1	15>19		0,60	
Таркосалинская	299	nd	4165	0,072	2,21	33	0	0	0	1,8	22	0,40	0,19	2,57
Таркосалинская	299	srp	4529	0,076	1,36	56	0	0	0	1,7	15>22	0,89	0,61	17,67
Харампурская	340	srp	3802	0,156	1,37	114	0	0	0	2,8	14>21>27	0,76	0,31	
Харампурская	340	lv	3605	0,104	1,2	87	0	следы	0	1,8	12>18-26			
Таркосалинская	299	zm	4652	0,052	1,34	39	0	0	0	2,1	13	0,58	0,31	3,69
Таркосалинская	299	zm	4789	0,034	1,01	34	0	0	0	1,2	22>12	0,51	0,29	1,40
Таркосалинская	299	zm	4790	0,040	0,57	70	0	0	0	2,0	12>22	1,00	0,47	1,74
Таркосалинская	299	zm	4799	0,320	2,07	155	0	0	0	0,9	19,2	0,91	0,90	3,08
Таркосалинская	299	zm	4876	0,034	1,94	18	0	0	0	0,5	22	0,53	1,10	1,15
Харампурская	340	zm	3814,3	0,152	1,42	107	0	0	следы	2,5	12>15	0,73	0,31	

## Часельская ФЗ

Ю.Часельская	15	lv	3745	0,142	4,27	33	47	0	0	3,2	23	0,74	0,21	1,15
Ю.Часельская	15	zm	3800	0,112	0,75	150	0	0	0	0,9	22>17	1,03	0,93	3,05
Ю.Часельская	15	zm	3814	0,152	1,16	131	0	0	0	1,3	12>22	0,82	0,53	1,34

## Фроловская ФЗ

Талинская	20091	nd	2622,65	0,395	0,44	888	0	0	0	0,6	22	0,63	0,58	0,54
Талинская	20091	nd	2623,4	0,145	6,00	24	689	0	0					
Талинская	20091	nd	2629,8	0,115	3,27	35	609	0	0	1,8	19	0,74	0,41	1,42
Талинская	20091	nd	2631,4	0,079	1,54	51	328	0	0	2,3	15	0,93	0,49	1,58
Талинская	20091	nd	2632,55	0,072	0,41	176	0	0	0	1,6	16	0,50	0,57	6,00
Талинская	20091	nd	2635,3	0,134	1,95	69	223	0	0	2,6	15	0,55	0,33	1,64

продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Талинская	20091	nd	2636,45	0,099	2,19	45	0	0	0	5,4	15	1,13	0,18	1,22
Талинская	20091	nd	2638,6	0,223	1,90	117	0	0	0	4,4	14	1,43	0,39	1,00
Талинская	20091	nd	2642,2	0,240	2,36	102	353	0	0	4,3	16	1,03	0,31	1,55
Талинская	20091	nd	2648	0,060	0,73	82	300	0	0	3,3	15	0,87	0,32	1,08
Талинская	20091	nd	2649,25	0,122	3,37	36	0	0	0	3,3	15	1,19	0,37	1,07
Талинская	20091	nd	2650,15	0,207	3,98	52	0	0	0	5,5	14	1,02	0,17	0,96
Талинская	20091	nd	2650,65	0,224	4,51	50	191	29?	0	5,8	15	1,19	0,18	1,24
Талинская	20091	nd	2652,6	0,086	0,68	126	0	0	0	2,9	15	0,43	0,69	5,00
Талинская	20091	nd	2655,15	0,052	0,34	153	0	0	0	2,7	15	0,73	0,48	2,28
Тугровская, скв. 4	4	nd	2390	0,062	1,00	62	0	109?	406		29			
Тугровская, скв. 5	4	tg	2402	0,060	0,70	86	0	0	76	1,2		1,40	1,60	3,70
Тугровская, скв. 6	4	srp	2420	0,880	8,80	100	33	0	522	3,0	16	1,40	0,70	1,40
<b>Нюрольская ФЗ (южная часть)</b>														
Солоновская	45*	nd	3020	0,080	1,04	80	0	97	249	2,9	17=25	0,80	0,30	1,40
Солоновская	45*	nd	3021	0,065	1,99	33	0	0	138	3,3	25>15	0,86	0,26	0,80
Кулгинская	142	nd	3018	0,180	1,80	100	0	0	90	2,2	24	0,65	0,28	0,78
Кулгинская	142	nd	3078	0,027	0,30	90	0	0	61	1,3	23	0,69	0,45	2,27
Кулгинская	142	nd	3017,5	0,077	0,47	166	26	0	0	2,8	25	1,83	0,84	0,50
Кулгинская	142	nd	3116,2	0,078	0,09	863	0	0	0	0,6	19	0,38	0,66	2,33
Арчинская	54	nd	3098	0,049	0,20	245	0	0	115	1,3	18	0,61	0,45	0,85
Арчинская	54	nd	3086,8	0,163	4,20	39	0	0	1035	4,9	16>23	0,66	0,14	1,27
Арчинская	54	nd	3115,6	0,166	1,46	113	0	162	252	1,9	15	0,32	0,18	2,04
Арчинская	45	nd	3036	0,308	0,50	616	0	0	0	1,4	15-16	0,20	0,18	
Арчинская	45	nd	3038	0,659			0	2	0	1,4	15	0,19	0,16	
С.Калиновая	28	nd	3016,1	0,046	1,37	33	0	44	0	3,0	23	0,52	0,19	1,00
Широтная	51	nd	3007	0,112	3,00	37	0	0/100	0	3,0	23	0,72	0,22	1,69
Широтная	51	nd	3025,5	0,473	0,98	484	0	72	0	0,2	21	0,22	0,32	0,26
Тамратская	1	nd	3272,9		3,42		0	0	0	1,5	14	0,55	0,43	1,35

продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Федюшинская	4	nd	3207	0,191	3,00	63	0	0	0	3,0	25>17	0,55	0,25	2,38
Ю.Фестивальная	1	nd	3232,3	0,086	0,72	119	0	16	0	1,6	17	0,46	0,39	1,86
Герасимовская	6	nd	2875,8	0,079	1,62	49	838	20	96	2,3	23	0,80	0,18	0,92
Герасимовская	6	nd	2870,3	0,284	0,31	924	0	21	0	0,7	19	0,49	0,37	1,04
Герасимовская	6	nd	2870,3	0,191	0,88	217	0	11	0	0,7	20	0,65	0,40	0,56
Пешковская	13	nd	2977	0,312	7,90	40	0	0	0	3,9	14	0,38	0,10	1,17
Пешковская	13	nd	2972	0,290	31,00	9	0	0	279	1,8	16	0,29	0,19	1,45
Кулгинская	142	tg	3114	0,316	2,40	130	0	56	60	2,1	17	0,27	0,14	8,90
Кулгинская	142	tg	3114											
Арчинская	54	tg	3117	0,042	0,80	53	0	22	0	1,3	13	0,46	0,53	260,00
Арчинская	54	tg	3128	0,400	4,80	83	0	138	0	1,6	17	0,30	0,22	6,00
Арчинская	54	tg	3128											
Арчинская	54	tg	3131	0,350	10,00	35	0	418	19	2,8	15	0,42	0,16	4,30
Арчинская	54	tg	3116	0,045	0,90	50	0	30	0	0,9	24>17	0,36	0,45	1,40
Арчинская	45	tg	3054	0,053	0,37	132	0	40	0	1,3	15>17	0,47	0,43	3,00
Арчинская	46	tg	3120	0,215			0	180	0	2,2	13-14	0,46	0,22	2,30
Арчинская	46	tg	3108	0,017	0,70	23	0	0	229	1,2	23>16	0,48	0,39	0,70
Арчинская	46	tg	3115	0,116	0,30	387	0	0	0	0,9	20	0,43	0,43	2,40
С.Калиновая	28	tg	3059	0,060	0,54	112	0	0	40	0,8	18	0,40	0,45	0,57
С.Калиновая	28	tg	3061	0,067	1,12	60	0	0	0	0,7	15	0,54	1,11	1,20
Солоновская	42	tg	3229	0,353	6,61	53	0	0	0	4,3	19	0,50	0,12	1,10
Солоновская	42	tg	3032	0,059	1,70	35	0	0	0	1,8	25>>15	0,47	0,25	0,20
Широтная	51	tg	3061	0,107	1,34	80	0	0	120	1,3	19	0,83	0,50	0,80
С.Урманская	11	tg	3235	0,057			0	0	0	1,1	14	0,63	0,68	1,60
Ю.урманская	1	tg	3147	0,218	3,37	65	0	0	0	3,9	15>23	0,77	0,20	1,80
Ю.Фестивальная	1	tg	3277	0,007	0,68	10	0	0	0	0,9	22	0,35	0,29	0,38
Кулгинская	142	srp	3105	0,46			0	91	65	1,3	21	0,25	0,20	1,60

продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Кулгинская	142	srp	3107	0,066	7,36	9	0	293	65	2,7	18>21	0,50	0,22	1,97
Кулгинская	142	srp	3110	0,457	2,30	198	0	119	96	1,6	15	0,27	0,19	5,40
Кулгинская	142	srp	3110											
Кулгинская	142	srp	3117	0,023	4,08	6	0	22	24	3,2	20	0,40	0,11	2,14
<b>Нюрольская ФЗ (северная часть)</b>														
Сосновская	1	nd	3079	0,446	11,00	41	0	0	0	2,2	16	0,51	0,25	0,78
Заячья	50	nd	3227	0,100	0,70	143	0	0	0	0,9	16>26	0,70	0,79	1,18
Приколтогорская	2	nd	3155,8	0,262	5,43	48	0	103	2	5,1	23	0,73	0,14	3,47
Приколтогорская	2	nd	3157,8	0,191	3,51	54	0	93	0	3,9	14	0,75	0,18	0,82
Сутыгинская	1	nd	3067		0,55	0	0	0	0	1,5	18	0,40	0,35	4,36
Сутыгинская	1	nd	3067,5	0,077	0,40	191	0	0	0	1,1	18	0,55	0,46	1,68
Александровская	10	nd	2798	0,079	3,30	24	0	0	0	2,3	26>17	0,31	0,14	0,84
Александровская	10	nd	2798,2	0,408	46,40	9	0	0	0	3,5	25>16	0,89	0,27	0,92
Новонадеждинская	1	nd	2742,6	0,408	0,85	478	0	17	67	1,9	24	0,22	0,11	0,35
Новонадеждинская	1	nd	2757,8		0,99	0	0	87	0	2,4	24	0,14	0,07	1,30
Новоютымская	41	nd	2872	0,124	4,28	29	0	111	0	1,4				
Сред.Проточная	9	nd	2800		0,06	0	0	0	0	0,6				
Куль-Еганская	2	tg	3134,4	0,069	0,83	83	0	0	0	0,4	20	0,95	0,60	2,39
Заячья	50	tg	3242	0,167	1,10	152	0	0	0	2,4	19	0,20	0,08	3,33
Заячья	50	tg	3244	0,177	2,19	81	0	0	0	3,5	20>16	0,42	0,12	6,00
Приколтогорская	1	tg	3130	0,206	2,30	90	0	32	174	3,8	13	0,35	0,01	2,20
Приколтогорская	1	tg	3140	0,192	1,16	166	0	0	0	5,1	14>18	0,41	0,07	3,70
Приколтогорская	2	tg	3248	0,050	1,13	44	0	3	0	3,0	15>19	0,17	0,05	1,90
Приколтогорская	1	tg	3129	0,089	1,20	74	0	26	57	2,9	13>21>2	0,29	0,10	1,60
Хвойная	1	tg	3131	0,082	0,64	128	0	0	0	1,1	14	0,23	0,21	1,10
Хвойная	1	tg	3131	0,082	0,09	911	0	0	0	1,0	22	0,24	0,28	2,70

продолжение таблицы 5														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13,00	14,00	15,00
Хвойная	1	tg	3132	0,018	1,20	15	0	0	0	0,7	21	0,24	0,33	1,00
Хвойная	2	tg	3154	0,111	2,04	54	0	0	0	2,3	22	0,43	0,18	1,10
Хвойная	1	tg	3138	0,008	0,34		0	0	0	0,8	21	0,38	0,48	0,50
Хвойная	1	tg	3141	0,031	0,92	34	0	0	0	0,8	26	0,49	0,47	0,10
Хвойная	2	tg	3162,4	0,137	2,47	55	0	0	0	2,7	15	0,38	0,13	1,20
Хвойная	2	tg	3157	0,099	2,30	43	0	0	0	4,2	19>15	0,34	0,08	3,40
Сутыгинская	1	tg	3081	0,056	2,85	20	0	22	0	4,9	13	0,46	0,08	2,90
Сутыгинская	1	tg	3092	0,067	2,39	28	0	14	286	1,9	17	0,38	0,22	4,50
Грушевая	211	tg	3201	0,020	0,55	36	0	66	0	0,9	16	0,34	0,41	1,20
Грушевая	217	tg	3214	0,104	2,80	37	0	0	0	1,0	14	0,08	0,09	4,10
Грушевая	211	tg	3200	0,006	0,27	22	0	0	0	0,8	26	0,41	0,40	0,70
Квартовая	10	tg	3031,5	0,085	1,95	44	0	0	+	0,8				
Ледовая	4	tg	3119	0,078	0,54	144	0 (?)	0	0	0,5	21	0,56	1,00	0,90
Медвежья	20	tg	3070	0,120	2,44	49	0	0	94	2,2	19	0,57	0,27	1,60
Горстовая	92	tg	2662	0,018	0,84	21	0	0	0	1,1	22	0,32	0,27	0,40
Горстовая	92	tg	2663	0,071	0,53	134	0	0	0	1,3	15	0,36	1,00	-
Столбовая	93	tg	3041	0,068	1,70	40	0	0	0	1,6	13	0,23	0,20	1,30
Куль-Еганская	2	srp	3187,7	0,066			0	0	0	0,8	15	0,30	0,47	1,72
Куль-Еганская	2	srp	3189,5	0,204			0	0	0	1,2	14	0,44	0,49	1,35
Хвойная	1	srp	3042,3	0,117			0	0	0	1,2		0,62	0,94	5,33
Хвойная	2	srp	3212	0,048	1,10	44	0	0	0	1,5	26	0,43	0,22	0,30
Хвойная	2	srp	3215	0,029	1,20	24	0	0	0	0,8	29	0,43	0,43	0,40
Сутыгинская	1	srp	3134	0,030	0,40	75	0	0	0	2,7	19	0,20	0,07	1,80
Саймовская	1	srp	3431	0,069	1,30	53	0	0	0	1,8	12	0,26	0,21	2,04
Саймовская	1	srp	3437	0,413			0	0	0	0,8	16	0,27	0,38	6,32
Квартовая	9	srp	3035,6	0,100			0	0	0	3,3		0,72	0,25	1,88

продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Тымская ФЗ</b>														
Толпаровская	2	nd	3177	1,204	74,40	16	0	0	0	7,8	14	0,39	0,06	1,39
Толпаровская	2	nd	3177				0	0	0	4,7	25	0,54	0,11	0,69
Толпаровская	2	nd	3177	0,199	2,10	95	0	0	0	6,7	25>17	0,54	0,08	3,29
Толпаровская	2	nd	3170	0,034	1,20	28	0	0	194	2,7	23	0,91	0,38	1,14
Толпаровская	2	nd	3173	0,026	0,80	33	0	0/0	0	1,4	23	0,41	0,23	1,75
Толпаровская	3	nd	3097,2	0,194	1,45	134	0	0	0	2,2	17	0,13	0,09	3,96
Толпаровская	3	nd	3097,4	0,264	1,21	218	0	0	0	1,2	19	0,25	0,17	1,17
Чкаловская	3	nd	2995,6	0,119	4,35	27	0	0	0	2,5	16	0,36	0,15	2,21
Чкаловская	32	nd	2891	0,210	6,40	33		0	0	1,7				
Новоникольская	1	nd	2932	0,096	1,87	52	28	57	0	2,7	18	0,40	0,16	1,16
Новоникольская	1	nd	2940,5	0,079	1,08	73	0	47	0	2,6	19	0,59	0,20	0,84
Ураловская	303	nd	2923,5	0,156	2,46	64	58	5	0	3,1	15	0,28	0,10	2,82
Ураловская	303	nd	2931	0,155	3,60	43	0	0	0	3,5	16>26	0,36	0,12	0,58
Усть-Тымская	1	nd	2817		0,13		524	0	0	2,3				
Сеньковская	38	nd	2762	0,125	0,78	160	157	181	82	3,3	15	0,92	0,30	1,69
Сеньковская	38	nd	2762,1	0,078	4,80	16	0	0	72	4,7	17	0,33	0,07	0,07
Крыловская	2	nd	2905,8	0,015	0,02		0	0	0	3,1	13	0,56	0,23	3,00
Чкаловская	3	tg	3081,2	0,047	0,91	51	0	0	163	0,8	17	0,38	0,42	0,85
Чкаловская	3	tg	3089	0,087	0,72	121	0	0	0	0,2	21	0,40	1,30	0,70
Чкаловская	3	tg	3089								27			
Трассовая	316	tg	3017,3	0,107	2,00	54	0	0	0	2,6	17	0,74	0,27	1,27
Толпаровская	2	tg	3184	0,075	0,88	85	0	0	15	1,2	17	0,24	0,23	8,00
Толпаровская	2	tg	3184	0,131	0,97	135	0	0	0	2,8	16	0,23	0,09	10,00
Толпаровская	2	tg	3195	0,319	2,20	145	0	0	0	3,0	16	0,17	0,06	2,70
Толпаровская	2	tg	3196	0,085	1,25	68	0			3,7	13	0,41	0,12	2,20
Соболиная	175	tg	2834	0,054	0,57	95	0	0	16	0,4	26	0,51	1,15	0,60

продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13,00	14,00	15,00
Соболиная	175	tg	2819,4	0,069	1,08	63	647	81	35	1,9	18	0,54	0,34	1,10
Соболиная	175	tg	2853,7	0,100	1,08	93	32	0	15	2,4	17	0,67	0,36	0,58
Колпашевская	10	tg	2866,3	0,397	4,40	90	0	40	0	1,4	17	0,10	0,08	3,20
Колпашевская	9	tg	2867,8		2,14	0	0	0	0		16>21			1,49
Колпашевская	10	tg	2875,4	0,192	2,80	69	0	36	0	2,4	15	0,15	0,08	7,50
Колпашевская	10	tg	2875,4				0			3,0	15	0,23		5,14
Колпашевская	9	tg	2878,4	0,053			0	265	279	2,7	15	0,57	0,22	3,79
Колпашевская	9	tg	2881,9	0,049	1,97	25	0	0		3,7	13	0,23	0,08	7,09
Колпашевская	9	tg	2881,9								14			2,80
Сеньковская	37	tg	2987	0,057	0,78	73	29	0	84	0,6	24	0,41	0,57	0,44
Сеньковская	37	tg	2988	0,032			0	0	1	0,8	23=24	0,53	0,63	0,40
Сеньковская	38	tg	2993,3	0,529	15,47	34	1108	84	0	4,2	22	5,73	0,69	0,78
Сеньковская	37	tg	2999	0,023	0,65	35	0	0	0	0,9	24	0,54	0,55	0,30
Тунгольская	3	tg	3106	0,177	3,40	52	0	0	0	2,8	15	0,21	0,07	4,50
Тунгольская	3	tg	3108	0,104	3,44	30	0	73	0	3,5	12>14>16	0,20	0,06	2,00
Тунгольская	3	tg	3117	0,144	2,03	71	0	0	0	1,2	15	0,26	0,23	4,40
Сибкраевская	370	tg	2860	0,265	3,11	31	0	122	0	3,7				
Чкаловская	3	srp	3099,7	0,049	1,46	33	0	0	0	0,5		0,09	0,18	3,16
Толпаровская	2	srp	3207,5	0,229	2,66	86	0	0	0	2,8	15	0,25	0,09	4,47
Толпаровская	3	srp	3246,8	0,081			0	0	0	2,4		0,46	0,23	1,76
Толпаровская	3	srp	3269,2	0,269			0	0	0					
Колпашевская	10	srp	2889	0,199	2,50	80		0	0	2,2	17	0,36	0,17	1,97
Тунгольская	3	srp	3166,4	0,172	1,01	171	0	0	70	2,8		0,30	0,11	5,17
Тунгольская	3	srp	3166,4	0,240	1,24	194	0	3	0	1,7		0,18	0,09	4,78
Тунгольская	3	srp	3168,6	0,484	1,33	364	0	0	0	1,8		0,19	0,07	1,11
Тунгольская	3	srp	3178	0,055	3,30	17		0	0	1,1	18	0,08	0,06	10,60

продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Обь-Иртышская ФО</b>														
<b>Колпашевская ФЗ</b>														
С.Останинская	444	nd	2856,5	0,079	0,86	92	93	113	0	1,8	20	0,38	0,22	0,78
З.Останинская	444	nd	2864,9	0,595	17,68	34	293	121	200	4,7	18	0,64	0,16	2,27
З.Останинская	5	nd	2784,4		0,30		0	0	0	1,3	15	0,75	0,80	2,33
З.Калгачская	104	nd	3112	0,054	1,10	50	0	0	0	2,4	19	0,37	0,14	0,57
З.Калгачская	104	nd	3223,8	0,190	18,30	10	0	0	0	1,8	16>21	0,42	0,24	1,00
<b>Полонская</b>														
Полонская	2	tg	2918	0,095	0,97	98	0	0	0	0,9				
<b>Ажарминская ФЗ</b>														
Восток-3		nd	3070,8	0,022			0,0	0,0	0,0	3,8	27	1,24	0,22	0,29
Пульсеская	40	nd	2735	0,028	0,60	45	0,0	0,0	0,0	1,1				
Киев-Еганская	357	nd	2927,9	0,042	0,60	69	0,0	0,0	0,0	1,3	22>25	0,26	0,21	0,66
<b>Вездеходная</b>														
Вездеходная	4	srp	3051	0,075	0,80	90	0	0	0	1,1	18 1	0,28	4,30	1,60
Вездеходная	4	srp	3056,8	0,275	5,40	51	0	77	1982	7,9	23>1	0,48	0,70	1,70
Вездеходная	4	srp	3060	0,039	0,80	47	0	5	15	2,2				
Вездеходная	4	srp	3060	0,187	5,90	32	1584	404	2451	4,8	23>1	0,53	1,10	0,90
Вездеходная	4	srp	3061,7	0,104	1,80	59	0	8	1424	1,2	25>1	0,68	1,20	0,90
Вездеходная	4	srp	3098	0,023	0,60	38	0	0	0	1,3	22	0,43	0,32	0,60
Вездеходная	4	srp	3100	0,195	3,40	57	0	0	644	2,3	17	0,80	0,37	2,00
Восток-3		srp	3164	0,026	0,32	79	0	0	0	1,4	25	1,19	0,31	0,24
Восток-3		srp	3187	0,000	0,50	0	0	0	0	1,4	20	1,26	0,55	0,74
Восток-3		srp	3189,3	0,570	9,47	60	434	535	7908	2,3	23	1,29	0,52	0,91
Восток-3		srp	3221,6	0,047	0,26	180	201	0	164	0,8	22	0,78	0,83	1,05
Восток-3		srp	3223,7	0,031	0,21	149	127	0	0	1,3	16	0,90	0,76	1,80
<b>Вездеходная-10</b>														
Вездеходная-10	352	tg	3084	0,520	0,20	381	0	0	0	12,0	0,23	0,04	4,10	1,16

продолжение таблицы 5														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Восток-3		lv	3225,9	0,022	0,29	76	0	0	0	1,3	20	0,90	0,76	1,80
Восток-3		lv	3234,8	0,034	0,17	204	0	0	0	1,4	17	0,71	0,60	2,28
Восток-3		lv	3240,3	0,052	0,08	623	0	0	55		16	0,72	1,07	2,57
Восток-3		lv	3243,8	0,035	0,17	211	0	0	5	1,5	16	0,99	0,69	2,16
Восток-3		lv	3245,2	0,029	0,25	117	0	0	0	0,7	22	0,88	1,36	1,71
Восток-3		lv	3247	0,040	0,10	380	0	0	17	1,2	16	1,06	0,99	2,30
Восток-3		lv	3251,5	0,041	0,17	248	0	1448	151	1,4	20	0,62	0,33	1,75
Восток-3		lv	3255,6	0,023	0,21	111	0	3351	6		20	0,67	0,94	1,38
Восток-3		lv	3262	0,071	0,42	169	601	143	29	3,1	22	2,69	0,64	0,67
Восток-3		zm	3271,1	0,071	0,77	93	234	0	2	3,4	25	1,14	0,27	0,62
Восток-3		zm	3276,8	0,083	1,02	81	277	0	159	4,6	25	2,11	0,39	0,69
Восток-3		zm	3280	0,125			27	0	29	3,8	14	2,31	0,46	0,74
<b>Омская ФЗ</b>														
Верховая	1	nd	2809,2	0,494	11,70	42	0,0	0,0	2018	6,3	23>15	0,76	0,11	1,20
Ю.Юганская	17	tg	3073	0,057	1,70	34	0,0	0,0	19	1,8	26	0,47	0,25	0,40
<b>Песчанки</b>														
Кулгинская	142	nd	3016,2	0,687	0,06	85	0,0	0	0,0	1,3	18	0,38	0,27	1,97
Арчинская	54	nd	3114,6	0,500	1,69	3390	0,0	123	0,0	0,7	20	1,53	0,48	0,36
Арчинская	54	nd	3110,6	0,358	0,22	606	0,0	107	0,0	0,8	18	0,63	0,56	1,30
Арчинская	54	nd	3112,6	0,643	0,47	732	0,0	142	0,0	0,7	20	1,19	0,58	0,39
Широтная	51	nd	3025,7	0,759	0,47	614	0,0	0	0,0	0,5	20	0,29	0,25	0,32
Тамратская	1	nd	3271,4	0,279	0,12	436	0,0	0	0,0	0,9	18	0,39	0,42	1,11
Сев.Чергалинская	402	nd	3109,7	0,367	0,15	419	0,0	0	0,0	1,5	17	0,69	0,51	4,15
Сев.Чергалинская	402	nd	3179,1	0,330	0,15	464	0,0	0	0,0	1,5	18	0,37	0,26	14,38

												продолжение таблицы 5		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13,00	14,00	15,00
Федюшинская	4	nd	3192	0,029	0,20	145	0,0	1	0,0	1,2	24>17	0,56	0,63	1,00
Ю.Фестивальная	1	nd	3239,3	0,462	1,00	460	0,0	0	0,0	0,1	22	0,33	0,95	0,24
Герасимовская	6	nd	2872,4	0,625	0,73	854	0,0	0,0	0,0	0,9	18	0,66	0,22	0,78
Приколтогорская	1	nd	3122,4	0,377	0,21	1836	0,0	0,0	0,0	20,0	0	0,33	0,92	1,12
Приколтогорская	2	nd	3155,3	0,278	0,15	1804	0,0	0,0	0,0	16,0	1	0,43	0,95	1,11
Грушевая	211	nd	3100,6	0,135	0,62	218	0,0	0,0	0,0	23,0	0	0,27	0,35	1,24
Сутьгинская	1	nd	3065,6	0,104	0,79	132	0,0	0,0	0,0	19,0	0	0,23	1,45	1,07
Надеждинская	14	nd	2630,7	0,099	0,64	156	0,0	0,0	0,0	17,0	0	0,25	2,33	1,07
Новонадеждинская	1	nd	2772	0,188	1,25	151	0,0	0,0	0,0	16,0	0	0,09	3,48	1,20

\* Концентрации перилена, металлопорфиринов даны в нмоль/г

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вернадский В.И. Проблемы биогеохимии. //т.1. Л., АН СССР, 1934.
2. Eglinton G., Calvin M. Chemical fossil. //Si.Amer., 1967, vol 216, № 1.
3. Петров Ал.А. Нефть и природные соединения. – Вестн. АН СССР, 1968, №2.
4. Петров Ал.А. Химия алканов. М., Наука, 1974.
5. Петров Ал.А. Химия нафтенос. М., Наука, 1971.
6. Органическая геохимия: Пер. с англ. Л., Недра, 1974.
7. Кальвин М. Химическая эволюция. М., Мир, 1971.
8. Вассоевич Н.Б., Аммосов Г.А. Геологические и геохимические улики образования нефти за счет живого вещества. – в кн. Генезис нефти и газа. М., Недра, 1967. с. 5-22.
9. Вассоевич Н.Б., Гусева А.Н., Лейфман И.Е. Биогеохимия нефти. //Геохимия, 1967, №7, с.1057-1084.
10. Лейфман И.Е., Гусева А.Н., Вассоевич Н.Б. Молекулярная биогеохимия фоссилизации органического вещества. //Матер. VIII Межд. конгресса по органической химии. М., Наука, 1982.
11. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М., Мир, 1981, 501 с.
12. Peters K., Moldovan J.M. The biomarker guide. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1993, 363 p.
13. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. М., Наука, 1984, 264 с.
14. Seifert W.K., Moldovan J.M. The effect of biodegradation on steranes and terpanes in crude oil. //Geochim. et Cosmochim. Acta, 1979, 43, 111-126.
15. Вчера, сегодня и завтра нефтяной и газовой промышленности России. М.: ИГиРГИ, 1995.
16. Багаутдинов А.К. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. //А.К. Багаутдинов, С.Л. Барков, Г.К. Белевич.//издание в 2 т. под ред. В.Е. Гавуры. М.: ВНИИОЭНГ, 1996. т. 2, 352 с.
17. Treibs A. Chlorophyll and hemin derivatives in bituminous rocks petroleum, coals and phosphate rocks. – Justus Lieb. Annal. Chem., 1934, v.509, p.103-108.
18. Treibs A. Chlorophyll and hemin derivatives in bituminous rocks petroleum, coals and phosphate rocks. – Justus Lieb. Annal. Chem., 1935, v.517, p.72-196.
19. Глебовская Е.А., Волькенштейн М.В. Спектры порфиринов в нефтях и битумах. – Журн. общ. хим., 1948, №18, с.1440-1443.
20. Эрдман Д.Г. Геохимия высокомолекулярных неуглеводородных фракций нефти. //в кн.: Органическая геохимия. М., Недра, 1967, с.105-120.

21. Бейкер А.Ф. Порфирины. – в кн.: Органическая геохимия, Л., Недра, 1974, с.376-385.
22. Шульга А.М., Мозжелина Т.К., Серебренникова О.В. и др. О структуре ванадилпорфиринов в нефти. //Нефтехимия, 1980, №2, с.273-276.
23. Baker E.W. Tetrapyrrole pigments in DSDP 38 sediments. /E.W. Baker, S.E. Palmer, K.L. Parrish //Idib. – 1978. – vol. 38. – p. 785-789.
24. Органическая геохимия под ред. Дж. Эглинтон и М.Т.Дж. Мэрфи. Л., Недра, 1974.
25. О.В. Серебренникова, Т.В. Белоконь. Геохимия порфиринов. Новосибирск, Наука, 1984., с.89.
26. Серебренникова О.В. Эволюция тетрапиррольных пигментов в осадочных отложениях. – Новосибирск, Наука, 1988.
27. Louis M. Les corps optiquement actifs et l'origin du petrole. //Rev. Inst.fr. Petr.23. – 1968. – p.299-314.
28. Деменкова П.Я. Порфирины нефтей и битуминозных компонентов органического вещества пород как показатель генетической связи. //П.Я. Деменкова, Л.Н. Захаренкова //В кн.: Геохимия рассеянного органического вещества. Л.: Недра 1971.
29. Конторович А.Э., Петерс К.Е., Молдован Дж. М. И др. Углеводороды – биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика 1991, №10, с.3.
30. Серебренникова О.В., Мозжелина Т.К., Бейко О.А. Анализ состава нефтяных ванадилпорфиринов методом ВЭЖХ. //в кн. Инструментальные методы исследования нефтей, под ред. Иванова Г.В.// Новосибирск, Наука, 1984.
31. Рядовая Л.В. Устойчивость феофорбида в геологических условиях. //Л.В. Рядовая, О.В. Серебренникова, В.И. Титов// Геохимия. – 12. – 1984. – с.1917-1919.
32. Baker E.W. Porphirins in the geological record. Biological markers in the sedimentary record. //Ed. by R.B. John. – Amsterdam: Elsevier, 1986, p. 125-225.
33. Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker Guide. Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. //Englewood Cliffs. - New Jersey: Prentic Hall, 1993, p.336.
34. Мозжелина Т.К. Исследование химического строения строения нефтяных ванадилпорфиринов. //Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата химических наук. – Томск, 1988.

35. Антипенко В.Р. Проблемы определения содержания металлопорфиринов в нефтях. //В.Р. Антипенко, Г.С. Певнева //Разделение и анализ нефтяных систем. – Новосибирск, Наука, 1989, с.56.
36. Антипенко В.Р. Состав и химическая структура нефтяных порфиринов (обзор). //В.Р. Антипенко, О.В. Серебренникова, В.И. Титов //Нефтехимия. – 1979. – т.19. – №3. – с.323.
37. Гулая Е.В. Металлопорфирины, перилены и алифатические углеводороды в нефтях и рассеянном ОВ пород средней юры Западной Сибири. // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата химических наук. – Томск, 2002.
38. Олли И.А. Геохимия органического вещества пород и нефтей Томской области. – Новосибирск.: СНИИГГиМС, 1990
39. Хант Д. Геология нефти и газа – М.: Мир, 1982.
40. Goodwin N. Crude oil biodegradation. /N. Goodwin, P. Park, T. Rawinson //10th Intern. Meet. on organic geochemistry: programme and abstrs. Bergen, 1981, p. 69
41. Ильинская В.В. Генетическая связь углеводородов органического вещества пород и нефтей. – М.: Недра, 1985.
42. Матис Е.А. Каротиноидные пигменты современных озерных осадков и их связь исходными биопродуцентами. /Е.Я. Матис, Е.А. Кураколова, В.Н. Буркова //Препринт №3, Томск, 1987.
43. Kurakololova E.A. Bioproducers and earlydiagenesis of organic matter at evaporitic environments: Hypersaline lake Karacni, West Siberia /E.A. Kurakololova, N.S.Vorobjeva, V.N. Burkova., V.P. Moskvina //Abstracts of 13th Intern. Sedimentological Congress – Nottingham, 1990.–P.101–114.
44. Tornabene T.G. Formation of hydrocarbons by bacteria and algae /Biol. Ferment. Fuels and Chem.: Proc. Symp. – Upton, 1981.–P.421–436.
45. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. М., Недра, 1987.
46. Воробьев Н.С. Биометки нефтей Западной Сибири. /Н.С. Воробьев, З.К. Земскова, В.Г. Пунанов //Нефтехимия, №5, 1992, с.405.
47. Didyk B.M. Organic geochemistry indicators of paleoenvironmental conditions of sedimentation /B.M. Didyk, B.R.T. Simonen, S.C. Brasell, G. Eglinton //Nature. – 1978. – vol.272. – p. 216-222.
48. Jilich H.A. Pristane, phytane and lower molecular weight isoprenoid distributions in oils. – Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1983, vol. 67.

49. Welte D.H. Uber die Bevorzugung geradzahliker n-Alkane in Sedimentgeteinen /D.H. Welte, D. Waples //Naturwissenschaften. – 60. – 1973. – p. 516-517.
50. Powell T.G. Relationship between ratio pristine, crude oil composition and geological environment in Austria /T.G. Powell, D.M. McKirdy //Nature Phys. Sci. – 1973. – vol. 243. – p. 37-39.
51. Баженова О.К. Ранняя генерация нефти и перспективы нефтеносности небольших глубин. Геоинформмарк, М.,1992.
52. Белоконь Т.В. Распределение биомаркеров в нефтях и органическом веществе пород нефтегазоносных регионов России. /Т.В. Белоконь, М.Г. Фрик, А.З. Коблова //Геохимия. - 1995, №2, с.303.
53. Lijbach G.W.M. On the origin of petroleum. //Special Papers, Preprint of the Proceeding of the 9th World Petroleum Congress, Tokio, 1975, p.1-13.
54. Ильинская В.В. Характеристика группового углеводородного и индивидуального состава нефтей палеозойских отложений Восточно-Украинской НГП. – в кн. Каталог параметров химического и индивидуального состава нефтей Советского Союза. – М., 1981, с. 192-213.
55. Родионова К.Ф. Геохимия органического вещества и нефтематеринские породы фанерозоя. /К.Ф. Родионова, Максимов С.П.// М., Недра, 1981.
56. Фрик М.Г. Влияние глубинных факторов на биомаркеры (на примере сверхглубоких скважин) /Тезисы докладов I Международной конференции //Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов. – СПб, 1995.
57. Rashid M.A. Pristane-phytane ratios in relation to source and diagenesis of ancient sediments from the Labrador Shelf. – Chem. Geol., 1979, vol. 25, p.109-122.
58. Guthrie J.M. Geochemical Character and Origin of oils in Ordovician Reservoir Rock, Illinois and Indiana, USA /J.M.Guthrie and L.M. Pratt //AAPG Bulletin. – 1995. - №79.
59. Нечаева О.Л. Современные представления об информативности показателей генетической типизации нефтей. /О.Л. Нечаева, Т.А. Ботаева, М.В. Дахпова, В.В. Ильинская, Т.П. Жеглова, И.Л. Пайзанская //Геоинформмарк, М.,1998.
60. Трофимов И.А. Закономерности изменения углеводородного состава нефтей в процессе миграции (лабораторное моделирование) //Научно-прикладные аспекты геохимии нефти и газа. //М. – ИГиРГИ. – 1991.
61. Головки А.К. Нефтяные алкилароматические углеводороды. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора химических наук. Томск 1997.

62. Иванов В.И. Состав триароматических углеводородов нефтей. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата химических наук. Томск 1993.
63. Нефти СССР: справочник /под ред. З.В. Дриацкой и др. в 4 т. //М., Химия, 1972-1974.
64. Куклинский А.Я. Ароматические углеводороды высококипящих фракций нефтей /А.Я. Куклинский, Р.А. Пушкина, В.Л. Геворкова //Нефтехимия. – 1983. – т.61., №1. – с.20-30.
65. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. //Под ред. Конторовича А.Э. – Тр. СНИИГиМС, вып.16, 1974.
66. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири //А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье //М., Недра, 1975, с. 553-562.
67. Чехмачев В.А. Углеводороды – геохимические показатели нефте- и газоносности недр. //Геохимия. – 1989. – №8. – с.1108-1119.
68. Radke M., Welte D.H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic mater type. //Org. Geochem. - 1986. – v.10, №1-3, p.51-63.
69. Radke M., Garrigues P., Willsch H. Methylated dicycles and tricyclic aromatic hydrocarbon in crude oils from the Hadil field, Indonesia. //Org. Geochem. – 1990. – v. 15, №1. – p. 17-34
70. Ishiwatary R., Fukushima K. Generation of unsaturated and aromatic hydrocarbons by thermal alteration of young Kerogen. //Geochim. Cosmochim. Acta. - 1979. - v.43. – p.1343–1349.
71. Radke M., Welte D.H., Willsch H. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: relation of the aromatic distribution pattern of maturity of organic matter //Geochim. Cosmochim. Acta. 1982. V.46. №1. p. 1–10.
72. Radke M., Welte D.H. The metylphenantrene index (MPI): a maturity parameter based on aromatic hydrocarbons //Adv. In Org. Geochem. 1981. Willey, 1983. –512
73. Radke M. Organic Geochemistry of Aromatic Hydrocarbons //Advances in Petroleum Geochemistry. 1989. V.2. P.141–201.
74. Louda G.W., Baker E.W. Perylene occurrence, alkylation and possible sources in deep-ocean sediments. //Geochim. Cosmochim. Acta, 1984, vol 48, No 5, p. 1043-1058

75. Filby R.H., Van Berkel G.J. Metal Complex in Fossil Fuels, Geochemistry, Characterization and Processing / Ed/ by R.H. Filby, J.F. Branthaver. – ASC Symp. – 1987. – Ser. 344. – p.2.
76. Garrigues P., Parlanti E., Lapoyade R., Bellocq J. Distribution of methylperylene isomers in selected sediments. //Geochim. Cosmochim. Acta, - 1988. - Vol. 52, pp. 901–907.
77. Laflamme R.E., Hites R.A. The global distribution of polycyclic aromatic hydrocarbons in recent sediments. //Geochim. Cosmochim. Acta, - 1978. - 42, p.289
78. Wakeham G.S., Schaffner C., Giger W. Polycyclic aromatic hydrocarbons in recent lakes sediments – II. Compounds derived from precursors during early diagenesis. //Geochim. Cosmochim. Acta, - 1980, vol. 44, No 3, p. 415-427
79. Ильина А.А, Персонов Р.И. Определение перилена в нефтях и битумах. – Труды ВНИГНИ, 1960, вып. 27, с. 217-221.
80. Ильина А.А, Персонов Р.И. Линейчатые эмиссионные спектры 1,12-бензоперилена и обнаружение его в некоторых естественных продуктах. //Геохимия, 1962, №1, с.963-967.
81. Butsinski H., Garrigues P., Radke M. et al. Alkylated phenanthrene distribution as maturity and source indicators in crude oils, rock and artificially matured samples // Organic Geochemistry. – Stavanger, 1993. – p. 120-124
82. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicator in source rocks and crude oils //Mar. Petr. Geol. – 1988. – vol. 5. – p. 224-236
83. Golovko A.K., Mozzhelina T.K., Serebrennikova O.V. Distribution of perylene hydrocarbons in oil rocks of West Siberia //Organic Geochemistry. Advances and application in the natural environment, 1991, Manchester, p. 190-192.
84. Golovko A.K., Mozzhelina T.K., Serebrennikova O.V. Distribution of perylene hydrocarbons in oils and organic matter of deposits of different age //16th International Symposium on Polycyclic Aromatic Compounds, Charlotte, North Carolina, USA, November 4–8, 1997, pp.209–220.
85. Бонилла и др. Закономерности изменения углеводородов и изотопного состава нефтей при миграции. //Org. Geochem. – 1986. –vol. 10. - p.181-190.
86. Hanch L.F., Matar S. From hydrocarbons to petrochemicals. Part 2. Pertoluem composition and classification. //Hydrocarbon Processing. – 1977. – vol. 56, p. 189-194.
87. Raoux C.Y., Garrigues P. Occurence of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAH) in muddy sediments from the Mediterranean Sea in relation to grain size distribution of

sediments. //Organic. Geochem. Advances and application in Energy and the Natural Environment. – Manchester. – 1991. - p. 552-556.

88. Garruters W., Douglas A.G. 1,2-Benzanthracene derivatives in Kuwait mineral oil. //Nature. – 1961. – vol. 192, p. 256-257.

89. Garruters W., Stewart H.N.M. Constituents of high boiling petroleum distillate. Part XI. Methyl Homologues of chrysene and 11-thiabenzo[a]fluorine in Kuwait oil. //J. Chem. Soc. – 1970. vol. 6, p. 560-562.

90. Orr W.L., Grady J.R. Perylene in basin sediments of southern California. //Geochim. Cosmochim. Acta, - 1967. – vol. 31, p.1201-1203.

91. Буркова В.Н., Андрухова В.Я., Кураколова Е.А. Распределение периленов в садках Южного Байкала. //Нефтехимия. – 1996. – т. 36. №1. – с. 14-23.

92. Jiang, C., Alexander, R., Kagi, R.I., Murray, A.P., Origin of perylene in ancient sediments and its geological significance. Organic Geochemistry 31, 2000. 1545-1559

93. Геохимия нефтей и органического вещества пород нефтегазоносных провинций и областей СССР. /Под ред. Т.А. Ботневой, М.К. Калинин //Тр. НИГНИ – вып. 244. М., Недра, 1983.

94. Ботнева Т.А. Геохимические основы прогнозирования состава нефтей Прикаспийской впадины. /Обзор (ОНТИ ВИЭМС), 1981.

95. Тах Н.И. Региональные изменения углеводородного состава РОВ пород баженской свиты в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. //Геохимические проблемы нефтегазоносности: Научн. Тр. ИГиРГИ. М., 1989.

96. Колганова М.М. Ванадий, никель и их порфирины в Западно-Сибирских нефтях. //Тр. СНИИГГиМС, вып. 176, 1974.

97. Ациферов А.С. Геология нефти и газа Сибирской платформы. М., Недра, 1981.

98. Бейко О.А. Химический состав нефтей Западной Сибири. /Бейко О.А., Головкин А.К., Горбунова Л.В. //Новосибирск, Наука, 1988.

99. Требин Г.Ф. Нефти месторождений Советского Союза /Н.В. Чарыгин, Т.М. Обухова //Справочник, М., Недра, 1980.

100. Химическая типизация нефтей Западной Сибири. /Н.А. Юдина, Л.М. Вагина, А.К. Головкин, В.Ф. Камьянов //Изучение состава, свойств компонентов нефти. ИХН СО АН СССР, Томск, 1983.

101. Каталог параметров региональной характеристики химического и индивидуального состава нефтей Советского Союза. /Под ред. С.П. Максимова, Т.А. Ботневой //Научн. тр. ВНИГНИ. вып. 222, М., 1981.

- 102.Изотопные состав углерода органического вещества, битумоидов и нефтей морских отложений мезозоя и палеозоя юго-востока Западной Сибири. /Н.А. Верховская, Л.В. Лебедева //Научн. тр. СНИИГГиМС, вып 288. Новосибирск, 1981.
- 103.Белоконь Т.В. Распределение и состав металлопорфиринов нефтей и нефтегазоматеринских пород нефтейгазопосных бассейнов мира. /Геология, методы поисков и разведка месторождений топливно-энергетического сырья. Обзор. //МГП «Геоинформарк», - М., 1992.
- 104.Петров Ал.А. Геохимическая типизация нефтей. //Геохимия, 1994. - №6. – с. 876.
- 105.Петров Ал.А. Биометки и геохимические условия образования нефтей России. //Геология нефти и газа. – 1994. - №6. – с.13.
- 106.Стасова О.Ф. Типы нефтей юрских резервуаров юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. /О.Ф. Стасова, А.И. Ларичев, Н.И. Ларичкина //Геология нефти и газа. – 1998. - №7. – с. 4.
- 107.Стасова О.Ф. Состав нижне-среднеюрских нефтей отложений Томской области /О.Ф. Стасова, Н.И. Ларичкина //Геохимия. – 1999. – №7. – с. 742.
- 108.Николаева Т.Л. Особенности состава нефтей в отложениях средней юры Западной Сибири. /Т.Л. Николаева, Е.В. Гулая, О.В. Серебренникова, Г.А. Томсон //Материалы Межд. Конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». М., 2002.
- 109.Богомолов А.И. Современные методы исследования нефтей. /А.И. Богомолов, М.Б. Темянко, Л.И. Хотынцова //Л. – Недра, 1984.
- 110.Нестерчук Т.Т. К вопросу о механизме экстракции ароматических углеводородов и их смесей с неароматическими углеводородами. //Журн. прикладной химии. – 1975. – №12. – с.2715-2719.
- 111.Успенский В.А. Методы битуминологических исследований. Задачи исследований и пути их разработки. /В.А. Успенский, О.А. Радченко, А.П. Шишкова //Л. – 1975.
- 112.Робинсон В.Е. Методы выделения керогена и связанного растворимого органического вещества. //Органическая геохимия. – Л. – 1974.
- 113.Organic Geochemistry Standard analytic procedure requirement and reporting guide. – Statoil. – 1988.
- 114.Шляхов А.Ф. Газовая хроматография в органической геохимии. – М., Недра, - 1984. – с.222.
- 115.Лейбница Э. Руководство по газовой хроматографии. /Э. Лейбница, Х.Г. Штруппе //М., Мир, - 1988.

116. Сурков В.С., Смирнов Л.В. Проблемы геологии и нефтегазоносности пижней и средней юры Западной Сибири // Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири. – М.: Наука, 1994. – С. 3–10
117. Atlas of Paleotectonic and Paleogeological – Landscape Maps of Hydrocarbons Provinces of Siberia/ Chief Editor V.S.Surkov. – SNIIGG&S, Petroconsultants, 1995. - 188 с.
118. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 141 с.
119. 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.
120. Геологическое строение и нефтегазоносность ниже-средней юры Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск: Наука, 2005. – 155 с.
121. Сурков В. С., Девятков В. П., Казаков А. М., Смирнов Л. В. Динамика накопления нижнеплитного комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Отечественная геология. – 1998. – № 1. – С. 13–16.
122. Сурков В.С., Смирнов Л.В., Девятков В.П., Казаков А.М. Динамика накопления мезозойско-кайнозойского осадочного слоя Западно-Сибирского бассейна // Геология и геофизика. – 1997. – Т.38, № 5. – С. 919-926.
123. Казаков А.М. Нефтегазоносные резервуары и номенклатура продуктивных пластов в ниже-среднеюрских отложениях Западной Сибири. /В.П. Девятков, Л.В. Смирнов, Сысолова Г.Г. //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, №6 – 1995.
124. Казаков А.М. Стратиграфия и фации нижней и средней юры Томской области./Девятков В.П., Смирнов Л.В. //Перспективы нефтегазоносности слабоизученных комплексов отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. Палеозой. Нижняя-средняя юра. //Томск – 1995.
125. Казаков А.М. Стратиграфия и фации пижней и средней юры Томской области./Девятков В.П., Смирнов Л.В. //Вопросы геологии и палеонтологии Сибири. //Томск – 1997.
126. Казаков А.М. Фациально-генетические и геохимические предпосылки нефтегазоносности нижеюрских отложений юго-востока Западной Сибири. / Серебренникова О.В., Девятков В.П., Смирнов Л.В., Красноярова Н.А. //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, № 10 – 1997.

127. Казаков А.М. Фациально-генетические и геохимические предпосылки нефтегазонаосности среднеюрских отложений юго-востока Западной Сибири. / Серебренникова О.В., Девятов В.П., Смирнов Л.В., Гулая Е.В. //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, № 3 – 1998.
- 128.Сурков В.С. Седиментогенез и геохимия нижне-среднеюрских отложений юго-востока Западной Сибири. /О.В. Серебренникова, А.М. Казаков, В.П. Девятов, Л.В. Смирнов, А.В. Комаров, Г.И. Тищенко// Новосибирск, Наука – 1999.
- 129.Еханян А. Е. Перспективы поиска залежей разного фазового состава в нижне-среднеюрском нефтегазонаосном надкомплексе Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1990. – № 4. – С. 2–5.
- 130.Иванов В.И. Нефтяные полиарены: выделение, разделение и анализ. / В.И. Иванов, А.К. Головкин, Т.К. Мозжелина, О.В. Серебренникова // Препринт №7. - Томск: Изд-во ТФ СО АН СССР. - 1988.
131. Иванов В.И. Разделение и анализ нефтяных полициклических ароматических углеводородов. / В.И. Иванов, А.К. Головкин, Т.К. Мозжелина, О.В. Серебренникова, Н.А. Красноярова // Разделение и анализ нефтяных систем: Сб-к научных трудов. - Новосибирск: Наука. Сиб. Отд-ние. - 1989. – С. 107-112.
- 132.Иванов В.И. К вопросу о выделении нефтяных триароматических углеводородов. / В.И. Иванов, О.С. Андриенко, А.К. Головкин // Геохимия. - 1991. - № 3. - С.91-94.
- 133.Radke M. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: relation of the aromatic distribution pattern of maturity of organic matter. / M. Radke, D.H. Welte, H. Willsch // Geochim. Cosmochim. Acta. - 1982. - V.46. - No.1. - Pp.1–10.
- 134.Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicator in source rocks and crude oils //Mar. Petr. Geol. – 1988. – vol. 5. – p. 224-236
- 135.Filby R.H., Van Berkel G.J. Metal Complex in Fossil Fuels, Geochemistry, Characterization and Processing / Ed/ by R.H. Filby, J.F. Branthaver. – ASC Symp. – 1987. – Ser. 344. – p.2.
- 136.Болдушевская Л. Н. Геохимические критерии прогноза нефтегазонаосности мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты. // Автореферат диссертации на соискания ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Новосибирск. - 2001.

137.Гурко Н.Н. Соотношение пристан/фитан как индикатор миграции углеводородов в газовой фазе /Н.Н. Гурко, М.А. Галишев, Л.Ф. Степина //Геохимия. – 1985. - №3. – с.393-399.