

На правах рукописи

БАТЧУЛУУН ХОНГОРЗУЛ

**ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА УГЛЕВОДОРОДОВ
И ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ
ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ МОНГОЛИИ**

02.00.13 – Нефтехимия

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание учёной степени
кандидата химических наук

Томск – 2008

Работа выполнена в Институте химии нефти Сибирского отделения
Российской Академии наук

Научный руководитель: доктор химических наук, профессор
Камьянов Вячеслав Федорович

Научный консультант: доктор химических наук, профессор
Барнасан Пурэвсурэн

Официальные оппоненты: член-корр. РАН, доктор геолого-
минералогических наук
Каширцев Владимир Аркадьевич,
Институт нефтегазовой геологии
и геофизики СО РАН

кандидат химических наук
Коваленко Елена Юрьевна,
Институт химии нефти СО РАН

Ведущая организация: Институт проблем нефти и газа СО РАН

Защита состоится «14» мая 2008 г. в 14.00 часов на заседании
диссертационного совета Д 003.043.01 при Институте химии нефти СО РАН по
адресу: 634021, г.Томск, пр. Академический, 3, ИХН СО РАН, конференц-зал.
Факс: (3822) 491-457. E-mail: dissovet@ipc.tsc.ru

С диссертацией можно ознакомиться в научной библиотеке
Института химии нефти СО РАН.

Автореферат разослан «10» апреля 2008 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Сагаченко Т.А.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Исследования в области теории образования углеводородных скоплений занимают одно из ведущих мест на протяжении всего периода с открытия первых нефтяных месторождений и базируются главным образом на установлении молекулярного состава компонентов нефти. Результаты этих исследований внесли существенный вклад в познание закономерностей накопления и преобразования органического вещества (ОВ), формирования нефтяных и газовых залежей в каждой нефтегазоносной провинции. Сведения о составе нефтяных углеводородов (УВ) и гетероорганических соединений необходимы для определения источников их образования, выявления условий и процессов формирования состава нефтей, для установления рациональных направлений и способов их переработки.

Среди нефтяных компонентов наиболее изученными являются насыщенные УВ, сохранившие черты исходных биомолекул: n-алканы, изоалканы и цикланы стеранового и терпанового типов. Значительные успехи достигнуты в исследованиях состава ароматических УВ и гетероатомных соединений, их генезиса в недрах. Данные о составе ароматических УВ позволяют во многих случаях более достоверно оценить преобразованность исходного ОВ, направленность его изменений под воздействием термических процессов, что необходимо для оценки ресурсов углеводородного сырья и поиска залежей УВ. Однако накопленных сведений об их составе и строении все еще недостаточно. В большинстве случаев исследования нефтей носят узконаправленный характер – изучаются один - два класса соединений.

Решение фундаментальных и прикладных проблем, связанных с генезисом нефтей и прогнозированием нефтегазоносности недр и установлением рациональных технологий переработки добываемой в регионе продукции требует значительного увеличения объема и глубины информации о составе нефтей, что придает значительную актуальность работам по комплексному изучению состава по возможности большего количества нефтей.

Целью данной работы являлось выявление особенностей и закономерностей в составе и строении молекул компонентов нефтей многопластовых месторождений Монголии, а также сравнительное изучение углеводородов (УВ) и высокомолекулярных гетероорганических соединений (ВМГС) в высокопарафинистых нефтях на примере нефтей Монголии.

Для достижения поставленной цели было необходимо решить следующие задачи:

- провести комплекс работ по фракционированию нефтей;
- изучить групповой углеводородный состав и молекулярно-массовые распределения УВ различных классов;
- изучить индивидуальный состав нефтяных: алканов, стеранов, терпанов, алкиларенов бензольного, нафталинового и фенантренового рядов;
- изучить структурно-групповой состав ВМГС;

- на основе проведенных анализов оценить товарные качества нефтяных фракций и предложить рекомендации по рациональным способам их переработки.

Научная новизна полученных результатов заключается в следующем:

1. Впервые получены сведения о полном групповом углеводородном составе нефтей Монголии и структуре содержащихся в них смолистых веществ;
2. Впервые выявлены особенности распределения индивидуальных n-алканов, изопренанов, стеранов, терпанов, алкилароматических УВ в нефтях Монголии;
3. Впервые на основе группового углеводородного состава оценены товарные качества дистиллятных фракций нефтей Монголии, даны рекомендации по направлениям их рациональной переработки и использования.

Практическое значение результатов заключается:

- в возможности прогнозирования состава и физико-химических свойств нефтей новых нефтегазоносных районов;
- в использовании данных о содержании и распределении твердых парафинов и смолисто-асфальтеновых веществ в нефтях для изучения проблем, связанных с добычей и транспортировкой высокопарафинистых нефтей.

Комплексные исследования углеводородного состава и структуры ВМГС позволяют вынести на защиту:

- особенности и закономерности группового и индивидуального углеводородного состава нефтей Тамсагбулагской и Восточно-Гобийской нефтеносных провинций;
- комплекс новых данных по композиционным и структурным характеристикам смолистых компонентов монгольских нефтей;
- сведения об основных товарно-технических характеристиках нефтей и нефтяных фракций и рекомендации по рациональным направлениям их вторичной переработки.

Реализация работы: Работа выполнена в рамках Соглашения о научно-техническом сотрудничестве между Академиями наук России и Монголии от 11.04.2001г. и договора о научном сотрудничестве между Институтом химии нефти СО РАН и Институтом химии и химической технологии Монгольской Академии наук от 16.05.2003г. в соответствии с планом научно-исследовательских работ по комплексному интеграционному проекту СО РАН № 4.11 на 2006-2008 г.г.

Апробация работы. Основные результаты исследований докладывались и обсуждались на: III международных научных чтениях «Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса» (Алматы-Шымкент, 2005), VI международной конференции «Химия нефти и газа» (Томск, 2006), второй научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности» (Когалым, 2007), IV

Всероссийской молодежной научной конференции «Под знаком Σ », посвященной 50-летию Сибирского отделения РАН (Омск, 2007).

Публикации. По теме работы опубликовано 15 работ, в том числе 4 статьи в российских журналах, включенных в список ВАК, 2 статьи в журналах Монгольской Академии наук, 1 статья в сборнике, 6 докладов в трудах международных и российских конференций, получено положительное решение ВНИИ ГПЭ по заявке на изобретение.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, 6 глав, заключения, приложения и списка использованных источников из 175 наименований. Полный объем диссертации составляет 118 страницы, включая 19 рисунков и 20 таблиц вместе с приложением.

Автор выражает глубокую признательность за помощь в проведении исследований и полезные консультации заведующему лабораторией углеводородов и высокомолекулярных соединений нефти ИХН СО РАН д-ру хим. наук Головки А.К., ст. науч. сотр., канд. хим. наук Певневой Г.С., ст. науч. сотр., канд. хим. наук Горбуновой Л.В., а также всему коллективу лаборатории углеводородов и высокомолекулярных соединений нефти ИХН СО РАН.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы, сформулированы цель и задачи исследования, приведена научная новизна и практическая ценность полученных результатов.

Глава 1. Современные представления о химической природе нефтяных углеводородов и высокомолекулярных соединений (литературный обзор)

Представлен обзор литературных данных о составе и структуре нефтяных УВ и ВМГС (смола и асфальтенов). Приведен краткий обзор работ, связанных с применением данных по составу углеводородов для разработки различных типов классификаций нефтей. Критически проанализированы литературные данные о связях химического состава нефтей с геолого-геохимическими характеристиками залежей. Сформулированы задачи исследования.

Глава 2. Характеристика объектов и методы исследования

В качестве объектов исследования выбраны 13 образцов нефтей Монголии. Из них 8 образцов нефтей месторождений Цагаан-Элс (ЦЭ) и Зуунбаян (ЗБ), расположенных в юго-восточной части Монголии в провинции Восточное Гоби и 5 нефтей месторождения Тамсагбулаг (ТБ) – на востоке республики в Тамсагбулагской провинции. Месторождения Тамсагбулаг и Цагаан-Элс являются многопластовыми и представлены несколькими продуктивными блоками, разделенными тектоническими и литологическими барьерами. Основной продуктивный горизонт от 1000 до 2500 м. Породы - коллекторы горизонтов представлены песчаниками.

Таблица 1. Характеристика нефтей

Шифр образцов	Месторождения	№ скв	Возраст	Глубина залегания, м
1	Цагаан-Элс	142	Альб, апт	1007
2		1410		1170
3		А-2		1280
4		14		1290
5		147		1300
6		145		1308
7		А-1		1355
8	Зуунбаян	1		1372
9	Тамсагбулаг	13	Баррем, готерив	2311
10		12		2355
11		14		2376
12		17	Валанжин, берриас	2440
13		3	2480	

ли, подвергая масс-спектрометрическому анализу (спектрометр МХ-1301, температура в камере напуска до 250 °С, энергия ионизирующих электронов 12 эВ) широкие фракции ма

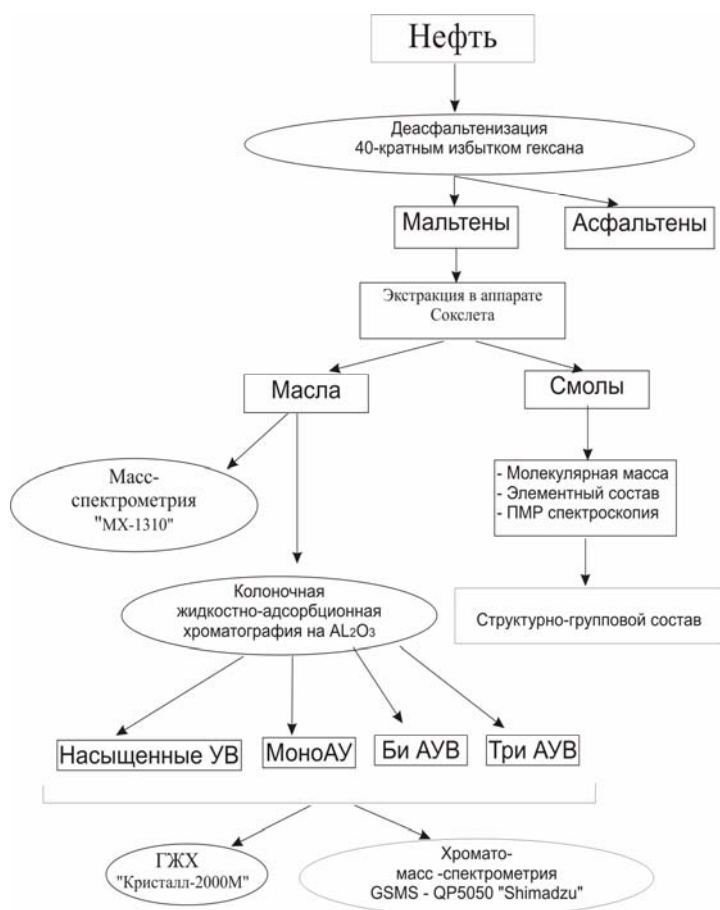


Рис. 1 – Схема исследования

ГЖХ/МС-анализ состава полициклических насыщенных и алкил-ароматических УВ проводился на хромато-масс-спектрометрической квадрупольной системе GSMS-QP5050 "Shimadzu". Хроматограмма по полному ионному току реконструировалась с использованием характеристичных ионов m/z 217 (стераны), m/z 191 (терпаны), 91, 105, 119 и 133 (мо-

Общая схема исследования состава углеводородов и высокомолекулярных соединений изученных нефтей приведена на рис.1.

Сырые нефти разделяли на основные группы компонентов (масла, смолы, асфальтены). Групповой углеводородный состав нефтей устанавлива-

ли, подвергая масс-спектрометрическому анализу (спектрометр МХ-1301, температура в камере напуска до 250 °С, энергия ионизирующих электронов 12 эВ) широкие фракции ма сел (концентраты углеводородов), полученные после деасфальтизации и обессмоливания нефтей.

Масла разделяли методом ЖАХ на фракции насыщенных, моно-, би- и триароматических УВ. ГЖХ-анализ n -алканов и изопренанов, а также узких фракций моно-, би- и триаренов проводили на хроматографе «Кристалл-2000М», оснащенный пламенно-ионизационным детектором на кварцевой капиллярной колонке длиной 25 м и внутренним диаметром 0,32 мм с фазой SE-54.

ноарены), m/z 128, 141, 156, 170, 184 (биарены) и m/z 178, 192, 206, 220 (триарены).

Выделенные смолы подвергали структурно-групповому анализу (СГА) по методике, разработанной в ИХН СО РАН и основанной на совместном использовании результатов определения элементного состава, средних молекулярных масс и данных ПМР-спектроскопии.

Глава 3. Общие характеристики и групповой состав нефтей Монголии

Представлены общие характеристики и результаты масс-спектрометрического определения полного группового состава и ММР углеводородов 30 различных структурных типов в нижнемеловых нефтях Восточно-Гобийской и Тамсагбулагской нефтеносных провинций Монголии. Установлены углеводородные типы нефтей по трем существующим способам классификации, вскрыты причины различий в типах нефтей, определяемых этими способами.

Физико-химические и структурные характеристики нефтей. Сведения об общих характеристиках нефтей месторождений Зуунбаян, Цагаан-Элс и Тамсагбулаг приведены в табл.2. Тамсагбулагские нефти содержат меньше ВМГС (5-7 % мас.), чем восточно-гобийские (8-12 % мас.), и потому обладают меньшей плотностью (827-845 против 862-921 кг/м³ при 20 °С) и средней молекулярной массой (272-381 против 297-460 а.е.м). Все изученные нефти – высокопарафинистые, содержащие не менее 11 % мас. твердых углеводородов. Серы во всех изученных монгольских нефтях очень мало (не более 0,2 % мас.), столь же низка концентрация азота в тамсагбулагских нефтях, но несколько выше (0,20-0,45 %) – в нефтях месторождения Цагаан-Элс.

Полученные структурные характеристики нефтей вскрыли существенные различия в составе нефтей двух рассматриваемых нефтеносных провинций страны. Нефти Восточного Гоби значительно богаче ароматическими УВ, чем нефти Тамсагбулагского района. Степень ароматичности f_a масляных компонентов нефтей месторождений Цагаан-Элс и Зуунбаян колеблется от 13 до 19 %, тогда как для масел тамсагбулагских нефтей она не превышает 7,7 %. В молекулах УВ из восточно-гобийских нефтей слабее развиты алициклические фрагменты: в таковых сосредоточены не более трети общего числа С-атомов ($f_n = 25-33$ %); существенно выше (42-52 %) эта величина в УВ тамсагбулагских нефтей (табл.2). При этом характеры изменения долей нафтеновых атомов С в нефтях обеих провинций с глубиной залегания качественно одинаковы, хотя продуктивные горизонты и расположены в них на разных «этажах нефтеносности», т.е. на значительно различающихся гипсометрических отметках (рис. 2).

Естественно, что противоположным образом меняются при этом доли парафиновых атомов С в нефтях (f_n). Алифатические структуры во всех изученных нефтях развиты сильнее, чем нафтеновые и, тем более, ароматические, в них объединены 41-56 % общего числа атомов С в каждой нефти. В обеих провинциях нефти, наиболее богатые парафиновыми фрагментами, приурочены к средним частям разрезов и несколько обедняются таковыми с приближением залежей и к верхнему, и к нижнему краю продуктивной толщи. При типизации нефтей по соотношениям долей атомов С, содержащихся в парафиновых и нафтеновых структурах молекул (величинам отношений f_n/f_n) всех компонентов нефти в целом

Таблица 2 – Общие характеристики и структурные параметры нефтей Монголии

Показатели	Значения для нефти месторождений												
	Цагаан-Элс							Зуунбаян	Тамсагбулаг				
№ скважины	142	1410	A-2	14	147	145	A-1	1	13	12	14	17	3
Глубина залегания, м	1007	1170	1280	1290	1300	1308	1355	1372	2311	2355	2376	2440	2480
Плотность при 20 °С, кг/м ³	862,0	921,2	868,3	887,5	904,1	863,4	882,2	903,5	829,1	827,5	831,2	834,0	845,5
Средняя молекулярная масса, а.е.м.	297	459	360	397	428	312	304	371	272	340	381	298	295
Содержание, % мас.													
асфальтенов	0,15	1,00	0,56	0,22	0,08	0,46	0,00	0,00	0,10	0,19	0,93	0,73	0,29
смол	8,70	7,85	9,76	11,67	10,96	10,87	11,47	9,92	7,05	5,00	5,23	4,54	4,68
масел	91,15	91,15	89,68	88,11	88,96	88,68	88,53	90,08	92,85	94,81	93,84	94,73	95,03
парафина	18,1	14,3	19,6	11,1	14,6	16,2	24,2	15,0	16,6	17,8	17,2	16,7	21,0
Элементный состав, % мас.													
С	85,15	85,37	85,89	86,28	85,93	85,79	85,81	86,32	86,33	86,40	85,48	86,47	86,56
Н	13,02	12,21	12,28	12,23	12,78	12,81	12,31	13,10	13,43	13,13	13,21	12,88	12,83
N	0,23	0,34	0,27	0,46	0,40	0,16	0,46	0,33	0,18	0,20	0,10	<0,01	0,05
S	0,19	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	0,04	0,05	0,06	0,20	0,12
O	1,76	2,08	1,56	0,93	0,89	1,24	1,42	0,25	0,02	0,38	1,09	0,45	0,44
Распределение атомов С, %													
f_a	14,0	19,0	17,9	19,1	14,3	12,7	16,6	16,5	3,7	5,7	6,0	7,7	6,7
f_H	36,4	27,7	26,9	25,1	33,0	33,4	33,2	29,5	46,1	42,2	42,2	47,6	52,4
f_{II}	49,6	53,3	55,3	55,8	52,7	53,9	50,2	54,0	50,2	52,1	51,8	44,7	40,9
Отношение f_{II}/f_H	1,36	1,92	2,06	2,22	1,60	1,61	1,51	1,83	1,09	1,24	1,23	0,94	0,78
Тип нефти	M-H	M-H	M	M	M	M-H	M-H	M-H	M-H	M-H	M-H	H-M	H-M

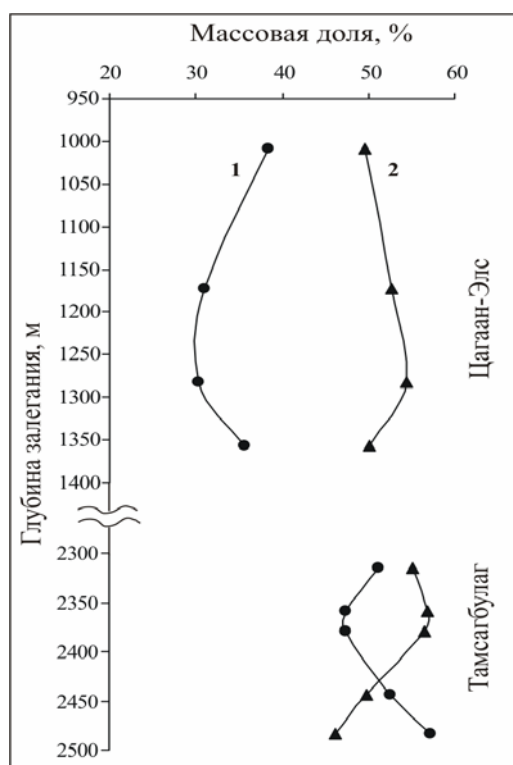


Рис. 2 - Изменение долей атомов С в нефтяных (1) и парафиновых (2) структурах в зависимости от глубины залегания

все восточно-гобийские образцы являются метановыми (М) или метаново-нафтеновыми (М-Н). Из нефтей месторождения Тамсагбулаг к М-Н типу относятся нефти, залегающие на глубинах до 2380 м; в более погруженных горизонтах нафтеновые структуры по своей распространенности в молекулах начинают преобладать над парафиновыми, и тип нефти переходит в нафтеново-метановый (Н-М).

Групповой углеводородный состав. Групповой УВ состав изученных нефтей, найденный по результатам масс-спектрометрического анализа, показал, что во всех изученных нефтях нафтеновые УВ преобладают над алканами и аренами (табл. 3).

Таблица 3 – Групповой углеводородный состав нефтей Монголии

Тип углеводородов	Содержание, % мас. в нефти месторождения:				
	Цагаан-Элс			ЗБ	ТБ
	скв.142	скв.1410	скв.14	скв.1	скв.3
Алканы (нормальные, изоалканы)	28,05	28,85	22,01	24,90	30,36
Нафтены (моно-, би-, три-, тетра- и пентацикланы)	35,32	32,64	35,05	35,84	37,39
Арены (моно-, би-, три-, тетра- и пентаарены)	29,68	26,02	27,19	29,67	27,78
Отношение А/Н	0,79	0,88	0,63	0,69	0,82

Главную роль среди алифатических УВ в этих нефтях играют изомеры нормального строения, составляющие суммарно 50 – 80 % отн. (рис.3). Изопренаны являются минорной группой УВ, их доля в сумме алканов не превосходит 9,3 % мас. Доли изоалканов иного, неизопреноидного строения колеблются в широких пределах 12-42 % отн. Значительную часть этих УВ, по-видимому, должны представлять монометилзамещенные изомеры, всегда доминирующие в составе нефтяных изоалканов.

Нафтеновые УВ – наиболее распространенный класс компонентов описываемых нефтей, составляющий 33 – 37 % их массы (табл. 3). Среди нафтенов доминируют алкил-моноцикланы (52-58 % отн.), доли иных алициклических соединений быстро снижаются с ростом числа колец в их молекулах. Концентрация алкил-моноцикланов уменьшается с глубиной залегания (рис. 3).

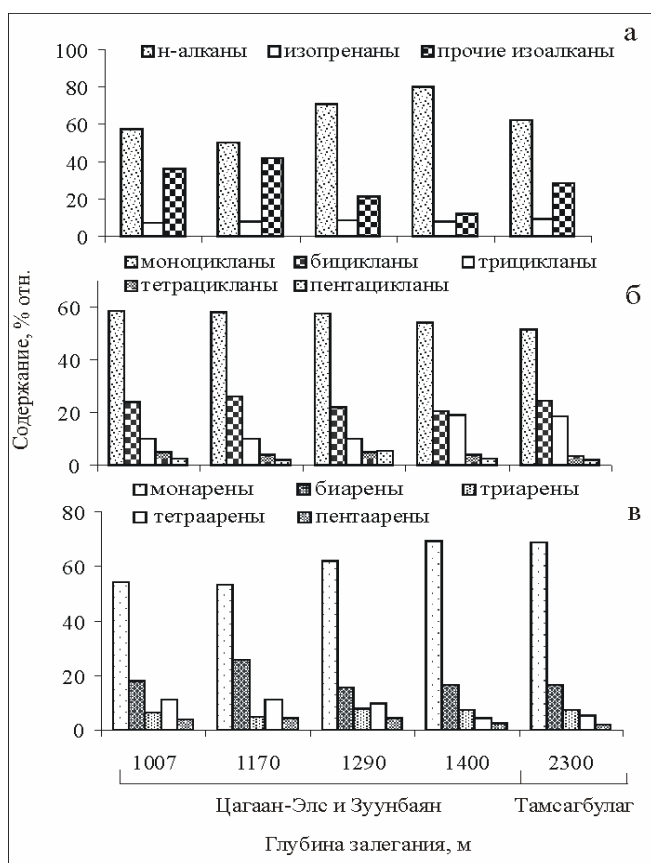


Рис. 3 - Групповой состав алканов (а), нафтендов (б) и ароматов (в)

От 26 до 29 % от массы каждой изученной нефти составляют ароматические УВ (табл. 3), большая часть которых – это соединения с бензольным циклом в молекулах. Такие составляют 54-62 % суммы ароматов в нефтях площади Цагаан-Элс, их доля возрастает до 69 % в глубже залегающих нефтях Зуунбаян и Тамсагбулаг (рис. 3). Суммарные количества би- и полиароматов в нефтях Зуунбаян и Тамсагбулаг снижаются с увеличением числа ароматических циклов в молекулах. В нефтях площади Цагаан-Элс эта закономерность нарушается существенно повышенной концентрацией тетраароматов.

Отношения суммарных концентраций алканов и нафтендов в нефтях в целом колеблется в пределах 0,63-0,88, т.е. все монгольские объекты следует относить к

нафтендово-метановому типу. Тогда как по классификации СГА на основе соотношений долей атомов С в алифатических и алициклических структурах молекул эти нефти относятся – к М-Н или даже М типам. Со всей очевидностью, причины этих расхождений состоят в большой распространенности в нефтях моноциклов и моноароматов с длинными алкильными фрагментами молекул.

Глава 4. Особенности состава насыщенных и ароматических УВ

Представлены результаты исследований индивидуального состава и определены концентрации насыщенных (алканов, терпанов, стеранов) и алкилароматических (моно-, би- и трициклических) УВ в высокопарафинистых нефтях Монголии. Рассчитаны геохимические параметры по составу углеводов-биомаркеров и ароматических УВ.

н-Алканы. Во всех изученных нефтях н-алканы содержатся до 31 % мас. на нефть. В нефтях Цагаан-Элс н-алканы представлены гомологическим рядом соединений состава $C_9 - C_{36}$, а в нефтях Тамсагбулагского месторождения – от C_9 до C_{41} . Их ММР носят унимодальный характер и характеризуются повышенными концентрациями н-алканов от C_{15} до C_{24} . Абсолютные максимумы приходятся на C_{15} , C_{17} и C_{19} , что может косвенно свидетельствовать об участии ОВ морской природы в формировании состава нефтей. На это могут указывать и низкие значения отношений концентраций н-алканов C_{27}/C_{17} в нефтях тех же месторождений (0,21-0,40 и 0,26-0,35 соответственно, табл. 4).

Изопренаны. Во всех изученных нефтях содержание низкомолекулярных изопренои-

дов (C_{13} - C_{20}) составляет 1,4 - 1,9 % мас. Величины отношения пристана к фитану изменяются от 0,87 до 1,35 (табл. 4) для нефтей площади Цагаан-Элс и Зуунбаян, что, характерно для нефтей морского или озерного типов с восстановительными условиями в диагенезе. Это же соотношение в тамсагбулагских нефтях заметно выше - от 1,77 до 2,54, что указывает на окислительные условия в диагенезе.

Стераны. Среди стеранов во всех нефтях преобладают этилхолестаны C_{29} , присутствие которых обычно связывают с континентальным (наземным) происхождением исходного ОВ. Отношения концентраций регулярных стеранов C_{27}/C_{29} в восточно-гобийских нефтях колеблются от 0,31 до 0,61, а в нефтях месторождения Тамсагбулаг они чуть больше (0,43-0,90). Однако величины соотношений $\alpha\alpha$ 20R-стеранов $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ указывают на аквагенный тип исходного ОВ, участвовавшего в формировании этих нефтей (рис. 4). Наличие прегнана и гомопрегнана связывают с гиперсоленой обстановкой осадконакопления и восстановительными условиями диагенеза. Сравнение суммарных концентраций био- ($\alpha\alpha$), изо- ($\alpha\beta$) и диастеранов ($\beta\beta$) показывает, что в восточно-гобийских нефтях биостераны слегка доминируют над остальными изомерами, тогда как в тамсагских наиболее представительны изо-стераны, немногим уступают им диастераны и значительно ниже доли биостеранов. Это четко указывает на более глубокую катагенную преобразованность тамсагбулагских нефтей, явно обусловленную их размещением в более древних и глубже залегающих породах.

Терпаны. Тритерпеноиды в нефтях Монголии представлены преимущественно (на 86-88 %), а в тамсагской нефти практически только пентациклическими соединениями. Главную роль среди терпанов в этих нефтях играют УВ C_{27} - C_{34} гопанового ряда, суммарная доля которых достигает 41-56 мас. %; еще 20-27 % в восточно-гобийских нефтях и 15-38 % в тамсагбулагской нефти составляют гомогопаны, по 5-7 % суммы терпанов приходится на долю норгопанов и столько же – на моретаны, минорными представителями терпанов являются диагопан и гаммацеран, доли которых в сумме нефтяных терпанов не превышают 1-3 мас. %.

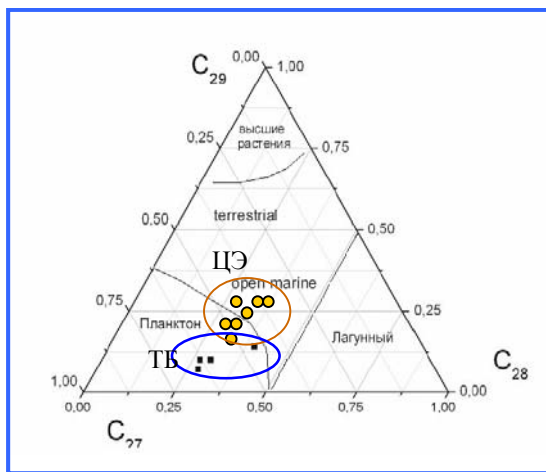


Рис. 4 - Тригонограмма распределения биостеранов в монгольских нефтях

Максимумы в ММР гопановых УВ приходятся на собственно гопан C_{30} . Присутствие гамма-церана в нефтях обычно связывают с высоким уровнем солености среды седиментации материнских отложений. Тамсагбулагские нефти содержат значительно больше гомогопанов (ГГ), чем в восточно-гобийские. Исключение составляет нефть, добытая из скв. 14 с глубины 2376 м, в которой гомогопанов гораздо меньше, чем в остальных нефтях, а концентрация гопанов повышена до 56,4 % отн. Соотношение Г/ГГ в этой нефти составляет 3,8,

Таблица 4 –Геохимические параметры по составу насыщенных УВ

Параметры	Цагаан-Элс							Зуун-баян	Тамсагбулаг				
	142	1410	2	14	147	145	A-1		1	13	12	14	17
Глубина залегания, м	1 007	1 170	1 280	1 290	1 300	1 308	1 355	1 372	2311	2355	2376	2440	2480
n-C ₂₇ /n-C ₁₇	0,40	0,21	0,36	0,16	0,25	0,71	0,67	0,31	0,29	0,26	0,28	0,35	0,27
Pr/Ph	1,35	0,92	1,07	1,27	1,02	1,12	1,18	0,87	2,19	1,77	2,08	2,54	2,17
Pr/n-C ₁₇	0,18	0,23	0,18	0,25	0,24	0,19	0,20	0,22	0,27	0,23	0,29	0,30	0,20
Ph/n-C ₁₈	0,15	0,27	0,17	0,19	0,25	0,17	0,17	0,27	0,12	0,13	0,14	0,11	0,09
ΣДиа/ΣРег стераны	0,16	0,16	0,20	0,18	0,16	0,16	0,15	0,12	0,26	0,29	0,40	0,23	0,31
C ₂₇ αα /C ₂₉ αα	0,31	0,49	0,53	0,58	0,56	0,61	0,58	0,38	0,43	0,52	0,90	0,43	0,48
C ₂₉ αββ/αββ+ ααα	0,35	0,38	0,37	0,36	0,39	0,37	0,38	0,31	0,52	0,53	0,59	0,54	0,56
Ts/Ts+ Tm	0,56	0,35	0,41	0,41	0,38	0,47	0,43	0,41	0,61	0,64	0,68	0,57	0,61
C _{30m} /C _{30h}	0,14	0,14	0,11	0,13	0,11	0,12	0,12	0,15	0,12	0,13	0,12	0,20	0,14
Гопан/Гомогопан	1,60	2,41	2,51	2,39	2,55	2,24	2,41	2,25	1,45	1,42	3,76	1,06	1,41
MNR	1,26	1,75	1,50	1,26	1,21	1,20	1,22	1,50	1,36	1,38	1,78	1,26	1,25
DNR ₂	4,34	3,95	5,00	4,34	4,40	4,24	5,38	4,33	3,18	2,71	3,54	2,35	2,67
MPI-1	0,66	0,75	0,39	0,36	0,56	0,64	0,58	0,39	0,62	0,63	0,56	0,63	0,77
C _{30m} /C _{30h} =C ₃₀ 17β(H)21α(H)-моретан/C ₃₀ 17α(H)21β(H)-гопан; Ts/Tm=18α(H)-22,29,30-триснорнеогопан/ 17α(H)-22,29,30- трисноргопан; MNR=βметилнафталин/α-метилнафталин; DNR ₂ =2,6-+2,7-диметилнафталин (ДМН)/1,5-ДМН; MPI-1=1,5(2- +3- метилфенантрен)/(1-+9- метилфенантрен + фенантрен) ;													

тогда как в остальных тамсагбулагских нефтях оно составляет 1,0 – 1,4; а в восточно-гобийских – 1,6 - 2,5 (табл. 4). Как отмечено выше, эта нефть отличается от остальных и по распределению стеранов.

Моноарены в нефтях представлены н-алкилбензолами (н-АБ), 1,2-, 1,3-, 1,4-метилалкилбензолами (МАБ), 1,3- и 1,4-этилалкилбензолами (ЭАБ). Среди этих УВ существенно преобладают МАБ состава C_{14} - C_{30} (рис. 5). Максимумы в распределениях н-АБ и МАБ приходятся на соединения C_{15} и C_{16} . Повышенные концентрации низших н-АБ также свидетельствуют о том, что нефти были генерированы исходным ОВ морского типа.

Биарены. Алкилбиарены представлены в нефтях преимущественно моноалкил- (C_1 - C_4), ди- (ДМН) и триметилзамещенными нафталинами (ТМН). По суммарному содержанию и изомерному составу алкилнафталинов восточно-гобийские и тамсагбулагские нефти значительно различаются между собой. Содержание биаренов в первых в 2-3 раза ниже, чем во вторых. В большинстве нефтей из биаренов доминируют ДМН. Роль ТМН значительно нарастает с увеличением глубины залегания, и эти УВ становятся преобладающими среди биаренов в наиболее глубоко погруженных объектах (рис. 6а).

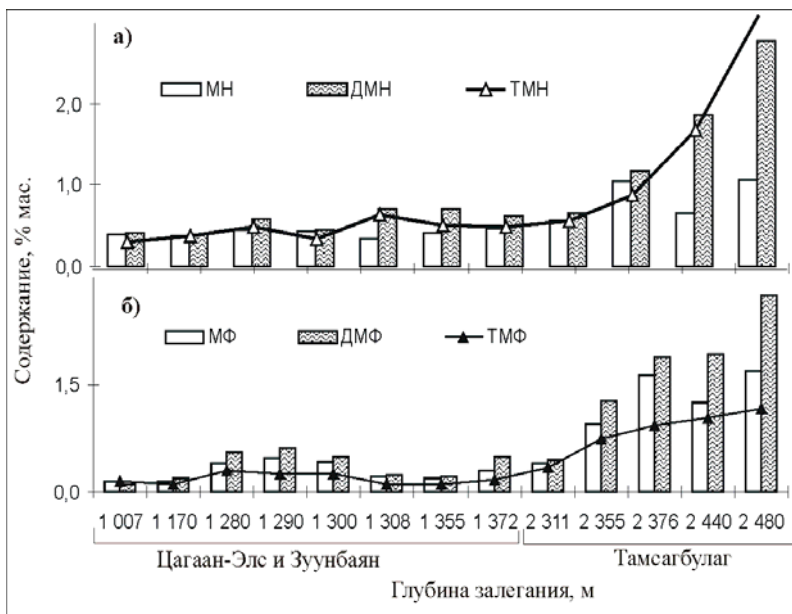
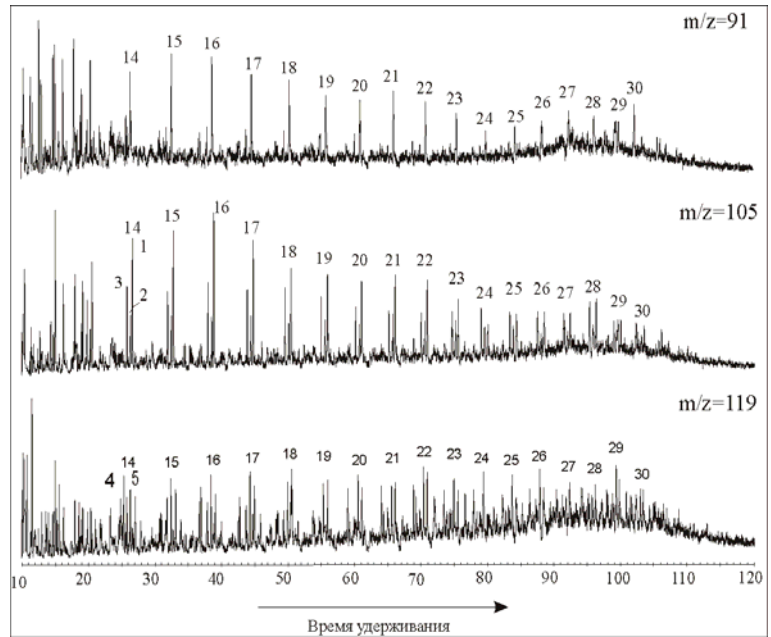


Рис. 6 - Групповой состав би- (а) и триаренов (б)



1-1,2-МАБ; 2 – 1,4-МАБ; 3 – 1,3-МАБ; 4 – 1,4-ЭАБ; 5- 1,3-ЭАБ

Рис. 5 - Масс-фрагментогаммы алкилбензолов

Триарены. Из трициклоароматических УВ в нефтях идентифицированы фенантрен (Ф), антрацен (А), моно- (МФ), ди- (ДМФ) и триметилпроизводные (ТМФ) фенантрена. Среди триаренов во всех нефтях преобладают ДМФ. Повышенные концентрации МФ и ДМФ свидетельствуют о достаточно глубокой катагенной преобразованности нефтей.

Суммарное содержание алкилфенантронов в тамсагбулагских нефтях в 4-5 раз выше, чем в нефтях Цагаан-Элс и Зуунбаян (рис.6).

Оценка степени катагенной преобразованности нефтей по углеводородному составу. Распределения биомаркеров и структурно родственных УВ широко используют для установления степени катагенной зрелости нефтей. К числу количественных геохимических характеристик, наиболее употребительных с этой целью, относят параметры, рассчитываемые по составу нефтяных изопренанов и н-алканов ($Pr/n-C_{17}$, $Ph/n-C_{18}$), стеранов ($C_{29}S/S+R$), терпанов ($Ts/Ts+Tm$), нафталинов (MNR ; DNR_2) и фенантронов ($MPI-1$).

Диаграммы распределения изученных образцов нефтей Монголии в координатах, отражающих ряд таких параметров состава нефтяных алканов, стеранов, терпанов и аренов приведены на рис. 7. На диаграмме, показанной на рис. 7а, видно, что степень преобразованности тамсагбулагских нефтей, которая меняется симбатно величинам параметров ($C_{29}S/S+R$) и ($Ts/Ts+Tm$), в целом выше, чем для восточно-гобийских нефтей. При этом для

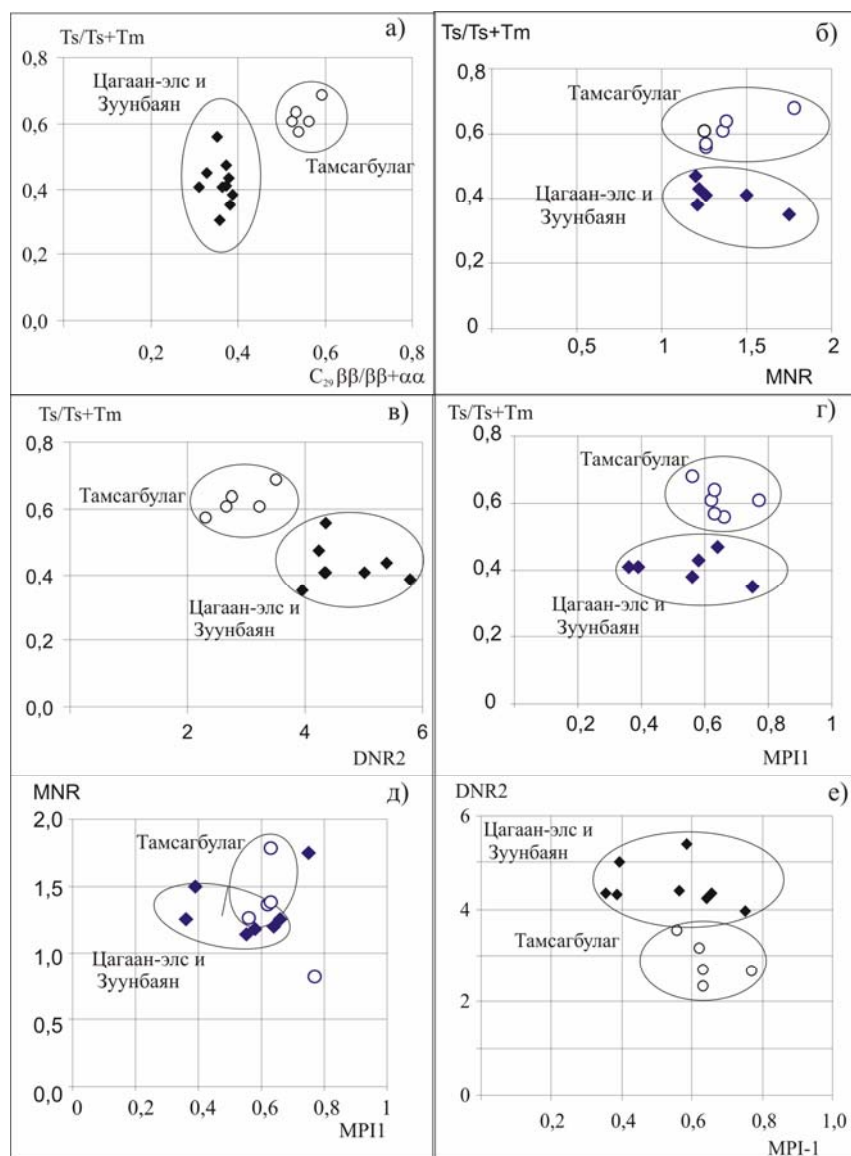


Рисунок 7- Распределение нефтей в координатах по составу насыщенных и алкилароматических углеводородов

последних значения этих параметров ниже термодинамически равновесных, т.е. эти нефти характеризуются лишь умеренной степенью катагенной преобразованности.

К сходным выводам приводит и сопоставление величин параметров ($Ts/Ts+Tm$), MNR и $MPI-1$. Значения диметилнафталинового параметра DNR_2 для нефтей Цагаан-Элс значительно выше, чем для нефтей Тамсагбулаг (рис. 7д), т.е. и по этому признаку нефти четко разбиваются на две группы соответственно их приуроченности к разным нефтеносным регионам. Однако при использовании параметров, рассчитываемых только по

составу аренов, не удастся четко расчлнить эти две группы нефтей. Иными словами, данные по составу метилнафталинов можно использовать для оценки степени преобразованности нефти только в совокупности с параметрами, рассчитанные по УВ других классов.

Характер изменений тех же параметров степени преобразованности нефтей Монголии в зависимости от глубины залегания проиллюстрирован на рис. 8. Видно, что изменения значений геохимических параметров, рассчитанных по составу полицикланов (Σ диа-/ Σ рег-стеранов, $C_{29} \alpha\beta\beta/\alpha\beta\beta+ \alpha\alpha\alpha$; $Ts/Ts+Tm$ и C_{30m}/C_{30h}) и алкиларенов (MNR; DNR₂ и MPI-1), полимодальны. Наиболее глубоко залегающие образцы нефтей месторождения Тамсагбулаг

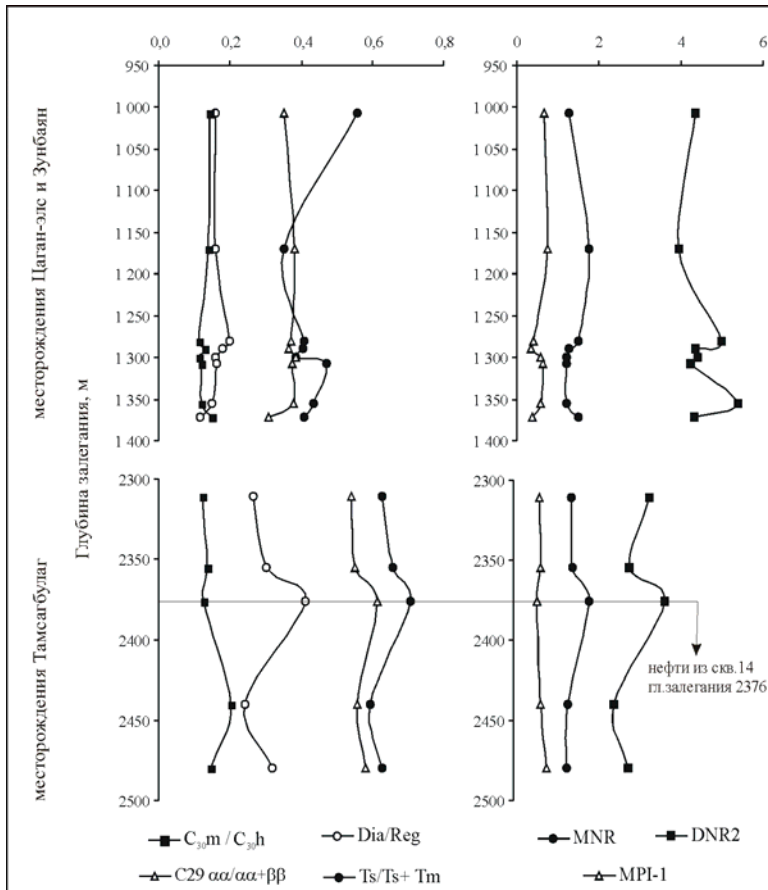


Рис.8-Диаграммы зависимости параметров преобразованности нефтей от глубины залегания

характеризуются более высокими значениями параметров состава насыщенных УВ, чем нефти месторождений Цаган-Элс и Зуунбаян. Величины геохимических параметров, рассчитанных по составу алкилнафталинов, для всех изученных нефтей сходны.

Из нефтей месторождения Тамсагбулаг наибольшие значения всех геохимических параметров состава как насыщенных, так би- и триароматических УВ найдены в сравнительно глубоко залегающей (2376 м) и, видимо, термически наиболее преобразованной нефти скв.14.

Помимо отмеченных выше отличий, эта нефть характеризуется следующими особенностями углеводородного состава:

- отсутствием или следовыми концентрациями трицикланов (хейлантанов);
- повышенными концентрациями гопанов и моретанов, и соответственно меньшими долями гомогопанов;
- повышенной величиной отношения концентраций Ts и Tm трисноргопанов;
- повышенными концентрациями диастеранов и стеранов регулярного строения.

Глава 5. Структурные характеристики смолистых компонентов

Средние структурные характеристики смолистых компонентов нефтей рассчитаны по разработанному в ИХН СО РАН методу структурно-группового анализа (СГА), основан-

ному на комплексном использовании результатов физико-химического и радиоспектрометрического исследования веществ.

СГА показал, что молекулы смол восточно-гобийских нефтей в среднем крупнее по сравнению с тамсагбулагскими (молекулярные массы 1025-1770 и 730-845 а.е.м., средние количества углеродных атомов в молекулах $C \approx 72-115$ и $52-59$ соответственно). Смолы тамсагбулагских нефтей состоят преимущественно из моно- и двухблочных молекул ($m_a = 1,5-1,7$). В смолах из Восточно-Гобийских нефтей, доли моноблочных молекул намного ниже, не менее 80 % частиц представляют собой молекулы двух- и трехблочного строения и до 40 % от общего числа молекул, а, скорее и еще больше, составляют трехблочные частицы ($m_a = 1,8-2,4$). Среди ароматических ядер в структурных блоках молекул смол тамсагбулагских нефтей значительно доминируют биареновые ($K_a^* = 2,1-2,2$), тогда как в смолах месторождения Цагаан-Элс не менее 40 % ($K_a^* \geq 2,40$), а в ряде случаев, когда значения K_a^* достигают величин (2,80-2,92) т.е. до 92 % ядер являются триареновыми.

Нафтенковые структуры в молекулах смол нефтей обеих нефтеносных провинций сильно развиты: в каждой структурной единице молекул смол из нефтей площадей Цагаан - Элс и Тамсагбулаг содержится соответственно $K_n^* = 2,9-5,4$ и $2,6-5,6$ нафтенковых колец. Это дает основания считать, что в составе смолистых компонентов рассматриваемых нефтей присутствуют и изолированные полициклановые блоки, не содержащие ароматического ядра. Для молекул смол нефтей Восточно-Гобийской провинции характерны длинные алкильные цепочки, содержащие в среднем $C_n^* \approx 12-22$ углеродных атома в расчете на один блок; малое количество концевых метильных групп $C_\gamma^* = 2,0-2,7$ указывает на линейный или слабо разветвленный характер этих цепочек. Аналогичные алифатические фрагменты обнаружены и в смолах из двух нефтей площади Тамсагбулаг (скв. 12 и 17, $C_n^* = 11,3-13,8$); алкильные группы в смолах из остальных тамсагбулагских смол построены не более чем из 8 углеродных атомов, а ВМГС в нефти из скв. 14, вообще содержат лишь CH_3 -группы в качестве заместителей, поскольку в этих смолах $C_n^* = C_\gamma^* = 2,7$.

Среднее число заместителей (C_α^*) при ароматических атомах углерода, в молекулах большинства смол тамсагбулагских нефтей меньше четырех, следовательно, ароматические ядра в молекулах этих смол по большей части сконденсированы лишь с одним нафтенковым фрагментом. Для смол восточно-гобийских нефтей этот показатель больше четырех, что указывает на наличие в них блоков, в которых ароматическое ядро занимает центральное положение и сконденсировано не с одним, а с двумя отдельными нафтенковыми фрагментами.

Важную роль в составе молекул смолистых компонентов восточно-гобийских нефтей играют азотсодержащие структурные фрагменты. Атомы N присутствуют почти в каждой молекуле большинства образцов смол: число таких атомов в средней молекуле близко к 1. Известно, что нефтяные азотистые соединения содержат атомы N почти исключительно в составе ароматических циклов – пиридинных или пиррольных, поэтому полученные величи-

ны для восточно-гобийских нефтей $N^* = 0,4-0,8$ означают, что АС являются не менее половины ароматических ядер, 40-80 %, а иногда и больше ароматических ядер в молекулах смол содержат атомы N, т.е. включают пиридинные или пиррольные циклы.

Описанные совокупности расчетных значений структурных параметров могут быть переданы гипотетическими моделями типа изображенных для наглядности на рис. 9.

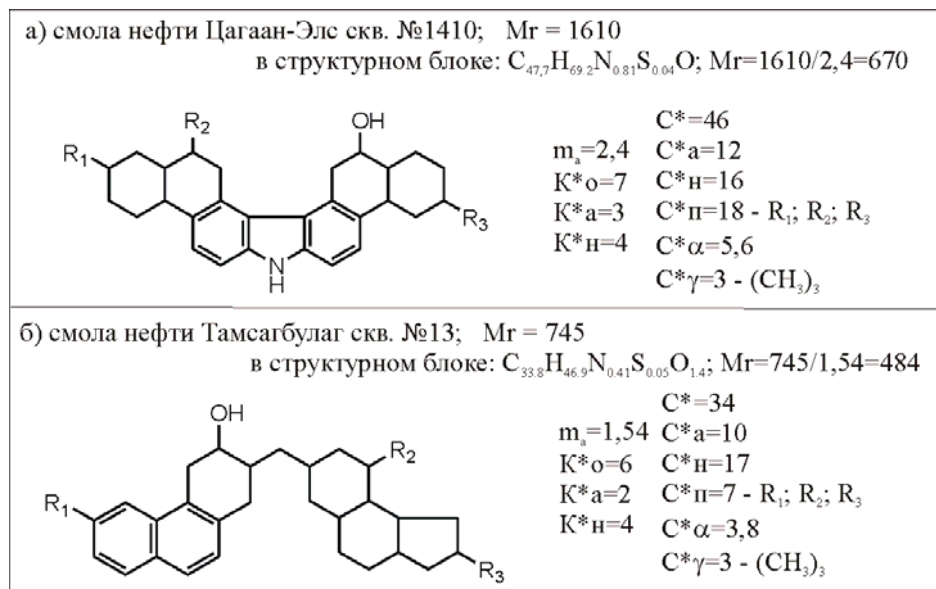


Рис. 9 - Гипотетические модели строения молекул нефтяных смол

Какие-либо взаимосвязи между относительной распространенностью нафтеновых и парафиновых структур в смолистой и углеводородной (масляной) части описываемых нефтей не обнаружены. Характерно, что и максимально, и минимально развитые алифатические структуры встречены в смолах, содержащих одновременно и наибольшее количество нафтеновых циклов. Это наблюдается в нефтях обеих нефтеносных провинций.

Глава 6. Групповой углеводородный состав нефтяных дистиллятов и рациональные направления их дальнейшей переработки и использования.

Групповой углеводородный состав бензиновых, дизельных и масляных фракций нефтей Монголии установлен путем суммирования измеренных масс-спектрометрически концентраций разнотипных УВ, содержащих в молекулах соответственно 7-11, 12-20 и более 20 углеродных атомов и кипящих в приблизительных интервалах 70-200, 200-350 и выше $350^{\circ}C$ (табл. 5-7). Оценены товарно-технические характеристики этих нефтепродуктов, намечены пути дополнительной переработки прямогонных нефтяных фракций с целью доведения их качеств до требуемых товарных качеств.

Для низкокипящих фракций C_7-C_{11} (табл. 5) суммирование приводит к заниженным значениям и их общих концентраций в нефти, и долей парафиновых УВ по сравнению с фактически характерными для нефтяных бензинов НК-200 $^{\circ}C$ вследствие потерь соединений C_5-C_6 , представленных преимущественно алканами, при отгоне растворителя (гексана) на стадии обессмоливания нефтяных масел. Разгонка тамсагбулагской нефти с отгоном дистилля-

та НК-180 °С и газохроматографический анализ последнего привели к значительно большему выходу (16,53 вместо 7,96 мас. %) и большей доле алканов в нем (68,6 вместо 44,0 %), в том числе и н-изомеров (26,8 вместо 15,4 %). Октановое число этого дистиллята составило всего 52 ед.

Таблица 5 – Групповой состав бензиновых фракций C₇-C₁₁, мас. %

Типы углеводородов	Фракция нефти месторождения				
	Цаган-Элс			Зунбаян	Тамсагбулаг
	скв. 142	скв. 1410	скв. 14	скв. ZB-1	скв. XIX-3
н-Алканы	10.94	8.02	9.50	19.72	15.38
Изопренаны	3.73	3.06	3.13	1.59	4.37
Другие изоалканы	17.33	28.16	18.71	20.82	24.30
<i>Сумма изоалканов</i>	<i>21.11</i>	<i>31.22</i>	<i>21.84</i>	<i>22.42</i>	<i>28.67</i>
Всего алканов (А)	32.05	39.24	31.34	42.13	44.05
Моноцикланы	34.43	36.90	44.00	37.43	25.18
Бицикланы	12.71	13.71	12.12	3.64	11.72
Трицикланы	1.31	0.00	0.44	0.00	2.91
Всего нафтенов (Н)	48.47	50.61	56.56	41.07	39.81
Алкилбензолы	4.82	4.79	8.09	13.65	9.99
Бензодиноцикланы	13.13	3.47	2.28	2.33	6.16
Алкилнафталины	1.53	1.89	1.73	0.82	2.81
Всего аренов	19.48	10.15	12.10	16.80	17.96
Выход фракции, мас. % на нефть	13.94	11.10	5.55	10.99	7.96
Отношение (А/Н)	0.60	0.78	0.55	1.03	1.11

Из-за большего содержания н-алканов еще ниже должны быть антидетонационные свойства бензинов из цаган-элсской (скв.14) и зунбаянской нефтей. Бензиновые фракции остальных нефтей площади Цаган-Элс, содержащие меньше н-алканов, могут обладать октановыми числами чуть большими, но, скорее всего, все-таки далекими от требующихся даже для самых низкосортных топлив. Со всей очевидностью, для выработки качественных товарных бензинов из монгольских нефтей дистилляты потребуются либо подвергать каталитическому облагораживанию, либо компаундировать с достаточно большим количеством иного, высокооктанового горючего, например, алкилат-бензина.

Содержание дизельных фракций состава C₁₂-C₂₀ в большинстве монгольских нефтей велико (41-50 %, табл. 6). Исключение составляет лишь нефть из наиболее погруженного горизонта на площади Цаган-Элс (скв. 14), где оно понижено до 19 мас. %. В составе этих нефтяных фракций так же, как и в нефтях в целом, доминируют нафтеновые УВ (39-50 % мас.), более половины которых представлены алкилдиноцикланами.

Следующими по распространенности (28-34 %) чаще всего являются алканы, 54-70 % которых составляют н-изомеры. Среди ароматических УВ дизельных фракций так же высока доля моноаренов (55-67 отн. %), 78-88 % которых составляют алкилбензолы и бензодино-

ноцикланы в сумме. Такие особенности состава обеспечивают высокие цетановые характеристики дизельных топлив и низкую коксуемость, т.е. склонность к нагарообразованию (цетановый индекс 59 ед., коксуемость 10 %-ного остатка в 0,13 % мас. для фракции 180-350 °С тамсагбулагской нефти). Единственным показателем, не удовлетворяющим требованиям даже на топливо летней марки, является повышенная температура застывания, составляющая – 1,5 °С вместо необходимой согласно ГОСТ 305-82 точки –10 °С и обусловленная чрезмерно большим содержанием н-алканов (16-20 % мас. на фракцию).

Качественно сходные показатели УВ состава (в частности, повышенные доли н-изо-

Таблица 6. – Групповой состав фракций C₁₂-C₂₀, мас. %

Типы углеводородов	Фракция нефти месторождения				
	Цаган-Элс			Зунбаян	Тамсагбулаг
	скв. 142	скв. 1410	скв. 14	скв. 1	скв. 3
н-Алканы	16.14	19.18	15.95	19.57	20.06
Изопренаны	2.43	3.91	4.16	2.73	4.10
Другие изоалканы	11.31	8.76	9.10	5.48	10.11
<i>Сумма изоалканов</i>	<i>13.74</i>	<i>12.67</i>	<i>13.26</i>	<i>8.21</i>	<i>14.21</i>
Всего алканов (А)	29.88	31.85	29.21	27.78	34.27
Моноцикланы	29.62	24.15	25.91	21.66	21.96
Бицикланы	13.03	11.03	11.74	10.25	10.65
Трицикланы	6.58	3.31	5.82	10.61	9.26
Тетрацикланы	0.73	0.56	0.84	0.40	0.44
Всего нафтенов (Н)	49.96	39.05	44.30	42.92	42.31
Алкилбензолы	4.85	7.86	9.23	12.02	8.90
Бензомоноцикланы	4.76	4.21	6.58	5.64	4.89
Бензобицикланы	0.84	1.66	0.90	4.30	2.73
Бензотрицикланы	0.98	1.59	1.16	0.68	0.67
<i>Сумма моноаренов</i>	<i>11.43</i>	<i>15.32</i>	<i>17.87</i>	<i>22.64</i>	<i>17.19</i>
Алкилнафталины	1.96	2.80	1.79	1.60	2.29
Нафтомоноцикланы	1.56	2.92	1.70	1.71	1.49
Нафтобицикланы	0.27	0.50	0.26	0.35	0.38
<i>Сумма нафталинов</i>	<i>3.79</i>	<i>6.22</i>	<i>3.75</i>	<i>3.66</i>	<i>4.16</i>
Алкилфлуорены	0.99	1.09	0.92	0.45	0.50
Моноцикланофлуорены	0.84	0.80	0.47	0.53	0.27
Бицикланофлуорены	0.22	0.24	0.66	0.04	0.08
<i>Сумма флуоренов</i>	<i>2.05</i>	<i>2.13</i>	<i>2.05</i>	<i>1.02</i>	<i>0.85</i>
<i>Сумма биаренов</i>	<i>5.84</i>	<i>8.35</i>	<i>5.80</i>	<i>4.68</i>	<i>5.01</i>
Алкилфенантрены	1.23	1.00	1.67	1.13	0.66
Моноцикланофенантрены	0.93	0.58	0.47	0.25	0.31
Бицикланофенантрены	0.02	0.05	0.14	0.00	0.00
<i>Сумма триаренов</i>	<i>2.18</i>	<i>1.63</i>	<i>2.28</i>	<i>1.38</i>	<i>0.97</i>
Алкилтетраарены	0.57	0.38	0.35	0.33	0.24
Моноцикланопирены	0.08	0.02	0.05	0.09	0.01
<i>Сумма тетрааренов</i>	<i>0.65</i>	<i>0.40</i>	<i>0.40</i>	<i>0.42</i>	<i>0.25</i>
<i>Перилены+бензопирены</i>	<i>0.07</i>	<i>0.16</i>	<i>0.14</i>	<i>0.09</i>	<i>0.00</i>
Всего аренов	20.16	25.86	26.50	29.18	23.42
Выход, мас. % на нефть	47.74	46.18	18.97	41.12	50.27

меров, моноцикланов и моноаренов в суммах алканов, нафтенов и аренов соответственно) характерны и для масляных (вакуумных и остаточных) компонентов нефти C_{20+} (табл.7).

Таблица 7 – Групповой состав фракций C_{20+} , % мас.

Типы углеводородов	Фракция нефти месторождения				
	Цаган-Элс			Зунбаян	Тамсагбулаг
	скв. 142	скв. 1410	скв. 14	скв. 1	скв. 3
н-Алканы	22,53	14,67	13,79	22,77	20,47
Изоалканы	4,88	17,48	2,00	9,46	5,52
Всего алканов (А)	27,41	32,15	15,79	32,23	25,99
Моноцикланы	10,74	10,76	11,44	11,66	16,40
Бицикланы	4,02	5,57	3,66	4,94	7,26
Трицикланы	1,55	5,72	3,19	4,34	5,07
Тетрацикланы	6,26	3,22	5,66	4,24	3,21
Пентацикланы	4,30	2,01	7,88	2,93	1,98
Всего нафтенов (Н)	26,87	27,28	31,83	28,11	33,92
Алкилбензолы	2,03	2,94	5,00	2,64	6,68
Бензодинамины	1,32	1,16	7,23	3,93	6,42
Бензобицикланы	0,10	1,83	0,35	2,62	2,33
Бензотрицикланы	10,68	8,36	12,23	7,65	6,40
Бензотетрацикланы	5,02	4,28	5,39	5,02	3,34
Сумма моноаренов	19,15	18,57	30,20	21,87	25,17
Нафтодинамины	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11
Нафтобицикланы	3,17	3,09	3,29	3,69	2,22
Нафтотрицикланы	4,04	2,55	2,12	3,06	2,03
Сумма нафталинов	7,21	5,64	5,41	6,75	4,36
Моноцикланофлуорены	0,50	0,37	0,05	0,45	0,15
Бицикланофлуорены	0,29	2,33	0,24	0,34	0,55
Сумма флуоренов	0,79	2,70	0,29	0,79	0,70
Сумма биаренов	8,00	8,34	5,70	7,54	5,06
Алкилфенантроны	0,00	0,00	0,00	0,07	0,03
Моноцикланофенантроны	0,66	0,49	2,13	1,22	2,28
Бицикланофенантроны	1,17	0,59	1,83	2,30	1,33
Сумма фенантронов	1,83	1,08	3,96	3,59	3,64
Алкилбензофлуорены	0,77	0,35	0,17	0,50	0,35
Моноцикланобензофлуорены	0,31	0,15	0,48	0,41	0,27
Сумма бензофлуоренов	1,08	0,50	0,65	0,91	0,62
Сумма триаренов	2,91	1,58	4,61	4,50	4,26
Алкилпирены	0,05	0,00	0,00	0,25	0,15
Моноцикланопирены	0,33	0,10	0,12	0,37	0,27
Сумма пиренов	0,38	0,10	0,12	0,62	0,42
Алкилхризены	0,11	0,10	0,22	0,44	0,20
Моноцикланохризены	8,15	6,70	5,62	1,32	2,26
Сумма хризен	8,26	6,80	5,84	1,76	2,46
Алкилдибензофлуорены	2,22	1,70	1,61	1,08	1,08
Сумма тетрааренов	10,86	8,60	7,57	3,46	3,96
Перилены+бензопирены	3,36	2,58	3,13	1,24	1,02
Пицены	1,20	0,90	1,17	1,05	0,62
Сумма пентааренов	4,56	3,47	4,30	2,29	1,64
Всего аренов	45,72	40,57	52,38	39,66	40,09
Выход, мас. % на нефть	37,68	30,71	26,78	25,59	31,96

Очевидно, что эти фракции нефтей могут служить базовыми для производства высокоиндексных масел, высококачественным сырьем для дальнейшей переработки (крекинга) в моторные топлива или использоваться непосредственно в качестве малосернистого котельного топлива (мазута марки 100, ГОСТ 10585) или, после депарафинизации, флотских мазутов.

Таким образом, описанные нефти Монголии могут с успехом перерабатываться по комбинированным топливно-масляным технологическим схемам, включающим процессы каталитического облагораживания прямогонных бензинов и депарафинизации более высококипящих фракций и остатков, т.е. служить основой производства качественных дистиллятных и остаточных моторных топлив и минеральных масел.

ВЫВОДЫ

1. Установлено, что для мезозойских отложений на месторождениях Монголии характерны скопления высокопарафинистых, бессернистых или очень малосернистых нефтей.
2. Впервые методом масс-спектрометрии установлен полный групповой УВ состав нефтей месторождений Тамсагбулаг, Зуунбаян и Цагаан-Элс. Показано, что доли нафтеновых, нафтеноароматических и ароматических УВ в изученных нефтях быстро снижаются с ростом числа колец в молекулах.
3. Показано, что большинство монгольских нефтей по своему углеводородному составу принадлежат к метаново-нафтеновому или метановому типам. Наблюдающиеся расхождения в отнесении нефтей к тем или иным химическим типам по разным способам классификации (по их полному УВ составу, по структурному групповому составу, по содержанию и распределению в нефтях индивидуальных алканов нормального и изопреноидного строения) полностью объяснимы при учете найденных особенностей их УВ состава (доминирования циклических УВ с длинными алкильными цепями в молекулах).
4. Установлен индивидуальный состав содержащихся в нефтях тетрацикланов (стеранов), три- и пентациклических терпанов (хейлантанов, гопанов). Полученные данные указали на преимущественно морское происхождение исходных ОВ, явившихся источником образования этих нефтей.
5. Установлен групповой и индивидуальный состав алкилбензолов, алкилнафталинов и алкилфенантронов монгольских нефтей. Рассчитаны геохимические параметры по их составу, которые свидетельствуют о том, что нефти месторождения Тамсагбулаг являются термодинамически более зрелыми по сравнению с восточно-гобийскими нефтями.
6. Установлено, что смолы тамсагбулагских нефтей содержат в структурных блоках мо-

лекул преимущественно биареновые ядра, в отличие от смол восточно-гобийских нефтей, включающих много большую долю триареновых ядер.

7. Показано, что в противоположность повсеместно наблюдающейся тенденции к росту долей алифатических УВ и фрагментов молекул нефтяных масел и смол с увеличением возраста и глубины залегания скопления (к «метанизации» нефтей), нефти, масляные фракции которых наиболее богаты парафиновыми и соответственно бедны нафтеновыми структурами, на месторождениях Монголии приурочены не к нижним, а средним частям разреза продуктивной толщи. Противоположным образом меняются с глубиной параметры распределения углеродных атомов между алифатическими и алициклическими фрагментами в молекулах смолистых веществ из тех же нефтей.
8. Установлено, что особенности состава нефтей обуславливают невысокие товарные качества получаемых из них прямогонных фракций: низкие октановые числа бензинов, повышенные температуры застывания дизельных и масляных фракций. Тем не менее, при осуществлении вторичных технологических процессов нефти Монголии могут служить основой для выработки высококачественных моторных топлив и смазочных масел.

Основные результаты диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Хонгорзул Б., Горбунова Л.В., Камьянов В.Ф., Головки А.К., Пурэвсурэн Б. Высокомолекулярные компоненты нефтей месторождения Тамсагбулаг (Монголия). // Доклады III международных научных чтений "Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса", Алматы-Шымкент, 2005.- с. 226-231.
2. Хонгорзул Б., Певнева Г.С., Головки А.К., Туяа М., Пурэвсурэн Б. Распределение насыщенных и ароматических УВ нефтей месторождения Тамсагбулаг. // Proceedings of the Mongolian academy of sciences. -2006. -№4. -V.182. -p.44-50.
3. Khongorzul B., Pevneva G.S., Golovko A.K., Tuyaa M., Purevsuren B. Aromatic hydrocarbons of oils from multiplay Tamsagbulag field (Mongolia). // Journal "Annual scientific reports of MAS" 2006.- №7 (33).- p. 8-13.
4. Хонгорзул Б., Певнева Г.С., Головки А.К., Туяа М., Пурэвсурэн Б. УВ нефтей многопластового месторождения Тамсагбулаг (Монголия). // VI междунар. конф. «Химия нефти и газа», 5-9.сентября 2006. Томск.– 2006.- с.147-150
5. Хонгорзул Б., Горбунова Л.В., Головки А.К., Камьянов В.Ф., Ширчин Б. Полный УВ состав нефтей месторождения Цагаан-Элс (Монголия). // VI междунар. конф. «Химия нефти и газа», 5- 9 сентября 2006 Томск. – 2006. -с.156-159..
6. Хонгорзул Б., Горбунова Л.В., Головки А.К., Туяа М., Пурэвсурэн Б., Камьянов В.Ф. Смолистые компоненты нефтей Монголии. // VI междунар. конф. «Химия нефти и газа», 5-9 сентября 2006 Томск.– 2006.- с.159-163.

7. Хонгорзул Б., Горбунова Л.В., Головки А.К., Камьянов В.Ф., Пурэвсурэн Б. Углеводородный состав и типизация нефтей Монголии по масс-спектральным данным. // Нефтегазовое дело. Электронный научный журнал.- 2007. -http://www.ogbus.ru/authors/Khongorzul/Khongorzul_1.pdf. - 10 с.

8. Хонгорзул Б., Головки А.К., Горбунова Л.В., Камьянов В.Ф., Пурэвсурэн Б. Нефти Монголии как сырье для производства моторных топлив и масел. /Нетрадиционные способы переработки органического сырья Монголии. - Улан-Батор, 2007.- С. 19-25.

9. Хонгорзул Б., Головки А.К., Горбунова Л.В., Камьянов В.Ф. Закономерности изменения структурных характеристик высокомолекулярных компонентов нефтей в зависимости от геологического возраста вмещающих отложений. / Сб. докл. второй научн.-практ. конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности», Тюменская обл., г. Когалым, 20-21 декабря 2006 г. – Уфа: Изд-во «Монография», 2007г. – С. 101-105.

10. Хонгорзул Б., Камьянов В.Ф. Структурно–групповой состав компонентов нефтей Монголии.// Химия в интересах устойчивого развития.- 2007.- Т.15, № 4.. - с. 497-502.

11. Хонгорзул Б., Горбунова Л.В., Камьянов В.Ф. Нефти Монголии. – IV Всероссийская молодежная конференция «Под знаком Σ ». – Омск: 2007. – С. 81-82.

12. Хонгорзул Б., Певнева Г.С., Головки А.К., Пурэвсурэн Б. Углеводороды высокопарафинистых нефтей месторождения Тамсагбулаг (Монголия). // Нефтепереработка и нефтехимия. -2007. - №7. – С. 34-41.

13. Батчулуун Х., Камьянов В.Ф. Углеводородный состав и типизация нефтей Монголии по масс-спектральным данным. // Химия в интересах устойчивого развития. – 2007. – т.15, № 6, с. 709-714.

14. Хонгорзул Б., Головки А.К., Горбунова Л.В., Камьянов В.Ф., Пурэвсурэн Б. Нефти Монголии. Рациональные направления переработки. // Химия и технология топлив и масел. – 2007, № 6. – С. 32-35.

15. Патент RU 2313519 С2. Способ модификации парафинов. / Ширчин Б, Хонгорзул Б., Хулан Б., Бембель В.М., Головки А.К. //БИ.- 2007.- №6.