

Президиум ВАК России
(решение от "12" 11 04 г. № 489/18)
присудила ученую степень **ДОКТОРА**
Начальник управления ВАК России
Ом

71:04-4/62

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ
Волжское отделение
(ВОИГиРГИ)

На правах рукописи

Губницкий Валерий Михайлович

УДК 553.98:550.4

**ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ТЕРРИТОРИЙ РАЗЛИЧНОЙ РАЗВЕДАННОСТИ**

Специальность - 25.00.12 – Геология, поиски и разведка
горючих ископаемых

Диссертация на соискание учёной степени
доктора геолого-минералогических наук



Самара, 2004 г.

СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
Список таблиц	5
Список рисунков	7
ВВЕДЕНИЕ	11
Часть I. СОСТОЯНИЕ И СТРУКТУРА ГЕОЛОГО- ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЕНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИЙ	17
Глава 1.1. Нефтегазовая геохимия: периоды развития – научные достижения – актуальные проблемы	17
Глава 1.2. Структура геолого-геохимических исследований нафтидоносности недр: этапы – направления – объекты	22
Глава 1.3. Прикладные аспекты территориального геолого- геохимического анализа	28
1.3.1. Проблема качества нефтей и газов	29
1.3.2. Природные битумы: состояние ресурсов – особенности освоения – возможности использования	38
Часть II. МЕЗО-КАЙНОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ АЛЖИРСКИХ АТЛАСОВ (территории малой и средней разведанности)	43
Глава 2.1. Геологическое строение и нефтегазобитумоносность	43
Глава 2.2. Геохимические критерии оценки нефтегазоносности	49
Глава 2.3. Комплексная диагностика нефтегенерирующих пород (НГП)	54
2.3.1. Геологические показатели НГП (I этап)	54
2.3.2. Оценка НГП по данным массовых геохимических исследований (II этап)	58
2.3.3. Локализация НГП по комплексу углеводородных показателей (III этап)	68
Глава 2.4. Геолого-геохимические показатели нефтеносности	75
2.4.1. Оценка процессов миграции и сохранности скоплений	76
2.4.2. Прогноз фазового состояния УВ-скоплений	83
Глава 2.5. Перспективы нефтегазоносности Атласов	91

Часть III. НИЖНЕПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ БАЛТИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ (территория средней разведанности)	94
Глава 3.1. Геологическое строение и нефтебитумоносность	94
Глава 3.2. Источники генерации углеводородов и формирования залежей	99
3.2.1. Основные положения исследований	99
3.2.2. Состав и количественная характеристика органического вещества	100
3.2.3. Выделение нефтематеринских пород	106
3.2.4. Показатели формирования залежей	111
Глава 3.3. Геохимические особенности нефтей	118
3.3.1. Общая характеристика и систематизация	118
3.3.2. Изменение нефтей по площади, разрезу и показатели преобразования УВ	123
Глава 3.4. Влияние условий залегания на состав нефтей и попутных газов	131
Глава 3.5. Перспективы нефтеносности Прибалтики	138
Часть IV. ВЕРХНЕ-СРЕДНЕПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЮГО-ЗАПАДНОГО ПОГРУЖЕНИЯ ВОЛЖСКО-КАМСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ (территория высокой разведанности)	142
Глава 4.1. Характеристика нефтеносности осадочных отложений ..	142
4.1.1. Геологическое строение и нефтеносность	142
4.1.2. Основные результаты предыдущего этапа работ (оценка процессов НГО и НГН)	144
4.1.3. Актуальные проблемы настоящего этапа исследований и критерии состава газонефтяных систем.....	146
Глава 4.2. Анализ и прогноз размещения скоплений по фазовому состоянию УВ-систем	150
4.2.1. Размещение УВ-скоплений в палеозойском разрезе	152
4.2.2. Размещение УВ-скоплений в девонских отложениях южного погружения Бузулукской впадины	158

Глава 4.3. Преобразования газонефтяных систем на постформировавшем этапе существования месторождений	166
4.3.1. Дифференциация нефтей и растворенных газов в залежах	167
4.3.2. Особенности реализации вертикального массопереноса УВ в палеозойском разрезе многопластовых месторождений	177
4.3.3. Направленность изменения УВ-флюидов в продуктивных пластах	187
4.3.4. Комплексная оценка эволюции ГНС в осадочной толще	192
Глава 4.4. Качественно-количественные показатели нефтеносности	202
4.4.1. Зональное распределение и прогнозирование параметров качества нефтей и растворенных газов в литолого-стратиграфических комплексах	203
4.4.2. Систематизация нефтей и газов	210
4.4.3. Анализ взаимосвязи в системе: запасы – параметры нефтей	215
Глава 4.5. Критерии битумогенеза пермских отложений	224
4.5.1. Методика изучения битумоносности	225
4.5.2. Геологические особенности залегания скоплений природных битумов	229
4.5.3. Анализ битумоносности локальных поднятий	233
4.5.4. Геохимические показатели битумоносности	236
4.5.5. Парагенезис битумов, металлов и самородной серы	243
4.5.6. Природные факторы формирования скоплений битумов	253
4.5.7. Оценка перспектив битумоносности пермских отложений	260
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	262
Список работ по теме диссертации	267
Литература	276

СПИСОК ТАБЛИЦ

№ п/п	Наименование	Стр.
1	2	3
1	Динамика освоения запасов Урало-Поволжья по группам нефтей различного качества	32
2	Усредненные показатели качества нефтей нефтедобывающих компаний России	37
3	Коэффициенты расчета компенсаций	37
4	Уровни преобразованности ОВ пород	51
5	Нефтегенерационный потенциал пород	52
6	Показатели углеводородного состава меловых нефтей Восточных Атласов	69
7	Изменение состава сорбированных газов в мезозойских породах на территории Атласов	80
8	Изменение состава газов РОВ палеозойских пород Балтийской синеклизы	103
9	Изотопный состав серы нефтей Балтийской синеклизы	111
10	Вариации стабильных изотопов углерода, серы и водорода в нефтях различных регионов	116
11	Группирование нефтей Прибалтики по физико-химическим параметрам	120
12	Характеристические показатели нефтей Прибалтики	122
13	Коэффициенты «метаморфизма» нефтей Прибалтики	128
14	Сравнительные показатели состава кембрийских нефтей Балтийской синеклизы и Сибирской платформы	130
15	Термобарические параметры скоплений и уровни газонасыщения нефтей в литолого-стратиграфических комплексах (Среднее Поволжье)	155
16	Условия залегания и показатели нефтеносности залежей	169
17	Изменение состава нефтей от свода к подошве залежей в пластах ДІ Горбатовского и ДШ Тверского месторождений	171

1	2	3
18	Схема приуроченности месторождений к структурным зонам Волжско-Камской антеклизы	193
19	Параметры газонефтяных систем Среднего Поволжья	194
20	Углеводородный состав нафтидов Среднего Поволжья	201
21	Статистические зависимости параметров качества нефтей в разновозрастных отложениях	209
22	Проверка гипотезы о различии математических ожиданий показателя крупности скоплений для нефтей различной плотности	219
23	Распределение нефтей по параметрам качества в эйфельско-франском и нижнекаменноугольном комплексах	221
24	Изменение суммарной мощности БСП в стратиграфическом разрезе пермских отложений	232
25	Состав природных битумов уфимских отложений Буз-Башской площади	234
26	Зональное изменение состава природных битумов в пермском разрезе Южно-Татарского свода	241
27	Изменение концентрации ванадия и никеля в нефтях и битумах юго-восточных районов Волжско-Камской антеклизы	245
28	Показатели корреляционной связи между ванадием и смолисто-асфальтовыми компонентами в нафтидах Южно-Татарского свода и Бузулукской впадины	246
29	Изменение состава сероорганических соединений нефтей в палеозойском разрезе	251

СПИСОК РИСУНКОВ

№ п/п	Наименование	Стр.
1	2	3
1	Сводная схема геолого-геохимического анализа нефтидоносности недр	24
2	Основные направления прикладных геолого-геохимических исследований	30
3	Схема тектоники и размещения месторождений Алжирских Атласов	45
4	Схема соотношения нефтегазоносности и пород с повышенным содержанием ОВ в разрезе мезо-кайнозоя Атласов	55
5	Геохимический профиль Западных Атласов	59
6	Геохимический профиль Центральных Атласов	62
7	Геохимический профиль Восточных Атласов	64
8	Изменение параметров ОВ в разрезе мезозоя	67
9	Распределение легких углеводородов в нефтях и продуктах термолиза	71
10	Корреляция нефтей и ОВ меловых пород	73
11	Распределение н-алканов в битумоидах кайнозойских пород впадины Шелиф	78
12	Геохимические показатели катагенеза ОВ мезо-кайнозойских пород Алжирских Атласов	86
13	Зависимость коэффициента термической зрелости ОВ (K_i) от T_{max} пиролиза керогена мезозойских пород Восточных Атласов	90
14	Карта прогноза нефтегазоносности Алжирских Атласов	92
15	Схема размещения нефтяных месторождений Прибалтики	98
16	Изменение геохимических параметров пород в палеозойском разрезе Балтийской синеклизы	102

1	2	3
17	Схема катагенеза ОВ ордовикских и силурийских отложений Прибалтики	105
18	Показатели генетической связи УВ нефтей и ОВ кембрийских отложений Гаргждайской и Калининградской зон	109
19	Палеотектоническая схема постседиментационного погружения кембрийских отложений Балтийской синеклизы	112
20	Изменение геолого-геохимических параметров нефтяных залежей Калининградского вала	114
21	Систематизация нефтей Прибалтики	121
22	Диапазоны изменения параметров нефтей в разрезе палеозоя Балтийской синеклизы	125
23	Изменение параметров нефтей по территории Балтийской синеклизы	126
24	Зависимость содержания и состава н-алканов в нефтях Прибалтики от пластовой температуры	133
25	Распределение н-алканов в палеозойских нефтях Прибалтики	135
26	Зависимость содержания и состава растворенных газов в кембрийских нефтях Калининградского вала от глубины залегания	136
27	Схема перспектив нефтеносности Прибалтики	140
28	Геохимические показатели изменения состава ГНС в залежах	149
29	Зональное размещение флюидов с различным фазовым состоянием углеводородов на территории Самарской области	151
30	Изменение катагенеза органического вещества в нижнекаменноугольных-С ₁ ² и верхнедевонских-Д ₃ ¹ отложениях Самарской области	153
31	Изменение параметров нефтей и попутных газов в пашийско-тиманских и эйфельско-живетских отложениях южного погружения Бузулукской впадины и сопредельных территорий	159

1	2	3
32	Диаграмма для определения типа скоплений по фазовому состоянию УВ	163
33	Распределение углеводородов C ₁ -C ₇ в нефтях Тверского и Горбатовского месторождений	172
34	Схема изменения состава ГНС в залежах с различным типом дифференциации флюидов	174
35	Изменение параметров нефтей и растворенных газов в стратиграфическом разрезе месторождений	179
36	Изменение состава n-алканов в нефтях многопластовых месторождений	183
37	Диаграмма распределения месторождений по стратиграфическим диапазонам нефтеносности	185
38	Изменение параметров пластовых нефтей в верхнедевонских (пласт ДI) и нижнекаменноугольных (пласт Б ₂ -C1) отложениях Самарской области	188
39	Изменение углеводородного состава попутных газов в верхнедевонских (пласт ДI) и нижнекаменноугольных (пласт Б ₂ -C1) нефтях Самарской области	189
40	Диаграмма соотношения параметров среднедевонских и нижнекаменноугольных ГНС на территории Среднего Поволжья	198
41	Хроматограммы насыщенных углеводородов нафтидов Урало-Поволжья	200
42	Вариационные кривые параметров качества нефтей и попутных газов в литолого-стратиграфических комплексах Среднего Поволжья	205
43	Связь газосодержания нефтей Среднего Поволжья со степенью изменения углеводородной составляющей попутных газов	207
44	Систематизация нефтей по комплексу параметров	212

1	2	3
45	Состав попутных газов	214
46	Изменения показателя крупности скоплений по интервалам плотности и сернистости нефтей	217
47	Схема исследования битумоносных пород	227
48	Карта размещения площадей с выявленными скоплениями природных битумов на территории Южно-Татарского свода	230
49	Обзорная карта месторождений природных битумов и битумопроявлений на территории Самарской области	231
50	Изменение битумонасыщенности пород в пермском разрезе Буз-Башской площади	235
51	Геохимический разрез скв.768 Ново-Баганской площади	238
52	Распределение n-алканов в природных битумах Южно-Татарского свода	242
53	Содержание ванадия и никеля в нефтях и природных битумах	244
54	Зависимость концентрации ванадия в нефтидах Среднего Поволжья от содержания смолисто-асфальтеновых компонентов	247
55	Схематическая карта размещения битумов и перспектив битумоносности Самарско-Оренбургского Заволжья	254
56	Диаграммы состава природных битумов	256
57	Структура геолого-геохимического анализа нефтегазобитумоносности территорий различной разведанности	263

Наиболее распространенным принципом в природе является разнообразие

М.Монтень, «Опыты», М, Наука, 1980, книга II, гл.37, с.698.

В В Е Д Е Н И Е

А к т у а л ь н о с т ь п р о б л е м ы . На современном этапе развития топливно-энергетических отраслей промышленности повышаются требования к более рациональному использованию методов изучения нефтегазоносности недр.

В жестких условиях рыночной экономики территориальные геолого-геохимические исследования не всегда полностью отвечают требованию оптимальности НИР в регионах с различной разведанностью осадочной толщи. Намечается определенное противоречие между потенциальными возможностями нефтегазовой геохимии и её реальным использованием в практике геолого-поисковых работ.

Если для территорий малой и средней разведанности в числе первостепенных сохраняются вопросы выделения нефтегенерирующих пород (НГП) и изучения закономерностей формирования УВ-скоплений, то для высокоизученных территорий все острее ощущается необходимость существенно иного подхода к структуре геолого-геохимических исследований. Помимо собственно нефтепоисковой проблематики все более актуальными становятся вопросы систематизации и маркетинга добываемого УВ-сырья по качественным показателям, а для ряда регионов - вопросы поиска, оценки кондиций и ресурсов альтернативных источников УВ, в первую очередь – природных битумов.

Наряду с безусловной необходимостью дальнейшего развития методов и средств исследований, объективно возникает и задача обратного знака, связанная с разработкой рациональных методических схем геолого - геохимического изучения нефтеперспективных территорий. Именно этой актуальной проблеме посвящена настоящая работа

Ц е л ь р а б о т ы . Теоретическое обоснование, разработка и апробация оптимального комплекса геолого-геохимического анализа нефтеносности территорий, существенно различающихся по уровню нефтегеологической разведанности осадочной толщи.

О с н о в н ы е з а д а ч и . Для достижения поставленной цели в работе решались следующие основные задачи.

1) Анализ сложившейся структуры и разработка сводной схемы геолого-геохимического изучения нефтеносности недр.

2) Обоснование актуальности прикладных аспектов нефтегазовой геохимии для высокоразведанных территорий: оценка качества нефтей, газов, состава природных битумов.

3) Обоснование применяемых геохимических критериев для оценки перспектив нефтегазоносности территорий различной разведанности.

4) Анализ преобразования газонефтяных систем (ГНС) на постформирующем этапе существования месторождений.

5) Анализ закономерностей и основных контролирующих факторов зонального размещения нефтей по составу и свойствам.

6) Систематизация нефтей и газов по физико-химическим показателям.

7) Анализ взаимосвязи качественной (параметры нефтей) и количественной (запасы) составляющих нефтеносности.

8) Обоснование и разработка критериев битумогенеза нефтегазоносных территорий, оценка ресурсов и кондиций природных битумов.

9) Рекомендации по основным направлениям геолого-поисковых работ на изученных территориях.

О б ъ е к т и с с л е д о в а н и я и и с п о л ь з о в а н н ы е м а т е р и а л ы .

Геолого-геохимический анализ нефтеносности выполнен в пределах трех, обширных по площади и различных по степени нефтегеологической изученности, регионов: Алжирских Атласов (территория малой и средней разведанности) – Балтийской синеклизы (территория средней разведанности) – южного погружения Волжско-Камской антеклизы (территория высокой разведанности).

Выполненные исследования отражают широкий спектр территориальных геолого-геохимических работ, что повышает актуальность диссертации в связи с возможностью использования предлагаемых методических приемов для различных регионов.

Решение поставленных задач проводилось на основе всех имеющихся опубликованных и фондовых геолого-геохимических материалов по нефтегазобитумоносности данных регионов. Изложенные в работе научные положения базируются на результатах анализа более 10000 образцов пород, проб нефтей, газов и свыше 8000 образцов битумосодержащих пород и природных битумов. В работе использованы фондовые данные фирмы «СОНАТ-РАК», систематизированные автором во время совместных российско - алжирских исследований, а также учтены опубликованные и фондовые материалы исследователей, внесших вклад в геолого-геохимическое изучение данных регионов.

Анализ геолого-геохимических особенностей нефтеносности Атласов проводился автором в сотрудничестве с профессором А.И.Летавиным, территории Балтийской синеклизы - в сотрудничестве с доктором геолого-минералогических наук – А.И.Богомоловым и кандидатом наук К.А. Сакалаускасом. Комплекс исследований природных битумов и нефтей Среднего Поволжья выполнен автором при участии сотрудников сектора геохимии ВОИГиРГИ: Л.В.Борской, В.П.Долинина, И.Е.Жук, Л.А.Коротковой, Н.И. Тихоновой и других.

Научная новизна работы. Личный вклад.

1) Обоснована рациональная схема изучения нефтегазоносности территорий различной разведанности и оптимальный комплекс прикладных геолого-геохимических исследований.

2) Применены новые подходы к последовательному выделению НГП с использованием показателей: геологических – массовых геохимических – детальной корреляции нефтей и РОВ пород по углеводородным показателям.

3) Предложен комплекс геохимических критериев, позволяющий всесторонне охарактеризовать состав ГНС в недрах: дегазированная нефть – выделившийся газ – пластовая нефть.

4) Разработана и апробирована методика изучения преобразования газонефтяных систем в геологических объектах различного уровня: локальных скоплениях – стратиграфическом разрезе многопластовых месторождений – продуктивных пластах.

5) Впервые использована схема прогноза фазового состояния УВ по сумме геохимических, термобарических и палеогеотермических показателей.

6) Усовершенствована и апробирована методика исследования битумоносности территорий с выделением природных битумов различного генезиса и перспективных участков проведения поисковых работ.

В основу работы положены результаты 30-летних исследований автора в трех организациях: ВНИГРИ в содружестве с Лит.НИГРИ (г.Вильнюс), в нефтяной компании «СОНАТРАК» (Алжир) - в составе группы российских специалистов и в секторе геохимии пород и нефтей Волжского отделения ИГиРГИ (г.Самара), который он возглавлял на протяжении 12 лет.

Все основные положения диссертации разработаны лично автором в Волжском отделении ИГиРГИ в период 1975-2003 гг.

Практическая значимость и реализация результатов работы. Разработанные теоретические и методические положения диссертационной работы направлены на оптимизацию структуры НИР в регионах с различной геологической изученностью недр. Построенные на их основе карты и графики по нефтеносным отложениям Урало-Поволжья, Прибалтики и Алжира ориентируют поисково-разведочные работы на обнаружение УВ-скоплений различного фазового состояния и позволяют более обоснованно прогнозировать качественные параметры нефтей, газов и природных битумов на перспективных площадях.

Результаты систематизации нафтидов по составу и количественно-качественным показателям нефтеносности представляют практический интерес для прогноза ресурсов УВ с определенными кондициями и оценки конкурентного потенциала нефтей и газов.

Основные результаты исследований отражены в «Комплексных проектах геологоразведочных работ на нефть и газ по Волго-Уральской нефтегазоносной провинции», «Анализе состояния сырьевой базы и оценке про-

гнозных ресурсов УВ-сырья на территории Самарской области», «Оценке ресурсов битумов по территории Самарской и Оренбургской областей». По итогам совместных с ГРК АО «Самаранефтегаз» исследований (1987-98 г.г.) в пермских отложениях 16 площадей Южно-Татарского свода выделены участки распространения природных битумов и локализованы 32 объекта для постановки нефтебитумопоисковых работ.

А п р о б а ц и я р а б о т ы . Основные положения диссертации докладывались на Всероссийских конференциях и семинарах: «Закономерности формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений» (Москва, 1973 г.), «Пути повышения достоверности прогнозных оценок нефтегазоносности» (Ленинград, 1981), «Размещение и условия залегания природных битумов» (Бугульма, 1981), «Закономерности распространения и условия формирования тяжелых и сернистых нефтей» (Туапсе, 1982), «Пути повышения достоверности локального прогноза нефтегазоносности по комплексам геохимической информации» (Саратов, 1987), «Нетрадиционные ресурсы углеводородов и проблемы их освоения» (Ленинград, 1988), «Фундаментальные проблемы нефтегазогеологической науки» (Москва, 1990), «Перспективные направления, методы и технологии комплексного изучения нефтегазоносности недр» (Москва, 1999), «Нефтегазовая геология на рубеже веков: прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений» (С.-Петербург, 1999), «Современные проблемы геологии нефти и газа» (Москва, 2001), «Геохимия в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ» (Москва, 2001), «Нефтегазовая геология – основа укрепления минерально-сырьевой базы» (Москва, 2002).

Отдельные положения диссертации докладывались на Международных конференциях: «Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения» (С.-Петербург, 1997), «Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ» (С.-Петербург, 1999).

П у б л и к а ц и и . Результаты исследований отражены в 76 научных работах, в том числе в 41 опубликованной, включая одну монографию в соавторстве. Статьи и тезисы докладов по основным результатам диссертации публиковались в журналах «Геология нефти и газа», «Отечественная геоло-

гия», «Геохимия», «Горючие сланцы» (Эстония), в научных трудах ИГ и РГИ, ВНИГРИ, ВНИГНИ, РГУ нефти и газа, Лит.НИГРИ (Литва).

Структура и объём работы. Диссертация состоит из введения, четырех частей основного текста и заключения, занимающих 291 страницу, 29 таблиц и 57 рисунков. Список литературы включает 198 работ российских и зарубежных авторов.

Автор выражает глубокую благодарность доктору геолого - минералогических наук, профессору В.А.Чахмахчеву за помощь и консультации при обсуждении основных научных положений диссертации.

За помощь и поддержку при выполнении работы диссертант признателен директору ВОИГиРГИ, кандидату наук А.А.Александрову и руководителю российско-алжирского научного контракта, доктору наук И.М. Шахновскому.

Автор благодарит кандидата физико-математических наук В.М. Монтевича за творческое сотрудничество в математической обработке информации, академика МАИ В.И.Тюрина и ведущего инженера Л.Е.Черняк за компьютерное исполнение основной графики и оператора Г.В.Лысову – за оформление работы.

Всем коллегам, содействовавшим выполнению работы, автор выражает свою искреннюю благодарность.

Часть 1. СОСТОЯНИЕ И СТРУКТУРА ГЕОЛОГО- ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЕНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИЙ

Глава 1.1. НЕФТЕГАЗОВАЯ ГЕОХИМИЯ: ПЕРИОДЫ РАЗВИТИЯ – НАУЧНЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ – АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ

При выполнении диссертационной работы автор руководствовался исследованиями в области геологии и геохимии, отраженными в трудах П.Ф.Андреева (1958), О.К.Баженовой (1989), А.А.Бакирова (1973), Э.Бейкера (1970), М.Д.Белониной (1990), М.Н.Бестужева (1970), А.И.Богомолова (1969, 1981), Т.А.Ботневой (1987), Э.Брея (1962), Н.Б.Вассоевича (1967, 1978), И.В.Высоцкого (1981), Э.М.Галимова (1973), Г.Н.Гордадзе (1994), И.В.Гончарова (1987), И.М.Губкина (1932), А.Н.Гусевой (1985), М.В.Дахновой (2000), М.Ф.Двали (1963), А.Н. Дмитриевского (1997), А.Ф. Добрянского (1961), Н.А. Еременко (1968), М.К.Калинко (1987), А.А.Карцева (1978), Б.А.Клубова (1988, 2000), А.Э. Конторовича (1991, 1998), Н.А.Крылова (1998), А.И.Летавина (1992), Н.В.Лопатина (1987), С.П.Максимова (1970, 1975), Р. Мартина (1964), Р.Х.Муслимова (1995), С.Г.Неручева (1979, 1981), И.И. Нестерова (1975, 1977), Р.Г.Панкиной (1978), Ал.А.Петрова (1984), В.Ф. Раабена (1967), О.А.Радченко (1965), А.Н.Резникова (1968, 1998), Е.А. Рогозиной (1965), К.Ф. Родионовой (1981), С.Сильвермена (1971), Х.Смита (1967), В.А. Соколова (1974), И.С.Старобинца (1986), В.И. Старосельского (1990), Б.Тиссо (1981), В.И.Троепольского (1978), А.А.Трофимука (1963, 1979), В.А. Успенского (1970), Э.М.Халимова (1983, 1987), Дж.Ханта (1982), В.А.Чахмахчева (1983, 2002), В.К. Шиманского (1967, 1984), В.П. Якуцени (1989, 1994) и других исследователей.

Анализ становления и развития нефтегазовой геохимии рассмотрен в обобщающих работах М.К.Калинко (1990), А.Э.Конторовича (1991, 1998), В.А.Чахмахчева (2002).

В развитии нефтегазовой геохимии можно наметить несколько периодов, отличающихся целевым назначением исследований, представлениями о составе нефтидов, их генетических соотношениях.

Начальный период (конец XIX в. – 1930 г.) – время становления общей геохимии, накопления информации о составе нефтей и газов, распространении геохимических элементов в земной коре (работы Ф.Кларка). В эти годы начаты работы по углубленному изучению состава индивидуальных соединений нефтей (программа американского нефтяного института).

В период 1930-51 г.г. органическая геохимия обособляется в самостоятельную ветвь геохимии и появляются первые методы нефтегазопищевой геохимии. Здесь в первую очередь следует отметить работы В.А. Соколова (1930) по газовой съемке. В течение 30-40-х годов предложено несколько модификаций геохимических и биогеохимических методов (В.А.Соколов, 1947). Применению геохимических методов в практике поисковых работ способствовало внедрение газового каротажа, разработанного в 1933 г. А.М.Абрамовичем. Анализ газа в промывочной жидкости в последующем дополнялся люминесцентной характеристикой шлама. Детальные исследования В.Н.Флоровской (1941) и Н.А.Шлезингер (1941) по люминесцентной диагностике битумопроявлений позволили выполнять массовые определения микроколичеств нефтей и битумов в образцах горных пород. В 1934 г. А.Трейбс установил присутствие в нефтях порфиринов – тетрапиролльных соединений, являющихся производными хлорофилла.

В течение третьего периода (1952-76 г.г.) проведены крупные фундаментальные исследования по проблеме генезиса нефти и газа. Именно в этот период удалось наметить количественные показатели процессов нефтегазообразования (исходные вещества, термобарические условия процессов НГО, коэффициенты миграции и аккумуляции УВ), а также обосновать критерии для выделения главной зоны нефтеобразования (Н.Б.Вассоевич, 1967; Н.В.Лопатин, 1971; М.К.Калинко, 1964 и др.).

Широкое внедрение хроматографических и масс-спектральных анализаторов, позволило заметно расширить показатели состава при исследовании нафтидов. Удалось идентифицировать УВ составы нефтей на молекулярном уровне, оценить соотношение УВ внутри отдельных групп, получить коррелятивы для сопоставления ОВ и нефтей, а также информацию о соотношениях стабильных изотопов углерода, водорода и серы в ОВ и нефтях (С.Р. Сильвермен, 1958, 1967).

Четвертый период (с 1977 по 1991 г.г.). В теоретическом плане работы данного периода отличаются детальным обоснованием геолого - геохимических критериев нефтегазоносности исследуемых территорий на базе теории нефтидогенеза (А.Э.Конторович, 1968, 1976, 1991). Важной теоретической проблемой явились исследования газогидратов в керне скважин морского глубоководного бурения (Норвежское море, море Бофорта и др.). Начало изучения газогидратов в России, положенное работами А.А.Трофимука (1979), Ю.Ф.Макогона (1981, 1985), продолжено Е.С. Барканом (1989), А.А. Размышляевым (1989) и др.

В эти же годы освоен серийный выпуск пиролитического хроматографа «Рок-Эвал», ставшего обязательным компонентом всех зарубежных геохимических лабораторий. Основными достоинствами анализаторов «Рок-Эвал» являются: незначительное количество анализируемого вещества (80-100 мг); быстрота и автоматизация анализов; возможность исследования породы в её неизменном виде (Б.Тиссо, Д.Вельте, 1981).

Современный период (с 1992 г. по настоящее время) определяется разработкой методов хромато-масспектрометрического определения высокомолекулярных биомаркеров (стеранов, гопанов), позволяющих более надежно оценить степень зрелости и генетические особенности нефтидов. В геолого-геохимических работах современного периода все большее внимание уделяется практическим вопросам прогнозирования фазового состояния и качественных параметров нефтидов на перспективных территориях.

Теоретической основой проведения поисковых работ в настоящее время является осадочно-миграционная теория нефтидогенеза. А.Э. Конторовичем (1998) дан полный анализ теории нефтидогенеза и выделены четыре этапа её развития

Первый этап «альтернативных догадок» (середина VIII века – начало XX века) связан с работами М.В.Ломоносова, Д.И.Менделеева, В.Д. Соколова. Второй этап «формирования гипотезы» (начало – середина XX века) определяется исследованиями К.Энглера, Г.Потонье, В.И.Вернадского, И.М. Губкина, П.Траска, К.П.Калицкого, Г.Л.Стадникова и др.

Начало разработки проблемы нефтидогенеза на стыке геологии, геохимии и биогеохимии положено работами В.И.Вернадского. В 20-е годы

А.Д.Архангельским (1927) и М.Траском (1932) проведен систематический анализ распределения органического вещества в осадочных породах. Основы биогенной теории нефтидогенеза и учения о стадийности нефтегазообразования изложены И.М.Губкиным (1932).

В течение третьего этапа «становления основ и углубления теории нефтидогенеза» (конец 40-х – вторая половина 80-х годов XX века) был сформулирован каркас современной теории, чему способствовали результаты дискуссий о происхождении нефти и обогащение теории новым фактическим материалом.

А.Э.Конторович (1998) выделяет основные направления будущего, четвертого этапа развития теории нефтидогенеза:

- разработка концепции эволюции нефтидогенеза в истории Земли;
- уточнение роли абиогенного синтеза УВ в формировании промышленных скоплений УВ;
- геохимия отдельных УВ – биомаркеров в породах и нефтях;
- создание компьютерных моделей нефтегазоносных бассейнов;
- создание моделей риска при поисках скоплений УВ на основе закономерностей размещения месторождений;
- анализ возможных нетрадиционных источников УВ сырья.

В связи с большим объемом накопленной информации по многим регионам необходим критический анализ ряда теоретических положений и методических приемов исследований. В частности, по мнению диссертанта, требуют определенной корректировки представления о параметрах нефтей в реальных пластовых условиях, о закономерностях изменения состава нефтей и газов как в пределах отдельных скоплений, так и в осадочном разрезе многопластовых месторождений.

В этой связи можно дополнительно наметить следующие актуальные задачи территориального геолого-геохимического изучения нефтидоносности недр:

- совершенствование показателей исходного ОВ, отражающих влияние особенностей его эволюции в недрах на состав продуцируемых нефтидов;

- разработка критериев комплексного изучения газонефтяных систем (ГНС), с использованием информативных параметров пластовых флюидов, предусматривающих более целостный подход к УВ-системам в недрах;

- изучение закономерностей зонального размещения нафтидов по составу в геологических объектах различного уровня (локальных поднятиях, тектонических зонах, литолого-стратиграфических комплексах пород и т.д.).

Одним из обстоятельств, существенно осложняющих возможности прогноза качественных параметров нафтидоносности, является сближение показателей разнотипного ОВ на повышенных стадиях катагенеза ($R^{\circ} > 1$) в результате потери системой геохимически значимых биомаркеров (В.А. Чахмахчев и др., 1989). В этой связи необходима разработка методов оценки эволюции РОВ, особенно на основе изучения пород в их наименее измененных, природных формах. Ранее, против излишне дробного фракционирования объектов геохимических исследований высказывался П.Ф. Андреев (1959), настоятельно рекомендовавший изучать РОВ пород как целостную систему. Широкое использование в практике геохимических исследований пиролитического хроматографа Рок-Эвал является подтверждением жизнестойкости этих идей.

Методика исследования РОВ в его природной (нативной) форме может быть уточнена, например, при изучении концентрации гетероэлементов на различных стадиях катагенеза. Одной из форм решения этой проблемы является внедрение экспресс методов определения лабильных функциональных групп РОВ: кислород-, серо-, азотсодержащих (В.М. Губницкий, 1970, 1974).

На ранних стадиях диагенеза РОВ содержит значительное количество гетероэлементов, характерных для исходного живого вещества. С развитием процессов диа- и катагенеза возрастает и потеря гетероэлементов, в первую очередь, кислорода в виде низкомолекулярных подвижных соединений: углекислоты и воды. Динамика отщепления кислорода неодинакова – на начальных стадиях преобразования он удаляется, в основном, за счет «активных групп»: метоксильных, гидроксильных, карбонильных и карбоксильных, на более поздних стадиях – за счет устойчивых «неактивных» форм: мостиковидных и гетероциклических. После исчерпания запасов кислорода

начинается постепенная перестройка системы связей между атомами РОВ в сторону накопления водорода в периферийных участках молекул, донорами которого служат алкильные функциональные группы: метильные, этильные и др. Стадия катагенеза РОВ, соответствующая выделению алкильных групп, и является начальной стадией нефтеобразования. Таким образом, динамика распределения функциональных групп в структуре РОВ может служить геохимическим индикатором стадий его преобразования в недрах.

Все более возрастает интерес к изучению вещественного, элементного и УВ составов нерастворимого органического вещества (НОВ). Анализ УВ состава газообразных и жидких продуктов, выделяющихся из керогена, позволяет проводить раздельное прогнозирование зон нефте- и газоносности (Р.А.Твердова, Л.П.Духова, 1989; Н.А.Крылов, Р.А.Твердова, 1993).

К числу первоочередных, в том числе и для целей локального прогноза, относятся вопросы изучения направленности преобразований нафтидов в ряду: кондиционные нефти (КН) – тяжелые, гипергенноизмененные нефти (ТН) – природные битумы (ПБ). В геохимическом облике наиболее измененных разностей нафтидов отчетливо сфокусированы особенности преобразования ГНС.

Глава 1.2. СТРУКТУРА ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НАФТИДОНОСНОСТИ НЕДР: ЭТАПЫ – НАПРАВЛЕНИЯ - ОБЪЕКТЫ

Структура геолого-геохимических исследований нефтегазобитумоносности территорий развивалась и постоянно совершенствовалась по мере усложнения задач нефтяной геологии. Это развитие объективно диктовалось ростом знаний в области генезиса углеводородных (УВ) флюидов и расширением круга задач, изучаемых с привлечением методов и средств органической геохимии.

Реализация практических задач в немалой степени осложняется двумя сопряженными обстоятельствами: обширным объемом накопленной информации и ее узкой ориентацией по отдельным методам и направлениям исследований. Так, арсенал только наиболее используемых химико - аналити-

ческих методов изучения пород и углеводородных флюидов (нефтей, газов, конденсатов, природных битумов) исчисляется многими десятками.

Не менее сложная задача возникает и при определении последовательности выполнения научно-исследовательских работ (НИР) по оценке перспектив нефтидоносности локальных объектов по комплексу геохимической информации, в том числе и с использованием прямых геохимических методов поисков.

В итоге, достигнутая специализация геолого-геохимических работ имеет и побочную, негативную сторону и в определенной степени затрудняет анализ состояния исследований в отрасли. В данной ситуации, «границы» исследований, в ряде случаев, оказываются размытыми и неадекватными поставленным геологическим задачам, т.е. не полностью отвечают требованиям оптимальности НИР в различных, по геологической изученности, регионах. Последнее обстоятельство приобретает все большее значение в современных жестких эколого-экономических условиях выполнения геолого-поисковых работ.

Таким образом, наряду с безусловной необходимостью дальнейшей дифференциации методов и средств геолого-геохимических исследований, объективно возникает и задача обратного знака, требующая иного, суммирующего взгляда на проблему. Конечным этапом данного «вектора исследований» является разработка методических схем поэтапного изучения перспективных территорий, различающихся как по динамике накопления и преобразования исходного ОВ, так и по условиям залегания скоплений УВ и составу нефтидов. Разработка и практическая реализация таких методик НИР - одно из центральных направлений территориальных геолого-геохимических исследований ближайшего будущего.

Одним из начальных шагов в данном направлении является разработка сводной схемы геолого-геохимического изучения нефтидоносности недр. Сводная схема должна включать следующие обязательные разделы: этапы и направления исследований, объекты анализа и информационные показатели, химико-аналитические средства их обеспечения.

На рис.1 представлена сводная схема геолого-геохимического анализа нефтидоносности недр, разработанная автором (В.М.Губницкий, 1990, 1999).

Сводная схема геолого-геохимического анализа нефтедоносности недр

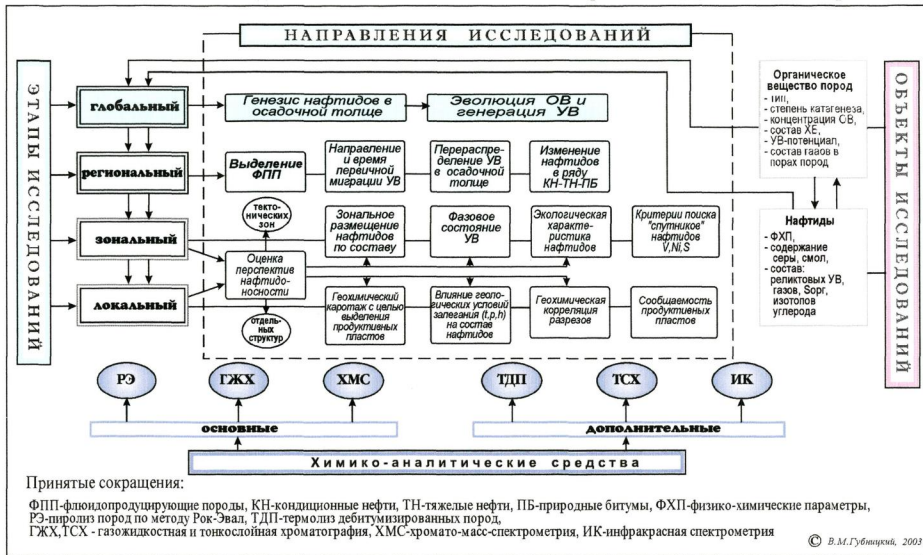


Рис. 1

В современной ориентации геолого-геохимических исследований выделяются четыре взаимосвязанных этапа.

Первый, глобальный, этап охватывает комплекс вопросов по проблеме генезиса нефтей и природных битумов. Здесь, в рамках органической (био-генной) гипотезы нефтеобразования, детально анализируются отдельные актуальные аспекты осадочно-миграционной теории, затрагивающие эволюцию ОВ и генерацию углеводородов. К числу таких проблем можно, в частности, отнести следующие:

- влияния температуры и геостатического давления на образование УВ при катагенезе органического вещества,

- роль тектонических движений блоков литосферы в трансформации органического вещества пород и продуцировании углеводородов.

С учетом новых данных о поступлении космического углерода и его круговороте на Земле, накопленной информации по нефтегазоносности фундамента рифтогенных зон, постепенно создаются предпосылки и для новой активизации дискуссии по проблеме образования нефти.

Второй, региональный этап связан с изучением закономерностей формирования и размещения скоплений УВ флюидов на обширных территориях. На втором этапе реализуются следующие направления геолого-геохимических исследований:

- анализируются окислительно-восстановительные условия бассейна осадконакопления и выделяются геохимические фации пород, благоприятные для образования углеводородов,

- локализуются границы распространения флюидопродуцирующих пород (ФПП) в осадочной толще региона,

- определяется направление, дальность и время первичной миграции и аккумуляции углеводородов в залежах,

- оценивается углеводородный потенциал ФПП и на этой основе прогнозируются ресурсы УВ,

- анализируются генетические связи между составами исходного ОВ пород и нефтидов,

- выделяются геохимические типы нефтидов,

– определяется масштаб и стратиграфический диапазон перераспределения УВ при переформировании скоплений флюидов под влиянием неотектонических процессов,

– оцениваются особенности преобразования УВ флюидов в залежах, т.е. анализируется изменение их углеводородного состава при переходе от «кондиционных» нефтей (КН), через измененные процессами гипергенеза высокосмолистые тяжелые их разности (ТН), до разрушенных в приповерхностных условиях скоплений природных битумов (ПБ).

На третьем, зональном этапе, оцениваются перспективы нефтидоносности, прогнозируется качественный состав и фазовое состояние УВ в крупных тектонических зонах. Исследования осуществляются по направлениям:

– выявление закономерностей размещения УВ флюидов по составу в тектонических зонах и литолого-стратиграфических комплексах пород,

– прогнозирование фазового состояния нефтидов (в том числе диагностика первичных и вторичных конденсатов) и параметров качества нефтей, газов, конденсатов, природных битумов на перспективных площадях,

– обоснование критериев поиска сопутствующих полезных ископаемых, «спутников» нефтидов (самородной серы, озокерита, ванадия, никеля и других),

– оценка экологических особенностей нефтидов, т.е. определение в их составе концентрации токсичных компонентов (сероводорода, меркаптанов, тяжелых металлов) и на этой основе - определение доли «агрессивных» ресурсов нефтидов.

В предыдущие годы проблеме прогнозирования качественных показателей нефтидов не уделялось должного внимания. Активизация работ в данном направлении связана с вопросами маркетинга продукции нефтехимии и проблемой обеспечения экологически стабильного состояния атмосферы, гидросферы и почвы при добыче и переработке нефтидов.

Исследования четвертого этапа определяются необходимостью поиска и разработки конкретных скоплений углеводородов, чаще приуроченных к локальным поднятиям. На данном этапе решаются две основные задачи:

- оцениваются перспективы нефтегазобитумоносности локальных структур и по результатам геохимического зондирования скважин выделяются продуктивные пласты,

- определяется влияние на состав нефтидов параметров залегания пластов (термобарических, гипсометрических, коллекторских), массы УВ в залежах, гидродинамического режима и гидрохимического состава подстилающих вод.

При необходимости исследования четвертого этапа могут быть дополнены работами по изучению УВ - включений в породах и состава самих нефтидов с целью:

- корреляции и стратификации разрезов фаунистически «немых» отложений,
- определения флюидоудерживающих показателей экранирующих толщ,
- трассирования дизъюнктивных нарушений,
- контроля за сообщаемостью продуктивных пластов совместно разрабатываемых залежей УВ, в том числе - с целью определения «долевого» участия отдельных залежей при разработке многопластовых месторождений.

Отчетливо просматривается и объективно существующая наполненность и взаимосвязь выделенных этапов и направлений исследований.

Так, от правильного решения проблемы формирования зависит оценка ресурсов углеводородов (УВ), размещение поискового бурения и вероятность открытия месторождений на обширных, часто малоизученных территориях. Результаты объективно выполненной оценки перспектив нефтидоносности определенных тектонических зон в значительной степени определяют эффективность поисковых работ и на конкретных локальных участках.

Объектами геолого-геохимических исследований нефтидоносности являются: органическое вещество и дебитуминизированный кероген пород, нефти, газы (свободные, растворенные, сорбированные) и природные битумы.

При изучении органического вещества учитываются:

- концентрация, тип, степень катагенеза и состав органического вещества пород,
- содержание и состав хлороформенных битумоидов (ХБ),

- состав реликтовых углеводородов (биомаркеров),
- состав газов замкнутых пор пород.

При анализе нефтидов определяются:

- физико-химические свойства (плотность, вязкость),
- содержание твердых парафинов, сернистых и смолисто - асфальтеновых компонентов и углеводородов различных классов,
 - состав реликтовых углеводородов (хемофоссилий): нормальных и изопреноидных алканов, стеранов, гопанов и др.,
 - состав сероорганических соединений (сульфиды, дисульфиды, меркаптаны, тиофены и др.),
 - состав свободных и попутных газов (метан, тяжелые углеводороды, азот, сероводород, гелий),
 - соотношение стабильных изотопов углерода C^{13}/C^{12} .

Реализация задач, намеченных на отдельных этапах, обеспечивается в результате комплексного использования основных химико-аналитических методов: экстракции, пиролиза (метод Рок-Эвал) и термолиза пород; газо-жидкостной хроматографии; хромато-массспектрометрии; инфракрасной, ультрафиолетовой и эмиссионной спектроскопии. В качестве вспомогательных могут быть применены методы: термодиффузии, тонкослой хроматографии, ядерного магнитного резонанса.

Предлагаемая сводная схема позволяет объективно оценить состояние геохимических работ в отрасли и более рационально скоординировать геолого-геохимические исследования на отдельных стадиях поиска скоплений нефтей, газов, конденсатов и природных битумов в различных регионах.

Глава 1.3. ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Помимо собственно поисковых вопросов территориальные геолого-геохимические работы все больше начинают охватывать и смежные направления исследований, при проведении которых сфера научных интересов включает вопросы качества нефтяного и газового сырья, а также – весьма

обширную проблему оценки ресурсов альтернативных (дополнительных, нетрадиционных) видов УВ-сырья, в первую очередь – природных битумов (рис.2).

Данные направления НИР более актуальны для районов высокой разведанности. На территории России проблема оценки перспектив битумоносности осадочных отложений и кондиций природных битумов в первую очередь касается центральных районов Урало-Поволжья, где в палеозойских отложениях встречены нефти широкого качественного и фазового диапазона: от газов и газоконденсатов до тяжелых нефтей и битумов. В данной главе рассмотрены узловые вопросы проблемы качества УВ-сырья и возможности освоения ресурсов битумов. Детальный анализ проблемы для высокоразведанной территории Среднего Поволжья представлен в четвертой части данной работы.

1.3.1. Проблема качества нефтей и газов

В ряду основных этапов прогнозной оценки нефтегазоносных территорий занимает качественный аспект проблемы, т.е. надежное прогнозирование состава и фазового состояния УВ-флюидов на перспективных площадях. В этой связи, оценка качества УВ-сырья является составной частью прогноза нефтегазоносности и может существенно влиять на выбор перспективных направлений поисковых работ (В.М.Губницкий, 1980, 1983, 1993). Актуальность этой проблемы вызвана жесткой конкуренцией на мировом нефтяном рынке и усилением экологических требований к составу УВ-сырья на всех стадиях работ: при поисках, добыче, транспортировке и переработке нефтей.

Проблема качества нефтей безусловно является многогранной. И хотя нельзя в принципе исключить целенаправленный поиск флюидов с повышенным содержанием ценных компонентов (например, микроэлементов), всё же определяющим фактором для большинства территорий, является возможность достижения повышенного коэффициента нефтеотдачи и мак-

Основные направления прикладных геолого-геохимических исследований (территории высокой разведанности)

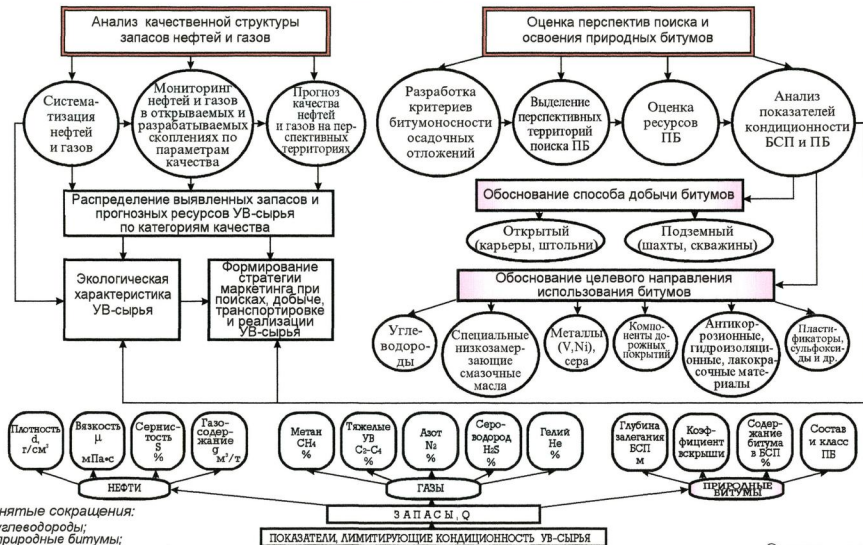


Рис. 2.

симальных темпов освоения запасов при сохранении стабильного товарного (экспортного) потенциала.

Немаловажное значение имеет и экологический аспект проблемы. Надежный прогноз территорий распространения нефтей и природных битумов с повышенной концентрацией тяжелых металлов и сернистых компонентов, газов с высоким содержанием сероводорода – позволяет объективно оценить в структуре прогнозных ресурсов долю «агрессивных запасов», предусмотреть проведение комплекса природоохранных мероприятий в районах их добычи и тем самым максимально уменьшить опасность загрязнения почвы, воздуха и водной среды.

Опыт нефтедобычи в различных регионах СНГ показывает, что увеличение коэффициента извлечения нефтей и более высокие темпы освоения запасов характерны для залежей нефтей с плотностью менее 870 кг/м^3 , вязкостью ниже $5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и сернистостью до 2% . Например, в Волго-Уральской провинции добыча нефтей обеспечивается в основном за счет легких маловязких разностей. Коэффициент освоения запасов, рассчитанный в виде отношения накопленной добычи к начальным извлекаемым запасам, направленно снижается при переходе к группе тяжелых, высокосернистых, высоковязких нефтей (табл. 1).

Максимальные темпы падения коэффициента освоения запасов, до $0,13-0,16$, наблюдаются при переходе к группе нефтей с плотностью более 910 кг/м^3 , сернистостью выше 4% и вязкостью более $50 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. В этой связи можно отметить, что разработка скоплений тяжелых, высоковязких нефтей в каменноугольных отложениях Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины в ощутимых масштабах возможна только с привлечением новейших (третичных) более дорогостоящих методов нефтедобычи.

Скопления легких, маловязких нефтей успешно разрабатываются хорошо освоенными, традиционными методами заводнения. При значениях пластовой вязкости свыше $5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ эффективность заводнения, особенно в низкопроницаемых карбонатных пластах, падает (Н.И.Байбаков, А.Р. Гарушев, 1981). При вязкости свыше $25-30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ традиционные методы

**ДИНАМИКА ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ (УСЛ.ЕД.)
ПО ГРУППАМ НЕФТЕЙ РАЗЛИЧНОГО КАЧЕСТВА**

Параметры нефтей	Пределы изменения параметров	Коэффициент освоения запасов*
Плотность, кг/м ³	менее 870	1,00
	870-910	0,59
	более 910	0,14
Содержание серы, %	менее 1	1,00
	1-2	0,96
	2-4	0,61
	более 4	0,16
Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	менее 5	1,00
	5-10	0,64
	10-30	0,56
	30-50	0,51
	более 50	0,13
* - для легких, малосернистых, маловязких нефтей значения коэффициента освоения запасов приняты условно равными 1.		

воздействия на пласт становятся неэффективными и коэффициент конечной нефтеотдачи снижается до 0,20-25. Нефти с вязкостью 30-50 мПа·с разрабатываются с привлечением более совершенных, но и более дорогостоящих, способов воздействия на призабойные зоны (паротепловой прогрев, закачка специальных реагентов). Добыча нефтей с вязкостью свыше 50-100 мПа·с в ограниченных масштабах чаще осуществляется термическими методами, например, методом создания внутрипластового очага горения (метод ВОР).

Таким образом, по сумме показателей, в том числе с позиций эффективного освоения выявленных запасов, повышенного рыночного потенциала и низкой концентрации агрессивных компонентов, к группе высококачественных относятся легкие по плотности, маловязкие, газонасыщенные нефти с пониженной сернистостью.

В несколько ином аспекте рассматривается проблема качества газового сырья. По мнению А.Н.Воронова (1984), при содержании в природных

газах сероводорода менее 0,1%, углекислого газа и азота менее 10%, эти компоненты могут рассматриваться как вредные (сероводород) или балластные (углекислый газ, азот) примеси заметно понижающие теплотворную способность газового топлива. При повышенных концентрациях (сероводород – 0,1-30%, углекислый газ – 10-80%, азот – 10-85%,) они являются сопутствующими, а при более высоких – целевыми компонентами газодобычи.

Применительно к нефтяным попутным газам, доминирующим фактором, для отнесения к категории высококачественных, служит повышенное содержание в их составе УВ-составляющей, в первую очередь тяжелых углеводородов (этана, пропана, бутанов) – основного сырья нефтехимии. В настоящее время конъюнктура цен мирового рынка на природный (попутный) газ в значительной мере зависит от его теплотворной способности и содержания примесей, в первую очередь – сернистых соединений.

Проблема качества нефтей особенно обостряется в периоды колебания мировых цен на нефть. Анализ ситуации с ценами на нефть за последние 30 лет показывает, что изменение цен подчиняется «закону маятника». В периоды подъема мировых цен динамика освоения ресурсов УВ различного качества улучшается, при этом наблюдаются следующие характерные черты:

- в разработку вовлекаются ранее нерентабельные резервы УВ сырья, в том числе и тяжелые, высоковязкие нефти,

- усиливаются научно-исследовательские и опытно-промышленные работы по освоению нетрадиционных (альтернативных) источников УВ: природных битумов, газов угольных бассейнов, водорастворенных газов и др.

Совершенно по-иному, весьма жестко, реагирует мировой рынок на различное по качеству УВ-сырье при снижении цен. В этот период, одновременно с мероприятиями по снижению общих объемов поставок УВ-сырья на мировой рынок, отдельные страны стремятся сохранить добычу наиболее конкурентоспособных видов нефтей и газов. Освоение запасов УВ, не отвечающим данным требованиям, резко сокращается или прекращается полностью.

В этом плане особый интерес представляет критический анализ ситуации по освоению нефтяных и газовых ресурсов странами – экспортерами нефти (ОПЕК) и странами бывшего СССР в период наиболее сильного, во

второй половине XX века, мирового энергетического кризиса (1977-87 г.г.). Это позволит избежать просчетов в будущем при повторении аналогичных событий. По сообщениям периодических изданий «Бюллетеня иностранной коммерческой информации» (БИКИ) события развивались в следующей последовательности.

На конференции в Абу-Даби (1978) в структуре ОПЕК был создан специальный комитет по разработке системы надбавок и скидок за качество нефтей. Доклады комитета периодически заслушивались на конференциях.

На конференции министров нефти ОПЕК (15-16.12.80 Бали, Индонезия) определена базовая цена эталона нефти определенного качества, за который условно принята аравийская нефть месторождения Рас-Танура плотностью 34° АПИ ($\approx 850 \text{ кг/м}^3$). На конференции ОПЕК в Абу-Даби группой специалистов выработаны коэффициенты для пересчета цен на легкие и тяжелые сорта нефтей.

По сравнению с остальными участками ОПЕК в более трудном положении оказалась нефтяная промышленность Венесуэлы, в экспорте которой значительный объём составляли тяжелые, высоковязкие флюиды «нефтяного пояса Ориноко», пользующиеся пониженным спросом. В этой связи, доля Венесуэлы в поставках нефти на мировой рынок стала заметно сокращаться. С целью привлечения иностранного капитала для освоения нефтяных месторождений бассейна р.Ориноко правительство Венесуэлы изменило систему заключения контрактов на продажу нефти. По новой системе иностранные компании могли закупать легкую и среднюю нефть только при условии приобретения определенного количества тяжелых сортов. Именно такая политика правительства Венесуэлы позволило начать освоение нефтяного пояса Ориноко, где сосредоточены колоссальные ресурсы тяжелой нефти (≈ 700 млрд.баррелей).

Значительные осложнения при добыче и реализации вызывали повышенная сернистость и парафинистость нефтей. Так, нефтяная ассоциация Японии отказалась приобретать по льготным ценам высокосернистую нефть Аляски (США) в обмен на высококачественную (и более дорогую) мексиканскую нефть, поставки которой достигали $50 \div 60$ млн.тонн в год.

По оценке греческих специалистов освоение месторождений с высокосернистыми нефтями на шельфе Эгейского моря требовало вдвое больших затрат, по сравнению с месторождениями британского и норвежского секторов Северного моря.

Проблема повышенной сернистости нефтей на промыслах Дацин, Шэнли болезненно затрагивала интересы китайской экономики. Столкнувшись с непопулярностью тяжелой, высокосернистой китайской нефти на мировом рынке, Пекин в сообщениях об открытии месторождений все больше акцентировал внимание на высоком качестве нефтей новых месторождений.

Нефть Мангышлака (Казахстан), отличающаяся высоким содержанием парафина и смолисто-асфальтеновых компонентов, застывает при температуре $+32^{\circ}\text{C}$, что вызывало осложнения при её добыче, сборе и транспортировке.

Попытки дифференцированного отношения к нефтям различного качества предпринимались в СССР с конца 80-х годов («Нефть и капитал», 2001, № 10, с.55-58). В тот период Миннефтепромом была утверждена «Схема нормальных грузопотоков нефти», в которой выделялись по сернистости (%) три группы нефтей ($<0,6$; $0,6-1,8$; $>1,8$); по плотности (кг/м^3) – три типа нефтей (<860 , $860-885$, >885).

На внешний рынок поступала «Советская экспортная смесь» с плотностью $32,5^{\circ}\text{API}$ и сернистостью $1,4\%$, получавшаяся в результате смешения различных по качеству нефтей. В дальнейшем данный сорт нефти получил название – Urals.

С начала 90-х годов, после коренного изменения экономической политики в России и внедрения рыночных отношений, нефтяные компании остро ощутили разницу в ценах на нефти различного качества.

В настоящее время на мировом рынке выделяются два базовых сорта нефти: Brent (Саудовская Аравия, Ирак, Оман, Венесуэла, Мексика) и сорт Urals (Россия и страны северной Европы). По параметрам сернистости и УВ-составу нефти сорта Brent являются более высококачественными по сравнению с сортом Urals и ценятся на мировом рынке дороже на 3-5 долл. / баррель («Аргументы и факты», 2001, № 50, с.24).

С 1993 г. АО «Транснефть» разделили экспортные потоки в зависимости от качества нефтей:

- легкая, малосернистая нефть («Российская легкая», в дальнейшем – «Сибирская легкая», Siberian Light), близкая к сорту Brent, отправлялась через порт Туапсе,

- нефти сорта Urals, составляющие основную массу российского нефтяного экспорта, транспортировались через Новороссийский порт и по магистральным трубопроводам «Дружба»,

- высокосернистые, тяжелые нефти («Российская тяжелая») направлялись на Запад через прибалтийские порты, в основном через Вентспилс.

В проекте закона «О магистральном трубопроводном транспорте» выделяется положение о создании в России банка качества нефтей (БКН) – М.Н.Григорьев и др. (2002), Ю.М.Полищук, И.Г.Яценко (2003). Законом предусматривается система компенсационных выплат владельцам качественных нефтей, теряющим прибыль при смешении различных нефтей в процессе их транспортировки по магистральным нефтепроводам.

Для производителей тяжелых, высокосернистых нефтей (Татнефть, «Башнефть» и др.) введение БКН может иметь негативные последствия (табл.2). По варианту «Транснефти» разница в плотности нефтей на каждые 5 кг/м³ оценивается в \$ 0.19, а увеличение сернистости на 0,1% - в \$0,368 (табл.3).

Особое значение для производителей легкой нефти проблема банка качества имеет в периоды низких цен, когда компании прилагают максимальные усилия для получения каждого цента прибыли.

В тоже время, проблема качества УВ-сырья значительно шире, чем просто введение коэффициентов в зависимости от качественных показателей нефтей. В США компании, разрабатывающие истощенные месторождения и добывающие тяжелые нефти, где себестоимость добычи повышается, пользуются гибкой системой льгот в налогообложении и платежах за землю.

В регионах с широким спектром качественного состава нефтяных пород, к числу которых относятся и центральные районы Волго-Урала, инвесторы лицензируемых территорий сталкиваются с проблемой качества на всех этапах своей работы.

**УСРЕДНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА НЕФТЕЙ
НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ РОССИИ**

Производитель	Холдинг	Плотность, кг/м ³	Сернистость, %
Удмуртнефть	Сиданко	887	2,55
Татнефть		876	2,16
Юганскнефть	ЮКОС	876	1,42
Коминнефть	Лукойл	874	0,92
Сургутнефтегаз		872	1,02
Urals		863	1,40
Самаранефтегаз	ЮКОС	862	0,97
Саратовнефтегаз	Сиданко	862	0,29
Пермьнефть	Лукойл	861	1,96
Оренбургнефть	ОНАКО	861	1,72
Мегионнефтегаз	Славнефть	842	0,69
Ноябрьнефтегаз	Сибнефть	842	0,58
Siberian Light		840	0,51
Пурнефтегаз	Роснефть	839	0,34
Когалымнефтегаз	Лукойл	835	0,83
Варьеганнефтегаз	Сиданко	815	0,23

Таблица 3

КОЭФФИЦИЕНТЫ РАСЧЕТА КОМПЕНСАЦИЙ

	Стоимостные коэффициенты (\$/тонн)	
	Изменения плотности на 5 кг/м ³	Изменение сернистости на 0,1%
Ставки действующих систем БКН		
Chevron	1,1	нет
Канадская н/проводная система	1,42	0,368
Ставки, предлагаемые российскими компаниями		
Транснефть	0,19	0,368
Лукойл	1,42	нет
Славнефть	0,60	1,2
ЮКОС	0,25	0,30

На поисковом этапе высокое содержание серы в нефтях, сероводорода в попутных и свободных газах вскрываемых скоплений, в пластовых водах разбурывааемых пород - приводит к интенсивной коррозии бурового оборудования и значительным экологическим осложнениям на осваиваемых землях.

При разработке нефтяных скоплений и транспортировке нефтей по магистральным нефтепроводам трудности возникают при работе с высоковязкими и высокопарафинистыми разностями.

При рыночной реализации добытого УВ-сырья тяжелые по плотности, сернистые нефти и газы с низкой концентрацией углеводородных компонентов характеризуются пониженной конкурентоспособностью.

При переработке УВ-сырья с повышенным содержанием сернистых компонентов (меркаптаны, сероводород) и тяжелых металлов осложнения связаны с возможностью загрязнения окружающей среды и повышенной коррозией нефтехимического оборудования.

В целом, учитывая всю сложность и многогранность проблемы, прогноз качества нефтей и газа правильнее рассматривать с целью выбора направлений поисковых работ на УВ сырье определенного состава.

1.3.2. Природные битумы: состояние ресурсов – особенности освоения – возможности использования

Снижение объемов прироста запасов нефти во многих нефтедобывающих регионах мира, в том числе и на территории России, вызывает необходимость вовлечения в хозяйственный оборот альтернативных источников УВ-сырья, в первую очередь – природных битумов.

Природные битумы (ПБ) и битуминозные породы (БСП) являются ценным многоцелевым сырьем для многих отраслей промышленности: топливно-энергетической - дополнительный источник УВ, строительной – компоненты асфальтобетонных смесей химической, лакокрасочной, металлургической – попутные металлокомпоненты.

Разрозненная информация по ресурсам и использованию битумов зачастую излишне детализирована, что не позволяет оценить состояние проблемы в целом.

В основу многопланового анализа проблемы битумоносности (В.М.Губницкий, 1997) положены материалы основных Всероссийских и международных конференций по данной проблеме: Гурьев, 1985 г., Казань, 1991 г., 1994 г.; Санкт-Петербург, 1988, 1992, 1997 г.г.

По оценке ООН мировые геологические ресурсы природных битумов составляют ≈ 260 млрд.т (М.К.Калинко, 1987). Их извлекаемые ресурсы, без стран СНГ, оцениваются в 70 млрд.т, из которых около 70% находятся в Канаде (Грибков В.В., 1988*). Скопления битумов установлены также в СНГ, Венесуэле, США, Колумбии, Аргентине, Нигерии и на Мадагаскаре.

На территории СНГ выявлено около 700 залежей битуминозных пород (Б.Г.Лобанов, 1994). На территории России основные ресурсы ПБ выявлены в Волго-Уральском Тимано-Печорском и Восточно-Сибирских регионах (Б.А.Клубов, В.М.Безруков, 2000). К районам проведения работ по освоению ресурсов битуминозных пород и природных битумов относятся: Татарстан, Республика Коми, Казахстан и Азербайджан (Б.А.Клубов, 1988). Начальные суммарные ресурсы битумов России оцениваются в несколько десятков миллиардов тонн и характеризуются крайне низкой разведанностью (менее 5%), причем накопленная добыча и промышленные запасы сосредоточены только в Татарстане.

Залежи природных битумов разрабатывают открытыми (карьерными) и подземными (шахтными, скважинными) методами.

Открытыми методами разрабатываются битуминозные породы на глубине до 30-50 м при коэффициенте вскрыши менее 3:1 и мощности пласта свыше 5 м. Применение шахтных методов целесообразно при освоении битуминозных пород в терригенных и карбонатных пластах мощностью более 5 м, на глубине 100-400 м, с битумонасыщением пород свыше 5%. Более половины всех битумных месторождений СНГ сосредоточено на глубинах, допускающих их освоение карьерами и шахтами.

*Здесь и далее указаны автор и год сообщения на конференции.

Скважинные методы битумодобычи осуществляются с применением паротеплового воздействия, внутрислоевого горения или других источников воздействия на пласт: вибрационных, акустических, электромагнитных. Опытные-промышленные работы по внутрислоевой добыче битумов проводятся в России (Татарстан), Канаде, США, Венесуэле.

Одним из ведущих направлений в освоении ресурсов битумов, в том числе и в деятельности зарубежных фирм, является комплексирование добычи с переработкой и транспортировкой природных битумов (М.Д. Белонин и др., 1990; В.П. Якуцени и др., 1994; В.В. Грибков, Э.М. Халимов, 1994; Р.Х. Муслимов и др., 1995; Э.М. Халимов, Н.В. Колесникова, 1997).

С точки зрения промышленного использования, природные битумы и битуминозные породы относятся к категории комплексного сырья.

Битуминозные породы применяются при строительстве дорог, бесканальных теплотрасс, в качестве гидроизоляционных и связующих материалов для строительных конструкций.

В дорожном строительстве битуминозные породы могут успешно применяться как самостоятельно, так и в смеси с битумами нефтепереработки. При этом на 30-80% снижается потребление битумов нефтепереработки и существенно улучшаются качественные характеристики дорожных покрытий. Последнее обстоятельство связано с повышенным содержанием в природных битумах реакционно-способных (кислород- и серосодержащих) функциональных групп, наличие которых предопределяет более высокую силу сцепления вяжущих компонентов с породой (адгезионные свойства), по сравнению с искусственными композициями на основе продуктов нефтепереработки (В.Л. Штейнгольц, И.Е. Шаргородский, 1987).

Дорожное строительство с использованием природных битумов осуществляется в Канаде, США и Западной Европе (Б.А. Клубов, 1988). В различные годы при строительстве дорог применялись битумы Самарской области, Татарстана, Казахстана, Грузии, Азербайджана и Туркменистана.

В СНГ основные месторождения приповерхностных битуминозных пород, соответствующих условиям получения дорожных покрытий, расположены на полуострове Мангышлак (Беке, Тюбеджик), в Урало-Эмбенском районе (Иман-Кара, Кара-Мурат, Муртук), Среднем Поволжье (Ново-

Шугуровское, Алексеевское, Ерилкинское и др.), Тимано-Печорской провинции (Ижемское, Войковское), на Кавказе и в Предкавказье (Кирмаку, Эльдарское, Хадыженское), Средней Азии (Челекенское, Небит-Дагское), Восточной Сибири (Олененское).

Весьма обширна сфера использования битумов в топливно - энергетической и химической отраслях промышленности. Особенности получаемых видов топлив и масел зависят от схемы переработки битумов (И.М. Климущин, 1988, Г.П.Курбский). Кроме того, битумы находят применение при получении пластификаторов полиэфирных смол, гликолей, ароматических кислот, сульфидов, сульфоксидов (Б.С.Лобанов, Л.И.Фердман, 1991).

С позиций комплексного использования нафтидов особый интерес представляет возможность попутного извлечения металлов и в первую очередь - ванадия и никеля. В ряде битумных месторождений их концентрация сопоставима с содержанием в рудах. Проблема металлогении нафтидов многогранна и затрагивает различные аспекты разработки скоплений, геохимии, нефтехимии и экологии.

При переработке битумов и тяжелой нефти, а также при использовании топлив на их основе часть экологически опасных тяжелых металлов попадает в атмосферу, почву и поверхностные воды. В этой связи целесообразно проводить контроль за качеством топлива поставляемого на ТЭК и принимать меры, исключаящие загрязнение среды активными токсикантами (В.П.Якуцени, 1992).

В Канаде, США, Венесуэле действуют предприятия получения ванадия из тяжелой нефти и битумов по схеме их глубокой переработки на установках термодиффузионного крекинга (ТКК). Страны, освоившие технологию ТКК, утилизируют ванадий, что наряду с получением ценного металла способствует улучшению состояния окружающей среды.

За рубежом для укрепления сырьевой базы битумов и тяжелых нефтей правительства Канады и Венесуэлы используют щадящую налоговую систему. Такой подход способствует поддержанию этого вида нефтяного бизнеса и снижению импорта топлива.

Для успешного развития в России рынка природных битумов и укрепления их конкурентоспособности требуется поддержка со стороны Прави-

тельства РФ и администраций соответствующих территорий. В России при существующих мировых и внутренних ценах на УВ-сырье, возможно решение рассматриваемой проблемы с помощью:

- введения налоговых льгот на работы, связанные с освоением битумного сырья;

- особого подхода к условиям лицензирования территорий совместного залегания битумных и нефтяных скоплений, предусматривающего выполнение необходимого комплекса геолого-геохимических работ по оценке ресурсов и кондиций различных видов УВ-сырья.

Часть 2. М Е З О - К А Й Н О З О Й С К И Е
О Т Л О Ж Е Н И Я А Л Ж И Р С К И Х А Т Л А С О В
(территории малой и средней разведанности)

Одним из наиболее объективных показателей степени разведанности (изученности) исследуемых территорий является плотность глубокого бурения (м/км^2). По данному показателю нефтегазоносные территории разделяются на: высокоразведанные ($>30 \text{ м/км}^2$), средней разведанности ($10\text{-}30 \text{ м/км}^2$) и малой (начальной) разведанности ($<10 \text{ м/км}^2$) – М.Г.Лейбсон, В.В. Мухин, В.И.Назаров (1984).

Перспективы нефтегазоносности Алжирских Атласов (АА) имеют важное значение для энергопотребляющих европейских государств Средиземноморья, практически лишенных промышленно значимых запасов УВ-сырья, в первую очередь для соседних стран – Испании и Италии. В то же время, в отличие от сопредельной Северо-Африканской платформы (территории Сахары) с многочисленными нефтяными месторождениями, в осадочной толще Атласов выявлены пока лишь небольшие, единичные скопления нефти и газов.

Глава 2.1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОБИТУМОНОСНОСТЬ

Алжирские Атласы расположены на обширных пространствах северо-западной Африки (от средиземноморского побережья до Южно-Атласского регионального разлома) и простираются в широтном направлении на ≈ 950 км от Марокко – на западе до центральных районов Туниса – на востоке. Общая площадь А.А. составляет около 270000 кв.км.

В геологическом отношении обширная территория Атласов исследована крайне неравномерно. На фоне достаточно изученных (чаще по приповерхностным отложениям) локальных участков в северо-западных и центральных районах, более 70% всей территории Атласов исследованы слабо. Это в первую очередь относится к обширным юго-западным и западным пространствам А.А. (Высокие плато и Сахарский Атлас). К территориям

средней изученности можно отнести центральные, юго-восточные и восточные районы.

Геологическое строение и распределение нефтегазоносности в осадочной толще северного Алжира изучалось М.М.Алиевым, Н.Аит Лаусином, В.И.Высоцким, А.И.Летавиным, Р.Б.Сейфуль-Мулюковым (1971), сотрудниками фирмы «СОНАТРАК» - С.Augier (1967), А. Belhamri (1988), М. Bergheul, D.Boumrane (1987), R.Bracene (1987), Z.Djerrommi (1981), N. Haggagi (1981), R. Perrier, T.Radja (1985), C.Salle, G.Stahcu (1975), N.Tewfik (1974). Уточненная информация по нефтегазоносности Алжирских Атласов получена в 1991-92 гг. А.И.Летавиным с сотрудниками, при непосредственном участии автора данной работы.

В стратиграфическом разрезе осадочной толщи выделяются отложения кайнозоя, мезозоя и фрагментарно – палеозоя.

Палеозойские породы обнажаются в центральной части Кабильских массивов и на отдельных участках Высоких Плато. В палеозойской толще выделяются два комплекса: нижний сильно метаморфизованный – кембрийско-ордовикский и – верхний – силурийско-пермский (В.И. Высоцкий, Н.Аит Лаусин, 1971).

Мезозойские породы распространены на большей части Алжирских Атласов, их мощность изменяется от 1000-2000 м – на Высоких Плато до 12000 м – в наиболее погруженных участках Сахарского Атласа. Отложения мезозоя выполнены: на Высоких Плато и в Тельском Атласе – терригенными и терригенно-карбонатными породами, в Сахарском Атласе – главным образом карбонатными (в восточной части) и терригенными (в центральной части) разностями. Кайнозойские отложения представлены в основном терригенными разностями.

Алжирские Атласы отличаются сложным тектоническим строением (рис.3) На территории Атласов расположены две геотектонические области с разновозрастным фундаментом и различной историей развития: альпийская (Тельская) складчатая область и эпигерцинская платформа (Р.Б. Сейфуль-Мулюков, В.И.Высоцкий, 1971). Многочисленные разноориентированные разломы фундамента и дизъюнктивные нарушения осадочного чехла отражают одну из типичных особенностей Атласов – их блоковое (глыбовое) строение.

Схема тектоники и размещения месторождений Алжирских Атласов

(по А.И.Летавину, А.Г.Гасанову и др.)

50 0 50 100 км

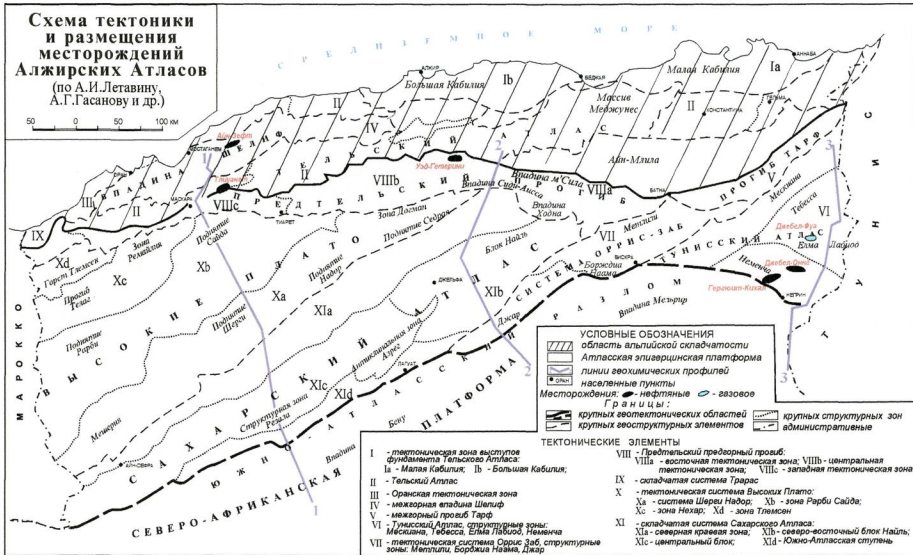


Рис. 3

Вдоль южного склона Тельского Атласа проходит Предтельский краевой прогиб, отделяющий с юга альпийский складчатый пояс от эпигерцинской платформы. Предтельский прогиб прослеживается от Атлантического побережья Марокко до Восточного Туниса.

Эпигерцинская платформа, простираясь широкой полосой между альпийской складчатой областью и докембрийской (Северо-Африканской) платформой, представляет область с палеозойским складчатым основанием. На западе выделяется горст Тлемсен и грабенообразная впадина Телаг. На востоке Высокие Плато переходят в поднятие Айн- М'Лиля. Между данными структурными элементами расположена обширная депрессия Ходна, в северной части которой мощность миоценовых отложений превышает 2 тыс.м.

Северо-восточную часть Сахарского Атласа ряд исследователей относят к Тунисскому (Алжиро-Тунисскому) Атласу. На севере граница Алжиро-Тунисского Атласа проходит по южному склону поднятия Айн- М'Лиля; на юге – по разлому, отделяющему платформенную впадину Мельрир. Здесь выявлен ряд протяженных узких антиклиналей северо-восточного (субатласского) простирания.

По уточненной тектонической схеме А.И.Летавина (1992) на территории Северного Алжира выделяются следующие крупные тектонические зоны: зона выступов фундамента Тельского Атласа, Тельский Атлас, Оранская тектоническая зона, межгорная впадина Шелиф, межгорный прогиб Тарф, Алжиро-Тунисский Атлас (в том числе структурные зоны: Мескиана, Тебесса, Елма Лабюд, Неменча – Тамерза), тектоническая система Оррис-Заб, Предтельский предгорный прогиб, складчатая система Трарас, тектоническая система Высоких Плато (в том числе зоны: Шерги-Надор, Рарби-Сайда, Телаг-Нехар, Тлемсен), складчатая система Сахарского Атласа.

При достаточно низкой средней плотности расположения поисковых скважин на территории Атласов ($\approx 2,5$ м/км² территории), значения этого показателя существенно варьируют по площади: от менее 1 м/км² (Высокие Плато, Сахарский Атлас) и 5 м/км² (Алжиро-Тунисский Атлас) – до 12 м/км² (центральная зона Предтельского прогиба). Наибольший объем бурения выполнен во впадине Шелиф. Здесь пробурено около 100 поисковых скважин,

в основном, на глубину менее 1000 м, при этом плотность бурения ориентировочно составляет ≈ 15 м/км².

Многочисленные нефте-, газо-, битумопроявления и единичные залежи УВ установлены в широком стратиграфическом диапазоне мезо - кайнозойских отложений.

По комплексу геолого-геохимических показателей, отражающих особенности строения осадочного чехла, стратиграфическую приуроченность и УВ-состав нефтидопроявлений, рассматриваемую территорию можно условно разделить на: западные, юго-западные, центральные и восточные районы. Нефтегазоносность восточных районов, в основном, связана с меловыми отложениями мезозоя. Западные и центральные районы отличаются крайне пестрой стратиграфической приуроченностью флюидопроявлений. Здесь признаки углеводородов встречены в отложениях неогена, палеогена и юры.

Результаты бурения в западных районах показали, что жидкие, газообразные и твердые нефтиды встречаются в стратиграфическом диапазоне от триаса до плиоцена. Вблизи нарушений, в структурно приподнятых зонах, отмечаются окисленные битумы: плато Мостаганем, антиклинории Бени Шугран и Уарсенис.

На территории впадины Шелиф многочисленные признаки углеводородов встречены в олигоцене – Р₃ и миоцене – N₁. В осевой зоне впадины в основном установлены нефте- и газопроявления, в южной и северной бортовых зонах – природные битумы. В структурной зоне Рабле проявления чрезвычайно легких, с плотностью 759-777 кг/м³, конденсатоподобных нефтей фиксируются на площадях Эль-Биод и Седра. Признаки нефти выявлены в мергелях нижнего миоцена.

В западных районах, в песчаниках миоцена, на небольших глубинах (150-400 м) открыто два нефтяных месторождения: Тлиуанет – в пределах западной переклинали Тельского Атласа и Айн-Зефт – на территории северного борта впадины Шелиф.

В юго-западных районах, охватывающих обширные территории Высоких Плато и Сахарского Атласа, отмечены редкие нефтегазобитумопроявления в юрских и триасовых отложениях. В структурных зонах Тлемсен и

Рерби-Сайда встречены природные битумы в обнажениях юры, в зоне Шерги-Надор и центральном блоке Сахарского Атласа – газопроявления. В киммеридж-оксфорде (верхняя юра) тектонической зоны Оррис-Заб установлены обильные выделения газа и выпоты нефти.

В центральных районах Северного Алжира многочисленные нефте-, газо- и битумопроявления приурочены к центральной части Предтельского прогиба. На склонах Тельского Атласа широко распространены окисленные битумы, которые чаще встречаются на поверхности вдоль крупных дизъюнктивных нарушений. Во внутренних зонах Предтельского прогиба основные флюидопроявления отмечаются в палеогеновых, реже – в неогеновых (миоценовых) отложениях.

На северном борту Предтельского прогиба в отложениях эоцена (P_2) на глубине 250-550 м открыто нефтяное месторождение Уэд Гетерини.

В восточных районах широко распространены нефтегазопроявления. В прогибе Тарф и структурной зоне Мескиана следы углеводородов в виде газопроявлений в поисковых скважинах более характерны для нижнего мела. В зонах Тебесса, Елма Лабюд и Неменча-Тамерза многочисленные битумо- и нефтепроявления в основном отмечаются в средне- и верхнемеловых отложениях*.

Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями верхнего и среднего мела. На территории Восточных Атласов выявлено два нефтяных – Джебелль Оннг (ДК), Гергюит Кихал (GKN) и одно – газовое - Джебелль Фуа (FO) месторождения. Продуктивные горизонты представлены органогенными известняками сеноман-туронского (GKN) и коньякского (ДК, FO) возрастов.

Региональная нефтеносность меловых отложений подтверждается открытием скоплений и на прилегающих территориях. К востоку, на сопредельной территории Туниса, залежи нефти установлены в среднемеловых коллекторах месторождения Мискас и в нижнемеловых коллекторах месторождений: Дулеб, Семмона, Тамесмида. К югу, в прогибе Мельрир, нефтя-

* В дальнейшем изложении сохранен принятый в алжирской нефтяной компании «СОНАТРАК» и Французском нефтяном институте принцип выделения среднего отдела мела, объединяющего сеноманский и туронский ярусы. По той же причине барремский ярус не включен в состав неокомского надъяруса («Геологический словарь», 1973, тII стр.14, «Словарь по геологии нефти и газа», 1988, стр.3-15).

ная залежь на месторождении Рас Тумб выявлена в сеноман-туронских известняках.

Выполненный анализ позволяет выявить определенную зональность в распространении нефтидопроявлений на территории Северного Алжира. Газопроявления более характерны для нижнемеловых отложений зоны Мескиана, прогиба Тарф, юрской толщи Высоких Плато и кайнозоя впадины Шелиф. Битумопроявления в породах кайнозоя широко распространены в Тельском Атласе, в бортовых участках Предтельского прогиба и впадины Шелиф. Промышленные скопления нефтей и обильные нефтепроявления в основном приурочены к породам: среднего – верхнего мела Алжиро-Тунисского Атласа, эоцена Предтельского прогиба и – миоцена впадины Шелиф.

Глава 2.2. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Существенный вклад в изучение пород, битумоидов и нефтей Северного Алжира внесли В.Н.Боровиков (1995, 1996), Г.Н.Гордадзе и В.И. Тихомиров (1994), M.Azier, E.Belhadj (1991), M.Benaissa, L.Benamira, S.Bencheikh (1989), H.Bouabdellah (1990), A.Chaouche, M.Drid (1982), Z.Djeroumi, C.Francois (1969), H.Hadouche, H.Khelladi, H.Moulla, M.Roujani (1989), C.Salle, R.Soulali (1989).

Проблема выделения нефтегенерирующих пород является наиболее актуальной для крупных территорий с малой и средней нефтегеологической изученностью, отличающихся сложным геологическим строением. К числу таких территорий, безусловно, относятся и земли Алжирских Атласов. От правильного обоснования нефтегенерирующих пород на сложнопостроенной территории Атласов в значительной степени зависят и направления нефтепоисковых работ.

В настоящей работе реализована методика последовательного (поэтапного) выделения НГП с использованием: общегеологических показателей, массовых и детальных геохимических исследований (В.М. Губницкий, 1999, 2002).

В большинстве регионов мира нефтегенерирующие породы чаще представлены глинами или глинистыми известняками, испытывшими устойчивое погружение и обогащенными сингенетичным органическим веществом. В этой связи, выделение таких литологических разностей в отдельных тектонических зонах крупных территорий может рассматриваться в виде I, рекогносцировочного этапа выделения НГП.

Последующие геолого-геохимические исследования позволяют более уверенно локализовать прослой собственно флюидопродуцирующих пород.

В геохимических исследованиях, выполняемых с целью выделения нефтематеринских пород в осадочном разрезе и прогнозирования перспектив нефтеносности территории, наметились два взаимодополняющих подхода: первый опирается на массовые исследования пород, второй – на результаты детального изучения углеводородного состава в специально подобранной серии битумоидов и нефтей.

Информационные критерии массовых исследований базируются на данных экстракции и пиролиза пород (Рок-Эвал), в том числе – на данных концентрационного распределения органического углерода (Сорг.) и хлороформенных битумоидов (ХБ) в осадочной толще пород.

По результатам пиролиза массив первичной геохимической информации дополняется рядом показателей: генерационным потенциалом – PP, содержанием реализованных (свободных) – S_1 и потенциальных (связанных с керогеном) – S_2 углеводородов, индексом продуктивности – $P_1 = S_1 / (S_1 + S_2)$, максимальной температурой пиролиза – T_{max} при пике S_2 . При изучении нефтегенерационных особенностей пород использовались следующие показатели:

- генерационный потенциал (PP) в кг УВ/т породы, определяемый как сумма свободных (S_1) и вновь образованных (S_2) углеводородов при пиролизе пород;

- водородный (H1) в мг УВ/г Сорг. и кислородный (O1) в мг CO_2 /г Сорг. индексы, представляющие собой соотношения $S_2/S_{орг.}$ и $S_3/S_{орг.}$

Для более надежной характеристики НГП целесообразно ввести дополнительный параметр – индекс содержания свободных углеводородов,

определяемый в виде отношения концентрации свободных УВ к органическому углероду пород – $S_1 \cdot 10 / C_{орг}$. (β').

В отличие от водородного индекса, своего ряда пиролитического аналога битумоидного коэффициента (β), данный параметр позволяет оценить динамику генерации УВ материнской породой не косвенно (по снижению абсолютных значений - β процессе первичной миграции), а непосредственно - путем определения доли образовавшихся лабильных компонентов в органическом веществе. В коллекторских разностях пород повышенные значения ($\beta' \geq 5$) однозначно указывают на аккумуляцию дополнительных (эпигенетичных) УВ.

При комплексировании методов экстракции и пиролиза удастся существенно расширить арсенал первичных геохимических показателей, отражающих особенности состава и эволюции органического вещества пород.

Уровень преобразованности ОВ определялся по отражательной способности витринита (R_o), индексу термальной преобразованности керогена (IAT) и максимальной температуре пиролиза (T_{max} °C) (табл.4).

Таблица 4

УРОВНИ ПРЕОБРАЗОВАННОСТИ ОВ ПОРОД
(по В.А. Чахмахчеву, В.И. Тихомирову, 1993, J.Espitalie, 1985)

Стадии эволюции	Зоны генерации	R_o , %	IAT, баллы	T_{max} , °C
диагенез	незрелое ОВ	<0,5	<1,5	<435
катагенез	нефть	0,5-1,35	1,5-3,0	435-465
	конденсат	1,0-1,5	3,0-3,5	450-475
	жирный газ	1,5-2,0	3,5-4,0	465-530
метагенез	сухой газ	2,0-3,0	4,0-5,0	530-560

Качество нефтематеринских пород оценивалось по граничным значениям параметров (Б.Тиссо, Д.Вельте, 1981) (табл.5).

НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ПОРОД

Нефтематеринские породы	Сорг., %	РР, кг УВ/т пород
Превосходные	>3,0	>20
Очень хорошие (очень богатые)	2,0-3,0	10-20
Хорошие (богатые)	1,0-2,0	6-10
Удовлетворительные (средние)	0,5-1,0	2-6
Плохие (бедные)	0,2-0,5	0,5-2
Очень плохие, очень бедные (не нефтематеринские)	<0,2	<0,5

Выделение нефтематеринских пород и интервалов накопления миграционных УВ в осадочной толще на изучаемых территориях проводилось с использованием геохимических профилей и графиков зависимости между параметрами пиролиза HI-OI и HI-Tmax.

На диаграммах HI-OI выделяются зоны, соответствующие основным генетическим типам ОВ, позволяющим ориентировочно оценить зрелость ОВ. С возрастанием катагенеза ОВ значения HI и OI направленно уменьшаются, а генерационный потенциал керогена истощается. На эволюционных диаграммах снижение концентрации водорода в керогене хорошо коррелируется с Tmax. Диаграммы дополнены «пороговыми» значениями Ro, позволяющими наметить зоны генерации нефтей и конденсатов. На схематических геохимических профилях земная поверхность условно принята за горизонтальную линию, а неравномерное расположение скважин отражает реальные расстояния между ними.

На геохимических профилях выделены горизонты с различным содержанием и преобразованностью ОВ, а также интервалы разреза с микроаккумуляцией УВ ($\beta' > 5$; $\beta > 30$).

На данном этапе геолого-геохимической изученности пород Северного Алжира оценка преобразованности ОВ в юго-западных районах является ориентировочной.

Детальное изучение УВ-состава битумоидов и нефтей выполнялось для оценки генетических связей и катагенной преобразованности ОВ и нефтей.

Подобные исследования чаще выполняются по одному критерию, без учета достаточно сложных взаимосвязей различных групп углеводов, что безусловно снижает объективность последующих геолого - геохимических построений. По сравнению с предыдущими этапами НИР, массив доступной информации на данном этапе заметно сокращается, ввиду сложности получения хорошо подобранной коллекции каменного материала и трудоемкости выполнения самих анализов. В то же время, именно на данном этапе исследований анализ генетических связей в системах: ОВ-ОВ, ОВ-нефть позволяет в предварительно намеченных интервалах разреза достаточно уверенно локализовать прослойки собственно нефтематеринских пород.

Методика комплексной корреляции предусматривает использование показателей индивидуального состава легких аренов, алканов и цикланов состава C_5-C_8 , а также среднемолекулярных алканов нормального и изопреноидного строения (В.М.Губницкий, 2001). Генетическая корреляция нефтей с органическим веществом материнских пород проводилась с помощью графиков молекулярно-массового распределения n -алканов $C_{12}-C_{40}$, легких УВ C_5-C_8 и с учетом соотношения Pr/Ph.

Поиск дополнительных показателей для генетической корреляции нефтей с ОВ нефтегенерирующих пород остается перспективной областью геохимических исследований. В настоящей работе исследован состав продуктов термолиза пород, из которых предварительно удалялись хлороформенные битумоиды (ХБ). Ранее, параметры термолиза в качестве дополнительных коррелятивов, успешно апробировали Ф.Бехар и Р.Пеле (1984) при изучении нефтегазоносности Венесуэлы, Н.В.Лопатин и Т.П.Емец (1987) при геохимических работах в Западной Сибири. При использовании в качестве дополнительных коррелятивов углеводородных показателей дебитуминизированных пород (ДБП) - термолитатов Г.Н.Гордадзе и И.А.Матвеева (1995) показали, что относительная концентрация этилбензола (в составе аренов C_8) может служить фациально-генетическим показателем.

На завершающем этапе детальные геохимические исследования проведены в форме послышной корреляции битумоидов и нефтей по УВ-со составу n -алканов в предварительно выделенных стратиграфических интервалах осадочной толщи.

Прогноз фазового состояния УВ выполнен на основе данных пиролиза и показателей УВ-состава органического вещества пород.

При изучении катагенной преобразованности нефтей и ОВ использовался комплекс параметров, отражающий особенности состава изопреноидов и н-алканов: $Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18}$ (K_1); $nC_6/изоC_6+ЦГ+МЦП$ (K_2); Σ ксилолы/этилбензол (K_3); м+п/о-ксилол (K_4); $nC_{13}-nC_{15}/nC_{25}-nC_{27}$ (K_5); $nC_{13}-nC_{20}/nC_{21}-nC_{30}$ (K_5'). Оценка преобразованности УВ-систем, типа и уровня катагенеза ОВ материнских пород определялась по графику Коннана-Кассоу в координатах $Pr/nC_{17}-Ph/nC_{18}$ и уточнялась с использованием графика: $K_1 - T_{max}$.

При оценке процессов миграции и сохранности УВ-скоплений в качестве дополнительной информации использовался состав сорбированных газов: концентрация метана, тяжелых УВ (C_2-C_5), коэффициент сухости C_1/C_2-C_4 , соотношение $nC_{4изо}/C_4$, концентрационный ряд компонентов.

Глава 2.3. КОМПЛЕКСНАЯ ДИАГНОСТИКА НЕФТЕГЕНЕРИРУЮЩИХ ПОРОД (НГП)

Теоретические основы выделения нефтегенерирующих пород в осадочном разрезе заложены в работах С.Г.Неручева (1962, 1969); Н.Б. Вассоевича (1967) и в настоящее время получили наиболее полное развитие в исследованиях А.Э.Конторовича (1991).

2.3.1. Геологические показатели НГП (I этап)

Для более объективного решения данной задачи составлена схема соотношения стратиграфических интервалов флюидопроявлений и распространения пород с повышенным содержанием сингенетичного ОВ в разрезе мезо-кайнозоя Атласов (рис.4).

В отдельных тектонических зонах Атласов прослеживается различный характер соответствия данных показателей.

**Схема соотношения нефтегазоносности и пород с повышенным содержанием О.В.
в разрезе мезо-кайнозоя Алжирских Атласов**

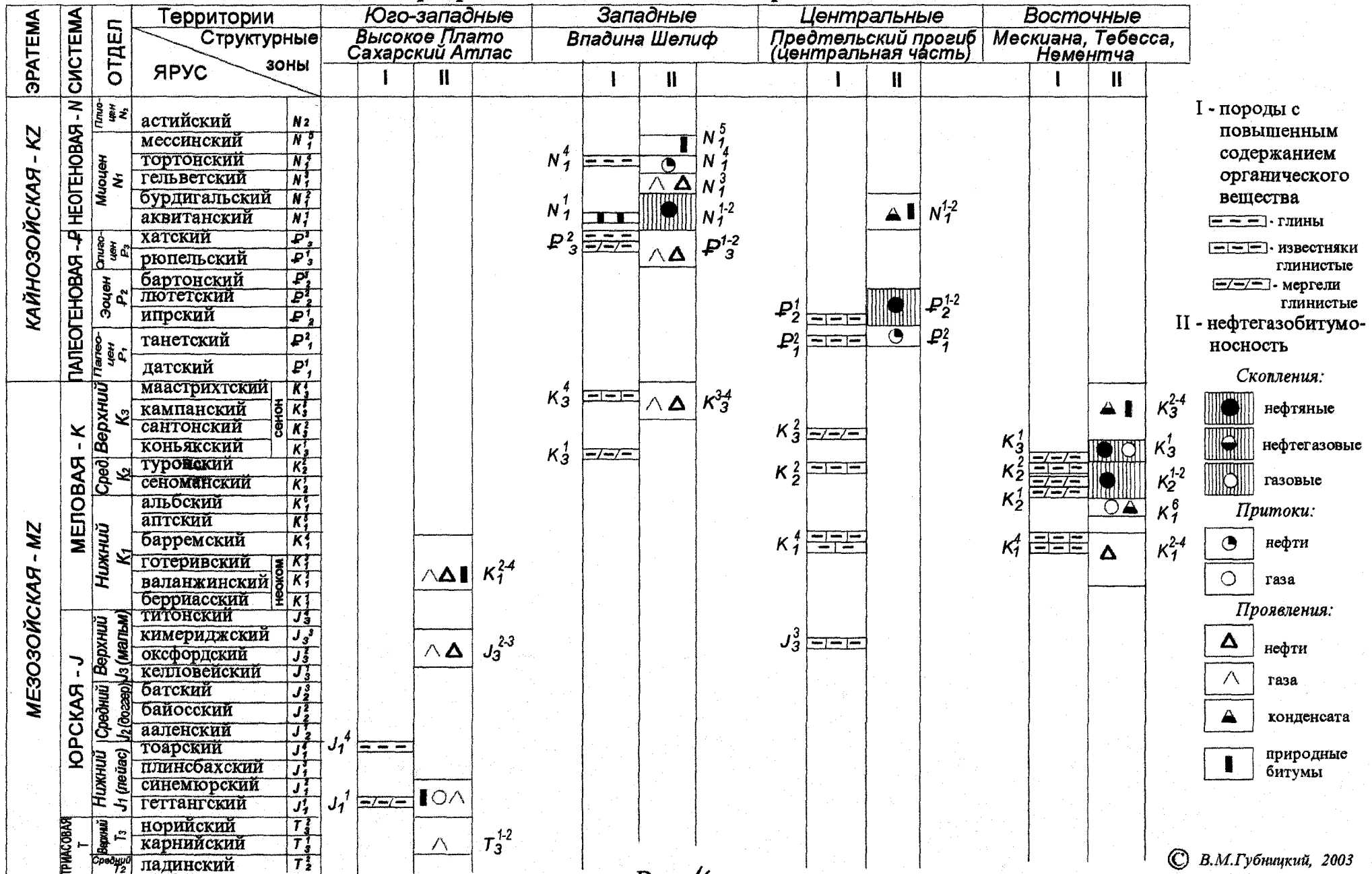


Рис. 4

- 55 -

На территории впадины Шелиф и Преддельского прогиба выявленные нефтидопроявления, в основном, установлены в палеоген-неогеновых отложениях, в то время как стратиграфический интервал обогащенных ОВ глинисто-карбонатных пород намного шире и помимо кайнозоя охватывает отложения верхнего-среднего-нижнего мела. Данное обстоятельство безусловно затрудняет выделение НГП по общегеологическому описанию пород в центральных и северо-западных районах Атласов.

В восточных районах, на территории Алжиро-Тунисского Атласа, выявленные нефтидопроявления и обогащенные сингенетичным ОВ разности пород фокусируются в стратиграфическом интервале мелового возраста.

Наиболее дискуссионной является проблема выделения НГП на территории впадины Шелиф. Ряд исследователей – М.Ловис, К.Салле, А. Карбонье к материнским породам относят толщу миоценовых отложений (М.М. Алиев и др., 1971). В этом случае поиски скоплений УВ следовало бы ограничить зонами повышенной мощности миоцена. Анализ литолого - палеогеографических особенностей залегания осадочных пород показал, что миоценовая эпоха отличалась неустойчивым режимом седиментации, обилием грубообломочных пород и светлых мергелей с низкой концентрацией ОВ. Накопление обогащенных ОВ глинистых и карбонатных осадков отмечается лишь на локальных участках вдоль осевой зоны Шелифской миоценовой впадины. Т.е. процессы генерации нефти в миоцене имели ограниченные масштабы.

По мнению Ж.Дево (J.Devaux, 1969) нефти впадины Шелиф продуцированы темными мергелями олигоцена. Палеогеновый комплекс осадков формировался в осушавшихся субаквальных бассейнах, в условиях усиленного сноса грубообломочного материала. Фации олигоцена представлены светлыми аргиллитами, переходящими в красноватые глины, местами загипсованными. Такие литолого-фациальные условия нельзя рассматривать в качестве благоприятных для накопления органического вещества и генерации углеводородов.

После детального анализа результатов поисковых работ, М.Тенай и Ж.Борже (1952) пришли к заключению, что нефтематеринскими вероятно являются породы мелового (мезозойского) субстрата. Это в свою очередь

позволяет рассматривать в качестве перспективных для поиска нефтяных залежей более древние породы мезозойской толщи. Мезозойский субстрат изучен слабо. Лишь пять скважин вскрыли верхний мел на поднятии Акбуб. Среди верхнемеловых пород развиты черные и темно-серые известняки, сланцеватые мергели (иногда грифельные), возраст которых – сеноман и маастрихт. В большинстве скважин, вскрывших меловые породы, фиксируются нефте- или газопроявления.

Эпигенетичная природа нефтепроявлений в миоценовых и палеогеновых отложениях впадины Шелиф подтверждается высокими значениями соотношения смолы/асфальтены (от 12 до 31), что в свою очередь дает основание рассматривать их как фильтраты коренных залежей, находящихся в более древних отложениях.

В юго-западных районах Алжирских Атласов распространены темноцветные глинисто-карбонатные юрские породы с повышенным содержанием ОВ. Зона генерации УВ вероятно расположена в центральной погруженной части Сахарского Атласа. Породы такого состава изучены на поднятиях Мешерия и Бу-Лефард. Нефтегазоносность территории, примыкающей с севера к Южно-Атласскому разлому, может быть связана с ниже- и среднеюрскими отложениями.

В центральных районах Атласов перспективными для поисков углеводородов являются известняки и доломиты доггера-мальма (юра), баррема – апта (нижний мел), сенона (верхний мел), танетского и ипрского ярусов палеогена. Каждый из названных комплексов экранируется глинистой или глинисто-мергельной толщей. Меловые глинисто-карбонатные породы отличаются сингенетично повышенным содержанием органического вещества. Поступление УВ вероятно происходило из наиболее прогнутых частей Предтельского прогиба.

В восточных районах темноцветные породы с повышенным содержанием органического вещества встречены в меловых отложениях прогиба Тарф (Орес-Кеф) и впадины Мельрир. В трангрессивные периоды (неоком, апт, альб, сеноман) в прогибе Орес-Кеф накапливались глинисто-мергельные осадки с повышенным содержанием органического вещества.

На территории восточных районов выделяются три карбонатных литолого-стратиграфических комплекса: баррем-аптский (нижнемеловой), альб-сеноманский (нижне-среднемеловой), турон-коньякский (средне-верхнемеловой). Каждый из комплексов перекрывается глинистой или глинисто-мергельной экранирующей толщей.

Таким образом, по результатам геологического описания пород удалось установить, что битуминозные разности (в основном глинисто - карбонатные породы) имеют на территории Атласов, как правило, переменную мощность, отличаются литологической неоднородностью и частым фациальным замещением. Все эти обстоятельства объективно указывают на сложность выделения НГП в осадочном разрезе Алжирских Атласов.

2.3.2. Оценка НГП по данным массовых геохимических исследований (II этап)

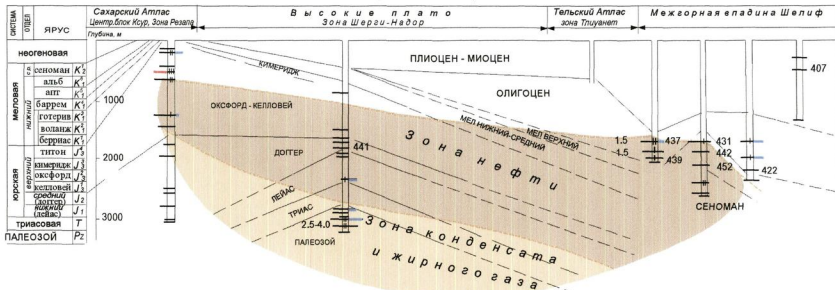
На втором этапе работ, по результатам обработки массовых геохимических анализов пород выполнен следующий комплекс исследований:

- построены схематические геохимические профили субмеридианального простирания, проходящие через поисковые скважины;
- проанализированы эволюционные диаграммы зависимостей: $HI-OI$, $HI-Tmax$ для ОВ разновозрастных отложений мезо-кайнозоя всех структурных зон,
- проанализированы динамика изменения средневзвешенных показателей пиролиза пород ($Сорг$, S_1 , S_2 , PP , PI , $Tmax$) и распределение $Сорг$. в разрезе мезозоя.

Западные и юго-западные районы. Данная территория охватывает межгорную впадину Шелиф, тектонические системы Высоких Плато, Сахарского Атласа и западный участок Орис-Заб. Геохимические исследования пород выполнены в широком стратиграфическом диапазоне от карбона до неогена (рис. 5).

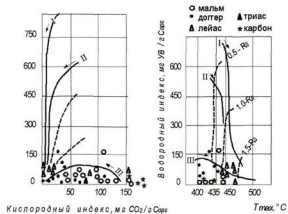
Отложения карбона изучены в структурной зоне Шерги Высоких Плато. Содержание $Сорг$. в аргиллитах верхнего карбона составляет 0,20-0,46; в породах среднего карбона 0,37-0,84. Генерационный потенциал не превышает

Геохимический профиль Западных Атласов (линия 1-1)



СИСТЕМА	ЭПОХА	Сажарский Атлас Центр. блок Исур, Зона Рельанг
неогеновая	ЯРУС	Глубина, м
меловая	сеноман	K ₂
	альб	K ₁
	анг	K ₁
	баррем	K ₁
	готерив	K ₁
юрская	воланга	K ₁
	борриас	K ₁
	титон	J ₃
	кимеридж	J ₃
	оксфорд	J ₃
палеозой	кедловей	J ₁
	средний (Лолгор)	J ₂
	нижний (Алва)	J ₁
	триасовая	T
ПАЛЕОЗОЙ	Pz	

Тектоническая система Высоких Плато



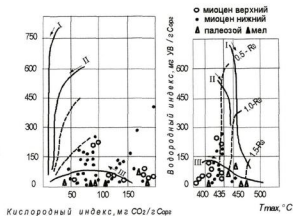
Условные обозначения

PP	<0.5	Tmax, °C	251
	0.5-1.0		435
	1-2		
	2-6		
	>6		
IAT	<2		
S ₁₋₁₀ /C _{орг}	0.2-0.5		
	0.5-1.0		
	>1.0		

PP — генерационный потенциал пород, кг УВ / т породы
 IAT — индекс термальной преобразованности керогена
 Tmax — максимальная температура пиролитиза, °C
 C_{орг} — содержание органического углерода, %
 S₁₋₁₀/C_{орг} — индекс содержания свободных УВ
 R₀ — отражательная способность витринита, %

 — информация по серин образцов

Межгорная впадина Шелиф



1,1 кг УВ/т пород, что не позволяет рассматривать породы карбона Высоких Плато в качестве нефтематеринских.

Отложения триаса на северо-востоке Высоких Плато отличаются низкой, менее 0,3%, концентрацией углерода и чрезвычайно низким генерационным потенциалом ($PP=0,02-0,06$). Нефтематеринские породы в триасе не выделяются.

Юрские отложения имеют широкое распространение в юго-западных районах Северного Алжира.

В породах лейаса геохимические параметры ОВ улучшаются в отдельных пропластках в структурных зон Догман и Надор Высоких Плато, что позволяет отнести аргиллиты к категории бедных материнских пород ($Сорг.=0,54-1,45$, $PP=2,0-2,14$). Степень эволюции ОВ соответствует переходной стадии от позднего мезо-катагенеза $МК_5$ к апокатагенезу – $АК_1$. Генерация УВ подтверждается увеличением β' до 5,5-14,9. В отложениях мальма представляют интерес два района. Первый выделяется на юге центрального блока Сахарского Атласа. В локальных пропластках келловей – оксфорда структурной зоны Резала аргиллиты характеризуются повышенными значениями органического углерода (до 3,8%) и генерационного потенциала (4,7-5,8 кг УВ/т.породы). Второй район расположен на юго-западе тектонической системы Оррис-Заб, в зоне Хамара. В глинах мальма PP не превышает 2,3. Преобразованность пород соответствует среднему мезо-катагенезу ($T_{max}=443-450^{\circ}C$). Активизация процессов нефтеобразования в отложениях мальма подтверждается значительными колебаниями показателя - β' пород (4,8-37,7).

Таким образом, по данным пиролиза в юрской толще юго-западных районов Северного Алжира в качестве возможно материнских пород выделяются отложения мальма в структурных зонах Резала, Хамара и лейаса - в зоне Надор.

С позиций выделения нефтематеринских пород особое внимание заслуживают меловые отложения впадины Шелиф, но объективно, по имеющимся результатам исследований можно лишь предполагать наличие материнских пород в меловых отложениях.

Отложения кайнозоя имеют широкое распространение в пределах впадины Шелиф. В породах олигоцена содержание органического углерода 0,1-0,8, генерационный потенциал 0,5-1,29. Органическое вещество гумусового типа, водородный индекс 14-148. Значения кислородного индекса часто превышают 150-200 мг $\text{CO}_2/\text{г Сорг.}$, что не позволяет рассматривать глинисто-карбонатные разности пород в качестве нефтематеринских. Накопление аллохтонных битумоидов в олигоцене центрального участка Акбуб-Джаззар связано с широкомасштабными процессами вертикальной миграции из меловой толщи.

В отложениях миоцена значения Сорг. повышаются до 0,91-2,64, а РР – до 2,1-5,7. Степень преобразованности ОВ чаще соответствует стадии позднего протокатагенеза – ПК₃, а на участках повышенной мощности - стадии МК₁. По комплексу геохимических показателей в миоцене впадины Шелиф бедные нефтематеринские породы выделяются на северо-востоке – в структурной зоне Рабле и прогнозируются в прогибе Хабра. В нижнемиоценовых коллекторах данных участков отмечается накопление аллохтонных битумоидов ($\beta' = 6,2-8,5$). Данное обстоятельство указывает на ограниченный диапазон миграции УВ, очевидно не выходящий за пределы миоценовой толщи.

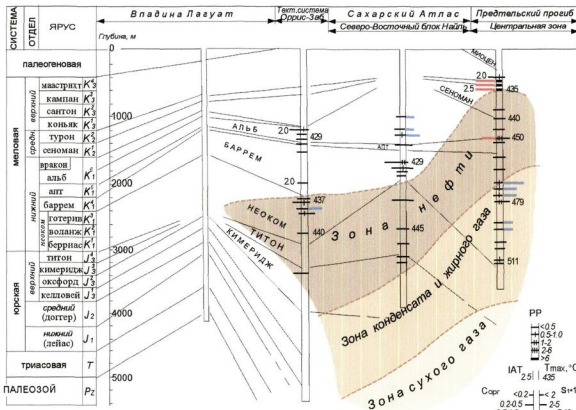
Центральные районы. Рассматриваемая территория включает Предтельский предгорный прогиб и сопредельную зону Тельского Атласа. Геохимическими методами изучены отложения мела, палеоцена и миоцена.

Породы нижнего мела характеризуются пониженными значениями Сорг., S₂, РР (рис.6). Органическое вещество гумусового типа. Верхние значения водородного индекса не более 80. Степень преобразованности ОВ на большей части Предтельского прогиба соответствует среднему мезо-катагенезу (МК₃). Некоторое повышение Сорг. и РР нижнемеловых пород отмечается в глинах апта и баррем-валанжина (Сорг.=0,30-0,74; РР=1,2-2,5). Генерация УВ подтверждается повышенными значениями показателя β' (11,7-44,0).

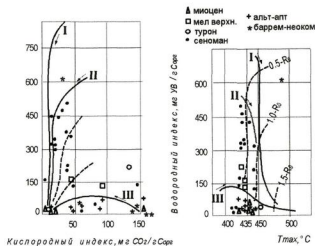
Отложения среднего мела отличаются широкими пределами изменения параметров ОВ. Максимальные значения Сорг. и РР в центральной тектонической зоне Предтельского прогиба достигают 3,4-4,2 и 11,9-19,5,



Геохимический профиль Центральных Атласов (линия 2-2)



Предтельский прогиб



Условные обозначения

PP - генерационный потенциал пород, кг UV / т породы

IAT - индекс термальной преобразованности корогена

Tmax - максимальная температура пиролиза, °C

Сорг - содержание органического углерода, %

S₁₋₁₀/Сорг - индекс содержания свободных UV

R₀ - отражательная способность витринита, %

— информация по серии образцов

соответственно. Органическое вещество сапропелевого и гумусово - сапропелевого типов. Водородный индекс ОВ возрастает до 320-480 мг УВ/г ОВ. Степень эволюции пород соответствует стадии МК₂ и постепенно снижается на обширных пространствах впадин Ходна и Барика до уровня протокатагенеза. В качестве нефтематеринских выделяются черные битуминозные глины сеноман-турона центральной и северной бортовых зон ($T_{max} = 435-445^{\circ}\text{C}$). Активизация процессов нефтеобразования в отложениях среднего мела подтверждается широкими колебаниями индекса свободных УВ ($\beta' = 2,5-20,0$).

В отложениях миоцена генерация УВ возможна в северной бортовой зоне прогиба, где эти отложения достигли стадии МК₃. В локальных глинистых пропластках миоцена концентрация органического углерода повышается до 1,1-2,6; а генерационный потенциал составляет 0,8-1,9, что позволяет предполагать весьма ограниченные нефтегенерирующие возможности пород. По геохимическим показателям ($\beta = 16,7-31,0$; $\beta' = 6,4-7,5$) аккумуляция УВ отмечается в известняках.

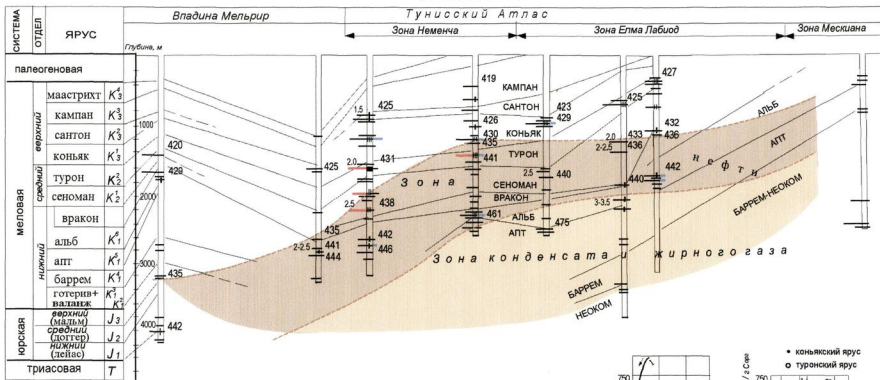
В о с т о ч н ы е р а й о н ы . Построенные графики позволяют проследить направленность изменения геохимических параметров в разрезе мезозоя (рис.7).

Юрские отложения изучены лишь на юго-западе рассматриваемой территории, в пределах тектонической системы Оррис-Заб. Концентрация органического углерода в известняках и доломитах мальма составляет 0,04-0,17%, эпизодически возрастая в образцах с прослоями аргиллитов до 0,21-0,66%. Органическое вещество гумусового типа. По результатам пиролиза верхние значения водородного индекса не превышают 46. Степень преобразования ОВ соответствует началу мезокатагенеза. Материнские породы в юрских отложениях отсутствуют.

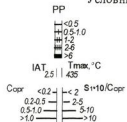
В разрезе нижнего мела пониженными значениями органического углерода и генерационного потенциала характеризуются отложения неоконбаррема.

В отложениях среднего мела заметно улучшается весь комплекс геохимических параметров ОВ. Содержание органического углерода и генерационный потенциал глинистых известняков сеноман-турона в структурной

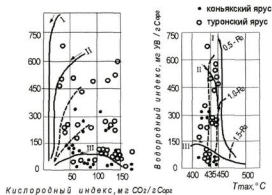
Геохимический профиль Восточных Атласов (линия 3-3)



Условные обозначения



- PP – генерационный потенциал пород, кг УВ / т породы
 - IAT – индекс термальной преобразованности керогена
 - Tmax – максимальная температура пиролиза, °C
 - Сорг – содержание органического углерода, %
 - S1+I0/Cорг – индекс содержания свободных УВ
 - Ro – отражательная способность витринита, %
- информация по серии образцов



зоне Неменча и на сопредельном участке – Елма Лабиод достигает 5,7-8,1 и 39,6-45,7, соответственно в северном и западном направлениях данные показатели снижаются до средних значений. Анализ диаграмм ИН-10, ИН- T_{\max} , показывает, что органическое вещество смешанного типа с повышенным водородным индексом (200-661 мг УВ/г Сорг.). На большей части Алжиро-Тунисского Атласа породы преобразованы до переходной стадии МК₁-МК₂ (T_{\max} =435-445°C), а на юге тектонической системы Оррис-Заб – лишь до стадии ПК₃. Активизация процессов генерации УВ в отложениях среднего мела подтверждается широкими колебаниями индекса свободных УВ (2,1-16,0). По комплексу геохимических показателей наибольшие перспективы нефтеносности сеноман-туронских пород связаны с южными и юго - восточными районами Алжиро-Тунисского Атласа.

В стратиграфическом разрезе сенона повышенные значения Сорг. (до 1,7-2,56%) и РР (до 5,7-14,8 кг УВ/т пород) встречены в отложениях коньякского яруса на юго-востоке Алжиро-Тунисского Атласа. Органическое вещество смешанного типа. Преобразованность пород чаще соответствует переходной стадии ПК₃-МК₁. Аккумуляция УВ фиксируется в коньякских коллекторах. В отложениях сантона, кампана и маастрихта максимальные показатели Сорг. и РР снижаются до 1,4 и 4,66 соответственно. Пониженный уровень эволюции органического вещества (T_{\max} =420-430°C) позволяет рассматривать глинисто-карбонатные породы сантона-маастрихта в качестве потенциально нефтематеринских. Генерация жидких УВ более вероятна в структурной зоне Неменча и на прилегающей территории прогиба Мельрир.

Кайнозойские отложения Тунисского Атласа отличаются достаточно благоприятными качественными параметрами органического вещества (Сорг.=0,5-1,5; РР- 0,5-9,0). В то же время, низкая степень его преобразованности (T_{\max} 420°) не дает основания относить породы палеогена к категории нефтегазопроизводивших. Реализация генетического потенциала возможна в более погруженных горизонтах к югу от Южно-Атласского разлома.

Для более изученной территории Восточных Атласов массив геолого-геохимической информации дополнен средневзвешенными (по мощности пород) значениями параметров пиролиза ОВ (рис.8).

На диаграммах отчетливо прослеживаются различия в составе и степени преобразования органического вещества юрских и меловых пород.

Породы верхней юры и нижнего мела в целом характеризуются пониженной концентрацией органического углерода и низким генерационным потенциалом. Генерация углеводородов в меловых породах происходила за счет ОВ смешанного типа, отлагавшегося в прибрежно-морских условиях.

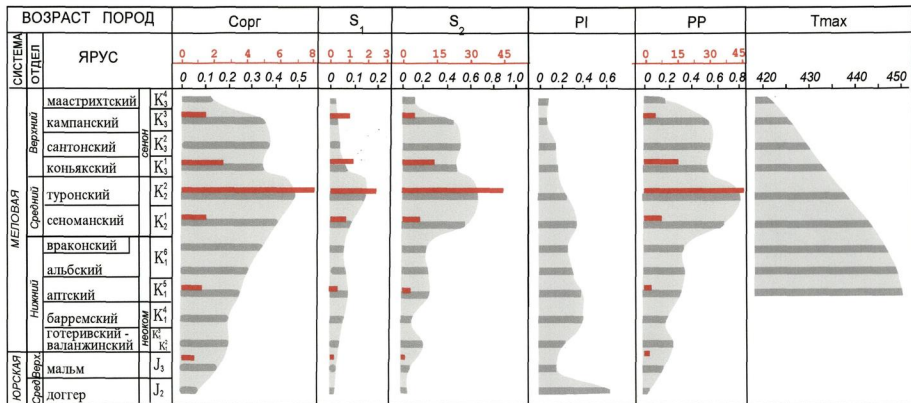
Несмотря на достаточно «скромные» средневзвешенные значения большинства геохимических критериев, их максимальные величины в маломощных прослоях достигают весьма высоких показателей. В породах среднего мела содержание органического углерода и генетический потенциал глинистых известняков туронского яруса достигает 4-8% и 40-46 кг УВ/т. породы, соответственно. Органическое вещество сеноман-турона отличается оптимальным уровнем катагенеза.

В центральных и северных районах органическое вещество среднего мела преобразовано до стадии среднего мезокатагенеза (МК₂₋₃) – «нефтяное окно», а ОВ юры и нижнего мела – до стадии генерации жирных газов (МК₄₋₅). В южных районах уровень эволюции органического вещества соответствует: в меловых отложениях – стадии протокатагенеза (ПК₂₋₃), в верхне-юрских – переходной стадии от прото- к мезокатагенезу.

В стратиграфическом разрезе верхнего мела (сенона) органическое вещество смешанного типа, уровень преобразованности соответствует переходной стадии от прото- к раннему мезокатагенезу. Пониженный уровень эволюции ОВ ($T_{\max}=420-435^{\circ}\text{C}$) позволяет рассматривать отложения верхнего мела и кайнозоя в качестве потенциально нефтематеринских лишь в районах их максимального погружения.

Заметные различия максимальных и средневзвешенных значений Сор_г и РР в одновозрастных отложениях подчеркивает характерное для Атласов обстоятельство: породы с повышенной концентрацией сингенетичного ОВ отличаются переменной мощностью и ограниченным по разрезу распространением.

Изменение параметров ОБ в разрезе мезозоя



Содержание в породах: органического углерода-Сорг,%, свободных S₁ и связанных S₂ углеводородов, кг. УВ/т породы

Параметры ОБ:

- средневзвешенные по мощности одновозрастных пород
- максимальные в локальных пропластках

PP - генерационный потенциал, кг. УВ/т породы
 PI - индекс продуктивности
 Tmax - максимальная температура пиролиза, °C

© В.М.Губинский, 2003

Рис. 8

Резкое снижение Сорг. и большинства показателей пиролиза в нижнемеловых и юрских отложениях связано с реализацией низких нефтегенерирующих свойств данных пород. Верхнемеловые породы коньякского яруса, еще не реализовавшие свой генерационный потенциал, сохраняют повышенные значения S_1 и РР.

По результатам массовых геолого-геохимических исследований на территории Восточных Атласов:

- выделены прослои накопления миграционных углеводородов,
- ориентировочно намечены стратиграфические интервалы (верхний – средний – нижний мел, верхняя юра), представляющие интерес как зоны возможного положения материнских пород.

Помимо благоприятных, хотя и весьма неравнозначных по разрезу мезозоя, абсолютных значений большинства критериев (генерационного потенциала, индекса продуктивности и др.), активизация процессов генерации УВ в выделенных интервалах подтверждается широкими колебаниями показателя - β' .

2.3.3. Локализация НГП по комплексу углеводородных показателей (III этап)

Имеющаяся в настоящее время аналитическая информация позволяет выполнить корреляцию нефтей с ОВ пород только в восточных районах Атласов.

Объектом исследования послужили пробы нефтей (№ 1, 2, 3) месторождений Джебель Оннг (ДЖ) и Гергюит Кихал (GKN), приуроченных соответственно к верхне- и среднемеловым (коньяк-турон) коллекторам структурной зоны Неменча – Тамерза; а также пробы глинисто-карбонатных пород мезозоя площади Джебель Кеммакен (КМ), расположенной на юге той же структурной зоны.

Анализ полученных результатов показывает, что, несмотря на приуроченность нефтей к различным глубинным интервалам мезозойской толщи, они характеризуются близким содержанием насыщенных (70,7-84,2%) и ароматических (10,5-12,5%) углеводородов (табл.6). По особенностям

Таблица 6

ПОКАЗАТЕЛИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА МЕЛОВЫХ НЕФТЕЙ ВОСТОЧНЫХ АТЛАСОВ

Но- мер про- бы	Скв.	Средняя глубина залегания, м	Групповой состав, %			Углеводороды C ₁₃ -C ₃₀		Углеводороды C ₆
			насыщенные УВ	арены	смолы +асфальтены	$\frac{nC_{13} - nC_{20}}{nC_{21} - nC_{30}}$	$\frac{П + Ф}{nC_{17} + nC_{18}}$ (K ₁)	$\frac{nC_6}{\text{изо}C_6 + ЦГ + МЦП}$ (K ₂)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ДК-1	1040	70,7	12,5	16,8	1,54	0,58	0,44
2.	ДК-6	1010	73,4	12,2	14,4	1,60	0,57	0,42
3.	GKN-1	2900	84,2	10,5	5,3	2,09	0,37	0,61

Номер пробы	Скв.	Этилбен- зол, %	Ксилолы, %			Σ ксилолы этилбензол (K ₃)	мета-+пара- орто- (K ₄)
			орто-	мета-	пара-		
10	11	12	13	14	15	16	17
1.	ДК-1	18,7	28,5	44,0	8,8	4,35	1,85
2.	ДК-6	18,8	27,3	46,1	7,8	4,30	1,97
3.	GKN-1	10,2	25,1	51,3	13,4	8,80	2,58
		0,5	16,3	54,5	23,7	Равновесные концентрации ал- килбензолов (А.А.Петров, 1984): при 300°K	

Примечание: П - пристан (изоC₁₉), Ф - фитан (изоC₂₀).

ЦГ - циклогексан, МЦП - метилциклопентан

распределения изопреноидов и н-алканов нефти относятся к химическому типу А₁ (Ал.А.Петров, 1984).

Несомненное влияние на формирование общих черт мезозойских нефтей оказала существенная примесь гумусовых компонентов в исходном ОБ материнских пород. По данным Д.Лейтхойзера и др. (1979) в легких УВ, генерированных органическим веществом с преобладанием гумусовой составляющей, содержание изоалканов и аренов повышается.

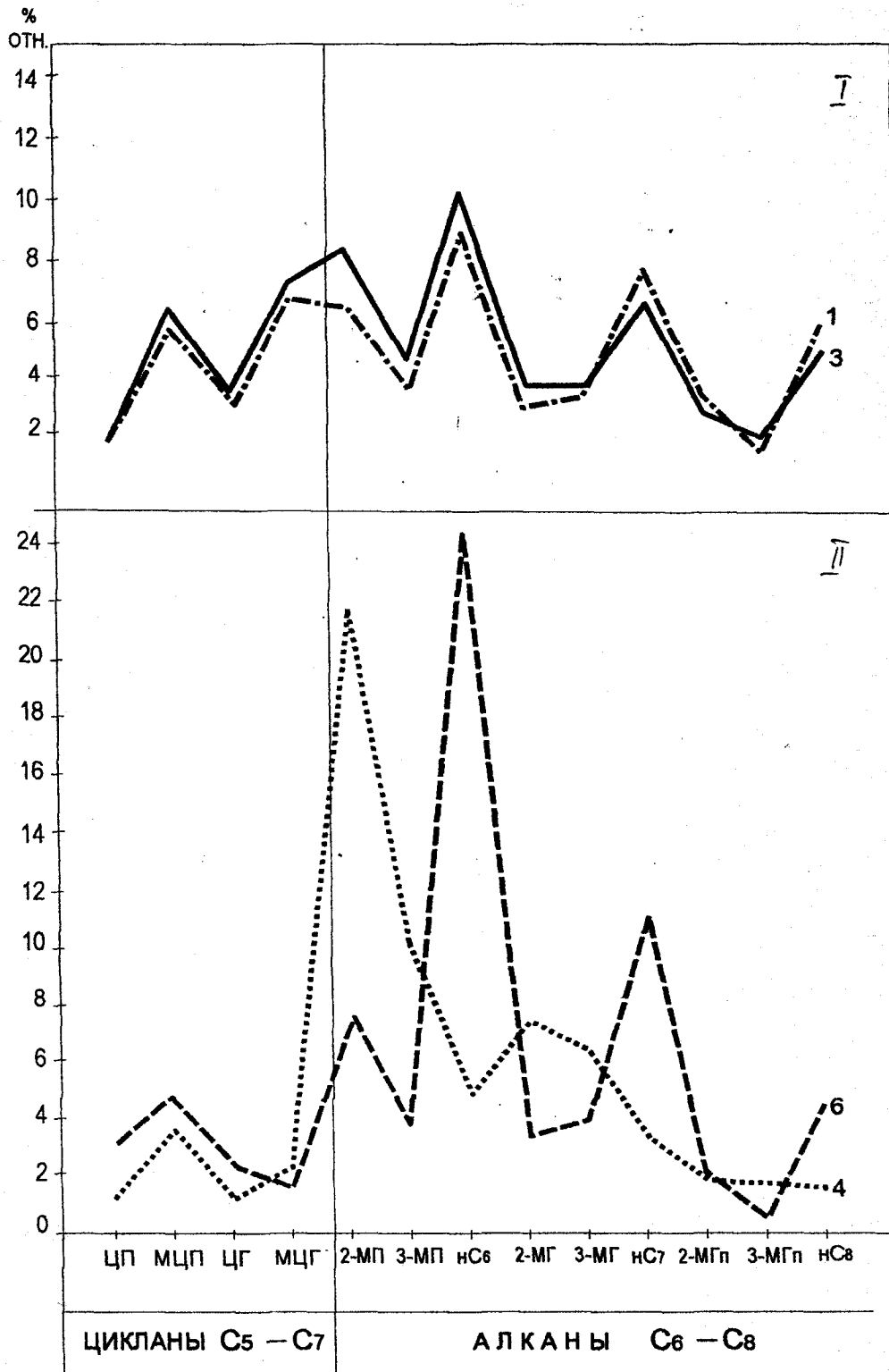
Во фракции легких углеводородов (ЛУВ) С₆-С₈ коррелируемых нефтей определена повышенная концентрация алканов 51,6-57,3%, в которых доминируют изосоединения 28,5-32,9%. Концентрация легких цикланов и аренов в сравниваемых нефтях достаточно близки: 34,7-41,2% и 6,7-8,0%, соответственно. Характеристические показатели: н-алканы/изоалканы, арены / алканы, $\Sigma Ц / \Sigma Ц П$ меняются в узких пределах: 0,74-0,81; 0,13-0,14 и 0,75-0,95, соответственно.

Ниже приведены результаты корреляции низкомолекулярных УВ фракций С₅-С₈ в нефтях Джебель Оннг, Гергюит Кихал и продуктах термолита дебитуминизированных пород турона. Пробы глинисто-карбонатных пород мезозоя отобраны на глубинах: № 4 – 1400 м, № 5 – 1900 м, № 6 – 3300 м. Распределение УВ-компонентов единообразно и характеризуется отчетливыми максимумами в содержании н-алканов С₆-С₇-С₈ и метилзамещенных цикланов – МЦП и МЦГ (рис.9).

Повышенные концентрации (% на сумму аренов С₈) этилбензола (20,2-20,5%) и одновременно - метаксилола (41,3-42,3%) в глинисто-карбонатных породах мезозоя (пробы № 5 и № 6 - Г.Н.Гордадзе, 1990), указывают на смешанную, гумусо-сапропелевую, природу исходного органического вещества нефтегенерирующих отложений. В продуктах термолита данных пород полностью сохраняется порядок распределения легких УВ свойственный обеим пробам нефтей, но при этом основные максимумы - нС₆ и нС₇ проявляются еще более контрастно. Соотношения: ксилолы/этилбензол, мета-/ортоксилол в нефти Джебель Оннг и битумоиде турона (скв.КМ-1) достаточно близки и составляют 4,3-3,9 и 1,6-1,7 соответственно.

Полученные результаты являются веским аргументом в пользу генетической связи нефтей из разновозрастных отложений структурной зоны

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЯХ И ПРОДУКТАХ ТЕРМОЛИЗА ПОРОД



I — пробы нефтей (1 — глубина 1040 м, 3 — глубина 2090 м);
 II — пробы продуктов термоллиза дебитуминизированных пород
 (4 — глубина 1400 м, 6 — глубина 3300 м).

Принятые сокращения: ЦП — циклопентан, циклогексан;
 нС6, нС7, нС8 — нормальный гексан, гептан, октан;
 2МП, 3МП — 2-метилпентан, 3-метилпентан;
 2МГ, 3МГ — 2-метилгексан, 3-метилгексан;
 2МГп, 3МГп — 2-метилгептан, 3-метилгептан

рис. 9

Неменча с единой нефтематеринской породой среднего мела. В то же время, особый, резко отличный от состава нефтей, порядок распределения легких УВ C_5-C_8 в породах турона, с глубины 1400 м, подчеркивает ограниченное по площади и разрезу среднего мела положение нефтегенерирующих отложений.

Повышенная катагенная преобразованность нефти GKN на глубине 2900 м определяется комплексом геохимических критериев. Алканы $C_{13}-C_{30}$ характеризуются преобладанием углеводородов нормального строения. Изопреноидный коэффициент (K_1), определяемый в виде отношения суммы пристана и фитана к сумме нормальных гепта- и октадекана, снижен до 0,37. На фоне увеличения в легких УВ (C_5-C_8) концентрации алканов до 58% и снижении доли цикланов до 34%, в составе последних прослеживается тенденция возрастания гексацикланов. Величина отношения гекса- / пентацикланы повышается до 0,95, против - 0,75 в нефти с глубины 1040 м. Показатель катагенеза легких УВ (K_2) превышает 0,6.

По показателям K_3 и K_4 , базирующимся на составе алкилбензолов C_8 , подтверждается повышенная преобразованность нефтей на глубине 2900 м.

По комплексу геохимических критериев нефти проб № 1 и 2, с глубин 1040 и 1010 м, являются менее превращенными: изопреноидный коэффициент K_1 повышен до 0,57-0,58, показатели катагенеза легких алканов (K_2) и аренов (K_3) снижены до 0,42-0,44 и 4,30-4,35, соответственно. Вероятно, эти нефти подверглись умеренной фильтрации вмещающими породами в процессе вертикальной миграции. Миграционная природа данных нефтей подтверждается близкими значениями генетических критериев исследованных проб и одновременно - низкой концентрацией более сорбируемых асфальтенов (0,4%) в составе смолисто-асфальтеновых компонентов.

Послойная корреляция битумоидов и нефтей выполнена с использованием графиков молекулярно-массового распределения n -алканов $C_{12}-C_{35}$ и с учетом соотношения - $изоC_{19}/изоC_{20}$.

На рис.10 показана направленность изменения состава изопреноидов и n -алканов в подобранной коллекции средне- и верхнемеловых пород и нефтей. Коллекция представлена образцами, отобранными в широком гипсометрическом интервале (1600-3400 м) двух близкорасположенных площадей,

что позволяет рассматривать район их расположения в качестве геохимического полигона для обширного южного участка территории.

Битумоиды кампан-маастрихта (обр.№ 1,1'), с органическим веществом смешанного типа, отчетливо выделяются на графике. На фоне повышенного отношения - $\text{изоC}_{19}/\text{изоC}_{20}$ (1,25-1,70) фиксируется несколько отчетливых максимумов нечетных n -алканов в высокомолекулярном диапазоне - $n\text{C}_{25}$, $n\text{C}_{27}$, $n\text{C}_{29}$ и $n\text{C}_{31}$. Определенное снижение доли гумусовых компонентов в ОВ нижнего кампана и сантона (обр.2, 3) подтверждается пониженными значениями отношения П/Ф (0,9-1,0) и заметным падением концентрации высокомолекулярных n -алканов C_{23} - C_{32} .

В битумоидах, выделенных из глинистых известняков турона, заметно снижается концентрация УВ изопреноидного строения. В отдельных пропластках турона, на глубинах 3000 м (обр.4) и 3200-3400 м (обр.5,6), заметно варьирует характер распределения n -алканов. Степень расхождения по соотношению П/Ф и содержанию одноименных углеводородов $n\text{C}_{12}$ - $n\text{C}_{35}$ заметно снижается при сопоставлении нефтей из меловых отложений с автохтонными разностями битумоидов турона на глубине 3200 и 3400 м. В пробах нефтей (обр.7,8) из разновозрастных интервалов мела соотношение П/Ф изменяется в узких пределах: от 2,0 до 2,2.

С учетом однотипного распределения n -алканов в нефти GKN и ОВ турона можно сделать заключение, что формирование нефтяной залежи Гергюит Кихал в структурной зоне Неменча произошло в результате ограниченной по протяженности латеральной миграции УВ из погруженных разновозрастных отложений турона.

Вопрос о материнских породах, генерировавших нефть Джебель Оннг, остается открытым. В работах М.Дрида и В.И.Тихомирова (1988), Г.Н. Гордадзе и Н.Моуэлы (1991), В.Боровикова и В.Джеруми (1986) высказаны разные точки зрения. Сопоставление УВ составов нефти Джебель Оннг с ОВ разновозрастных пород нижнего сенона показывает, что битумоиды коньякских отложений отличаются повышенными значениями показателя K_1 (1,26-1,28) и Pr/Ph (2,86-3,33), чем существенно отличаются от нефти. Для последней названные параметры равны 0,60 и 2,03 соответственно. Органическое

вещество сенона на данной площади отличается пониженным катагенезом ($Pr/nC_{17}=1,74-1,81$, $Ph/nC_{18}=0,7-1,2$).

Проведенная корреляция ОВ пород и нефтей позволяет сделать ряд выводов.

1) По комплексу геохимических критериев на исследуемой территории нефтематеринскими являются сеноман - туронские глинистые известняки.

Данная серия битуминозных известняков имеет ограниченное распространение по площади и разрезу среднего мела. Последнее обстоятельство подтверждается, в частности, существенными различиями между максимальными и средневзвешенными (по мощности пород) значениями геохимических критериев в разрезе среднего и верхнего мела Восточных Атласов.

2) По геохимическим критериям установлена генетическая связь нефтей Гергюит Кихал и Джебель Оннг с материнскими породами среднего мела структурной зоны Неменча.

Таким образом, оптимальное сочетание массовых и детальных геолого-геохимических исследований позволяет достаточно уверенно выделять зоны развития НГП в осадочной толще. Концентрация поисковых работ в зонах распространения материнских пород, с первоочередным опробованием коллекторов в одновозрастных и стратиграфически смежных интервалах разреза, несомненно, повысит успешность их проведения.

Глава 2.4. ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕНОСТИ

Попытки выделения нефтегазоносных бассейнов (НГБ) на территории северо-западной Африки предпринимались И.О.Бродом (1964), А. Перодом (A. Perrodon, 1966), Р.Б.Сейфуль-Мулюковым и А.Саидом (М.М. Алиев и др., 1971). По их заключению выделить нефтегазоносные бассейны на территории Атласов не предоставляется возможным из-за неоднократных изменений зон генерации и аккумуляции УВ в различное геологическое время.

2.4.1. Оценка процессов миграции и сохранности скоплений

Результаты геолого-геохимического изучения пород показывают, что распределение скоплений УВ и многочисленных нефтегазопроявлений в осадочной толще Атласов определяется не только оптимальными условиями накопления и преобразования исходного органического вещества материнских пород.

Значительное корректирующее влияние на размещение и сохранность УВ оказывают вторичные, постгенерационные процессы и в первую очередь - миграционное перераспределение флюидов по осадочному разрезу. Степень сохранности УВ в существенной мере предопределяет и перспективы нефтегазоносности территории. Решение данной группы вопросов базируется на изучении особенностей состава ОВ, битумоидов, нефтей и сорбированных газов.

Западные и юго-западные районы. Миграционное перераспределение флюидов в осадочном разрезе прослеживается в юрских отложениях Сахарского Атласа и Высоких Плато. Зоны активизации этих процессов выделяются направленным увеличением показателя β' и особенностям УВ-состава битумоидов.

По результатам пиролиза, перераспределение УВ отмечается:

- в тектонической системе Оррис-Заб (отложения маальма зоны Хамара и мела зоны Джар);
- на территории Высоких Плато (лейас и доггер поднятия Надор, карбон зоны Шерги, батский ярус Мешерия и келловой тектонической зоны Теллаг);
- в Сахарском Атласе (средне- и верхнеюрские отложения центрального блока);
- на территории впадины Шелиф (неоген структурной зоны Рабле, прогиба Хабра и палеоген зоны Акбуб-Джаззар).

Вертикальная миграция УВ в отложениях доггера центрального блока Сахарского Атласа (зона Айн Махди) подтверждается перемещением максимума концентрационного распределения н-алканов и значительным уве-

личением коэффициентов $K_5(2,52)$ и $K_5'(4,53)$, при одновременном сохранении средних значений показателя $K_1(0,41)$.

Процессы активного перераспределения УВ отмечаются в кайнозойские впадины Шелиф (рис. 11). Вверх по разрезу олигоцена прослеживается миграционное обогащение аллохтонных битумоидов легкими УВ ($K_5 = 0,73 \rightarrow 1,18 \rightarrow 2,8$). В миоцене процессы миграционного накопления УВ установлены в структурных зонах Акбуб-Джаззар и Рабле, при этом битумоиды характеризуются высокой преобразованностью ($K_1=0,24-0,30$, $K_5=1,1-28,7$). Диаграмма распределения n-алканов представляет собой резко асимметричную кривую с максимумом в диапазоне $nC_{15}-nC_{17}$.

Выявленные особенности углеводородного состава аллохтонных битумоидов миоцена позволяют предположить поступление УВ в неогеновые отложения впадины Шелиф из глубоко погруженных горизонтов мезозоя, что хорошо согласуется с результатами изучения нефтепроявлений в северо-восточных районах впадины. Проявления легких, нефтей плотностью 759-777 кг/м³ встречены в приповерхностных отложениях миоцена на поднятиях Эль Биод и Седра. Миграция нефтей из глубокопогруженных отложений осадочной толщи через плотные породы сопровождалась адсорбцией асфальтенов. В северной прибортовой зоне впадины процессы гипергенного разрушения углеводородной основы нефтей заметно усиливались, что привело к формированию скоплений тяжелых нефтей (Айн-Зефт) и природных битумов (Сиди Брахим). В природных битумах миоцена содержание смолисто-асфальтеновых компонентов составляет 37-53% (класс мальт).

Приуроченность чрезвычайно легких нефтей на участках Эль Биод, Седра и в месторождении Глиуанет к глубинам ≤ 400 м обусловлена миграцией значительных масс легких УВ по дизъюнктивным нарушениям из погруженных отложений мезозоя, сопровождавшейся формированием битумов фазово-миграционного генезиса. Битумы на данной территории образовались в результате выпадения асфальтенов при контакте нефтей (или пород обогащенных ОВ) с легкими алканами C_2-C_5 при миграционной разгрузке УВ по дизъюнктивным нарушениям.

Распределение n-алканов в битумоидах кайнозойских пород впадины Шелиф

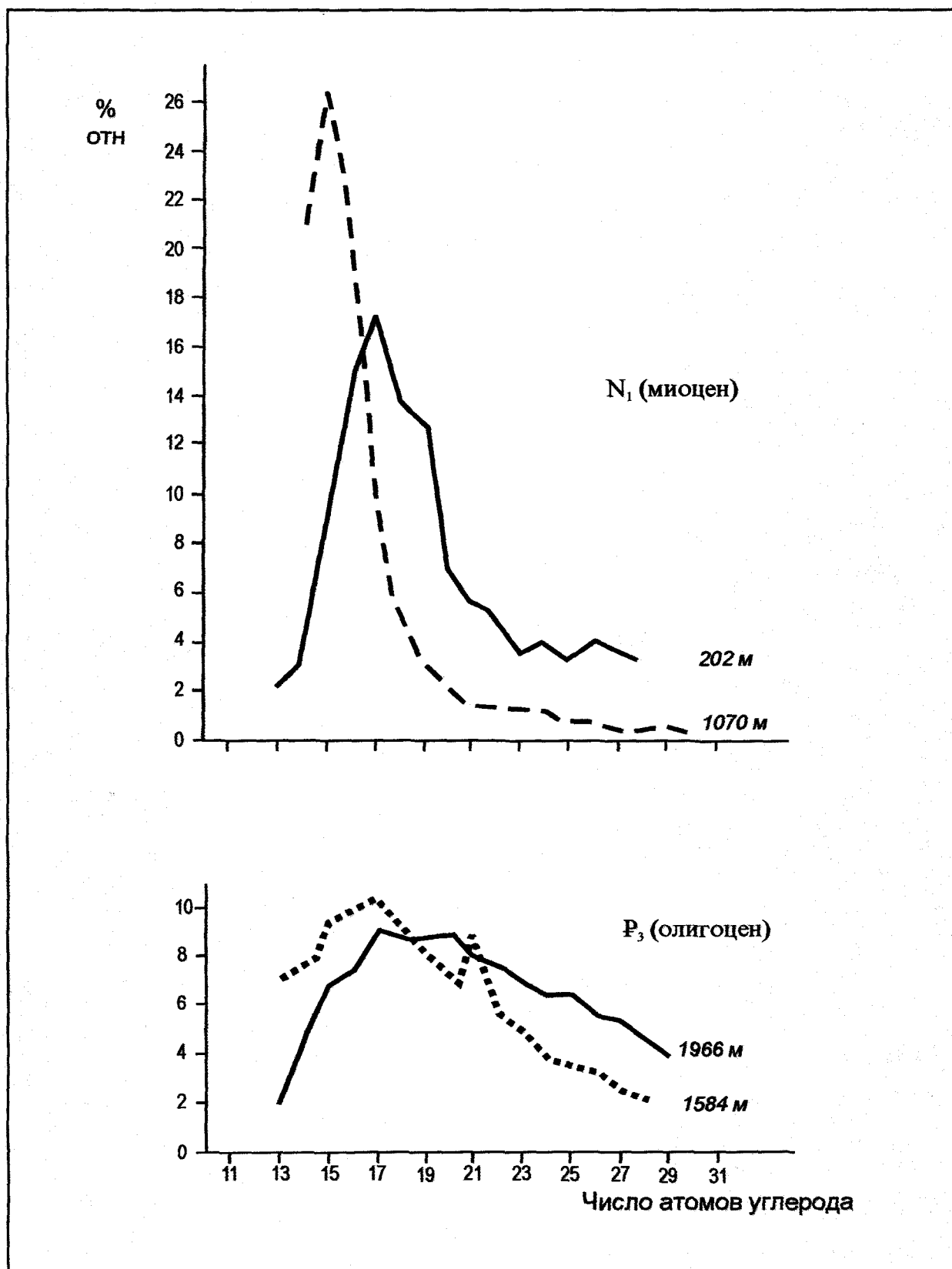


Рис. 11

Центральные районы. По результатам массового изучения ОВ пород интервалы проявления вертикальной миграции УВ выделяются:

- в Предтельском прогибе (баррем-валанжинские отложения впадины Сиди-Аисса, сеноман-враконская толща северного борта и келловей-оксфорд западной тектонической зоны);

- в Тельском Атласе (сеноман-туронские, апт-альбские породы Южно-Бибанской тектонической зоны и неоком мегантиклинория Бибанс).

Повышенное содержание легких фракций (57,5%) и пониженная плотность (830 кг/м³) нефти в залежи Уэд-Гетерини на глубине ≈400-450 м, позволяет предполагать поступление УВ в эоценовые отложения из меловой толщи.

Восточные районы. Особенности залегания и формирования нефтяных скоплений Гергюит Кихал и Джебель Оннг послужили причиной определенных (не генетических) различий нефтей GKN и ДК. Различия в уровнях катагенной превращенности нефтей GKN и ДК в значительной мере определяются именно вторичными термобарическими факторами (см.раздел.2.3.3).

Процессы нефтегазообразования и миграции УВ на территории прогиба Тарф и Алжиро-Тунисского Атласа прослеживается и по составу сорбированных газов (СГ) – табл.7.

В прогибе Тарф, вверх по разрезу мела в интервале 2009-890 м, одновременно с заметным возрастанием общей газонасыщенности пород, увеличивается концентрация метана, коэффициента сухости, а в структуре тяжелых УВ – содержания н-бутана. Изменяется и порядок распределения компонентов СГ, который в сеноманских отложениях принимает вид наиболее соответствующий миграционным разностям газов $C_1 > C_2 > C_3 > C_4 > C_5$.

В разрезе меловых отложений центральных и южных районов Алжиро-Тунисского Атласа, при широких колебаниях газонасыщенности пород, единой направленности в изменении С.Г. по разрезу не наблюдается, что вероятно связано с автономными процессами накопления УВ в отдельных стратиграфических интервалах меловой толщи и сокращением диапазона их

Таблица 7

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА СОРБИРОВАННЫХ ГАЗОВ В МЕЗОЗОЙСКИХ ПОРОДАХ

№	Крупные тектонические элементы	Структурные зоны	Возраст пород	Глубина, м	Содержание газов мкл/кг пород	Состав газов				
						%% объемные			C ₁ C ₂ -C ₅	H ₂ C ₄ изоC ₄
						C ₁	C ₂ -C ₅	C ₅		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Межгорный прогиб Тарф	Таура	K _{2cm}	892	13032	96,5	3,5	0,2	27,6	
			K _{1al}	1754	6151	99,4	0,6		167,6	5,7
			K _{1ap}	2009	74	79,1	20,9	8,4	3,8	2,3
2.	Тунисский Атлас	Тебесса	K _{1al}	1009	6561	98,9	1,1	0	89,9	2,0
			K _{1ne}	4212	54	94,0	6,0	2,2	15,7	2,9
3.	-*-	Елма-Лабюд	K _{2cm}	1992	7598	85,5	14,5	0,4	5,9	1,2
			K _{1al}	2524	21926	88,3	11,7	0,2	7,6	0,8
4.	-*-	Неменча	K _{2cm}	2305	4118	88,6	11,4	0,2	7,8	0,7
			K _{1al}	2658	1409	86,5	13,5	4,1	6,4	1,2
5.	Прогиб Мельрир	Уэд-Меллах	K _{2cm}	2534	1030	59,8	40,2	5,4	1,5	1,4
				2980	6700	86,5	13,8	1,5	6,3	1,3
6.	Высокие Плато	Седрайя	J ₃ ⁴	1170	2212	79,8	20,2	5,2	3,95	2,3
			J ₃ ³	2880	7860	99,3	0,7	0	142,0	1,5

* - по каждой структурной зоне состав газов охарактеризован в верхней и нижней частях исследованного стратиграфического интервала.

Общее число анализов сорбированных газов N=92.

вертикальной миграции. В ниже-среднемеловых породах структурной зоны Неменча максимум метаносодержания снижается до 70-91%, а коэффициент сухости – до 2,4-9,8. В составе СГ структурных зон Елма Лабюд и Неменча заметно снижается соотношение н-бутан/изобутан (до 0,8-1,2), концентрация метана и повышается доля тяжелых УВ (до 9-14%).

Отмеченные особенности сорбированных газов определяются активацией генерации нефтяных УВ и улучшением условий их сохранности в меловых отложениях южных районов Алжиро-Тунисского Атласа.

Особым характером отличается состав СГ в прогибе Мельрир. Вверх по разрезу апт-сеномана (2534-2980 м), одновременно с уменьшением газо-содержания пород и коэффициента сухости (с 6,3 до 1,5), значительно повышается концентрация тяжелых УВ C_2-C_5 (с 13,8 до 40,2%), в том числе пентанов – с 1,5 до 5,4%. Соотношение $nC_4/изоC_4$ сохраняется на умеренном, стабильном уровне – 1,3-1,4. В целом, характер изменения газов соответствует мягкому усилению катагенеза ОВ с глубиной залегания мезозойских пород.

Таким образом, в южном направлении от прогиба Тарф к Тунисскому Атласу и далее – к прогибу Мельрир последовательно изменяется комплекс состава СГ в вертикальном разрезе меловых отложений. Данная направленность определяется следующими факторами:

- снижением катагенеза УВ флюидов до оптимального (для генерации нефтей) уровня, что хорошо согласуется с различием геотермических градиентов в мезозойской толще пород прогибов Тарф (4,1°C/100 м) и Мельрир (2,6°C/100 м),

- улучшением условий сохранности скоплений УВ, в связи с сокращением стратиграфического диапазона и снижением интенсивности вертикальной миграции УВ.

Ранее, при изучении условий сохранения и аккумуляции УВ в осадочной толще Северного Алжира по изотопам углерода карбонатных пород М.Махнаус (1983) пришел к выводу о широком развитии процессов вертикальной миграции по тектоническим нарушениям УВ в сенон-палеогеновых породах тектонических зон Сетиф-Меджунес и Оррис-Заб.

В прогибе Тарф и на сопредельной территории Алжиро-Тунисского Атласа заметно ухудшаются условия НГО и сохранности флюидов. Более жесткий геотермический режим, пониженное содержание ОВ гумусового типа способствовали преимущественной генерации газов. Повышенная диффузия газовых компонентов привела к разрушению газовых палеозалежей. Своего рода «следами» ранее существовавших газовых скоплений служат участки пород с повышенным содержанием сорбированных газов.

Активизация процессов вертикального перераспределения УВ, в сочетании с высокой степенью катагенеза ОВ, УВ флюидов и широким развитием дизъюнктивных нарушений, снижает перспективы поиска скоплений жидких УВ в северной части Восточных Атласов. В результате более жестких геотермических условий преобразования, интенсивной вертикальной миграции генерированных (в основном газообразных) УВ, палеозалежи в этих районах до настоящего времени не сохранились.

Проведенное изучение особенностей миграции и сохранности УВ в мезозое Восточных Атласов позволяет выделить ряд положений.

1) По показателям состава ОВ, нефтей, сорбированных газов наибольшие перспективы сохранения нефтяных скоплений связаны с породами среднего и верхнего мела структурной зоны Неменча.

2) Повышенное содержание и оптимальный уровень катагенеза ОВ сеноман-туронских НГП способствовали накоплению в коллекторах среднего мела углеводородов нефтяного ряда.

3) Залежи нефти и газа в центральных районах Тунисского Атласа (Оннг, Фуа) сформировались в результате вертикальной миграции УВ из материнских пород турона в коллекторы коньякского яруса верхнего мела.

4) Накопление аллохтонных битумоидов и формирование нефтяных скоплений в среднемеловых отложениях на крайнем юге Тунисского Атласа проходило в основном за счет миграции УВ из более погруженных отложений впадины Мельрир.

5) В северном направлении ухудшаются условия преобразования и сохранности УВ флюидов, заметно возрастает геотермический градиент и степень катагенеза ОВ пород мезозоя, расширяется стратиграфический диапа-

зон миграции УВ, а в составе сорбированных газов возрастает доля метана и соотношение н-бутан/изобутан.

б) Более жесткий геотермический режим и пониженное содержание ОВ гумусового типа способствовали преимущественной генерации газов в меловой толще севера Тунисского Атласа и в прогибе Тарф. Повышенная диффузия газовых компонентов привела к разрушению газовых палеозалежей.

2.4.2. Прогноз фазового состояния УВ скоплений

Проблема прогнозирования фазового состояния углеводородов весьма актуальна для мало- и среднеизученных территорий с широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности, в том числе и для мезо - кайнозойских пород Атласов.

При региональных исследованиях на обширных, геологически неравномерно изученных территориях земной коры, показатели УВ-состава битумоидов в специально подобранной серии проб могут служить основой для рекогносцировочного прогноза фазовых типов залежей (В.М.Губницкий, 1999, 2001).

Как известно, фазовое состояние УВ в залежах и состав систем зависят от типа исходного ОВ и стадий его катагенеза. Ранее отмечалось, что генерация УВ-флюидов в основном связана с ОВ смешанного типа. Данное обстоятельство позволяет думать, что возможный спектр фазовых форм УВ на территории Атласов, в основном, находится в тесной связи со стадиями катагенеза ОВ и УВ-систем.

Методически прогноз фазового состояния УВ в разновозрастных отложениях Атласов выполнен на основе данных пиролиза (см.рис.5, 6, 7) и показателей углеводородного состава ОВ пород.

З а п а д н ы е р а й о н ы . Породы карбона в структурной зоне Шерги Высоких Плато высокопреобразованы - переходная стадия генерации жирных и сухих газов (IAT=3,5-4,0).

Отложения триаса в районе поднятий Надор, Седрайя и в зоне Догман Высоких Плато глубоко преобразованы, прошли «нефтяное окно» и находятся на стадии генерации жирных газов и конденсатов.

Породы юры на значительной территории Высоких Плато, Сахарского Атласа и западных районов тектонической системы Оррис – Заб находятся в зоне генерации нефти ($T_{max}=440-465^{\circ}$). В среднеюрских породах Сахарского Атласа зона генерации жирных газов расширяется в северо - восточном направлении и охватывает структурные зоны Резала и Айн Махди. Отложения лейаса глубоко преобразованы (до стадии генерации сухого газа) в юго-западных районах Сахарского Атласа – Высоких Плато.

Генерация легких нефтей и конденсатов в меловых породах возможна на территории впадины Шелиф.

Породы палеогена на большей части впадины Шелиф достигли «нефтяного окна». Неогеновые отложения в основном слабо преобразованы. Реализация начального этапа нефтеобразования возможно в структурных зонах Хабра, Джара и Рабле. Пониженный уровень преобразованности ОВ пород миоцена (по данным пиролиза) явно не соответствует глубокому катагенезу углеводородов аллохтонных битумоидов, выделенных из этих отложений.

Ц е н т р а л ь н ы е р а й о н ы . По уровню преобразованности органического вещества нижнемеловые пород центральной тектонической зоны Предтельского прогиба и Южно-Бибанской зоны Тельского Атласа соответствуют зоне «нефтяного окна».

В отложениях среднего мела несколько сокращается область прогнозируемой нефтеносности на востоке Предтельского прогиба, поскольку сенман-туронские породы впадины М'Сила еще не достигли этапа генерации нефти ($T_{max}=420-430^{\circ}C$).

Отложения неогена на большей части Предтельского прогиба слабо преобразованы. Лишь в пределах северного борта прогиба и сопредельного участка Тельского Атласа породы миоцена находятся в начале «нефтяного окна» ($T_{max}=436-438^{\circ}C$).

В о с т о ч н ы е р а й о н ы . На геохимическом профиле (см.рис. 7) выделяются зоны с различной преобразованностью ОВ пород.

Породы юры и неоком-баррема глубоко преобразованы на значительной территории прогиба Тарф и Алжиро-Тунисского Атласа, где они прошли «нефтяное окно» и находятся на этапах генерации конденсата и сухого газа. Современные процессы нефтеобразования могут протекать лишь на юге тектонической системы Оррис-Заб и Алжиро-Тунисского Атласа.

В апт-альбских отложениях несколько расширяется зона прогнозируемой нефтеносности на юге Алжиро-Тунисского Атласа.

Уровень катагенеза ОВ средне меловых отложений в основном соответствует главной зоне нефтеобразования.

Отложения нижнего сенона в прогибе Тарф и в центральных районах Алжиро-Тунисского Атласа расположены в начале «нефтяного окна», а в районе поднятий Фуа и Оннг – в переходной зоне ($T_{max}=426-436^{\circ}C$). Уровень эволюции пород верхнего сенона и палеогена на значительной территории Алжиро-Тунисского Атласа соответствует стадии протокатагенеза. Генерация нефти возможна в южных районах зоны Неменча и на смежной территории прогиба Мельрир.

В центральных районах Тельского Атласа ОВ сенон-эоценовых пород находится в зоне нефтеобразования, а на локальных участках Сетиф - Меджунес – в зоне генерации жирных и сухих газов: значения T_{max} изменяются от 445 до 475 $^{\circ}C$.

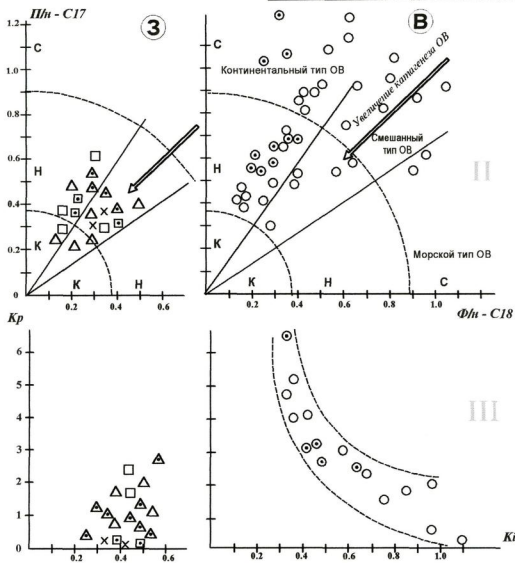
После предварительной оценки катагенной преобразованности пород методом Рок-Эвал, уровень эволюции уточнялся по характеристическим показателям состава хлороформенных битумоидов (ХБ), выделенных из пород (В.М.Губницкий, 1999, 2001).

Сравнительная оценка степени зрелости УВ-систем, с учетом типа и уровня катагенеза исходного ОВ материнских пород, выполнена с помощью графика Коннана-Кассоу, построенного в координатах: П/нС₁₇ - Ф/нС₁₈ (где: П - пристан, изоС₁₉; Ф - фитан, изоС₂₀) - рис.12.

На графике Коннана-Кассоу нанесены показатели состава УВ в хлороформенных экстрактах пород двух групп: первая представлена автохтонными битумоидами, вторая - аллохтонными и паравтохтонными битумоидами. Состав автохтонных битумоидов изменяется в широких пределах, что предопределяется значительным диапазоном катагенеза органического вещества

Геохимические показатели катагенеза ОВ мезо-кайнозойских пород Алжирских Атласов

© В.М.Губицкий, 2003



I - Схема территории Алжирских Атласов. 1 - площадь, занимаемая Атласскими НГБ: восточные (В) и западные (З) районы АНГБ; 2 - границы государственные; 3 - города

II - Соотношение изопреноиды/н-алканы как показатель катагенеза УВ-систем. 4-направление увеличения катагенеза органического вещества. Автохтонные битумоиды в отложениях: 5-неогена, 6-мела, 7-юры, 8-палеозоя, 9-аллохтонные и паравтохтонные битумоиды. П-пристан, iC₁₉. Ф-фитан, iC₂₀. Зоны генерации: Н-нефтей, К-конденсатов. С-слабо преобразованное (незрелое) ОВ пород.

III - Зависимость между коэффициентом термической зрелости (Ki) и показателем распределения н-алканов (Kp) в битумоидах разновозрастных пород.

Рис. 12

пород: от позднего протокатагенеза (стадия ПК₃) до раннего апокатагенеза (АК₁). Аллохтонные и паравтохтонные битумоиды занимают на графике среднее поле, т.е. полностью вписываются в общую схему эволюции УВ-систем на данной территории. На диаграмме выделяются участки с различной термической зрелостью УВ-систем: от зоны слабого преобразования органического вещества до зоны генерации конденсатов.

Интервалы изменения катагенеза ОВ меловой толщи восточных районов значительно шире, а его максимальные значения существенно ниже, чем в мезо-кайнозойских отложениях западных Атласов. Генерация УВ в меловых породах происходила за счет органического вещества широкого фациального облика с преобладанием ОВ смешанного типа, отлагавшегося в прибрежно-морских условиях и отличавшегося заметной примесью гумусовых компонентов.

Различия в УВ составе органического вещества различного фациального типа более отчетливо прослеживается на низких и средних стадиях катагенеза. На диаграмме это положение реализуется в форме большего диапазона разброса точек при значениях: P/nC_{17} и $\Phi/nC_{18} \geq 0,6$. С повышением степени преобразования органического вещества различия в углеводородном составе нивелируются и полигон возможных вариантов состава направленно фокусируется в левой нижней зоне графика. Более рельефно эта особенность прослеживается в западных Атласах.

Из анализа графика следует, что в отложениях мелового возраста эволюция УВ состава соответствует оптимальному уровню для образования нефтяных скоплений. В восточных районах возможно также формирование и углеводородных скоплений переходных фазовых форм, которые могут быть представлены нефтями с высокой газонасыщенностью и конденсатами вторичного типа. Но даже в наиболее катагенно преобразованных породах мела степень эволюции углеводородов не достигает значений свойственных первичным газоконденсатам.

Одновременно с трансформацией в ряду: изопреноиды – n-алканы, повышение катагенной преобразованности органического вещества пород сопровождается увеличением доли углеводородов с меньшим молекулярным весом. Эта зависимость может быть проанализирована с помощью графика,

отражающего связь коэффициента термической зрелости углеводородных систем (изопреноидного коэффициента) и показателя характеризующего молекулярно-массовое распределение n-алканов.

Коэффициент термической зрелости (K_i) определялся как отношение суммы пристана и фитана к сумме нормальных гепта- и октадекана - $P+F/nC_{17}+nC_{18}$. Динамика молекулярно-массового распределения n-алканов охарактеризована в виде показателя распределения (K_p), представляющего собой отношение средне- ($nC_{13}-nC_{15}$) к высокомолекулярным ($nC_{25}-nC_{27}$) n-алканам. Значения изопреноидного коэффициента K_i изменяются в широких пределах: от 0,2 до 1,0.

В битумоидах восточных районов достаточно отчетливо прослеживается обратная зависимость между показателями K_i и K_p , при этом коэффициент распределения варьирует от 0,5 до 6,5. Выявленная зависимость определяется различным уровнем термической зрелости органического вещества пород и усиливается с повышением уровня катагенеза ОВ.

Совершенно иная ситуация прослеживается в западных районах Атласских НГБ. Здесь стадия преобразования органического вещества отвечает позднему мезокатагенезу. В углеводородном составе битумоидов фиксируется увеличение концентрации n-алканов, а значения изопреноидного коэффициента снижаются до $K_i=0,2-0,5$.

Диагностика УВ-систем в западных районах осложняется двумя особенностями: первая связана с повышенным уровнем катагенеза органического вещества, что нивелирует первоначальные различия в составе ОВ; вторая - определяются сложным тектоническим строением западных районов, наличием многочисленных дизъюнктивных нарушений и весьма интенсивной миграционной разгрузкой УВ.

В результате больших миграционных потерь продуцируемых углеводородов процессы их генерации в мезо-кайнозойских отложениях западных районов с высокопреобразованным ОВ не сопровождались адекватными по масштабам процессами формирования скоплений флюидов. На графике отмеченные особенности фиксируются как в форме отсутствия геохимической связи между изопреноидным коэффициентом - K_i и показателем распределения n-алканов - K_p , так и в виде более низких предельных значений пока-

зателя распределения (не более 2,8). Эти значения коэффициента распределения *n*-алканов явно не соответствуют повышенному уровню катагенеза органического вещества мезозойских пород.

Термическая зрелость *ОВ* пород может уточняться и на основе комплексного анализа данных хроматографии и пиролиза. Так, на рис.13 представлена графическая зависимость коэффициента термической зрелости K_i от максимальной температуры пиролиза для *ОВ* пород ниже-средне-верхнемелового и палеогенового возраста Восточных Атласов. Отчетливо прослеживается обратная связь между данными параметрами. Пониженные значения T_{max} (410-430°C) и высокие значения показателя K_i (0,6-1,4) чаще соответствуют битумоидам верхнего мела южных районов Тунисского Атласа.

По результатам выполненного исследования можно отметить следующее:

1. В образовании различных фазовых форм углеводородов, помимо уровня катагенеза *ОВ*, значительное корректирующее влияние (особенно в западных районах) оказывают процессы миграционного перераспределения флюидов в осадочной толще по дизъюнктивным нарушениям.

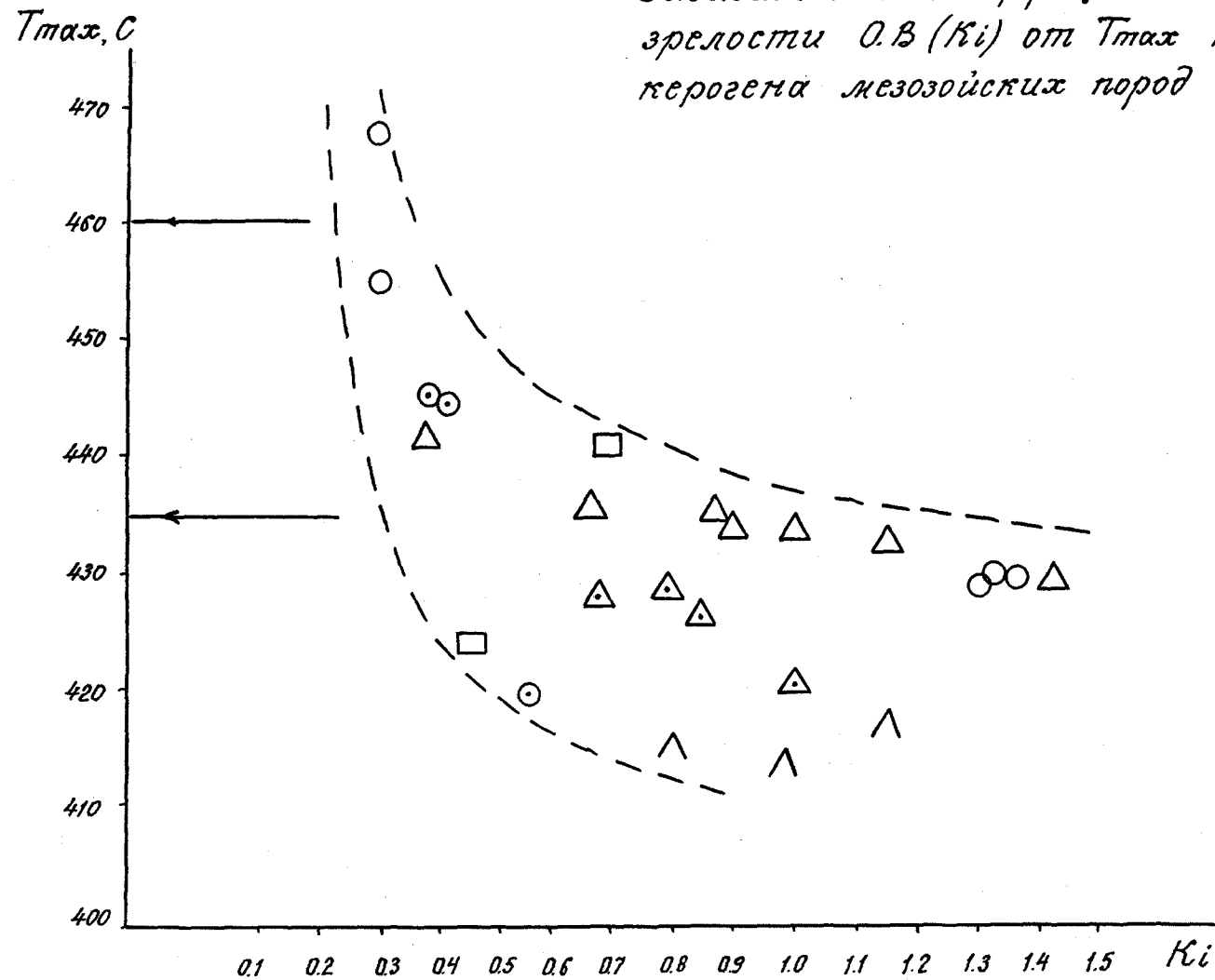
2. Зависимость между коэффициентом термической зрелости углеводородных систем и показателем распределения *n*-алканов фиксируется только в восточных районах Атласов.

3. По комплексу геохимических критериев (содержанию и типу *ОВ*, уровню преобразованности *ОВ* и нефтей, степени сохранности *УВ* и активизации вторичных миграционных процессов) на территории Атласов вероятно образование:

– нефтей широкого качественного состава и вторичных конденсатов в меловых отложениях восточных районов,

– легких нефтей, жирных газов и первичных конденсатов в мезокайнозойской толще западных районов.

Зависимость коэффициента термической зрелости $0.В$ (K_i) от T_{max} пиролиза керогена мезозойских пород Восточных Атласов



Автохтонные битумиды в отложениях:
 □ - нижнего мела ○ - среднего мела △ - верхнего мела ▽ - палеогена △○ - аллохтонные битумиды

Рис. 13

Глава 2.5. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АТЛАСОВ

В основу оценки перспектив нефтегазоносности положена карта преобразования ОВ мезо-кайнозойских пород с выделением флюидопродуцирующих пород и зон генерации флюидов различного фазового состояния (рис.14).

Нефтематеринские породы, чаще в виде глинисто-карбонатных разностей с повышенной концентрацией ОВ и выявлены в отложениях лейаса, мальма, апта-альба, сеноман-турона, сенона и миоцена.

Наиболее благоприятными условиями генерации и сохранения УВ-скоплений характеризуются сеноман-туронские и нижнесенонские породы структурных зон Неменча и Елма Лабюд Алжиро-Тунисского Атласа. По комплексу углеводородных показателей фиксируется генетическая связь нефтей Гергюит-Кихал и Джебель Оннг с органическим веществом среднего мела зоны Неменча.

В меловых отложениях южных районов Алжиро-Тунисского Атласа возможно формирование скоплений переходных форм: газонасыщенных нефтей и вторичных конденсатов.

Меловая толща пород в прогибе Тарф и северных районах Алжиро-Тунисского Атласа, с пониженным содержанием высокопреобразованного ОВ гумусового типа, является зоной преимущественного газообразования. В тоже время, состав и содержание адсорбированных газов указывают на значительное разрушение газовых палеоскоплений.

Пониженное содержание ОВ, неравномерный уровень его катагенной преобразованности и активное перераспределение УВ в мезо-кайнозое Тельского Атласа определяют ограниченные генерационные возможности материнских пород данной территории.

В Предтельском прогибе более благоприятными условиями для реализации процессов нефтеобразования отличаются сеноман-туронские отложения центральной тектонической зоны. На востоке Предтельского прогиба генерация нефтей возможна в более погруженных меловых отложениях впадин Ходна и М'Сила. Образование нефти в неогеновых отложениях более вероятно в северной бортовой зоне прогиба.

На обширных, малоизученных пространствах юго-западных Атласов можно только ориентировочно наметить ряд территорий и стратиграфических интервалов (отложения мальма в структурных зонах Резала, Хамара и лейаса – в зоне Надор), представляющих первоочередной интерес для постановки более детальных геолого-геохимических исследований. Более надежная сохранность генерированных УВ фиксируется в юрских отложениях Сахарского Атласа.

На территории впадины Шелиф наибольшие перспективы поиска флюидов широкого фазового состояния, генерированных меловыми НГМТ, связаны с северо-восточными, центральными и юго-западными районами. Более ограниченными продуцирующими возможностями обладают миоценовые породы в структурных зонах Рабле и Хабра.

С целью повышения эффективности поисковых работ на территории Атласов можно наметить следующие направления дальнейших НИР:

- целенаправленное изучение состава высших биомаркеров с целью выявления генетических связей ОВ материнских пород и нефтей,
- анализ стратиграфического диапазона миграции УВ в различных тектонических зонах с использованием показателей состава нефтей и попутных газов,
- изучение особенностей изменения нефтей и газов в пределах отдельных скоплений для уточнения особенностей их формирования,
- изучение закономерностей размещения природных битумов различного состава и генезиса в осадочном разрезе с целью выделения территорий благоприятных для сохранения нефтяных скоплений.

Часть 3. НИЖНЕПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ БАЛТИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ (территория средней разведанности)

На территории Прибалтики еще в конце XIX века были описаны находки асфальтов и асфальтитов. В 50-90-е годы XX века, после проведения многолетних геолого-поисковых работ, удалось получить промышленные притоки нефти из ряда скважин, вскрывших отложения нижнего палеозоя.

Становление нефтедобывающего комплекса в Калининградской области России и странах Балтии (Литве, Латвии), позволит дать мощный импульс развитию нефтехимии в этом регионе.

Глава 3.1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕБИТУМОНОСНОСТЬ

Основные черты геологии и нефтеносности Прибалтики рассмотрены в работах Н.А.Кудрявцева (1946), В.М.Сенюкова и др (1947), Г.Х. Дикенштейна (1959), Е.М.Люткевича (1965), Л.Б.Паасикиви и М.С.Закашанского (1965), К.А.Сакалаускаса (1968, 1971), П.Ф.Сувейздиса (1973), И.А. Голубкова, Е.В.Ильиной и др. (1970), В.Н.Ярошенко (1975), С.П.Максимова, В.А. Муромцевой (1975).

Перспективы нефтеносности Прибалтики связаны с территорией Балтийской синеклизы (Б.С.), являющейся наиболее крупной отрицательной структурой западного окончания Восточно-Европейской (Русской) платформы. С северо-запада, севера и северо-востока она ограничена склонами Балтийского щита, с востока – Латвийской седловиной, с юга – Белорусско-Мазурской антеклизой. Балтийская синеклиза открывается к юго-западу в сторону Поморской впадины.

Балтийская синеклиза охватывает большую часть территории Прибалтийских республик, Калининградскую область, север Польши и значительную часть акватории Балтийского моря. Общая площадь Б.С. ≈ 240 тыс.кв.км, из которой около половины расположено в пределах морской акватории.

Фундамент синеклизы сложен магматическими и метаморфическими породами дорифейского возраста и имеет сложное глыбово-блоковое строение. Глубина его залегания в бортовых частях синеклизы 500-1000 м, а в осевой части достигает 3-5 км. Осадочный разрез выполнен породами палеозоя (от нижнего кембрия до верхней перми) и мезо-кайнозоя (от триаса до антропогена). На значительной территории девонские и нижнекаменноугольные отложения размыты.

Прогибание осадочной толщи, начавшееся в пермский период, было унаследовано в мезо-кайнозойское время. Глыбо-блоковое строение фундамента явилось причиной неоднородности строения и образования систем валов. Разломы в фундаменте, в основном, субширотные, отражаются в осадочном чехле в форме флексур, реже – в виде дизъюнктивных нарушений. В пределах Балтийской синеклизы выделяются впадины: Предлиепайская (Приекульская), Куршская, Гданьская, из них первые две разделены Лиепая-Кулдингским (Тельшяйским) валом. Максимальные глубины залегания фундамента составляют в Предлиепайской впадине – 2000 м, в Куршской – 2500 м, в Гданьской – 4500 м.

Геофизическими работами выявлено свыше 60 локальных структур, в основном брахиантиклинального типа, амплитуда которых уменьшается от древних горизонтов к более молодым и, как правило, не превышает 50-100 м. По кровле силура и вышележающих горизонтов локальные структуры резко выполаживаются.

Тектоническое развитие региона не отличалось активностью, причем большую роль в нем сыграли однонаправленность процессов и фактор времени.

Средняя плотность поискового бурения в пределах континентальной части Балтийской синеклизы составляет ≈ 11 м/км², повышаясь в юго-западных районах до 30-40 м/км².

Признаки нефтеносности палеозойских пород фиксируются по данным изучения РОВ, битумов, в обнажениях и в керне скважин.

Твердые битумы в породах ордовика и силура встречены в форме асфальтов, асфальтитов, битуминозных сланцев. Гнездовые асфальтитовые включения ("лепешки") в кембрии и ордовике выявлены в шахте № 6 «Сом-

па». Асфальты широко распространены на южном склоне Балтийского щита (ЮСБЩ): на островах Саарема, Хийумаа, а также – в центральной Эстонии. В компонентном составе битумов доля масел достигает 49-73%, асфальтенов – 6-10%, в ряду смол доминируют бензольные смолы (соотношение БС/СБС >1).

В береговых обнажениях южного склона Балтийского щита распространены битуминозные диктионемовые сланцы нижнего ордовика. Мощность их у г.Таллина достигает 4-4,8 м, а глубины залегания в Балтийской синеклизе составляют 870-1400 м.

Многочисленные следы миграции углеводородов прослеживаются в форме внедрения нефти в породы по порам, трещинам и стиллолитовым швам.

Нефтеносными являются горизонты палеозоя от среднекембрийских до девонских (всего шесть нефтеносных горизонтов).

Нижними нефтеносными отложениями являются тисрекские (ижорские) кварцевые песчаники среднего кембрия (Нефтяные и газовые месторождения..., 1987) - Шюпарайское поднятие Гарждайской площади; Плуңгейская и Красноборская структуры.

Карбонатные отложения ордовика и силура отличаются многочисленными нефтепроявлениями. Волховский горизонт нижнего ордовика - второй нефтеносный горизонт Балтийской синеклизы (Кулдигская площадь).

Среднеордовикские органогенно-обломочные известняки – третий нефтеносный горизонт (Кулдигская площадь). Верхнеордовикские комковатые (оолитовые, криноидные) известняки – четвертый нефтеносный горизонт (Кулдигская, Эдольская, Дурбенская, Бернатская структуры на севере, Вирбалисская, Кибартайская, Появонисская, Гусевская – в южной части территории).

В нижне-силурийских карбонатах фиксируются многочисленные нефтепроявления – пятый горизонт.

Песчаники девона – шестой нефтеносный горизонт (Гарждайская, Приекульская, Куликовская, Е-6 площади).

Верхнепермские карбонатные отложения (нижний цехштейн) на территории Польши и Германии являются промышленно нефтеносными, но в

пределах республик Балтии они, в основном, находятся в зоне свободного водообмена. Лишь на юго-западе Балтийской синеклизы пермские отложения залегают на значительной глубине и могут представлять интерес для нефтепоисковых работ. Повышения битуминизации и признаки нефти в отложениях цехштейна обнаружены в скв.1 Южно-Калининградской площади и скв.6 Гусевской площади (Каталог..., 1981).

Промышленная нефтеносность в Балтийской синеклизе в основном связаны с кварцевыми песчаниками ижорского горизонта среднего кембрия.

Небольшие притоки нефти получены из отложений ордовика, силура, девона. Скопления нефти в ордовике связаны со структурно - литологическими и структурно-стратиграфическими ловушками, в силуре – с рифогенными ловушками и зонами литологического выклинивания (Н.Н.Гурко, В.Ф.Васильева, 1994).

В пределах восточного борта Балтийской синеклизы выявлено более 30 мелких месторождений нефти, из которых 26 (в основном имеющих промышленное значение) приурочены к песчаникам среднего кембрия (рис. 15). В отложениях ордовика выявлено шесть непромышленных залежей, в силуре – три залежи. Нефтепроявления в ордовике установлены на северном, южном и восточных бортах Балтийской синеклизы.

Территориально выделяются две зоны концентрации нефтяных скоплений: Калининградская и Гаргждайская. В Калининградской зоне залежи, в виде субширотной цепочки, расположены вдоль выявленной системы широтных разломов Калининградского вала.

В административном отношении из 26 промышленно значимых месторождений 14 – находятся в Калининградской области, 11 – в Литве и 1 – в Латвии.



Рис. 15

Глава 3.2. ИСТОЧНИКИ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

3.2.1. Основные положения исследований

Закономерности формирования и размещения залежей в значительной мере обусловлены особенностями геологического строения региона, а также спецификой накопления и преобразования ОВ пород и нефтей. Эти вопросы рассмотрены в работах: Т.А.Ботневой и др. (1972) И.С.Гольдберга и др. (1973, 1975), К.А.Сакалаускаса (1971), С.П.Максимова, В.А.Муромцевой, (1975, 1981), К.Ф.Родионовой и других исследователей.

Геохимическая обстановка осадконакопления определялась по комплексу показателей, в том числе по содержанию и расходу ОВ на стадии диагенеза и соотношению форм железа (Г.И.Теодорович, 1954; Л.А. Гуляева, 1956; Н.М.Страхов и Э.С.Залманзон, 1955).

Суммарный эффект окислительно-восстановительных процессов был реконструирован через коэффициент восстановленности (K_{Fe}) и определялся как отношение суммы закисных форм железа к общему содержанию реакционно-способного железа:

$$K_{Fe} = \frac{Fe^{2+} + Fe_{нур.}}$$

Помимо фациальных особенностей осадконакопления, учитывались: количество РОВ, класс и степень преобразованности ОВ, состав его битумоидных и газовых компонентов.

Одним из центральных этапов исследований при выделении нефтегенерирующих пород являлся анализ генетических связей УВ нефтей с органическим веществом нефтегенерирующих пород.

Особенности формирования скоплений оценивались с учетом комплекса факторов: уровня катагенеза ОВ, палеоструктурного плана и тектонических особенностей развития территории, направленности изменения нефтей по площади и разрезу осадочной толщи, составу природных битумов.

Скопления нефтей Прибалтики приурочены к одним из наиболее древних осадочных отложений, в связи с чем их систематизация и особенности состава представляют особый научный интерес.

В формировании состава УВ-флюидов в осадочной толще большинства регионов можно выделить две группы факторов:

- региональные (тип и степень преобразования исходного ОВ, показатели генерации, первичной миграции и аккумуляции УВ),
- локальные (коллекторские, термобарические, экранирующие и др. условия залегания продуктивных пластов).

Широкие колебания региональных показателей нефтидогенеза в осадочной толще большинства территорий, связанные с различиями в фациально-геохимических условиях накопления и эволюции ОВ нефтепроизводящих пород, часто делают прогноз состава УВ-флюидов достаточно проблематичным.

В этом отношении, более благоприятными условиями отличаются нижнепалеозойские отложения Балтийской синеклизы, для которых характерно длительное, стабильное погружение и выдержанный, сапропелевый состав исходного ОВ. Эти особенности геолого-геохимического развития региона позволяют рассматривать влияние региональной составляющей как достаточно постоянный, своего рода – фоновый показатель в формировании состава нефтей. Данное обстоятельство, в свою очередь, дает возможность более рельефно оттенить роль локальных особенностей залегания скоплений в образовании нефтей с различными физико-химическими свойствами (В.М.Губницкий, 2002).

3.2.2. Состав и количественная характеристика органического вещества

Параметры исходного органического вещества (ОВ) в отложениях палеозоя в значительной степени определяют и перспективы нефтеносность Балтийской синеклизы.

Отложения нижнего палеозоя Балтийской синеклизы представлены различными литологическими разностями: в кембрии доминируют глины и песчаники, в ордовике и силуре – мергели и известняки.

Геохимические исследования ОВ: количество – степень преобразованности РОВ - состав его битумоидных и газовых компонентов, выполнены

Т.В.Шварцем (1973), И.С.Гольдбергом, И.А.Зеличенко, Г.М. Парпаровой, Е.А.Рогозиной и др. (1975); К.Ф.Родионовой, С.И.Головановой (1974); Е.Ф. Кадунене, К.А.Сакалаускасом (1975). Коллекция образцов пород характеризовала типичный разрез палеозоя в погруженной зоне Балтийской синеклизы (площади: Нестеровская, Гусевская, Красногорская, Гаргждайская, Павилоста, Бернаты и др.).

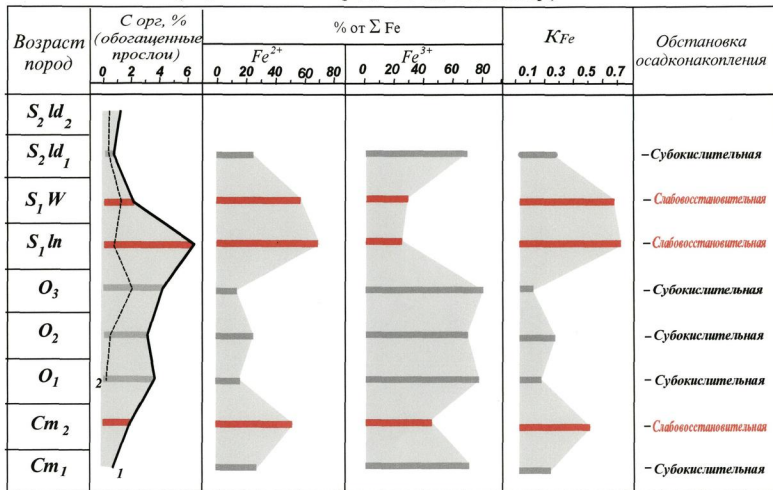
На рис.16, по данным Т.В.Шварца (1973), К.Ф.Родионовой и др. (1974, 1981), показано изменение геохимических параметров ОВ в палеозойском разрезе Балтийской синеклизы.

В отложениях нижнего кембрия, ордовика и верхнего силура преобладала субокислительная геохимическая обстановка. Концентрации закисного железа и пирита невелики, а коэффициент восстановленности не превышает 0,3.

В среднем - верхнем кембрии и нижнем силуре господствовала слабо-восстановительная геохимическая обстановка: количество окисного железа уменьшается, а доля исходного ОВ возрастает. Одновременно сокращаются и потери Сорг. (от исходного - Сисх.) до 11-20%, против 50-69% - в породах с окислительной обстановкой. Значения коэффициента восстановленности возрастают до 0,55-0,72.

Содержание Сорг. в нижнекембрийских глинах не превышает 0,6%, а в битуминозных аргиллитах среднего кембрия эпизодически возрастает до 2-3%. В южной Швеции среднекембрийские аргиллиты (квасцовые сланцы) характеризуются высоким содержанием Сорг. (>15%), их органический материал относится к классу сапропелитов, находящихся на буроугольной стадии углефикации. На юго-востоке Прибалтики степень катагенеза ОВ кембрийских пород не превышала длиннопламенно-газовой – Д-Г(МК₁-МК₂) стадии (Красноборская площадь). Газонасыщенность пород нижнего кембрия незначительна, суммарное содержание СО₂ и УВ не превышает 13 мл/кг (табл.8) Содержание гомологов метана в ОВ не превышает 3,3%. Низкая газонасыщенность и низкое содержание УВ связано с окисленностью органического вещества в докатагенную фазу.

**Изменение геохимических параметров пород
в палеозойском разрезе Балтийской синеклизы
(по данным Т.В. Шварца, К.Ф. Родионовой и др.)**



1 - глины; 2 - мергели, KFe - коэффициент восстановленности.

Рис. 16

Таблица 8

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА ГАЗОВ РОВ ПАЛЕЗОЙСКИХ ПОРОД БАЛТИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ
(по данным И.С.Гольдберга, И.А.Зеличенко, Е.А.Рогозиной и др., 1975)

№	Возраст пород	% на породу		Газосодержание пород, мл./кг	Состав газов, % объём.			C_2H_6	$n-C_4H_{10}$
		Н.О.	Сорг.		CO ₂	CH ₄	ТУ	ΣТУ-C ₂ H ₆	изо.-C ₄ H ₁₀
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Пермь	1,4-56,0	0,1-12,5	0,2-36,2	17,0-98,0	0,2-7,3	0,1-14,1	0,2-3,0	0,2-5,0
2.	Силур	27,2-93,4	0,2-20,0	43,2-78,9	2,8-47,6	0,3-3,2	0,2-56,7	0,1-0,2	0,1-2,0
3.	Ордовик	57,6-91,6	2,1-22,0	0,46-17,0	4,0-77,6	0,2-19,4	0,6-25,2	0,13-0,34	3,0-5,0
4.	Кембрий	89,0-99,8	0,3-6,0	3,0-13,0	8,7-68,2	0,3-20,0	0,1-3,3	0,2-0,5	-

* - Состав газов охарактеризован пределами изменений его параметров по каждому стратиграфическому интервалу палеозоя.

Максимальное содержание Сорг. (2-8%) фиксируется в глинах и аргиллитах нижнего силура и верхнего ордовика. Количество битумоидов изменяется в широких пределах: от 0,008% (O_1) до 0,25% (S_{1ln}). Значительные колебания коэффициента битуминизации « β » (15-40%) указывают на повсеместное присутствие миграционных битумоидов.

Битуминизация глинисто-карбонатных отложений ордовика закономерно усиливается по мере их погружения и с увеличением доли глин.

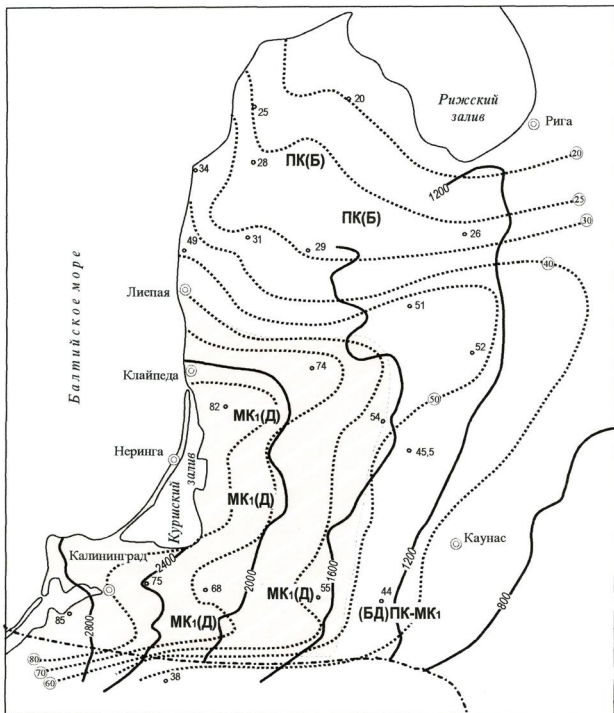
Формирование карбонатных осадков ордовика происходило в мелководных субокислительных условиях неблагоприятных для захоронения и преобразования ОВ, что позволяет в целом диагностировать их как «бедные» нефтематеринские породы. В результате тектонических движений, в ордовике центральной части БС эпизодически возникали относительно глубоководные участки с восстановительными геохимическими обстановками, где накапливались повышенные количества органического вещества.

Органическое вещество ордовикских битуминозных сланцев (кукерситов) в юго-западной части Прибалтики (Сорг.>20%) более преобразовано. В газовой фазе сланцев ордовика (кукерского, невского, плюсского горизонтов) суммарная доля CO_2 и УВ изменяется от 0,46 до 17 мл/кг (Павилоста), причем гомологи превалируют над метаном. Максимум приходится на пропан, отношение $-C_2H_6/ТУ-C_2H_6$ – не превышает 0,34 (сапропелевое ОВ).

Мощность силурийских отложений увеличивается в западном направлении с 200 до 1800 м (в акватории Балтийского моря), а глубина погружения – с 90 до 1600 м. В известняках и мергелях нижнего и верхнего силура содержание Сорг. составляет 0,18-1,7%. В нижнем силуре наиболее обогащены органическим веществом черные граптолитовые сланцы (ландоверийский ярус) с содержанием Сорг. 5-20%, приближающиеся по составу ОВ к классу сапропелитов. Органическое вещество силура в юго-западной и центральной частях Балтийской синеклизы находится на буроугольно-длиннопламенной - Б-Д(ПК-МК₁) и длиннопламенной – Д(МК₁) стадиях катагенеза (рис.17).

Для выявления закономерностей преобразования ОВ силурийских пород исследовались газовые компоненты, низкокипящие УВ и битумоидные компоненты (Е.Ф.Кадунене, К.А.Сакалаускас, 1975). Установлено снижение

**Схема катагенеза органического вещества
ордовикских и силурийских отложений Прибалтики**
(И.С.Гольдберг, И.А.Зеличенко, Г.М.Парпарова и др., 1975)



Условные обозначения

○ 85 температура, °С

⋯ 40° геоиотермы

МК₁(Д) стадия катагенеза О.В.

2000 изогипсы поверхности фундамента

Рис. 17

общей газонасыщенности при погружении отложений силура с 500 до 1800 м, в связи с усилением эмиграции УВ из материнских пород. Одновременно увеличивается доля УВ-газов, в составе которых доминируют гомологи метана, характерные для сапропелевого органического вещества. На фоне плавного увеличения битумоидного коэффициента « β » в инт.1500-1900 м выделяются аномалии (где « β » повышается до 40-90%), связанные с присутствием эпигенетических битумоидов.

По газонасыщенности граптолитовые сланцы нижнего силура занимают особое место в разрезе палеозоя (см.табл.8) Их газонасыщенность изменяется от 43,2 (Красноборск) до 78,9 мл./кг (Гаргждай). В свободной газовой фазе граптолитов выявлены следующие концентрации компонентов: CO_2 -2,8-10,7%, метан – 0,2-0,7%, гомологи метана – 5,3-56,7%, азот – 38,8-83,8%. Отношение $\text{C}_2\text{H}_6/\text{ГУ}-\text{C}_2\text{H}_6$ составляет 0,01-0,17, что типично для сапропелевого ОВ. В составе низкокипящих УВ силура выделены – n-C_5 , n-C_6 , n-C_7 , n-C_8 , а в составе изоалканов монозамещенные преобладают над дизамещенными.

В пермских отложениях доминирует ОВ гумусового и сапропелево-гумусового типов, находящееся на буроугольной стадии эволюции (ПК). В газовой составляющей органического вещества высокое содержание CO_2 при малой газонасыщенности подтверждает низкую степень его преобразования.

Таким образом, в палеозойских отложениях Балтийской синеклизы периодически возникали условия для генерации и миграции УВ. Наиболее благоприятные условия для реализации процессов нефтеобразования (концентрация $\text{C}_{\text{орг}}$, восстановительная среда осадконакопления, состав газовых компонентов), характерны для среднекембрийских и нижнесилурийских отложений.

3.2.3. Выделение нефтематеринских пород

Весьма неоднозначны взгляды отдельных исследователей по проблеме выделения нефтематеринских пород (НМП) в палеозойской толще Балтийской синеклизы.

Р.Ж.Ульст (1959) и Л.Б.Паасикиви (1965) по геологическим данным, относят к НМП диктианемовые сланцы и черные карбонатные глины силура. По фациальным особенностям накопления осадков и количеству органического вещества Е.М.Люткевич (1965) и К.А.Сакалаускас (1970) выделяют ряд горизонтов с распространением нефтематеринских пород. По комплексу геолого-геохимических данных И.С.Гольдберг с соавторами (1975), в качестве НМП, рассматривают только битуминозные аргиллиты среднего кембрия.

Относительно высоким нефтематеринским потенциалом обладают темноцветные глинистые алевролиты среднего кембрия в центральных и юго-западных районах Балтийской синеклизы (К.Ф.Родионова, С.П. Максимов и др., 1974). Эти породы характеризуются сапропелевым ОВ, достигшем на глубине 2000-2600 м оптимальной стадии преобразования ($МК_1$ - $МК_2$). Количество ОВ в глинистых алевролитах составляет 0,4-1,9%. Среди изопреноидов преобладает пристан ($iC_{19}/iC_{20}=2,6-2,9$), что связано со слабавосстановительной обстановкой в диагенезе. В песчаниках установлено присутствие смешанных и вторичных битумоидов: $\beta_{хл.}=12-90\%$, $УВ.100/ОВ = 6-9\%$.

Закономерное усиление генерации тяжелых УВ с глубиной погружения силурийских пород свидетельствует о прогрессирующем преобразовании ОВ силура и позволяет предполагать максимальную реализацию их нефтегенерирующего потенциала в зоне наибольшего погружения силурийских отложений (до 4 км в Гданьской впадине). Повышенная газонасыщенность силурийских граптолитовых сланцев не исключают возможности генерации нефтей за счет ОВ граптолитов.

Детальные исследования Э.В.Храмовой, К.Ф.Родионовой, С.И. Головановой и др. (1975), С.П. Максимова, В.В.Ильинской, С.И. Головановой и др. (1977), В.В.Ильинской (1985), О.К.Здановичюте, К.А.Сакалаускаса, Е.Ф. Кадунене (1986) указывают на сингенетичность нефтей вмещающим породам в кембрийских, ордовикских и силурийских отложениях.

Методами газовой хроматографии изучен состав УВ отбензиненных нефтей и ОВ кембрийских отложений. Различия в геологической истории

накопления осадков в Гаргждайской и Калининградской зонах обусловило формирование двух типов нефтей (рис.18).

Для Гаргждайской зоны, испытавшей устойчивое погружение до глубины 1970-1980 м на протяжении длительного периода, динамика распределения цикланов и высокомолекулярных *n*-алканов достаточно плавная. В составе изопреноидов преобладает пристан, соотношение $\text{изоC}_{19}/\text{изоC}_{20}=2,2-2,7$, нефти легкие с плотностью 800-822 кг/м³.

В геологической истории Калининградской зоны, с максимальной глубиной погружения 2400-2600 м, отмечались периоды воздымания в девоне и карбоне, сопровождавшиеся определенными изменениями палеотемператур, что привело к снижению интенсивности эволюции УВ. Результатом данных процессов явился ступенчатый облик распределения высокомолекулярных *n*-алканов с несколькими максимумами. Величина соотношения $\text{изоC}_{19}/\text{изоC}_{20}$ снижена до 1,4-2,2, при одновременном уменьшении концентрации алканов. Нефти более тяжелые с плотностью 835-841 кг/м³.

Генетическая связь УВ нефтей и РОВ материнских пород кембрия фиксируется по характеристическим показателям (РОВ-нефть): отношение НЧ/С (0,99-1,09) – (1,0-1,02), отношение $\text{изоC}_{19}/\text{изоC}_{20}$ (2,53-2,56).

По результатам оценки генетической связи нефтей и ОВ палеозоя О.К.Здановичюте, К.А.Сакалаускас, Е.Ф.Кадунене (1986) выделяют в Балтийской синеклизе три комплекса материнских пород: темно-серые аргиллиты и алевролиты кембрия с содержанием Сорг. до 3,4% (среднее – 0,37%), темно-серые и черные аргиллиты ордовика с содержанием Сорг. до 12,9% (среднее 3,2%); темноцветная терригенная толща силура с содержанием Сорг. до 16,5% (среднее 1%).

По результатам изучения прибалтийских нефтей методами хроматографии и УФ-спектрометрии Т.А.Богнева (1970) выделила 3 генотипа нефтей. В кембрийских нефтях наблюдается яркий спектр люминесценции с одним максимумом в области 4280 Å, в ордовикских нефтях с максимумом в интервале более длинных волн (4360 Å) яркость люминесценции уменьшается, в силурийских выделяются два максимума: один в коротковолновой области – 4000 Å, второй в длинноволновой – 5150 Å.

**Показатели генетической связи УВ нефтей и ОВ кембрийских отложений
Гаргждайской (а) и Калининградской (б) зон**
(С.П. Максимов, В.В. Ильинская, С.И. Голованова, В.А. Муромцева, 1977, с сокращениями)

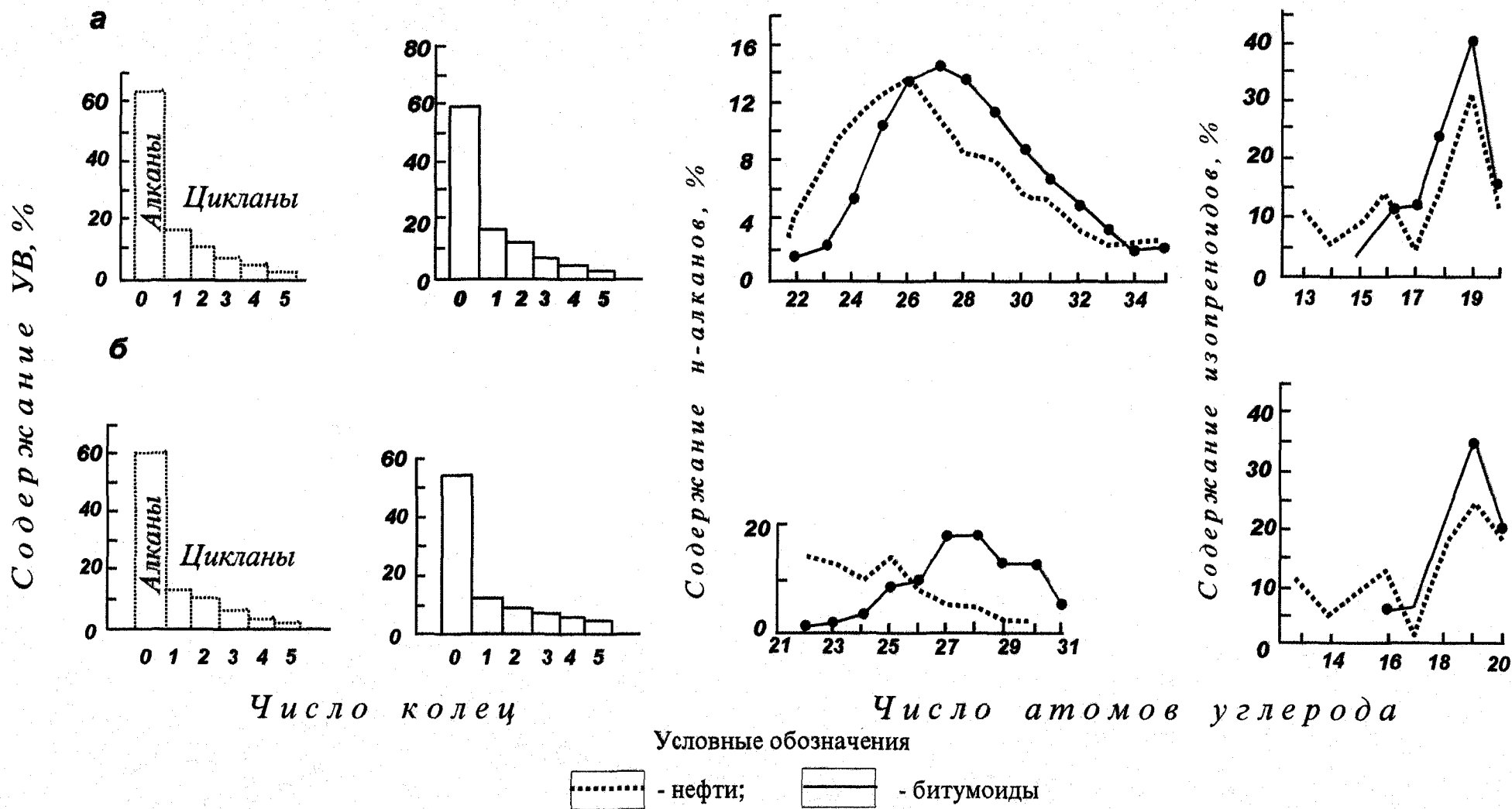


Рис. 18

109

По данным В.В.Ильинской и др. (1982), О.К.Зданавичюте, В.П. Растянене (1983), О.К.Зданавичюте и др. (1985) нефти кембрия, ордовика и силура различаются физико-химическими свойствами и показателями состава н-алканов и изопреноидов.

Нефти кембрия являются легкими (плотность менее 820 кг/м^3), парафинистыми (3,1-8,2%) и отличаются низким содержанием асфальтенов (0,01-2,96%). Все эти показатели типичны для катагенно-преобразованных нефтей. В прибортовой части синеклизы, в отложениях ордовика и силура, встречены более тяжелые, с плотностью $840-980 \text{ кг/м}^3$ и повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (8,5-12,0%). Девонская нефть Куликовской площади отличается высокой плотностью – 874 кг/м^3 и повышенным содержанием цикланов – 70,8% (С.П.Максимов, В.В. Ильинская и др., 1977).

Нефти кембрия отличаются повышенным содержанием среднемолекулярных н-алканов $C_{10}-C_{12}$. Величина отношения НЧ/Ч в ряду Ст-О-S направлено снижается 1-0,92-0,75. В распределении изопреноидов в нефтях кембрия и силура выделяются два максимума – iC_{16} и iC_{19} , нефть ордовика имеет один максимум – iC_{19} . Отношение iC_{19}/iC_{20} в ряду Ст-О-S составляет 2,4-2,9-2,0.

Определенные черты сходства нефтей в разновозрастных отложениях обусловлены общей направленностью их катагенного изменения, а также неоднократным пополнением залежей новыми порциями УВ (возможно из различных НМП) по дизъюнктивным нарушениям в местах сочленения разновозрастных пород (О.К.Зданавичюте, К.А.Сакалаускас, Е.Ф. Кадунене, 1985).

Кембрийская нефть месторождения Плунге характеризуется высоким содержанием S^{34} и близка по изотопной характеристике к кембрийским нефтям Восточной Сибири ($\delta S^{34} \approx 16-17\text{‰}$) Р.Г.Панкина и С.П.Максимов (1971). – Табл.9.

Нефти ордовика и силура обогащены легким изотопом S^{32} , что обусловлено самостоятельными процессами нефтеобразования.

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ СЕРЫ НЕФТЕЙ БАЛТИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Месторождение, скважина	Возраст отложений	Изотопный состав серы нефтей, δS^{34} , ‰
Плунге, 1-р	кембрий	+19,3
Гусев, скв.2	ордовик	+6,6
Кибартай, скв.1	ордовик	+7,3
Кибартай, скв.2	силур	+3,4

Полученные результаты подчеркивают независимые процессы нефтеобразования в кембрийских, ордовикских и силурийских отложениях Балтийской синеклизы.

3.2.4. Показатели формирования залежей

Наиболее благоприятными показателями для реализации нефтегенерационного потенциала обладают породы среднего кембрия, где катагенез сапропелевого ОВ соответствует стадиям МК₁-МК₂.

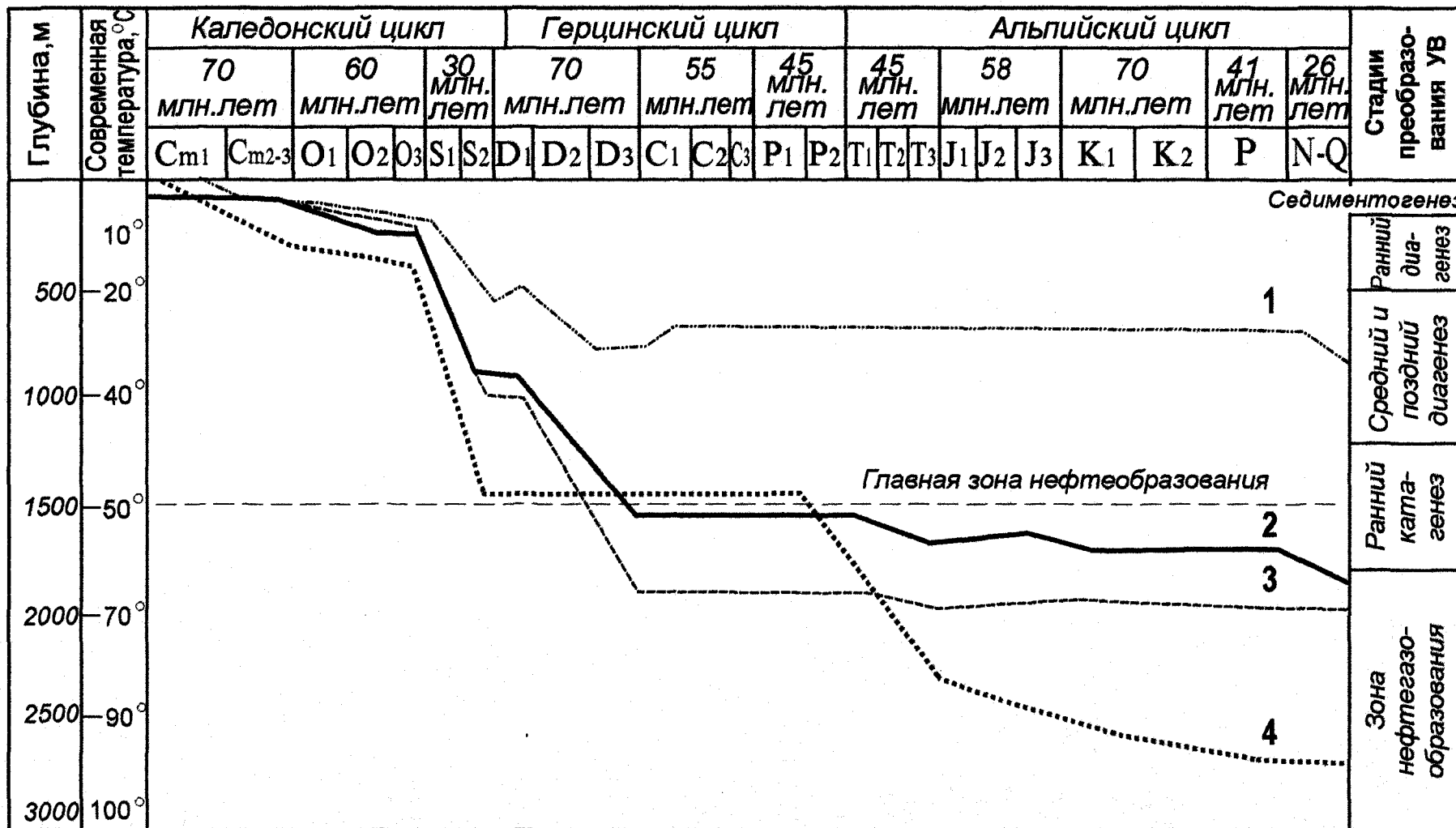
Формирование нефтяных залежей в Балтийской синеклизе происходило в позднегерцинское и альпийское время (И.С.Гольдберг, Н.М.Руховец, 1970). Именно этим этапам относится проявление наиболее интенсивных тектонических движений на юго-западе БС, которые вызвали миграцию УВ и формирование залежей.

По палеоструктурным построениям оптимальные условия для миграции УВ из кембрийских пород и формирования залежей начали создаваться в девоне и улучшились в карбоне и перми (рис.19).

В процессе нефтеобразования вовлекалось кембрийское ОВ на значительной части Гданьской впадины, а образовавшиеся УВ перемещались вверх по региональному подъему пород в сторону восточного борта на расстояние 80-100 км. К началу миграции УВ относится и основной этап формирования ловушек. Наиболее благоприятные условия формирования скоплений УВ сложились в зоне Калининградского вала (К.в.). В последующий период завершения герцинских движений и перестройки структурного плана, более приподнятой оказалась Гаргждайская зона. Из-за низких фильтра-

Палеотектоническая схема постседиментационного погружения кембрийских отложений Балтийской синеклизы

(С.П.Максимов, В.В.Ильинская, С.И.Голованова, В.А.Муромцева, 1977)



Площади: 1 — Рухну, 2 — Плунге, 3 — Гаргждай, 4 — Ладушкино

Рис. 19

ционных свойств кембрийских пород в эту зону проникли лишь наиболее подвижные компоненты нефтей из подвергшихся переформированию залежей, что обусловило образование здесь скоплений очень легких нефтей.

С.П.Максимов и В.А.Муромцева (1975) рассматривают современные залежи как остатки крупных палеоскоплений. Ими выделены две группы залежей, различающихся особенностями формирования. К первой группе относятся более древние и в значительной степени разрушенные залежи Калининградского вала, ко второй – более молодые залежи Гаргждайской зоны. В залежах второй группы перераспределение флюидов полностью еще не завершилось, что подтверждается отсутствием четких ВНК и обширной переходной зоной (≈ 30 м), опускающейся ниже замков локальных поднятий.

Калининградский вал расположен на восточном борту Балтийской синеклизы и представляет собой цепочку куполовидных поднятий. По простиранию вала с запада на восток на расстоянии 80 км отмечается подъем кровли кембрийской продуктивной толщи. Залежи К.в. пластовые, сводовые тектонические экранированные, мелкие по запасам.

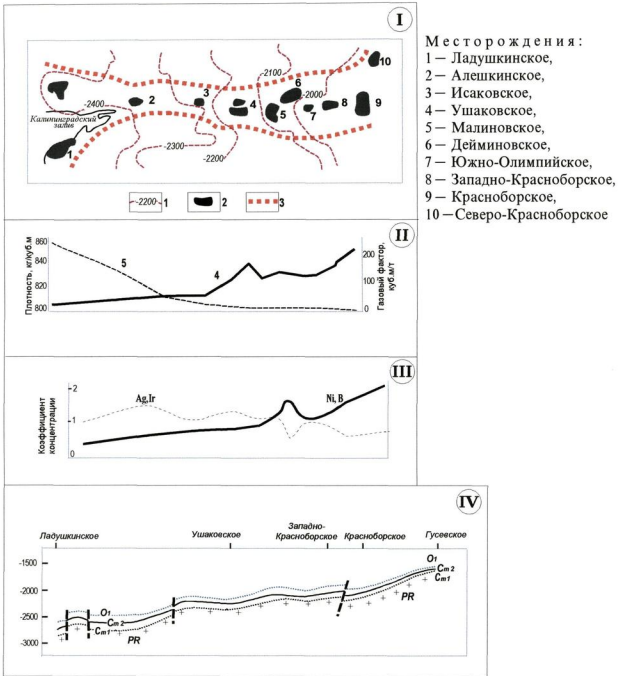
Формирование залежей в процессе латеральной миграции в субширотной цепочке структур Ладушкинская – Гусевская, расположенных на абсолютных отметках минус 2600÷1700 м, в целом согласуется с изменением комплекса параметров: давления насыщения – от 178 до 20 кгс/см², газового фактора – от 240 до 10 м³/м³, плотности нефтей – от 805 до 916 кг/м³ (рис.20).

Изменение микроэлементного состава нефтей Калининградского вала при латеральной миграции УВ отмечают К.И.Степанов и С.А.Вешев (2000 г.). Микроэлементный состав нефтей определялся высокочувствительным методом эмиссионной масс-спектрометрии с возбуждением в индуктивно связанной плазме (ICP-MS), позволяющим количественно определить концентрации 53 микроэлементов.

Сравнение медианных значений концентраций микроэлементов с показателями их «кларков» в палеозойских нефтях (С.А.Пуланова, 1972, 1998, Н.К.Надилов и др., 1984) указывает на обедненность нефтей Калининградского

Изменение геолого-геохимических параметров нефтяных залежей Калининградского вала

(К.И.Степанов, Р.А.Вешев, 2000; С.П.Максимов, В.А.Муромцева, 1975,
с сокращениями)



- I — Схема размещения нефтяных месторождений
1 — стратоизогипсы поверхности ордовика, м; 2 — нефтяные месторождения;
3 — границы Калининградского вала.
- II — Изменение плотности(4) и газосодержания(5) нефтей.
- III — Изменение концентрации микроэлементов
- IV — Геологический профиль по линии: Ладушкинское — Гусевское.

Рис. 20

вала группой элементов: Pb, Rb, V, B, Br, J, Hg и на обогащенность элементами Cl, Na, Si, Cr, Ti.

Концентрационный ряд элементов нефтей Калининградского вала по медианной оценке имеет следующий вид: Cl>Si>Fe>Ca>Na>Cr>K>Ni>V>Mg>Al. Специфика нефтей Прибалтики заключается в обогащенности их хлором и литофильными металлами (т.е. металлами, содержащимися в коренных породах) и одновременно – в значительной обедненности летучими элементами, а также - в примерно равном содержании ванадия и никеля.

По особенностям в ряду латеральной миграции ассоциации элементов разделяются на две группы. Концентрации элементов первой группы (Ni и V) закономерно нарастают в восточном направлении. Поведение Ag и Ir противоположно по направленности и концентрация их снижается по ходу латеральной миграции.

В тоже время, следует отметить, что схема дифференциального улавливания не прослеживается в полном объеме на территории Калининградского вала. На рис.20 отчетливо фиксируются нарушения в характере изменения концентрации микроэлементов и плотности нефтей в средней части вала, на участке: Ушаковское – Дейминовское.

Несомненно, определяющее влияние на характер размещения нефтяных скоплений, состав нефтей оказали первоначальные различия в уровне преобразованности исходного ОВ нижнекембрийских пород по площади Балтийской синеклизы, а последующие миграционные и гипергенные процессы оказали корректирующее влияние.

В нижнедевонские породы нефть и газ могли поступать из двух источников:

- из пермских отложений, смешанных по разломам вниз и залегающих в Гданьском заливе гипсометрически ниже нижнедевонских отложений суши,
- из битуминозных верхнесилурийских отложений, подстилающих нижнедевонские коллекторы.

Цикличность нефтеобразования в земной коре по комплексу изотопных показателей (углерод, водород, сера) отмечает Н.А.Еременко и др.

(1971). На западе Русской платформы им выделены три цикла нефтегазообразования: кембрийский, ордовикский и силурийский.

В кембрийских нефтях вариации δC^{13} от минус 33,42‰ до минус 34,08‰. В ордовикских и силурийских нефтях изотопный состав углерода и серы заметно изменяется (таблица 10).

Таблица 10

ВАРИАЦИИ СТАБИЛЬНЫХ ИЗОТОПОВ УГЛЕРОДА, СЕРЫ И
ВОДОРОДА В НЕФТЯХ РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНОВ
(по Н.А.Еременко и др., 1971)

Регион	Цикл нефтегазообразования	δC^{13} , ‰	δS^{34} , ‰	Δd , γ
1	2	3	4	5
Балтийская синеклиза (нижний палеозой)	Силурийский	-33,73	+3,4	3,5÷4,8
	Ордовикский	-33,38	+6,8÷+7,3	3,2÷5,1
	Кембрийский	-33,42÷-34,08	+19,3	4,3÷5,1
Волго-Уральская провинция (палеозой)	Нижнепермский	-	-2,8÷-1,8	4,9÷6,2
	Среднекаменноугольный	-	+2,5	7,0÷8,2
	Нижнекаменноугольный	-	+3,4÷5,5	8,2÷9,3
	Девонский	-	+6,4÷+10,2	8,2÷11,9
Восточное Предкавказье (мезозой)	Верхнемеловой	-31,35÷-32,52	-7,1÷-10,2	-
	Нижнемеловой	-29,36÷-30,87	-6,0÷-6,6	-
	Юрский	-27,97	-8,4	-

Определение в нефтеносных и экранирующих пластах всей гаммы углеродистых соединений позволяет более объективно охарактеризовать сложную историю развития залежей.

В кембрийском нефтеносном горизонте Красноборской структуры обнаружены кериты, выполняющие межзерновые поры в песчаниках. Очевидно, до формирования современной нефтяной залежи, в кембрийских песчаниках существовала более древняя палеозалежь. В дальнейшем широкий спектр твердых битумов (от керитов до асфальтов) был встречен как в подошве нефтенасыщенной части среднекембрийских песчаников, так и в глинисто-карбонатной ордовикской крышке на Куликовской, Ушаковской, Красноборской, Гусевской, Кулдигской, Нестеровской площадях. На Крас-

ноборском месторождении битумы прослеживаются в зонах нарушений, вплоть до низов силура (И.С.Гольдберг, 1970, 1973).

Твердые битумы распространены шире контуров современных кембрийских залежей и часто трассируют зоны трещиноватости. Изучение Е.М.Файзуллиной химической структуры твердых битумов методом ИК – спектроскопии указывает на незначительную степень их окисленности: содержание кислорода менее 1%.

Выделяются два вида нахождения твердых битумов. Первый вид представлен совместной ассоциацией легкой нефти с целой гаммой твердых битумов, в том числе и высокой степени карбонизации. Отсутствие в этих случаях заметного метаморфизма вмещающих пород может быть связано только с неоднократным формированием и разрушением нефтяных залежей. Одновременно, раннее формирование палеозалежей на Красноборском и Ушаковском месторождениях обусловило и улучшение экранирующих свойств ордовикских покрышек за счет цементации трещин твердым битумом.

Образование керитов происходило не за счет процессов термального метаморфизма, а в результате выпадения асфальтенов при смешивании легких УВ с тяжелыми нефтями. В процессе дегазации нефтей, битумы, цементирующие трещины в покрышке, обогащались асфальтенами и карбоидами. Это подтверждается низкой газонасыщенностью нефтей (до $10 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и преобладанием тяжелых УВ в попутных газах.

Второй вид залегания битумов – образование асфальтитового слоя в подошве нефтенасыщенных песчаников, ниже современного ВНК. Так, на Красноборском месторождении этот слой залегает на отметках минус 1971-1976 м, при положении современного ВНК на отметке минус 1914,5 м.

Небольшие скорости осадконакопления привели к медленному формированию, а периодами и к переформированию ранее существовавших залежей. Этот тезис подтверждается двумя факторами:

- следами и прослойками битумов ниже современного ВНК на Вилькичайской, Красноборской, Куликовской и др. площадях;

- наличием в сводах залежей Вилькичайской и Дегляйской площадей легких нефтей и одновременно - твердых битумов, цементирующих кварцевые зерна.

Углететрографическими исследованиями выделены природные битумы двух классов: асфальтиты (альбертиты) и кериты (Т.А.Ботнева, В.А. Муромцева, К.А.Сакалаускас, 1976).

На основании изучения твердых битумов Л.Н.Лашкова, К.А. Сакалаускас, А.И.Хубльдинов (1979) пришли к выводу о многократном, прерывистом формировании нефтяных залежей в течение длительного времени.

Глава 3.3. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕЙ

3.3.1. Общая характеристика и систематизация

С целью уточнения перспектив нефтеносности Прибалтики выполнен анализ особенностей изменения нефтей по площади и палеозойскому разрезу Балтийской синеклизы, с учетом процессов преобразования УВ в залежах, условий их миграции и залегания продуктивных пластов.

Исследования автора являются одними из первых научных работ по геохимической систематизации нефтей Прибалтики (В.М.Губницкий, К.А. Сакалаускас, А.И. Богомоллов и др. 1973; В.М. Губницкий, В.Ф. Васильева, А.И.Богомоллов, 1973). Детальные исследования Н.Н.Гурко, Л.Ф.Степиной, В.П. Анкудиновой (1973, 1975); Н.М.Жмыховой, З.В.Дриацкой и др. (1976); Н.Н.Гурко и В.Ф.Васильевой (1994); Т.А.Ботневой, В.В.Ильинской, С.И. Головановой, О.К.Зданавичюте, И.Б.Кулебакиной, О.С.Арефьева (Каталог..., 1981, Физико-химическая характеристика., 1989) позволили значительно расширить полученную информацию и выявить ряд важных особенностей в составе нефтей Прибалтики.

Плотность нефтей изменяется от 800 до 940 кг/м³ и в основном снижается с возрастом продуктивных отложений. Одновременно возрастает выход бензиновых фракций с 8 до 41%, снижается доля смол и асфальтенов. Содержание серы в нефтях составляет всего 0,05-0,9%, парафинов - 0,2-10,0. В

углеводородном составе соотношение ПН/НА > 1. Нефти Прибалтики относятся к группе малосернистых смолистых, парафинистых.

По общим показателям состава выделяются три группы прибалтийских нефтей – ВНИГНИ (табл.11). Нефти первой группы с плотностью менее 835 кг/м³, высокой концентрацией легких алканов (62-74%) и парафинистостью 5,6-10,0% встречены в наиболее погруженной зоне Балтийской синеклизы. Нефти второй группы с плотностью 835-870 кг/м³, содержанием алканов 55-65% и умеренной парафинистостью (3,4-5,5%) характерны для залежей юго-восточных районов синеклизы. Концентрация серы в этой группе нефтей повышается до 0,2-0,5%. Тяжелые нефти третьей группы с плотностью свыше 870 кг/м³, сернистостью более 0,5%, пониженной парафинистостью (1,0-3,6%) и пониженной концентрацией алканов (52-56%) характерны для ордовика силура.

Анализ диаграмм графической систематизации нефтей по данным группового и группового углеводородного составов дистиллятов позволяет выявить ряд особенностей прибалтийских нефтей (рис.21).

Содержание фракции масел составляет 80-96%, причем более широкие пределы характерны для нефтей кембрия. Содержание алканов (%): в нефтях кембрия 57,4-79,5 (в бензинах 71,6- 92,0), в нефтях ордовика 55,1-72,7% (в бензинах 70,0-80,0).

Соотношение Н/М в дистиллятах и легких фракциях ниже, чем среднестатистические показатели палеозойских нефтей на тех же глубинах залегания (табл.12). В тоже время, величина отношения Н/А в лигроиновых фракциях (150-200°С) выше среднестатистических, вероятно из-за частичной потери легкорастворимых, в пластовых водах, ароматических углеводородов. Эта особенность чаще отмечается в небольших залежах, где воздействие подошвенных вод более существенно (месторождения Плунге, Кибартай, Риекстине).

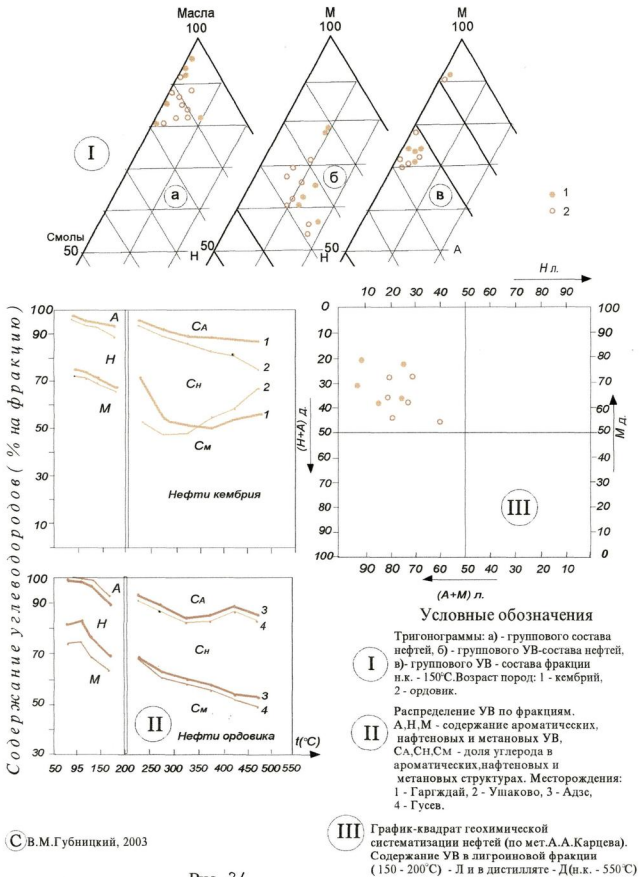
На графиках изменения группового и структурно-группового углеводородного состава нефтей прослеживается динамика распределения ароматических, нафтеновых и парафиновых углеводородов по температурам кипения фракций. Даже в средних и тяжелых фракциях доля углерода в парафиновых

Таблица 11

ГРУППИРОВАНИЕ НЕФТЕЙ ПРИБАЛТИКИ ПО ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ

Тип нефти	Плотность, г/см ³	Парафины, %	Выход лег- ких фрак- ций, %	Углеводородный состав легких фракций в %			Смолисто- асфальте- новые, %	Сера, %
				метановые УВ	нафтеновые УВ	ароматиче- ские УВ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
III	0,870-0,920	1,0-3,6	10-14	55	30-37	9-12	16-32	0,5-0,9
II	0,835-0,870	3,4-5,5	15-29	65-55	25-35	4-8	9-16	0,2-0,5
I	0,80-0,835	5,6-10,0	30-44	74-62	18-25	4-6	8-10	0,05-0,2

В таблице обобщены результаты исследования нефтей в лабораториях ВНИГНИ и литературный материал.
(Каталог параметров....1987).



© В.М. Губницкий, 2003

Рис. 21

ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕЙ ПРИБАЛТИКИ

№	Нефти	Глубина залегания. м	Возраст вмещающих пород	Н/М		Н/А фракция от 150 до 200 °С
				дистиллят от н.к. до 550°С	фракция от н.к. до 150°С	
1	2	3	4	5	6	7
	Прибалтика:					
1	Адзе-3	820-900	O ₃	0,46	0,22	1,95
2	Адзе-6	992-997	Cm ₂	0,43	0,31	1,8
3	Кулдига-1	954-960	O ₁	0,38	0,37	2,5
4	Риекстине-15	970	O ₁	0,49	0,41	6,2
5	Гаргждай-6	1976-1980	Cm ₂	0,18	0,31	4,01
6	Плунге-1	1916-1938	Cm ₂	0,15	0,06	3,1
7	Кибартай-1	1185-1195	O ₃	0,26	0,27	4,1
8	Кибартай-2	873-885	S ₂ ld ₁	0,36	0,09	2,3
9	Гусев-2	1515-1523	O ₃	0,45	0,38	3,62
10	Красноборск-1	1932-1940	Cm ₂	0,42	0,34	1,14
11	Ушаково-1	2150-2156	Cm ₂	0,35	0,35	1,54
Средние величины для палеозойских нефтей по А.А.Карцеву		500-100	Pz	1,0		3,0
		1000-1500	Pz	0,8	0,45	1,5
		1500-2000	Pz	0,5		1,0

структурах не ниже 45%.

Для выделения «геохимической ниши» нефтей Прибалтики применен метод А.А.Карцева (1958, 1959) с использованием графика-квадрата. В основу классификации положены данные группового углеводородного состава, определяемые как для нефти в целом, так и для её легких фракций.

Высокое содержание алканов позволяет характеризовать нефти Прибалтики как катагеннопреобразованные, «палеотипные». Характеристика нефтей по углеводородному составу позволяет, за кажущимся различием кембрийских нефтей Гаргждай и Плунге по физико-химическим свойствам, выявить их генетическое сходство. Для нефтей Адзе, Кибартай, Плунге, Гусев воздействие вторичных факторов привело как к физической потере части легких фракций, так и к определенному снижению в УВ-составе доли парафиновых углеводородов.

3.3.2. Изменение нефтей по площади, разрезу и показатели преобразования УВ

Изменение показателей нефтей по разрезу, с увеличением глубины нефтевмещающих отложений, является характерным для большинства многопластовых месторождений других регионов (А.А.Карцев, 1978).

В обобщенном виде, т.е. с учетом большинства месторождений, изменение параметров нефтей в палеозойском разрезе имеет ряд особенностей (В.М.Губницкий, К.А. Сакалаускас, 1973; Н.Н. Гурко, В.Ф.Васильева, 1994).

Ордовикские нефти приурочены к весьма широкому интервалу глубин: от 729 до 2000 м (Бернатское, Шилальское, Западно-Гусевское месторождения и структура Е-6). На фоне достаточно широких пределов изменения их физико-химических свойств, выделяется нефть на структуре Е-6 (глубина продуктивного пласта = 725 м) с весьма низкой плотностью – 780 кг/м³, незначительным содержанием парафинов - 1,2% и асфальтенов - 0,69%

Силурийские нефти встречены на глубинах 1030-1158 м. Плотность нефтей 860-879 кг/м³, содержание смолисто-асфальтеновых компонентов 11-14%.

Нижнедевонская (Куликовская площадь) и среднедевонская (Е-6) нефти, залегающие соответственно на глубинах 1160-1180 м и 261-278 м, являются наиболее тяжелыми (плотность 881-936 кг/м³) в ряду всех известных нефтей Прибалтики. Эти нефти отличаются широкими колебаниями парафиносодержания (0,2-5,3%) и минимальным выходом легких фракций (н.к. - 200°С) – 2,4-13,2%. Т.е. девонские нефти практически лишены бензиновых фракций и отличаются повышенным и стабильным (для материковой и акваториальной зон) содержанием нафтеновых УВ (53,5-54,7%).

Динамика изменения параметров нефти в осадочном разрезе показана на рис.22. При общем интервале глубин залегания продуктивных отложений с 261 до 2920 м, плотность нефтей варьирует от 805 до 936 кг/м³ с общей тенденцией заметного увеличения плотности и смолистости вверх по стратиграфическому разрезу. Минимум асфальтеносодержания падает на средний кембрий и девон, что вероятно связано с активизацией миграционных процессов в этих крайних, по возрасту, продуктивных отложениях. Динамика изменения парафинистости является зеркальным отражением асфальтеносодержания и свидетельствует о хорошей биохимической сохранности УВ в кембрии.

Наиболее рельефно особенности кембрийских нефтей прослеживаются в залежах Гаргждайской (Вежечайское, Дегляйское, Траубское месторождения) и наиболее погруженной (Ладушкинское, Веселовское, С-9) зонах Балтийской синеклизы. В залежах Калининградского вала (Исаковское, Красноборское, Дейменское и др.) весь комплекс параметров качества нефтей несколько ухудшается.

Для оценки особенностей изменения параметров нефтей по площади Балтийской синеклизы построены три геохимических профиля (рис.23).

I – профиль: Адзе – Гаргждай – Ушаково (кембрийские отложения);

II – профиль: Адзе – Плунге – Красноборск (кембрийские отложения);

III – профиль: Ушаково-Красноборск – Гусев – Кибартай (кембрийско-ордовикские отложения).

I и II субмеридиональные профили направлены в сторону погружения осадочных отложений синеклизы. III профиль широтного направления проходит по южной, наиболее перспективной зоне палеозойских отложений

**Диапазоны изменения параметров нефтей
в разрезе палеозоя Балтийской синеклизы**

(по данным Н.Н.Гурко, В.Ф.Васильевой, 1994 г.)

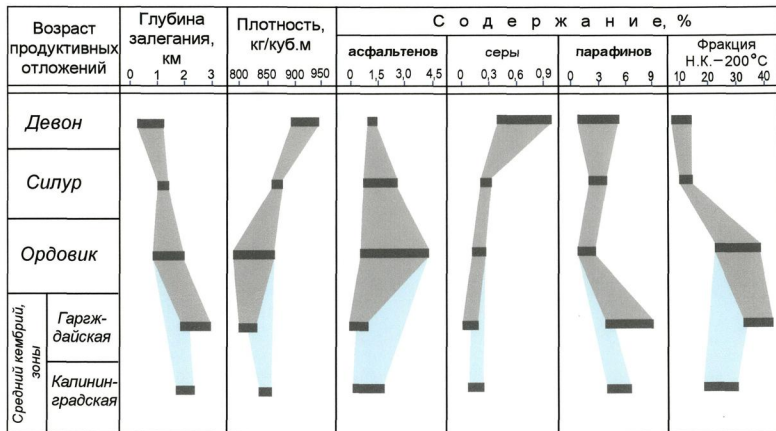
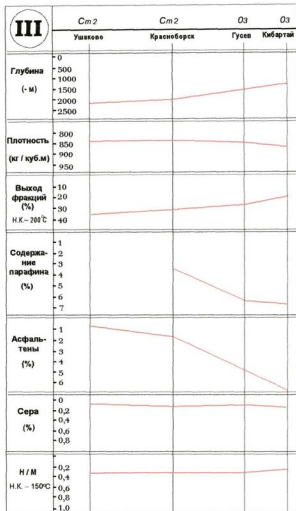
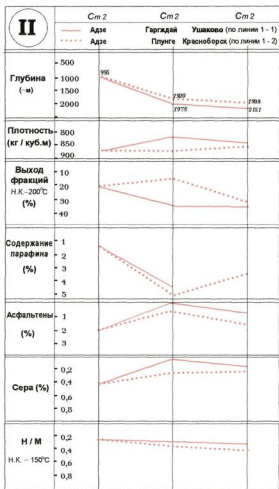


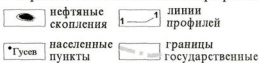
Рис. 22

Изменение параметров нефтей по территории Балтийской синеклизы

- 126 -



I — Направления геохимических профилей



II — Изменение параметров кембрийских нефтей в субмеридиональном направлении, по линиям 1-1 и 1-2

III — Изменение параметров кембрийско-ордовикских нефтей в субширотном направлении, по линии 3-3

© В.М.Губинский, 2003

Рис. 23

синеклизы, где выявлены основные скопления в отложениях кембрия и ордовика.

В целом нефтевмещающие отложения нижнего палеозоя Балтийской синеклизы погружаются: по I профилю от 995 (Адзе) до 2151 м (Ушаково); по II профилю до 1938 м (Красноборск).

В южном направлении плотность нефтей в целом снижается. В средней части профиля наблюдается резкое различие плотности двух нефтей (Гаргждай-Плунге) на близко расположенных структурах: 820 и 875 кг/м³, соответственно.

Нефть Гаргждай содержит столько же легких фракций (34%), что и более погруженная нефть месторождения Ушаково. В южном направлении сернистость и смолистость нефтей заметно уменьшаются. Сопоставление параметров нефтей Адзе и Плунге указывает на большее гипергенное разрушение нефти месторождение Адзе. Гипергенное воздействие на нефть Адзе привело к изменению её углеводородного состава и потере значительной части парафина, а воздействие вторичных факторов на нефть Плунге, в основном, связано с физической потерей части легких углеводородов без существенного изменения первоначального УВ-состава.

В восточном направлении (профиль III) плотность нефтей увеличивается (кг/м³) с 841 (Ушаково) до 863 (Кибартай), выход легких фракций (н.к. - 200.°C) уменьшается от 34,5 до 18,0%. Содержание парафинов, смол и особенно асфальтенов возрастает. Концентрация серы и соотношение Н/М в нефти и фракции (н.к. -150.°C) остаются почти постоянными. Нефть Кибартай подверглась слабому изменению, сказавшемуся в основном в некоторой потере легких фракций в процессе миграции.

Сопоставление нефтей по профилям позволяет сделать вывод, что с погружением одновозрастных отложений в юго-западном направлении происходит снижение плотности нефтей, увеличение выхода легких фракций и содержания парафина.

Работами Х.Смита (1967), Р.Мартина (1964), В.К.Шиманского и А.И. Богомолова (1972), Ал.А.Петрова (1984) выявлены определенные закономерности в составе легких УВ нефтей различных регионов.

В прибалтийских нефтях тенденция связи проявляется в следующих парах углеводородов: н-гексан и н-гептан, сумма углеводородов C_6 и C_7 , циклогексан и метилциклогексан, циклогексан и метилциклопентан, 2-метилпентан и 3-метилпентан, 2-метилпентан и н-гексан (В.М.Губницкий, В.Ф.Васильева, А.И.Богомолов, 1973).

Поскольку состав легких углеводородов нефтей в минимальной степени меняется под действием факторов гипергенеза, соотношения между ними позволяет произвести оценку катагенного изменения нефтей.

В таблице 13 приведены значения «коэффициентов метаморфизма» - «Км» (по В.К.Шиманскому) (правильнее – коэффициентов катагенеза) нефтей Прибалтики и сравнительные данные величины «Км» ($nC_6 / \text{изо}C_6 + ЦГ + МЦП$), некоторых нефтей мира (по материалам В.К.Шиманского, 1967, 1972; Н.Н.Гурко и др., 1975; Н.Н.Гурко и В.Ф.Васильевой, 1994; В.В. Ильинской, С.И.Головановой и др. 1982).

Таблица 13

КОЭФФИЦИЕНТЫ «МЕТАМОРФИЗМА» НЕФТЕЙ ПРИБАЛТИКИ

№	Месторождения (регионы)	Возраст вмещающих пород	Км
1	2	3	4
1	Гусев	O_3	0,59
2	Красноборск	$Сm_2$	0,69
3	Ушаково	$Сm_2$	0,77
4	Гаргждай	$Сm_2$	0,70
5	Ладушкинское	$Сm_2$	0,78
6	Площадь С-9	$Сm_2$	0,99-1,04
7	Азербайджан (среднее)	Kz	0,17
8	Волго-Уральская провинция (среднее)	D_3	0,62

В южном и юго-западном направлениях значения «Км» последовательно увеличиваются, что вызвано генетической связью более преобразованных нефтей Ушаковского и Ладушкинского месторождений и площади С-9 с кембрийским ОВ наиболее погруженной, юго-западной зоной Балтийской синеклизы.

Более преобразованный характер УВ Гаргждайской зоны по сравнению с Калининградским валом отразился в уменьшении (в нефтях последней

группы) суммы монозамещенных алканов – с 24,6 до 18,4% и соотношения моно/дизамещенные алканы – с 2,7-2,8 до 1,7-1,8.

Для тяжелых нефтей (III группы) с низким выходом легких фракций (1,8-5,5%), отношение nC_6/nC_7 снижено в 2-3 раза, по сравнению с нефтями I-II групп, залегающих в более погруженных отложениях Балтийской синеклизы. Значения генетических показателей: н-алканы/изоалканы (0,58-0,84), $\Sigma ЦГ/\Sigma ЦП$ (0,8-1,4) в нефтях III группы позволяет предполагать умеренную степень преобразованности исходного ОВ пород.

Полученные данные указывают на генерацию нижнепалеозойских нефтей катагеннопреобразованным сапропелевым ОВ (с различной долей углеводно-белковых компонентов), эволюция которого в раннем диагенезе происходила в слабовосстановительных условиях.

Определяющее влияние исходного, морского сапропелевого ОВ на состав генерируемых нижнепалеозойских нефтей отчетливо фиксируется при сопоставлении геохимических параметров среднекембрийских нефтей Балтийской синеклизы и нижнекембрийских нефтей Сибирской платформы (Иркутский НГБ) – А.И.Богомолов, Л.Ф.Степина, Н.Н.Гурко и др. (1981) – табл.14.

Исходным материалом для сапропелевого ОВ нижнекембрийских отложений Сибирской платформы служат остатки планктона и донных синезеленых водорослей (Ю.М.Шуменкова и др., 1974). Низкая концентрация органического вещества в этих осадках, представленного классом сапропелитов и оксиорбосапропелитов, связана с окислительными условиями его преобразования в диагенезе и достаточно жестким последующим катагенезом (до стадий Г₂ и Ж) при погружении на глубину 3100-3700 м (Л.С. Беляева и др., 1976, Ю.М.Шуменкова и др., 1974).

Нижнекембрийские нефти месторождений Иркутского НГБ (Марковское, Северо-Марковское, Ярактинское, Сухотунгусское и др.), в основном, легкие, малосернистые, малосмолистые. Среди насыщенных УВ доминируют изоалканы (А.Э.Конторович и др., 1974; Д.И.Дробот, Р.Н.Преснова, 1975). Соотношение $изоC_{19}/изоC_{20} \leq 1$.

В среднекембрийских осадках Балтийской синеклизы накопление сапропелевого ОВ происходило за счет планктона и макрофитов (в том числе

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СОСТАВА КЕМБРИЙСКИХ НЕФТЕЙ БАЛТИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ И СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ
(по данным А.И.Богомолова, Л.Ф.Степиной, Н.И.Гурко и др., 1981)

Диапазоны изменения параметров $\frac{\text{Балтийская синеклиза}}{\text{Сибирская платформа}}$

Возраст вмещаю- щих отло- жений	Глубина за- легания пластов, м	Физико-химические параметры нефтей				Н-алканы C ₆ -C ₃₀			Изопреноиды C ₁₁ -C ₂₀	
		Плотность, кг/м ³	Содержание, %			C ₆ -C ₁₀	C ₁₁ -C ₂₀	C ₂₁ -C ₃₀	изоC ₁₉ изоC ₂₀	изоC ₁₉ -C ₂₀ изоC ₁₁ -C ₁₈
			асфаль- тенов	твердых парафи- нов	легких фракций до 200°C					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cm _{2,3}	990-2500	813-902	2-31	1-6,1	4-36	4-52	33-62	15-43	1,3-1,8	0,3-0,46
Cm ₁	2800-3500	806-846	1-5	0,9-1,8	7-41	6-55	33-65	3-29	0,8-1,0	0,3-0,44

Легкие УВ C ₆ -C ₈ (средние значения)					
н-алканы	изоалканы	циклопентаны	циклогексаны	арены	КС ₆
12	13	14	15	16	17
34,7	33,5	13,8	15,3	2,7	0,73
41,1	36,6	6,9	11,0	4,4	1,03

КС₆ – коэффициент катагенеза
нефтей по В.К.Шиманскому

КС₆ = нC₆/изоC₆+ЦГ+МЦП

и высших растений) в слабовосстановительных – восстановительных условиях при диагенетических потерях не более 20% (К.Ф.Родионова, С.И. Голованова и др., 1974). В главную фазу нефтеобразования, при погружении на глубину 1500-3000 м, органическое вещество среднекембрийских пород достигло стадий катагенеза Д и Г.

Приведенные данные указывают на некоторые различия в составе и степени катагенеза исходного сапропелевого ОВ в кембрийских отложениях Балтийской синеклизы и Сибирской платформы, что в свою очередь несколько отразилось и на составе генерируемых нефтей.

Среднекембрийские нефти Балтийской синеклизы, продуцированные менее окисленным в диагенезе и менее катагеннопреобразованным ОВ, характеризуются более высокими предельными значениями парафинистости, смолистости и концентрации н-алканов. В составе изопреноидов прибалтийских нефтей соотношение $\text{изоC}_{19}/\text{изоC}_{20} > 1$, что связано с влиянием зоопланктона в формировании исходного ОВ.

Несмотря на отмеченные различия геологической истории данных территорий, определяющие влияние сапропелевого нижнепалеозойского ОВ на состав нефтей выразилось в общности основных показателей УВ-состава кембрийских нефтей Прибалтики и Сибирской платформы, среди которых можно выделить следующие:

- единый, алкановый, тип нефтей и высокая степень их катагенеза;
- преобладание алканов над цикланами и единый характер соотношения изомеров в составе легких УВ,
- близкая динамика молекулярно-массового распределения изопреноидов $\text{C}_{11}-\text{C}_{20}$ (соотношение $\text{изоC}_{19}-\text{C}_{20}/\text{изоC}_{11}-\text{C}_{18} = 0,3-0,5$).

Глава 3.4. ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ЗАЛЕГАНИЯ НА СОСТАВ НЕФТЕЙ И ПОПУТНЫХ ГАЗОВ

Корректирующее влияние вторичных геологических факторов на состав прибалтийских нефтей и попутных газов прослеживается достаточно отчетливо.

При стабильном (алкановом) типе кембрийских нефтей Прибалтики, достаточно широкие пределы изменения качественных и УВ-показателей в значительной степени предопределяются именно условиями залегания.

С увеличением пластовых температур, глубин залегания и ухудшением коллекторских свойств кембрийских песчаников, снижается плотность и смолистость нефтей, повышается их газонасыщенность, содержание легких фракций и низкомолекулярных алканов. Так, например, увеличение газонасыщенности от практически нулевых показателей (Кулдигское, Кибартайское) до $10-15 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (Ушаковское, Красноборское) и далее – до $30-65 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (Южно-Шопаряйское) совпадает с увеличением глубины залегания продуктивных пластов от бортовых к внутренним, погруженным зонам Балтийской синеклизы.

Между условиями залегания скоплений (гипсометрическими, температурными, коллекторскими) и составом нефтей фиксируется отчетливая взаимосвязь, подтверждаемая результатами корреляционного анализа (И.С. Гольдберг, Н.Н.Гурко, 1972; Н.Н.Гурко, А.И.Богомолов, В.К. Шиманский и др. 1972, 1974, 1975; Т.А.Ботнева, Г.И.Сафонова, 1978). Коэффициент корреляции (r) для показателей «плотность – глубина» составляет (-0,75).

На физико-химические свойства нефтей и содержание легких н-алканов (рис.24) оказывают влияние термические условия пласта, которые для среднекембрийских скоплений изменяются в широких пределах: от 22°C (Кулдига) до 90°C (Гаргждай).

Легкие, малосмолистые нефти встречены в двух зонах Балтийской синеклизы:

- в её наиболее погруженной юго-западной части, на глубинах 2200-2900 м (Ладушкинское, Веселовское месторождения и площадь С-9);

- на территориально ограниченном участке, характеризующимся положительной температурной аномалией и резким ухудшением коллекторских свойств (Гаргждайское, Вилькичяйское, Траубайское, Дегляское, Вежайгайское месторождения) - глубины 1980-2100 м, температуры $80-90^\circ\text{C}$.

Нефти юго-западной (погруженной) и Гаргждайской зон отличаются высоким содержанием легких фракций (36-39%).

Зависимость содержания (а) и состава (б) н-алканов в нефтях Прибалтики от пластовой температуры

(по данным Н.Н.Гурко, А.И. Богомолова)

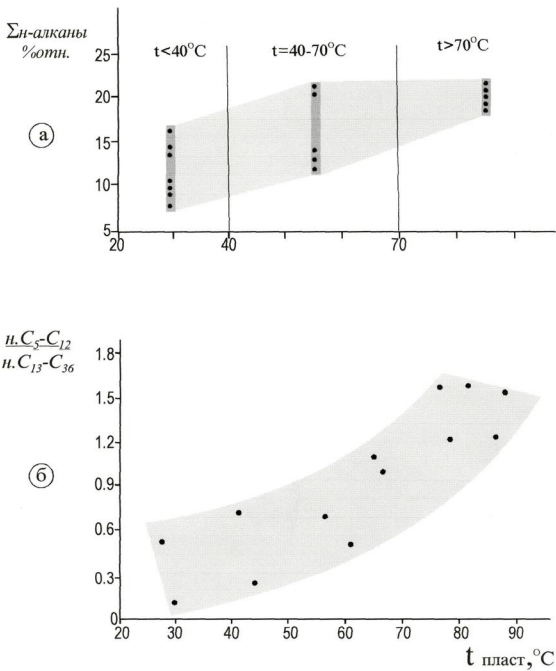


Рис. 24

Определенные различия выявлены и в составе n-алканов в широком молекулярно-массовом диапазоне C_5 - C_{34} (рис. 25). Максимум распределения n-алканов приходится на интервал C_7 - C_{14} , что характерно для большинства палеозойских нефтей различных регионов. В нефтях Гаргждайского, Ушаковского и Ладушкинского месторождений фиксируется повышенное содержание легких n-алканов, а соотношение nC_5 - nC_{12}/nC_{13} - nC_{34} достигает 1,2-1,5. Залежи этих нефтей расположены в наиболее погруженной части Балтийской синеклизы, в зоне максимальных глубин и пластовых температур. В нефтях Бернаты и Красноборск (t пласт=40-65°C) соотношение nC_5 - C_{12}/nC_{13} - nC_{34} снижается до 0,21-0,76.

Резкое ухудшение коллекторских свойств кембрийских песчаников в Гаргждайской зоне (открытая пористость 2,6-12,0%, проницаемость 0,07-43 мд) предопределило образование нефтей миграционно-фильтро-ванного типа с низкой плотностью (806-821 кг/м³), отсутствием асфальтенов, низким содержанием парафинов и одновременно – повышенной концентрацией бензиновых фракций (31-33%), повышенными соотношениями БС/СБС (2,9) и МЦА/БЦА (1,55). К югу от Гаргждайской зоны проницаемость кембрийских песчаников повышается с 43 до 200 мд (Красноборская площадь). Улучшение коллекторских свойств кембрийских песчаников южного борта синеклизы на месторождениях Калининградского вала сопровождается увеличением смолистости и плотности нефтей (до значений > 831 кг/м³).

Влияние условий залегания на состав нефтей прослеживается как в пределах тектонических зон, так и в единичных скоплениях.

Так, в пределах Калининградского вала влияние глубин залегания и пластовых температур на газонасыщенность нефтей и состав попутных газов фиксируется достаточно отчетливо (рис.26). На фоне значительной недонасыщенности кембрийских нефтей газом, в западном направлении (в сторону повышения глубин залегания с 1950 до 2600 м и пластовых температур с 63 до 91°C) возрастает барический коэффициент газонасыщенности - $R_{нас.}/R_{пласт.}$ - с 0,08 – Красноборское до 0,65 - Ладушкинское (Л.А. Рудченко и др., 1978). В том же направлении газовый фактор увеличивается с 11,7 до 241,8 м³/т, пластовая плотность и вязкость снижаются с 790 до 641 кг/м³ и с 2,6 до 0,71 мПа·с соответственно. Одновременно с изменением



Рис. 25

Зависимость содержания (а) и состава (б)
растворенных газов в кембрийских нефтях
Калининградского вала от глубины залегания

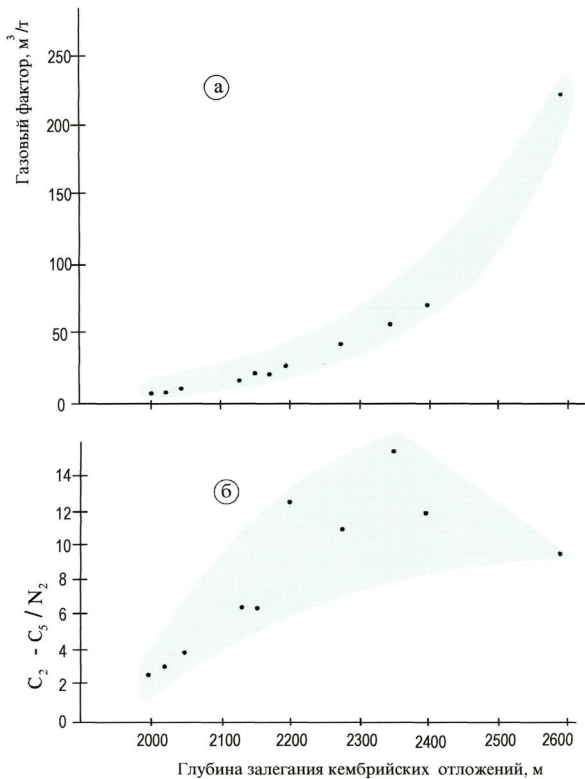


Рис. 26

параметров нефтей заметно трансформируется и состав растворенных газов. При достаточно стабильном содержании метана (28-39%), с погружением кембрийских отложений доля азота в попутных газах (ПГ) резко снижается (с 20,1 до 4,0%), а тяжелых УВ повышается (с 37 до 59%). Соотношение н-бутан/изобутан возрастает с 1,6 до 2,7.

В локальных скоплениях нефтей, приуроченных к высокопроницаемым кембрийским песчаникам, отмечается повышение плотности, смолистости и сернистости нефтей от свода к ВНК. Так, в Красноборской залежи плотность нефтей увеличивается с 831 до 853 кг/м³, сернистость – с 0,20 до 0,32, концентрация смолисто-асфальтеновых компонентов с 8,4 до 16,8%.

Таким образом, широкие пределы изменения физико-химических параметров прибалтийских нефтей, а также особенности их УВ состава в значительной степени определяются миграционными факторами и условиями залегания пластов.

Проведенные исследования позволили выявить определенные закономерности в составе прибалтийских нефтей.

1. Нефти Прибалтики относятся к типу алкановых. Содержание алканов составляет 55,1-79,5% в расчете на дистиллят и 70-92,0% на бензиновую фракцию.

2. Нефти Прибалтики можно выделить в особую группу «палеокатагенных»: коэффициент катагенеза легких УВ составляет 0,59-1,04. Несмотря на заметные колебания физико-химических показателей под влиянием вторичных факторов (Гаргждай-Плунге), в нефтях сохраняются первоначальные особенности УВ-состава, отражающие первоначальную высокую преобразованность исходного ОВ. Данное обстоятельство позволяет генетически связывать нефти с погруженным комплексом нижнепалеозойских отложений юго-западной части Куршской впадины, Калининградского вала и прилегающей акватории Балтийского моря.

3. Сопоставление нефтей по стратиграфическому разрезу позволяет сделать вывод об ограниченной роли вертикальной миграции в процессе формирования залежей.

4. В ряду месторождений Калининградского вала (Ушаково – Красноборск - Гусев) коэффициент катагенеза кембрийских нефтей последователь-

но снижается: 0,77-0,69-0,59. Нефти, продуцированные более преобразованным ОВ (Ушаково), имеют и большую величину данного показателя.

5. Параметры нефтей и попутных газов Прибалтики в значительной степени корректируются вторичными процессами в сформированных залежах. С увеличением пластовых температур, глубин залегания и снижением проницаемости коллекторов, снижается плотность и вязкость нефтей, а в попутных газах уменьшается концентрация неуглеводородных компонентов.

Глава 3.5. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ ПРИБАЛТИКИ

Критический анализ имеющейся информации позволяет рассматривать сапропелевый состав исходного ОВ разновозрастных пород и длительное устойчивое погружение осадочной толщи в качестве двух благоприятных факторов реализации процессов НГО в умеренных термобарических условиях залегания нижнепалеозойских пород.

Генерацию УВ нижнепалеозойскими НМП и формирование нефтяных скоплений можно представить по следующей схеме. В создавшихся на территории Балтийской синеклизы благоприятных условиях определенного «компенсационного замещения» температурного воздействия на сапропелевое ОВ длительным временем погружения нижнепалеозойских отложений, генерация УВ вероятно началась уже на переходной стадии ПК₃-МК₁ и достигла своего максимума на стадии МК₂.

На позднегерцинском и альпийском этапах тектогенеза в процесс нефтеобразования последовательно вовлекались обогащенные органическим веществом породы среднего кембрия, ордовика и силура. В тоже время, совершенно очевидно и различное «долевое участие» разновозрастных НМП в формировании нефтяных скоплений Балтийской синеклизы.

В наибольшей степени свой генерационный потенциал реализовали среднекембрийские аргиллиты, достигшие стадии катагенеза МК₁-МК₂ в погруженных, юго-западных районах синеклизы. Повышенная преобразованность исходного сапропелевого ОВ кембрийских НМП обеспечила генера-

цию легких нефтей, причем повышенный показатель катагенеза углеводородной основы ($K_6=0,6-1,0$) сохраняется и в изменениях вторичными процессами, более тяжелых, смолистых их разностях.

В восточном и северо-восточном направлениях, параллельно с уменьшением катагенеза ОВ и локализацией процессов нефтеобразования на отдельных, более погруженных участках, интенсивность генерации УВ постепенно снижалась. В полном соответствии с пониженной преобразованностью исходного ОВ (стадии ПК-МК₁) реализация генерационного потенциала материнскими породами ордовика и силура происходила в более скромных масштабах.

Помимо уровня катагенеза исходного ОВ, лимитирующим фактором нефтеобразования в отложениях ордовика явилось негативное влияние окислительных процессов в диагенезе. Данное обстоятельство привело к повышенному диагенетическому расходу органического вещества, безусловному снижению его генерационного потенциала и в итоге – образованию бедных НМП.

Определяющее влияние особенностей нижнепалеозойского ОВ подтверждается явными чертами сходства УВ-состава нижнепалеозойских нефтей Балтийской синеклизы и Сибирской платформы, залегающих в различных геологических условиях.

Многоэтапность процессов формирования и переформирования на западе и юго-западе Балтийской синеклизы подтверждается многочисленными прослоями природных битумов в сводовых и подошвенных участках залежей. Современный этап переформирования наиболее отчетливо прослеживается в кембрийских песчаниках Гаргждайской зоны.

Комплексный геолого-геохимический анализ, выполненный с учетом информации по нефтеносности, условиям залегания скоплений, составу нефтей и газов, источникам их генерации - позволяет выполнить районирование территории Прибалтики по степени перспектив нефтеносности (рис.27).

К высокоперспективной территории поиска легких нефтей в среднекембрийских песчаниках относится обширная, наиболее погруженная юго-западная зона Балтийской синеклизы, включающая прилегающий шельф Балтийского

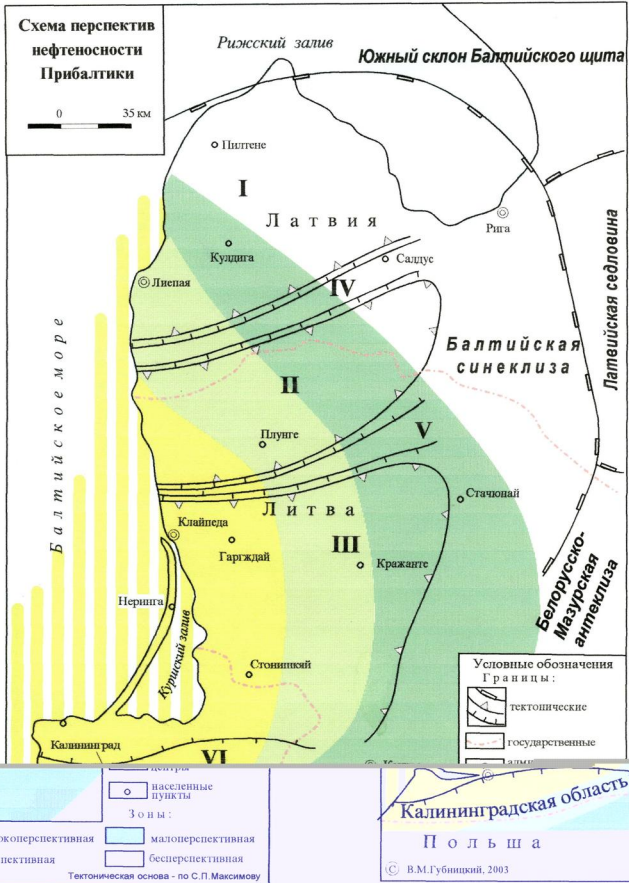


Рис. 2

моря. Возможности обнаружения нефтяных скоплений в основном связаны с Калининградским валом и Гаргждайской зоной, административно – с центральными и западными районами Калининградской области, юго-западными землями Литвы.

В тоже время, следует отметить, что проведение в этих районах геофизических и буровых работ (особенно на шельфе) связано с необходимостью привлечения крупных инвестиций и соблюдением жестких экологических ограничений (в связи с близостью курортных зон). Экологические требования проведения геолого-поисковых работ регламентируются межгосударственными соглашениями стран Балтии. В настоящее время АО «Лукойл» проводит активные поисковые работы на шельфе Балтийского моря.

В северо-восточном направлении, одновременно с расширением стратиграфического диапазона нефтеносности ($C_{m2}-O_1-O_3-S_1$), заметно ухудшаются качественные показатели нефтей. В центральных и северо-западных районах Литвы возможно обнаружение нефтей широкого качественного состава (перспективная зона).

Восточнее, в центральной части Балтийской синеклизы, простирается малоперспективная территория, охватывающая земли северо-восточной Литвы и юго-западной Латвии. Здесь, в карбонатах ордовика и силура возможно обнаружение небольших по запасам скоплений тяжелых, высоковязких нефтей с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов.

Северо-восточная бортовая зона Балтийской синеклизы и южный склон Балтийского щита, в основном, неблагоприятны для поиска нефтяных скоплений. Лимитирующими, для массовой генерации и сохранения жидких УВ, являются небольшие глубины и низкие пластовые температуры нижнепалеозойских отложений, а часто и полное выпадение их из осадочного разреза. На данной территории происходит постепенное «замещение» нефтяных скоплений природными битумами и горючими сланцами, т.е. полностью изменяется характер накопления, преобразования и состав каустобиолитов.

Ввиду фрагментарного распространения осадочных отложений на юге Балтийского щита, скопления природных битумов в Эстонии имеют скорее уже минералогический характер, а основным видом горючих ископаемых на севере Эстонии становятся горючие сланцы.

Часть 4. ВЕРХНЕ-СРЕДНЕПАЛЕОЗОЙСКИЕ
ОТЛОЖЕНИЯ ЮГО-ЗАПАДНОГО ПОГРУЖЕНИЯ
ВОЛЖСКО-КАМСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ
(территория высокой разведанности)

Глава 4.1. ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕНОСНОСТИ
ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Территория Среднего Поволжья, где сосредоточены скопления нафтидов широкого фазового и качественного диапазона – от тяжелых нефтей и природных битумов до газов и газоконденсатов, представляет собой естественный полигон для апробации методики анализа и прогнозирования нафтидоносности на обширных пространствах Урало-Поволжья.

4.1.1. Геологическое строение и нефтеносность

Геологическое строение палеозойской толщи юго-западного погружения Волжско-Камской антеклизы (Среднее Поволжье) изучалось сотрудниками Волжского отделения ИГ и РГИ (ВОИГиРГИ): А.А.Александровым, В.Н.Андреевым, В.Д.Голодовкиным, Б.З.Даниеляном, Л.З.Егоровой, С.С. Коноваленко, С.И.Новожиловой, В.А.Поляковым, С.В.Санаровым, Е.Г. Семеновой, Г.И. Стеблевой, Е.Я.Суровиковым и другими.

Осадочная толща, в основном, выполненная породами девона, карбона и перми. Мощность осадочного чехла изменяется от 1500 м – на Жигулевско-Пугачевском своде до 5500 м – в наиболее погруженной части Бузулукской впадины. По тектонической схеме ИГиРГИ (1983) здесь выделяется 5 структур первого порядка: Бузулукская и Мелекесская впадины, Сокская седловина, Жигулевско-Пугачевский и Южно-Татарский своды.

В центральной части выявлена погребенная Волго-Сокская палеовпадина, с которой связаны девонские грабенообразные прогибы (Е.Я. Суровиков). В пределах Камско-Кинельской системы прогибов возрастают толщины нижневизейских терригенных отложений карбона и соответственно - количество продуктивных пластов. На юге Бузулукской впадины, в отложениях окского надгоризонта, развито ангидрито-доломитовое плато с окраин-

ными зонами которого связаны нефтяные скопления в пластах O_1-O_5 . Сульфатно-галогенные отложения кунгурского яруса получили развитие в восточных и юго-восточных районах Бузулукской впадины.

На рассматриваемой территории распространены сквозные бескорневые и погребенные поднятия, причем первые в основном приурочены к тектоническим структурам второго порядка – системам валов: Жигулевско-Самаркинской, Кулешовской, Большекинельской, Сокско-Шешминской; вторые – чаще связаны с отложениями терригенного девона. В верхнедевонско-турнейских отложениях широко развиты биогермные, рифогенные поднятия и структуры их облекания. Средние амплитуды локальных поднятий достаточно стабильны (36-53 м).

Осадочная толща центральных районов Урало-Поволжья подразделяется на восемь литолого-стратиграфических комплексов пород:

I – эйфельско-нижнефранский (девонский) терригенный ($D_2'-D_3'$);

II – верхнефранско-турнейский (верхнедевонско - нижнекаменноугольный) карбонатный ($D_3f_2-C_1t$);

III – нижнекаменноугольный (нижне-средневизейский) терригенный (C_1^2);

IV – окско-башкирский (нижне-среднекаменноугольный) карбонатный ($C_1^2-C_2^1$);

V – верейский (среднекаменноугольный) терригенно-карбонатный – C_2^{VI} ;

VI – каширско-гжельский (средне-верхнекаменноугольный) карбонатный ($C_2^2-C_3^2$);

VII – нижнепермский карбонатный (P_1); VIII – верхнепермский карбонатный (P_2).

При достаточно высокой средней плотности размещения поискового бурения (≈ 180 м/км²), его максимальные значения на территории Жигулевско-Самаркинской и Кулешовской систем валов достигают 560-580 м/км².

На территории Среднего Поволжья, в основном на глубинах 1000-3000 м, выявлено более 900 залежей углеводородов (УВ). Свыше 50% залежей приурочено к I и III терригенным комплексам.

4.1.2. Основные результаты предыдущего этапа работ (оценка процессов НГО и НГН)

В первый период активного изучения глубинного геологического строения осадочной толщи и становления нефтедобывающей промышленности Среднего Поволжья (50-80-е годы XX века), значительные объемы НИР объективно были направлены на проблематику, связанную с выявлением источников генерации УВ и изучением закономерностей формирования скоплений. Детальные работы в этом направлении выполнены К.Б. Ашировым (1965), С.Я.Вайнбаумом, М.И.Зайдельсоном (1973), В.А. Белеровой (1977), В.Н.Исаевым (1974). В исследованиях Волжского отделения ИГ и РГИ выделение нефтематеринских пород (НМП) проводилось по комплексу геолого-геохимических показателей. Минералого-геохимические фации, благоприятные для процессов нефтегазообразования, оценивались совокупностью литологических, химических и минералогических признаков по методикам Г.И.Теодоровича (1954) и Л.А.Гуляевой (1956). С использованием данных по содержанию в породах органического углерода – Сорг, хлороформенного битумоида – ХБ и особенностей его компонентного состава были выделены участки распространения сингенетичных и эпигенетичных битумоидов.

Результаты геохимических исследований позволили С.Я.Вайнбауму, М.И.Зайдельсону, Н.А.Копровой и др. (1973) выделить в палеозойской толще два нефтепроизводящих комплекса.

Первый комплекс (терригенная толща девона) включает живетско-пашийские отложения юго-восточной зоны Бузулукской впадины и тиманские отложения Волго-Сокской палеовпадины. Второй комплекс (терригенные породы нижнего карбона) охватывает: отложения косьвинского, радаевского, бобриковского и тульского горизонтов Мухановско-Ероховского прогиба северо-западной части Бузулукской впадины и юго-восточного склона Жигулевско-Пугачевского свода.

По данной концепции в девоне Среднего Поволжья существуют две территориально обособленные зоны нефтеобразования:

- северо-западная, где материнскими являлись преимущественно тиманские породы,

- юго-восточная, в которой основная масса УВ поступала из живецкопашийской толщи пород.

По мнению С.Я.Вайнбаума и др. (1973) формирование скоплений терригенного девона в основном происходило в допермское время, в застойной гидрогеологической обстановке замкнутого бассейна. Образование скоплений в среднекаменноугольных и более молодых отложениях палеозоя связывалось с вертикальной миграцией УВ в основном из терригенной толщи нижнего карбона.

На современное размещение УВ-скоплений в Среднем Поволжье существенное влияние оказали тектонические движения альпийского тектогенеза, в результате которых произошло интенсивное переформирование скоплений вдоль оси валов и миграция углеводородов по тектоническим нарушениям в верхние продуктивные комплексы карбона и перми.

Ранее, выводы о цикличности нефтеобразования в разновозрастных отложениях Урало-Поволжья были сделаны С.П.Максимовым (1964) и Н.А.Еременко (1968).

Иные взгляды на процессы формирования многопластовых месторождений Урало-Поволжья высказаны К.Б.Ашировым (1965, 1967) и В.Ф. Раабеном (1963, 1970). По данным К.Б.Аширова нефтяные месторождения Среднего Поволжья сформированы в результате вертикальной миграции УВ исключительно за счет органического вещества глинисто-карбонатных отложений доманиковой фации (саргаевский, доманиковый и мендымский горизонты франского яруса) в альпийскую фазу тектогенеза. По его мнению основными путями вертикальной миграции углеводородов являлись осложненные разломами крутые крылья локальных структур, а также разломы и трещины в межкупольных участках.

Повышенные концентрации ОВ (3-12%) и ХБ в доманиковых породах характерны для южных районов Бузулукской впадины (О.В.Кочубенко, В.М.Губницкий и др., 2003). Органическое вещество доманиковой фации относится к сапропелевому типу и преобразовано до стадий МК₁-МК₂, т.е.

отвечает благоприятным показателям для реализации нефтегенерационного потенциала (М.И.Зайдельсон и др., 1990).

По данным В.А.Белеровой и В.И.Данилова (1977, 1984), нефти Среднего Поволжья и битумоиды доманиковых пород близки по углеводородному составу, что указывает на их генетическую связь.

При анализе процессов НГО и НГН в Урало-Поволжье, Г.П.Сверчков и Г.А.Амосов (1977) показали, что на долю доманика приходится $\approx 85\%$ всех поступивших в коллекторы углеводородов, а на долю НМП карбона всего около 5%. Эти данные хорошо увязываются с материалами Е.С.Ларской (1983) по сопоставлению масштабов миграции и аккумуляции УВ в осадочной толще Урало-Поволжья. По Е.С.Ларской количество битумоидов, мигрировавших из нефтематеринских пород, распределяется следующим образом (усл.ед.): среднефранские – 240, верхнефранско-фаменские – 40, турнейские – 16, верхневизейские, башкирские, московские – по 1,5.

Несмотря на дискуссионный характер ряда вопросов, связанных с выделением нефтематеринских пород и оценкой условий формирования скоплений, НИР первого этапа в целом выполнили свою задачу и позволили сконцентрировать геолого-поисковые работы на наиболее перспективных направлениях, что способствовало открытию в 50-80-е годы многочисленных месторождений.

4.1.3. Актуальные проблемы настоящего этапа исследований и критерии состава газонефтяных систем

Земли южного погружения Волжско-Камской антеклизы, в основном, относятся к территории высокой разведанности.

В настоящее время, когда УВ-скопления на данной территории выявлены в разновозрастных отложениях всех структур первого и второго порядков, выполняемые НИР должны соответствовать уровню имеющейся информации и быть направленными на решения задач актуальных, именно для территорий высокой нефтегеологической разведанности.

Настоящий этап НИР характеризуется обширным объемом накопленной информации по всему спектру геолого-геохимической проблематики. Исследователю становятся доступными данные по составу нефтей, свободных и растворенных газов практически во всех поисковых и эксплуатационных скважинах. Становится возможным анализ: миграционных процессов в одновозрастных пластах и изучение межпластовых перетоков (на этапе перестроения скоплений). Становится доступным весьма детальный анализ динамики изменения состава флюидов в локальных скоплениях, что в свою очередь, на ином качественном уровне позволяет рассматривать зональные и региональные процессы существования УВ-скоплений на постформирующем этапе. Прогноз фазовых форм УВ-скоплений может выполняться с применением широкого спектра геолого-геохимических показателей.

Одним из актуальных вопросов для территорий высокой изученности является оценка перспектив поиска сопутствующих полезных ископаемых, в первую очередь – природных битумов, ресурсы которых в Среднем Поволжье весьма значительны. К числу актуальных относятся вопросы систематизации нефтей, газов, битумов, а также выявление связи между их составом и запасами – количественно-качественный анализ нефтеносности.

Из перечня перечисленных задач следует, что методика работ в основном должна опираться на массовые анализы нефтей, газов и природных битумов.

Наиболее объективные результаты могут быть получены при использовании комплекса параметров всесторонне характеризующих состав газонефтяных систем (ГНС) в недрах: дегазированные нефти – растворенные газы – пластовые нефти (В.М.Губницкий, 1989).

Рекомендуемый в настоящей работе комплекс охватывает: плотностно-вязкостные показатели нефтей, содержание парафинов, серы, смолисто-асфальтеновых компонентов, фракционный и групповой УВ составы, индивидуальный состав насыщенных УВ C_{10} - C_{40} , газонасыщенность, состав углеводородных и неуглеводородных компонентов растворенных газов, а также – легких УВ C_1 - C_6 пластовых нефтей.

В ряду показателей состава попутных газов можно использовать следующие соотношения: коэффициент сухости – C_1/C_2-C_4 , показатель разрушенности УВ-основы – CH_4/N_2 (Л.А.Анищенко, А.Я. Кремс, 1972, 1979), соотношение н-бутан/изобутан. При изучении эволюционных преобразований ГНС целесообразно использовать коэффициент распределения тяжелых углеводородов – $C_2+C_3/nC_4+изоC_4$ (КРту). Актуальность геохимических построений с применением КРту обусловлена повышенной концентрацией тяжелых углеводородов (C_2-C_4) в попутных газах центрального Поволжья.

Широкое использование легких УВ в территориальных геохимических построениях определяются их повышенной лабильностью и возможностью полного изучения на молекулярном уровне. Соотношения внутри данной группы УВ могут успешно использоваться для: оценки степени катагенеза нефтей – $nC_6/изоC_6+ЦГ+МЦП$ (В.К.Шиманский, 1968), интенсивности вторичных миграционных процессов – C_5+C_6/C_7+C_8 (В.А.Чахмахчев, 1983), nC_6/nC_7 (Г.Смит, 1967).

Применительно к пластовым ГНС, одной из важнейших отличительных особенностей которых является сохранение естественного, природного баланса УВ, набор характеристических показателей может быть расширен. При исследовании катагенной эволюции ГНС можно использовать: для широкой бутан-гексановой фракции – показатель – $nC_4-nC_6/изоC_4-изоC_6$, для узкой гексановой фракции – соотношение – $ЦГ/МЦП$. Степень катагенеза пластовых флюидов может оцениваться и по составу фракции C_5 в виде отношения н-пентана к сумме изо- и циклопентана – $nC_5/изоC_5+ЦП$ (KC_5). Масштабы межпластовых перетоков можно оценить с помощью соотношения этан – бутановой и пентан – гексановой фракций – C_2-C_4/C_5-C_6 .

В ряду критериев, отражающих особенности индивидуального состава насыщенных УВ $C_{10}-C_{30}$, составляющих по Ал.А.Петрову (1984) «тело нефти», целесообразно использовать показатели, характеризующие особенности их молекулярно-массового распределения – $nC_{10}-nC_{13}/nC_{14}-nC_{30}$, $изоC_{11}-изоC_{18} /$ $изоC_{19}-изоC_{20}$, $изоC_{19}/изоC_{20}$ и соотношения между изоалканами и н-алканами – $изоC_{19}-изоC_{20}/nC_{17}-nC_{18}$; н-алканы/изоалканы (Ал.А.Петров, 1984).

Изменение рекомендуемых геохимических критериев в процессе изменения ГНС показано на рис.28. Направленность и масштабы изменения ГНС

Геохимические показатели изменения состава ГНС в залежах

Структура ГНС		НАПРАВЛЕННОСТЬ ИЗМЕНЕНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ																																
		Пластовая нефть						Растворенный (попутный) газ				Дегазированная нефть																						
Стадии эволюции ГНС	Газовый фактор $M_{гн}$	$R_{нас} / R_{пл}$	$PC5 / PC7$ *	$PC6 / PC7$	$PC4+C6 / PC4+C6$	$PC6 / PC6$	$PC6 / PC7$	$C2+C4 / C2+C4$ *	$C2+C4 / C2+C4$ %	$C1 / C2+C4$	$CH4 / N2$	$PC4 / PC4$	$C2+C3 / PC4+PC4$	Концентрацион. ДР0	Смолы + асфальтены, %	Тя. парафины, %	Тя. парафины, % $\Phi > 300^\circ C$	Смолы / Асфальтены	Смолы / Тя. парафины	Асфальтены / Смолы + Асф.	М.н. $\leq 150^\circ C$	М.н. $150^\circ - 300^\circ C$	Смолы + Асф. / Смолы	Sn / Собч. *	Цетилны / Аргиллы	$IC19 \div IC20$	$IC17 \div PC18$	Г-вклады / -вклады	$PC10 \div PC13$	$PC14 \div PC20$	$IC11 \div IC18$	$IC19 \div IC20$		
		31 ↑ П ↑ Н		Биохимические процессы деградации углеводородов																														
К	К			▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
32 ↑ П ↑ Н		Физические процессы дегазации и выноса легких углеводородов																																
		▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲

Стадии эволюции ГНС:

Н - начальная (легкая газонасыщенная нефть);

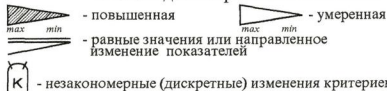
П - промежуточная (тяжелая нефть);

3 - завершающая

- 31 - природные битумы широкого качественного диапазона: мальты - асфальты - асфальтиты.
- 32 - природные битумы узкого качественного диапазона, преимущественно асфальтиты.

S_л - содержание серы в легких (н.к. - 200°C) фракциях, %

Степень достоверности показателей:



→ - направление изменения ГНС; * - вновь рекомендуемые показатели

677

предопределяются геохимическими процессами, протекающими в залежи (В.М.Губницкий, 1989).

При доминирующей роли биodeградации комплекс геохимических критериев достаточно обширен, что отражает глубокие, постепенно нарастающие преобразования всей структуры ГНС. Нефтяная залежь со временем превращается в скопление тяжелой, высоковязкой нефти, а затем проходит ряд последовательных стадий разрушения уже в форме природных битумов:

мальта → асфальт → асфальтит → керит и т.д.

При определяющем влиянии физических процессов (дегазации и выноса легких фракций) комплекс «работающих» критериев сокращается и включает лишь показатели, функционально связанные с различиями в диффузионно-сорбционной активности тех или иных компонентов ГНС. В этих случаях разрушение залежи протекает достаточно интенсивно и часто сопровождается формированием скоплений природных битумов узкого качественного диапазона – «асфальтенитов» (И.С.Гольдберг, 1975; В.М. Губницкий, 1985).

Глава 4.2. АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ ПО ФАЗОВОМУ СОСТОЯНИЮ УВ-СИСТЕМ

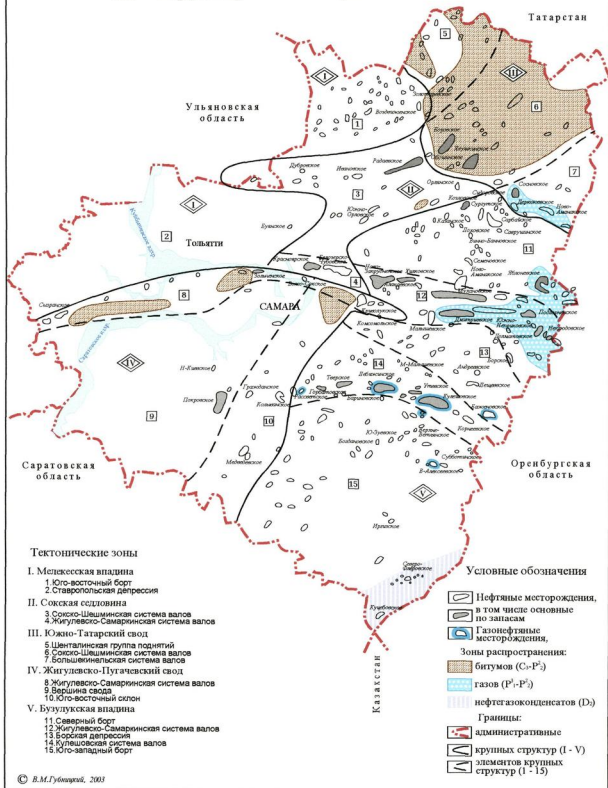
В числе основных вопросов прогнозной оценки УВ-ресурсов на исследуемых территориях все большее значение приобретает качественный аспект проблемы – направленное прогнозирование состава и фазового состояния углеводородных флюидов.

В осадочной толще центральных районов Урало-Поволжья выявлены скопления нафтидов широкого фазового диапазона: от природных битумов и тяжелых нефтей до газов и газоконденсатов (рис.29).

Зональный прогноз фазовых форм УВ на данной территории выполнен по комплексу геохимических, термобарических и палеогеотермических показателей.

Уровни газонасыщения нефтей оценивались двумя показателями: газосодержанием ($\text{м}^3/\text{т}$) и барическим коэффициентом насыщения «К» (БКН).

Зональное размещение флюидов с различным фазовым состоянием углеводородов на территории Самарской области



Показатель БКН определялся в виде соотношения давления насыщения – $R_{нас}$ к пластовому давлению – $R_{пласт}$.

В интервале глубин 900-4200 м палеозойских отложений юго-востока Русской платформы отражательная способность (ОС) витринита изменяется от 67 до 98 единиц (10Ra) – В.И.Горшков (1973, 1975). Данному диапазону ОС соответствуют максимальные палеотемпературы 70-200°C, что отвечает стадиям катагенеза ОВ от ПК до МК₄. В терригенной толще нижнего карбона значения отражательной способности витринита составляют 67-82 единиц (палеотемпературы 70-155°C), в терригенном девоне – 74-98 единиц. На рассматриваемой территории прослеживается увеличение катагенеза ОВ в южном и юго-восточном направлениях (рис.30). Пониженные значения палеотемператур фиксируются на юге Южно-Татарского и северном участке Жигулевско-Пугачевского сводов, повышенные – в районе Кулешовской дислокации и юго-западного борта Бузулукской впадины.

В зону оптимально преобразованного ОВ попадают палеозойские породы на большей части Самарской области. Значения ОС изменяются от 74 до 82, что соответствует диапазону катагенеза органического вещества от конца МК₁ до конца МК₃. По данным Г.М.Парпаровой, С.Г.Неручева и др. (1981) основные запасы нефти в Урало-Поволжье приурочены к отложениям с градациями катагенеза органического вещества МК₁-МК₂. На данной территории преобразованность ОВ девона соответствует главной фазе нефтеобразования (ГФН): на южном склоне Южно-Татарского свода – начальному этапу ГФН, на юге Бузулукской впадины – этапу завершения нефтеобразования.

4.2.1. Размещение УВ-скоплений в палеозойском разрезе

В палеозойском разрезе отчетливо прослеживается зональное размещение УВ-скоплений по фазовому состоянию (В.М.Губницкий, 1993).

Изменение катагенеза органического вещества в нижнекаменноугольных - C₁² и верхнедевонских - D₃¹ отложениях Самарской области

(по И.И.Аммосову и др., 1980;
Г.М.Парпаровой, С.Г.Неручеву
и др., 1981 с дополнениями)

25 0 25 50 км

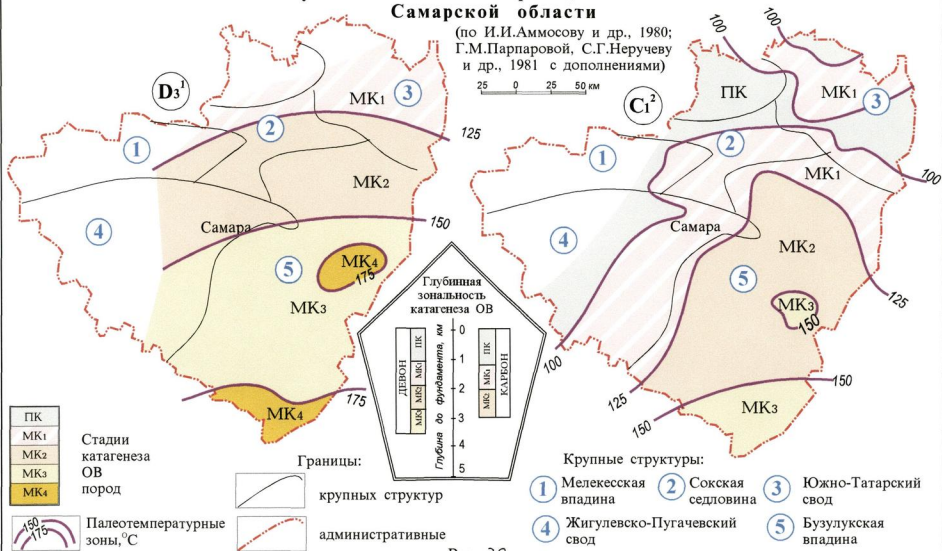


Рис. 30

Нефтяные скопления выявлены во всех продуктивных пластах девонско-каменноугольной толщи пород, газоконденсатные – только в эйфельско-живетских пластах. Газонефтяные и газовые скопления на территории Бузулукской впадины и Большекинельской системы валов более характерны для нижне- и верхнепермских пластов.

Термобарические показатели залегания пластов и уровни газонасыщения нефтей в отдельных литолого-стратиграфических комплексах весьма различаются (табл.15). Газонефтяные системы терригенного девона отличаются наибольшими, по сравнению с ГНС вышележащих отложений, колебаниями газосодержания 8-460 м³/т. Барический коэффициент газонасыщения $R_{нас.}/R_{пл.}$ изменяется от 0,21 до 0,97.

По площади развития промышленной нефтеносности I комплекса умеренные термобарические показатели более характерны для пашийских пластов Сокско-Шешминской системы валов: $R_{пл.}=18-28$ МПа, $t_{пл.}=42-61^{\circ}\text{C}$. Газосодержание нефтей не превышает 69 м³/т, а значения «К» не более 0,43.

Увеличение газового фактора до 217-260 м³/т и барического коэффициента до 0,54-0,71 прослеживается в пашийско-кыновской толще линейных дислокаций субширотного простирания: Большекинельской (Дерюжевское, Чеховское), Жигулевско-Самаркинской (Мухановское, Южно-Неприковское) и Кулешовской.

Наиболее жесткий термобарический режим характерен для эйфельско-живетских отложений Камелик-Чаганской структурной зоны на юге Бузулукской впадины. В наиболее погруженных среднедевонских пластах, при значениях БКН = 0,84-0,97, выявлены газовые (Северо-Флеровское – ДIV) и газоконденсатные (Куцебовское – ДIV, DV) скопления. Состав газов отличается высокой (>10%) концентрацией тяжелых углеводородов (Т.У.). Особенности газового состава позволяют предполагать существование нефтяной оторочки в пласте ДIV Северо-Флеровского месторождения (ТУ=32%).

В карбонатных отложениях франско-турнейского комплекса верхние значения термобарических показателей заметно снижаются. По газосодержанию и термобарическим данным франско-турнейские отложения южных районов Бузулукской впадины соответствуют зоне стабилизации нефтяных систем. Пониженные пластовые давления (10-11 МПа), при достаточно

**ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ СКОПЛЕНИЙ И УРОВНИ
ГАЗОНАСЫЩЕНИЯ НЕФТЕЙ В ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ
(Среднее Поволжье)**

Параметры		Диапазоны изменения			
		Средние значения			
Комплексы		температу- ра пласто- вая, t°пласт., °С	давление пластовое, Рпласт., МПа	газовый фактор, g м ³ /т	Рнас./Рпласт., (К)
Нижнепермский карбонатный VII комплекс	P ₁	<u>18-23</u> 20,5	<u>4-7</u> 5,5	<u>43-60</u> 51,5	<u>0,42-1,00</u> 0,71
Средне- верхнекаменно- угольный карбо- натный VI комплекс	C ₂ ² -C ₃ ²	<u>20-45</u> 32,5	<u>6-18</u> 12	<u>16-98</u> 57	<u>0,23-0,66</u> 0,45
Среднекаменно- угольный терри- генно-карбонатный V комплекс	C ₂ ²	<u>21-48</u> 34,5	<u>7-20</u> 13,5	<u>2-155</u> 78,5	<u>0,10-0,68</u> 0,39
Окско-башкирский карбонатный IV комплекс	C ₁ ² -C ₂ ¹	<u>22-56</u> 39	<u>8-27</u> 17,5	<u>3-260</u> 131,5	<u>0,17-0,59</u> 0,38
Нижнекаменно- угольный терри- генный III комплекс	C ₁ ²	<u>25-65</u> 45	<u>10-32</u> 21	<u>8-100</u> 54	<u>0,10-0,85</u> 0,48
Франско- турнейский карбо- натный II комплекс	D ₃ f ₂ -C ₁ t	<u>30-75</u> 52,5	<u>12-36</u> 24	<u>8-118</u> 63	<u>0,10-0,51</u> 0,31
Эйфельско- франский терри- генный I комплекс	D ₂ -D ₃ f ₁	<u>42-98</u> 70	<u>17-45</u> 31	<u>27-462</u> 245	<u>0,20-0,97</u> 0,59

высоком уровне барического коэффициента газонасыщения (0,77-0,81) в нефтяных скоплениях пластов В₁ и Дл Зольненского месторождения, не исключают возможности формирования локальных нефтегазовых скоплений в турнейско-франских отложениях Жигулевско-Пугачевского свода на глубинах менее 1400 м.

В терригенной толще нижнего карбона прослеживается дальнейшее снижение пластовых давлений до 12-32 МПа и температур до 23-65°C. Фоновые значения БКН на уровне 0,15-0,40 характерны для структурно - погруженных северных и южных зон, что указывает на существенные различия пространственного изменения данного критерия в скоплениях II и III комплексов. В бобриковских пластах западного участка Жигулевско-Самаркинской системы валов (Стрельненское, Зольненское) барический коэффициент эпизодически возрастает до 0,7-0,8, что создает условия для образования в нижнекаменноугольных отложениях этой зоны нефтегазовых скоплений.

В окско-башкирском карбонатном комплексе пластовые давления изменяются от 8-13 МПа в Мелекесской впадине до 14-17 МПа – в пластах Бузулукской впадины, температуры соответственно - от 23 - 34°C до 30 - 50°C. Повышение газонасыщения до уровня 0,58-0,60 фиксируется в нефтяных скоплениях Якушкинского, Колыванского, Кулешовского и Южно-Несмеяновского месторождений. С учетом промышленной газоносности IV комплекса (Лебяжинское, Рассветское, Ветлянское), пространственное размещение нефтяных скоплений с повышенным уровнем газонасыщения позволяет рассматривать центральные и западные районы Кулешовской дислокации, сопредельные участки юго-восточного склона Жигулевско - Пугачевского свода и юго-западного борта Бузулукской впадины в качестве территорий, перспективных на нефтегазовые скопления.

В продуктивных пластах верейского терригенно-карбонатного комплекса пластовые давления изменяются от 7 до 20 МПа, а температуры – от 20 до 48°C. Повышение уровня газонасыщения до 0,53-0,68 отмечается в пластах Дерюжевского, Ильменевского и Кулешовского месторождений. По данным показателям, а также с учетом газосодержания нефтей пластов А₃ и А₄ Кулешовского месторождения, более благоприятные условия для образо-

вания нефтегазовых скоплений имеются в верейских пластах центрального участка Кулешовской дислокации.

Резкое снижение пластовых давлений до 4-8 МПа в пермских отложениях послужило благоприятным фактором для выделения газов в свободную фазу. Средние значения БКН повышаются в пермских нефтяных скоплениях до 0,50-0,77, а максимальные – достигают предельных показателей – 0,84-0,99.

Именно в пермских отложениях Южно-Татарского свода и Бузулукской впадины получил наибольшую реализацию зонально выраженный процесс пластовой дегазации нефтяных залежей и формирования многочисленных нефтегазовых (кунгурский и артинский ярусы) и газовых (калиновская свита) скоплений. Главной причиной данного процесса явились восходящие неотектонические движения земной коры.

Анализ размещения УВ-флюидов по фазовому состоянию, выполненный с учетом термобарических показателей, дает основание прогнозировать фазовые типы скоплений во всех литолого-стратиграфических комплексах.

1. В девонских отложениях Борской депрессии и восточного участка Жигулевско - Самаркинской дислокации прогнозируются скопления чрезвычайно легких («летучих») нефтей с плотностью менее 800 кг/м^3 .

2. На остальной территории Среднего Поволжья верхнедевонские и каменноугольные отложения (I-II-III-IV-V-VI комплексы) приурочены к зоне стабильного развития нефтяных скоплений и локального распространения нефтегазовых скоплений.

Формирование нефтегазовых скоплений возможно в условиях предельного газонасыщения нефтей с выделением газа в свободную фазу в зонах снижения пластовых давлений. Образование локальных участков нефтегазовых скоплений по схеме предельного газонасыщения нефтей ($P_{\text{нас.}} = P_{\text{пласт.}}$) прогнозируется: в нижнефранских отложениях юго - восточного склона Жигулевско-Пугачевского свода, в каменноугольных отложениях западных районов Жигулевско-Самаркинской (II-III комплексы) и Кулешовской (IV, VI комплексы) дислокаций, а также на сопредельных территориях юго-восточного склона Жигулевско-Пугачевского свода и юго-западного борта Бузулукской впадины.

3. Для поиска свободных газов в пермских отложениях наибольший интерес представляют территории Большекинельского вала и северного борта Бузулукской впадины. Сохранность газовых скоплений в этих районах обеспечивается высокоэффективными соленосными покрывками казанского и кунгурского ярусов.

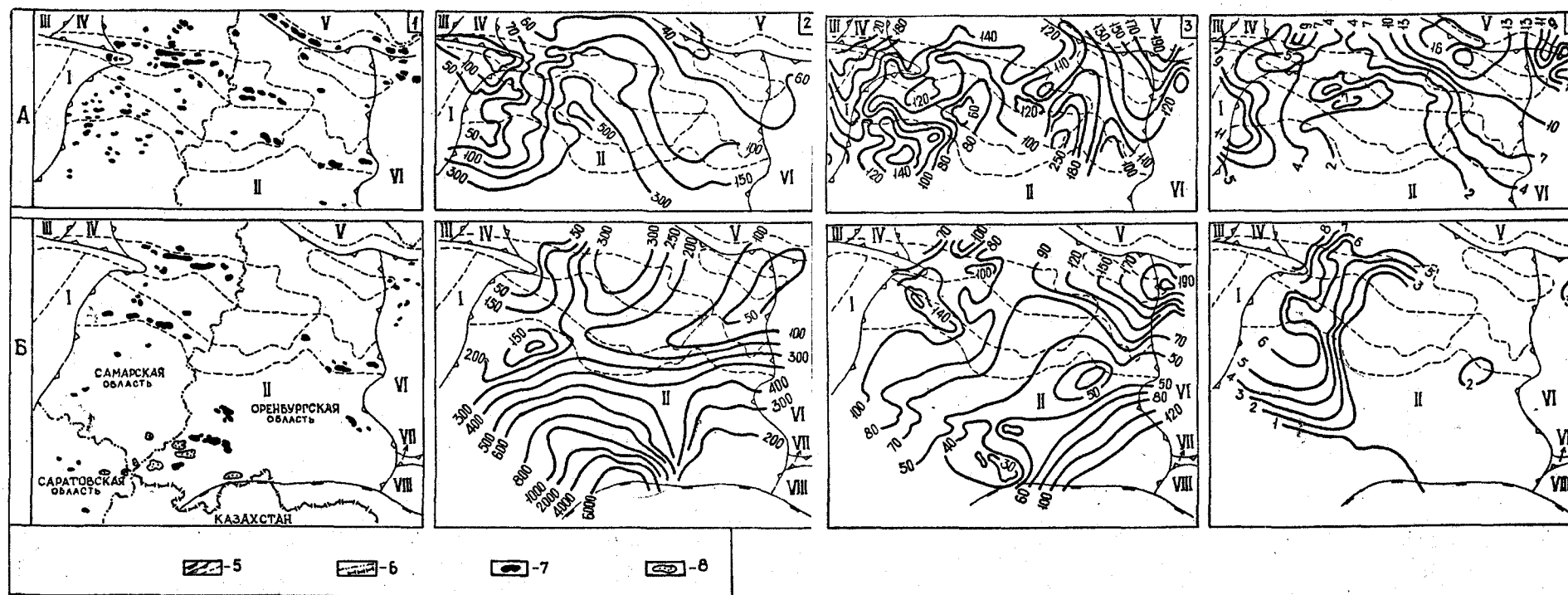
4.2.2. Размещение УВ-скоплений в девонских отложениях южного погружения Бузулукской впадины

Девонские отложения южного погружения Бузулукской впадины (ЮПБВ), относятся к числу перспективных территорий Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Открываемые здесь в девонских отложениях, на глубинах свыше 4000 м, скопления флюидов отличаются разнообразием фазовых форм УВ. К настоящему времени в эйфельско-нижнефранской толще ЮПБВ выявлено более 80 залежей УВ, в том числе более 20 нефтегазоконденсатных и газоконденсатных (В.М.Губницкий, 1994).

На рассматриваемой территории нефтяные (Н) скопления встречены во всем стратиграфическом диапазоне эйфельско-нижнефранской толщи пород, нефтегазоконденсатные (НГК) и газоконденсатные (ГК) – в эйфельско-живетских D_2^1 - D_2^2 отложениях среднего девона. Залежи УВ сложного фазового состояния в основном приурочены к верхнеэйфельским известнякам и песчаникам воробьевского горизонта живетского яруса. Направленность зонального размещения углеводородных скоплений по составу и фазовому состоянию выражена в плане достаточно отчетливо (рис. 31).

В пашийско-тиманских пластах (D_3^p - D_3^{tm}) площадь распространения нефтяных скоплений представляет собой единую, регионально выраженную зону, охватывающую центральные и северные районы Бузулукской впадины, северные районы Жигулевско-Пугачевского свода и Восточно - Оренбургского структурного выступа. Подавляющее количество нефтяных скоплений приурочено к линейным дислокациям субширотного простирания: Жигулевско-Самаркинской, Кулешовской и Большекинельской.

ИЗМЕНЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕЙ И ПОПУТНЫХ ГАЗОВ В ПАШИЙСКО-ТИМАНСКИХ (А) И ЭЙФЕЛЬСКО-ЖИВЕТСКИХ (Б) ОТЛОЖЕНИЯХ ЮЖНОГО ПОГРУЖЕНИЯ БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЙ



Карты: 1 – размещение залежей нефти и конденсатов; 2 – газонасыщенности нефтей (m^3/t); 3 – коэффициент жирности газов ($(C_2+высш.) \cdot 100/C_1$); 4 – содержания азота в газах (%).

Границы: 5 – тектонических элементов; 6 – административные.
Залежи: 7 – нефтей, 8 – нефтегазоконденсатов и газоконденсатов.

Крупные структуры: I – Жигулевско-Пугачевский свод, II – Бузулукская впадина, III – Мелекесская впадина, IV – Сокская седловина, V – Южно-Татарский свод, VI – Восточно-Оренбургский структурный выступ, VII – Павловская седловина, VIII – Соль-Илецкий свод.

рис. 31.

В среднедевонских отложениях (D_2^1 - D_2^2) площадь распространения УВ скоплений расширяется в южном направлении до границы с Прикаспийской синеклизой. Залежи нефтей, нефтегазоконденсатов и газоконденсатов в эйфельско-живетских продуктивных пластах группируются на юге Бузулукской впадины и контролируются Камелик-Чаганской системой тектонических ступеней, постепенно погружающихся в сторону Прикаспийской синеклизы (П.Е.Ефремов, Б.Н.Куликов, 1988).

В юго-восточном направлении глубины залегания верхнедевонских пластов возрастают с 2600 до 3900 м, пластовые температуры с 48 до 90°C, давления – с 20 до 40 МПа. В среднем девоне южного погружения Бузулукской впадины скопления УВ-флюидов встречены на глубинах 4200-5370 м, где пластовые температуры достигают 85-107°C, а давления – 42-56 МПа.

В пашийско-тиманских отложениях Большекинельского вала, Восточно-Оренбургского структурного выступа и северного обрамления Бузулукской впадины получили распространение нефти широкого качественного диапазона с плотностью 830-910 кг/м³, сернистостью 0,6-2,9% и содержанием легких фракций 18-32%. Углеводородные системы этих территорий характеризуются умеренным газосодержанием (50-100 м³/м), при этом барический коэффициент газонасыщения – $R_{нас.}/R_{пл.}$ не превышает 0,1-0,5. Попутные газы углеводородного и азотно-углеводородного состава (концентрация УВ от 82 до 94%), с высоким содержанием тяжелых углеводородов (36-62%) и повышенной концентрацией азота (3-17%). Доля метана в ПГ составляет 29-50%.

В эйфельско-живетских отложениях возрастает газонасыщенность УВ флюидов и содержание в них легких фракций, снижается их плотность и сернистость (до 0,4-1,0%). Легкие газонасыщенные нефти доминируют в залежах южного погружения Бузулукской впадины, Жигулевско - Самаркинской и Кулешовской дислокаций. В попутных газах доля азота падает до 1,3-9,0%. Вниз по разрезу девона, при сохранении стабильных значений в концентрации пентанов (2,0-6,8%) и соотношения изобутан/н-бутан (0,2-0,5), отмечается снижение коэффициента жирности (Кж) попутных газов (C_2 +высшие) $100/C_1$.

По простиранию девонских отложений отчетливо проявляется направленность изменения состава УВ-флюидов. В южном и юго-восточном направлениях, в сторону регионального погружения продуктивных пластов девона, нефти широкого качественного диапазона постепенно замещаются легкими нефтями с газовым фактором (ГФ) более 200-300 м³/т, плотностью менее 830 кг/м³ и содержанием бензиновых фракций более 35-40%.

В составе тяжелых углеводородов попутных газов доминирующим компонентом является этан. Концентрационный ряд компонентов имеет вид, отвечающий составу наиболее сохраненных форм УВС: $C_1 > C_2 > C_3 > nC_4 > iC_4 > N_2 > CO_2$. Повышенные значения показателя CH_4/N_2 (21-198) указывают на хорошую сохранность углеводородной составляющей газов.

Для сохранения однофазового состояния нефтяных скоплений определяющим фактором является надежность изоляции ловушек в продуктивной толще девона от поступления извне УВ-газов. Поступление больших масс УВ-газов в нефтяную залежь создает, при высоких пластовых давлениях (>40 МПа), благоприятные условия формирования нефтегазоконденсатных и вторичных газоконденсатных скоплений. В то же время и для сохранения скоплений конденсатов с газосодержанием >600 м³/т (Зайкинское и Долинное месторождения) надежность экрана безусловно также имеет доминирующее значение, поскольку именно легкие углеводороды обладают повышенной миграционной способностью.

Наиболее приемлемой формой «сосуществования» такой противоречивой, на первый взгляд, роли экрана в формировании фазового спектра УВ-систем является положение о минимальной реализации процессов вторичной миграции УВ (особенно вертикальной её составляющей) в девонской толще южного погружения Бузулукской впадины. Данное положение позволяет, в свою очередь, рассматривать верхне- и среднедевонские отложения в виде автономных флюидопродуцирующих толщ.

Для целей прогноза фазового состояния наиболее разработанными являются геохимические методы, основанные на УВ-составе бензиновых фракций (C₅-C₈) и попутных газов (C₂-C₄).

Анализ состава нефтей показал, что их образование связано с морским сапропелевым типом исходного ОВ: величина отношения Pr/Ph изменяется

от 0,8 до 1,5, изопреноидный коэффициент (K_i) от 0,1 до 0,7 (В.А.Чахмахчев и др. 1998; Т.Л.Виноградова и др., 1996).

Бензины УВ-флюидов среднего девона южного погружения Бузулукской впадины характеризуются повышенным содержанием алканов (71 - 77%), среди которых доминируют н-алканы (М.Д.Штоф, В.А.Белерева, 1986). Отношение н-алканы/изоалканы составляет 1,1-1,4. В составе цикланов преобладают циклогексановые УВ. Доля аренов не превышает 7,1%. Пределы изменения информационных коэффициентов составляют:

Цикланы алканы	Арены алканы	ЦГ нС ₆	Бензол нС ₆	Толуол нС ₇	ЦГ МЦП
0,24-0,33	0,08-0,12	0,26-0,46	0,07-0,34	0,01-0,23	1,28-2,4
ЦГ – циклогексан, МЦП - метилциклопентан					

По данным показателям УВ флюиды эйфельско-живетских пластов ЮПБВ соответствуют группе нефтей и вторичных конденсатов. По ряду показателей – ЦГ/МЦП, Бензол/нС₆ – флюиды среднего девона близки к УВ-системам переходного состояния. Генезис подобных флюидов связан с зоной умеренного мезокатагенеза, расположенной ниже главной зоны нефтеобразования, но выше зоны генерации первичных конденсатов (В.А. Чахмахчев, Т.А.Виноградова и др., 1986).

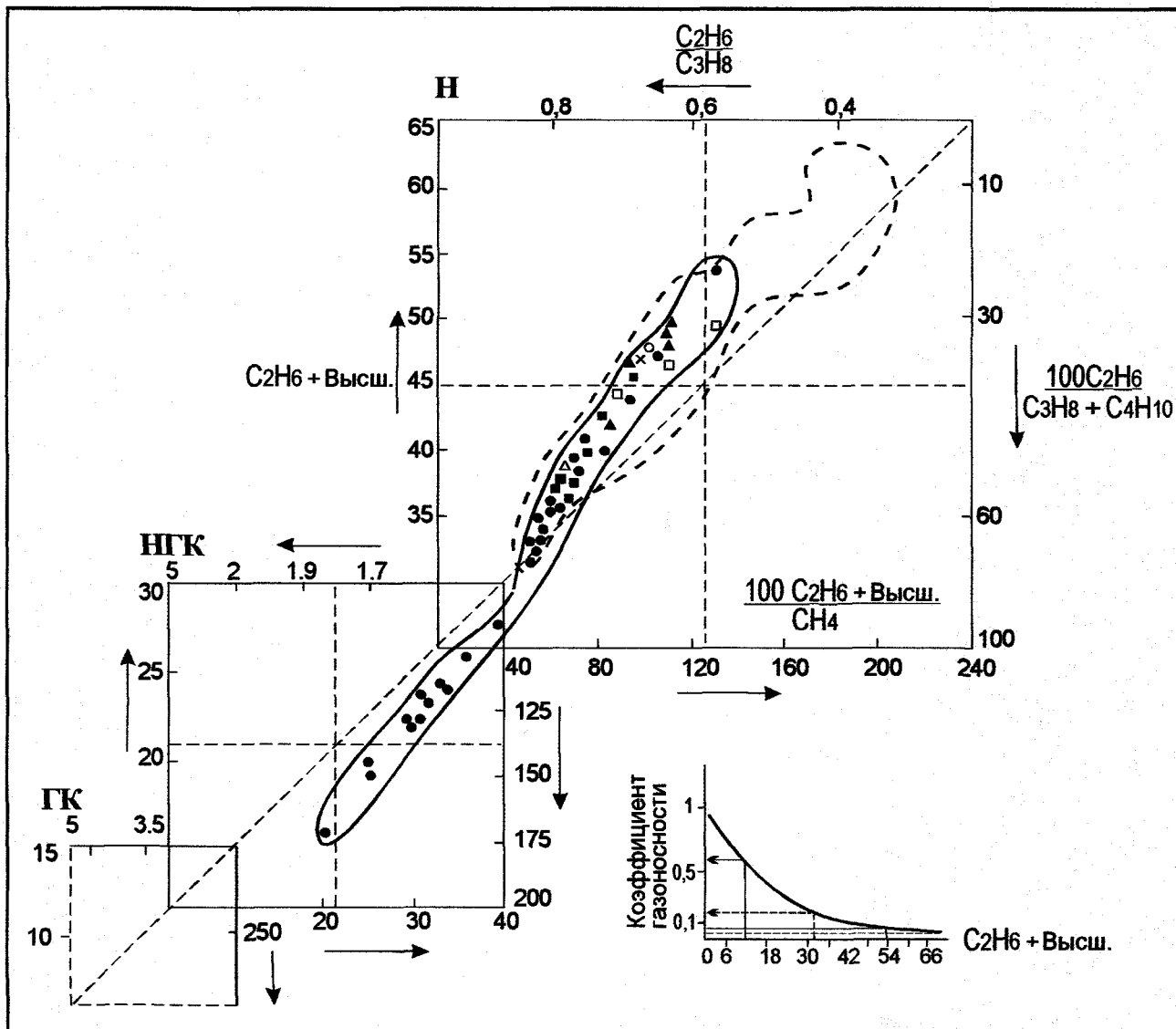
Фазовая дифференция в размещении нафтидов подтверждается составом попутных газов, систематизированных по методу В.И.Старосельского (1990).

Данная методика основана на использовании четырех показателей в составе попутных газов: 1) суммы тяжелых углеводородов – С₂+высшие; 2) соотношения – С₂/С₃; 3) коэффициента этанизации – 100 С₂/С₃+С₄; 4) коэффициента жирности – 100 (С₂+высш.)/С₁.

На основании рассчитанных показателей построен график (рис.32), который наглядно демонстрирует соответствие УВ флюидов верхнего девона нефтяным системам на всей территории. Сумма ТУ составляет 30-64%, соотношение – С₂/С₃ изменяется от 0,30 до 1,05; коэффициент этанизации (Кэ) – от 4 до 67, коэффициент жирности от 45 до 195.

Диаграмма для определения типа скоплений по фазовому состоянию УВ

(по методу В.И. Старосельского)



Условные обозначения

Типы скоплений:

- Н

нефтяные
- НГК

нефтегазо-
конденсатные
- ГК

газо-
конденсатные

Зоны распространения УВ флюидов в отложениях:

- пашийско-
тиманских
- эйфельско-
живетских

Состав УВ флюидов в залежах среднего девона:

- южного погружения
Бузулукской
впадины
- северного борта
Бузулукской
впадины
- △

Бобровско-
Покровской
системы валов
- ▲

Кулешовской
системы валов
- Жигулевско-
Самаркинской
системы валов
- Борской
депрессии
- ×

Восточно-Оренбургского
структурного выступа

Рис. 32

В пашийских отложениях юго-восточного склона Жигулевско - Пугачевского склона и смежного участка Бузулукской впадины, на территории с повышенным газовым потенциалом УВ-систем (г.ф. $>350 \text{ м}^3/\text{т}$, $R_{\text{нас.}}/R_{\text{пл.}} = 0,8-0,9$, Медведевское месторождение, пласты ДІ-ДІІ), возможно образование нефтяных скоплений с газовой шапкой. Формирование газонефтяных скоплений возможно в результате заметного снижения глубин залегания и пластовых давлений (до 28-29 МПа) в продуктивных пластах пашийского горизонта. При дальнейшем возрастании барического коэффициента газонасыщенности и достижении условий $R_{\text{нас.}}=R_{\text{пл.}}$ создаются реальные возможности выделения газа в свободную фазу.

В среднем девоне нефтяные системы характерны для территории Борской депрессии, Кулешовской, Жигулевско-Самаркинской дислокаций и Восточно-Орнебургского структурного выступа. В пределах южного моноклинального погружения Бузулукской впадины спектр фазовых форм УВ флюидов существенно расширяется. Минимальные значения концентрации ТУ и коэффициента жирности снижаются соответственно до 16-20 и 20-25%, а максимумы показателей – C_2/C_3 и $K_э$ возрастают – до 1,7-1,9 и 150-170 соответственно. Наряду с нефтяными, обширное поле на диаграмме занимают нефтегазоконденсатные скопления. Последние четко контролируются Камелик-Чаганской структурной зоной ЮПБВ (месторождения – Гаршинское, Зайкинское, Росташинское, Конновское, Зоринское, Вишнеvское).

Помимо распознавания типа залежей, диаграмма имеет и фазово-генетическую направленность, т.е. позволяет по показателям C_2/C_3 и $100[C_2/C_3+C_4]$ выделять первичные и вторичные ГК. По мнению В.И. Старосельского, для первичных ГК соотношение $C_2/C_3 > 3,9$; $K_э > 280$; для вторичных ГК – $C_2/C_3 < 3,0$; $K_э < 210$. С учетом данных градаций можно сделать вывод, что в девонской толще юга Бузулукской впадины обнаружены вторичные конденсаты.

Используя особенности состава попутных газов многих регионов мира В.И. Старосельский установил графическую зависимость между коэффициентом газоносности (выраженном в виде соотношения газообразных и общих ресурсов УВ) и суммой гомологов метана.

Для оценки перспектив нефтегазоносности юга Бузулукской впадины представляет интерес решение обратной задачи: по сумме ТУ оценить долю газообразных УВ в потенциальных ресурсах УВ-сырья. Из анализа диаграмм фазового состояния УВ следует, что диапазоны изменения концентраций $C_2 + \text{высш.}$ составляют: для пашийско-кыновских пластов 30-64%, для эйфельско-живетских – 16-54%. В соответствии с этими пределами по кривой на графике определяем интервалы процентного содержания газов в потенциальных ресурсах УВ – сырья сложного фазового состояния. Расчеты показывают, что в суммарных ресурсах УВ доля газов составит: для пашийско-тиманского подкомплекса $\leq 14\%$, для эйфельско-живетского подкомплекса $\leq 58\%$.

Размещение УВ-скоплений по фазовому состоянию в южных районах Бузулукской впадины в целом соответствует палеотемпературному режиму девонской толщи пород. В южном и юго-восточном направлениях прослеживается возрастание степени преобразования ОВ и максимальных температур прогрева разновозрастных отложений. По данным ИГ и РГИ (В.А. Чахмахчев, Т.П. Волкова, 1994) на Вишневской площади палеотемпературы ардатовско-воробьевских пород на глубинах 3600-4200 м составляют 165-180°C (стадия МК₃). В верхнедевонских отложениях Куцебовской и Зап.Вишневской площадей величина палеопрогрева выше 175°C, а в эйфельских породах среднего девона достигает 200°C (стадия МК₄).

Методом Rock-Eval установлены пониженные значения суммарного нефтегенерационного потенциала ОВ пород верхнего и особенно среднего девона (1,6-4,0 кг.УВ/т.пород), что свидетельствует о завершении процессов нефтеобразования. В эйфельско-живетских НГМТ уровень катагенеза ОВ отвечает конечной стадии нефтеобразования и началу генерации газоконденсатов, и в нижнефранских НГМТ катагенез ОВ достиг уровня, соответствующего интенсивному нефтеобразованию (верхние интервалы «нефтяного окна»).

Таким образом, по комплексу критериев в девонской толще южного погружения Бузулукской впадины выделены два фазово-генетических типа флюидов: средне- и верхнедевонский.

Выполненные исследования позволяют прогнозировать следующее вероятное размещение типов залежей в терригенной толще девона южного погружения Бузулукской впадины и сопредельной территории:

1. В верхнедевонских отложениях прогнозируется развитие нефтяных залежей. В пашийском горизонте юго-восточного склона Жигулевско - Пугачевского свода, в зоне умеренных пластовых давлений и генерации газосодержащих нефтей, возможно их предельное газонасыщение с выделением газа в свободную фазу и формирование газонефтяных скоплений.

2. В среднем девоне нефтяные скопления рассматриваются в виде доминирующей группы УВ-систем в Кулешовской, Бобровско-Покровской и Жигулевско-Самаркинской дислокациях.

3. В ардатовских пластах юга Бузулукской впадины более вероятно сохранение ведущей роли легких, газонасыщенных нефтей.

4. В воробьевских и афонинских пластах ЮПБВ, наряду с нефтяными, прогнозируются УВ-системы переходного типа: вторичные конденсаты и нефтегазоконденсаты.

Глава 4.3. ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОНЕФТЯНЫХ СИСТЕМ НА ПОСТФОРМИРУЮЩЕМ ЭТАПЕ СУЩЕСТВОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С завершением главной фазы нефтеобразования (ГФН) и аккумуляцией углеводородов в ловушках не заканчиваются процессы распределения и преобразования УВ-флюидов в осадочной толще. Состав флюидов определяется совокупностью многих геолого-геохимических факторов, воздействующих на УВ в течение всего периода их существования в недрах, с момента генерации материнскими породами до этапа прогрессирующего разрушения в залежах.

На постформирующем этапе существования нефтяных скоплений происходит постоянный фильтрационно-диффузионный массообмен флюидов в осадочной толще. Перераспределение флюидов резко усиливается в периоды активизации тектонических движений земной коры. По мнению Н.А.

Еременко (1968) переформирование залежей является одним из главных этапов общей эволюции УВ в недрах.

Процессы перераспределения УВ в осадочной толще могут существенно изменять как количественную (запасы), так и качественную (состав нафтидов) составляющие первоначального состояния нефтегазоносности территорий.

В настоящей главе представлены результаты исследований по следующим направлениям: особенности дифференциации ГНС в залежах, характер проявления вертикальной миграции УВ в разрезе многопластовых месторождений, направленность пространственного изменения ГНС в продуктивных пластах, комплексная оценка эволюции ГНС в отложениях палеозоя.

4.3.1. Дифференциация нефтей и растворенных газов в залежах

Залежь УВ представляет собой первичную геологическую «ячейку», в которой отражается влияние геологических факторов регионального плана. Развитие многих теоретических положений нефтяной геологии и геохимии в значительной степени определяется детальностью проработки информации в отдельных залежах УВ. В геолого-геохимических исследованиях последних лет анализу состава ГНС в пределах залежах уделяется явно недостаточное внимание.

Впервые неоднородность нефтей в залежах отмечена С.Роджерсом (Rogers S., 1919) на месторождении Сансэт-Мидуэй (США, Калифорния). В дальнейшем была проведена серия исследований на месторождениях Апшерона (М.В.Абрамович, 1939, 1941; А.Г.Габриэлян, 1948; В.С.Мелик-Пашаев, 1955, 1959), Дагестана (Н.А.Еременко, С.П.Максимов, 1950), в которых отмечалось возрастание плотности и смолистости нефтей от сводовых к приконтурным зонам в высокоамплитудных ловушках геосинклинальных территорий.

В результате геохимических исследований нефтей в 70 месторождениях различных стран мира, А.А.Карцев (1960) пришел к заключению, что

возрастание плотности нефтей (положительный пластовый градиент плотности) является определяющим и фиксируется в 60 случаях.

Как показали работы К.Б.Аширова (1971), А.В.Рылькова (1968); Н.П.Егоровой (1962); В.А.Лобова и др. (1971); С.П. Максимова и др. (1955, 1976); З.А.Маймин (1955); И.И.Нестерова и др. (1981) – неоднородность нефтей и в платформенных скоплениях Волго-Уральской и Западно - Сибирской нефтегазоносных провинций часто проявляется достаточно отчетливо.

Анализ работ, выполненных по рассматриваемой проблеме, позволяет выделить следующие причины дифференциации нефтей в локальных скоплениях: гравитационный фактор, биохимическое и растворяющее воздействие приконтурных вод, особенности формирования скоплений, влияние литологического состава коллекторов.

С целью дальнейшего изучения особенностей распределения УВ-флюидов по составу в локальных скоплениях, в настоящем разделе приводятся результаты комплексного исследования ГНС (дегазированная нефть – растворенный газ – пластовая нефть) в пределах ряда скоплений Среднего Поволжья (В.М.Губницкий, Н.А.Копрова, 1975; В.М.Губницкий, 1987).

Основные линейные размеры структур и характеристика залежей, по материалам С.В.Санарова, показаны в табл.16. Большинство залежей представляют собой брахиантиклинальные складки субширотного простирания с крутыми северными и пологими южными крыльями.

Анализ полученных результатов однозначно указывает на связь характера распределения параметров нефтей и попутных газов по структуре с типом вмещающих коллекторов.

В терригенных коллекторах от свода к подошве залежей закономерно и более или менее плавно возрастает плотность и вязкость нефтей, увеличивается содержание смол, асфальтенов, снижается газосодержание и концентрация легких (н.к. -200°C) фракций.

Эти различия прослеживаются уже в присводово-крыльевых скважинах, а в приконтурных зонах наблюдается резкое изменение указанных параметров. В условиях активной связи залежей в терригенных пластах с пластовой гидросистемой воздействие вод зоны ВНК быстро распространяется

Таблица 16

УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕНОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ

№	Месторождение	Возраст пород	Пласт	Глубина залегания, м	Тип коллектора	Тип залежи	Размеры структуры, км	Амплитуда поднятия, м	Коэффициент заполнения, (K _з)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Кулешовское	C ₂ ¹ в	A ₄	1740	карбонатный	массивный	17,3x5,8	130	0,81
2.	Утевское	C ₁ ² ок	O ₂	2090	-*-	пластовый сводовый			
3.	Гражданское	C ₁ ¹ t	B ₃	1764	-*-	-*-	5,4x2,5	39	0,74
4.	Сургутское	D ₃ ¹ f ₁ pš	D ₁	2507	терригенный	-*-	5,0x1,9	60	0,95
5.	Ново-Зарудненское	D ₃ ¹ f ₁ pš	D ₁	2712	-*-	-*-	5,8x5,0	96	0,98
6.	Горбатовское	D ₃ ¹ f ₁ pš	D ₁	2862	-*-	-*-	7,4x3,8	52	0,88
7.	Тверское	D ₂ žv	ДШ	3080	-*-	-*-	9,6x2,5	50	0,96
8.	Бариновско- Лебяжинское	D ₂ žv	ДШ	3235	-*-	-*-	12,1x4,0	40	0,85

на весь объём залежи, что вызывает постепенное изменение УВ-состава нефтей и всей гаммы сопряженных показателей: плотности, смолистости, вязкости. Подобная направленность изменения нефтей характерна для залежей пашийских отложений верхнего девона (Горбатовское – Д₁, Сургутское – Д₁) – табл.17.

Диапазоны изменения состава попутных газов (метан-азот-углекислый газ) в терригенных коллекторах незначительны. В приконтурных скважинах залежей северного борта Бузулукской впадины (Сургутское – Д₁) фиксируется увеличение концентрации азота, а в залежах Кулешовской дислокации (Горбатовское – Д₁, Тверское – Д_{III}) – углекислого газа.

В полном соответствии с повышенной диффузионной активностью легких углеводородов (П.А.Антонов, 1970), газонефтяные системы присводовых зон залежей обогащаются низкомолекулярными составляющими ТУ – этаном и пропаном, что фиксируется возрастанием показателей: $C_2+C_3 / nC_4+изоC_4$ и C_2-C_4/C_5-C_6 . В распределении низкомолекулярных алканов пластовых флюидов прослеживается единая направленность молекулярно-массового распределения УВ бутан – гексановой фракции: $C_4 > C_5 > C_6$. С увеличением молекулярного веса алканов, т.е. в ряду $C_4 \rightarrow C_5 \rightarrow C_6$, величина отношения н-алканы/изоалканы последовательно снижается (рис.33).

Соотношения в составе алканов C_4-C_6 , в том числе и соотношения н-алканы/изоалканы в попутных газах (н-бутан/изобутан) и пластовых флюидах - н/изо(C_4-C_6), а также – в составе цикланов C_5-C_7 – постоянны и мало зависят от положения скважины на структуре. Наибольшие различия отмечаются для метан-пропановой фракции. В отличие от достаточно широкого диапазона изменения параметров дегазированных нефтей и попутных газов, показатели индивидуального состава низкомолекулярных УВ пластовых систем ($КС_5$, $КС_6$, ЦГ/МЦП, $nC_4/изоC_4$) достаточно стабильны в пределах каждой отдельно взятой залежи. В тоже время, для залежей, приуроченных к разновозрастным отложениям, вся гамма показателей ГНС характеризуется различными значениями.

Совершенно иной облик носит изменение параметров ГНС в залежах, приуроченных к карбонатным коллекторам (Кулешовское – А₄, Утевское – О₂,

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА НЕФТЕЙ ОТ СВОДА К ПОДОШВЕ ЗАЛЕЖЕЙ В ПЛАСТАХ
ДІ ГОРБАТОВСКОГО И ДІІІ ТВЕРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

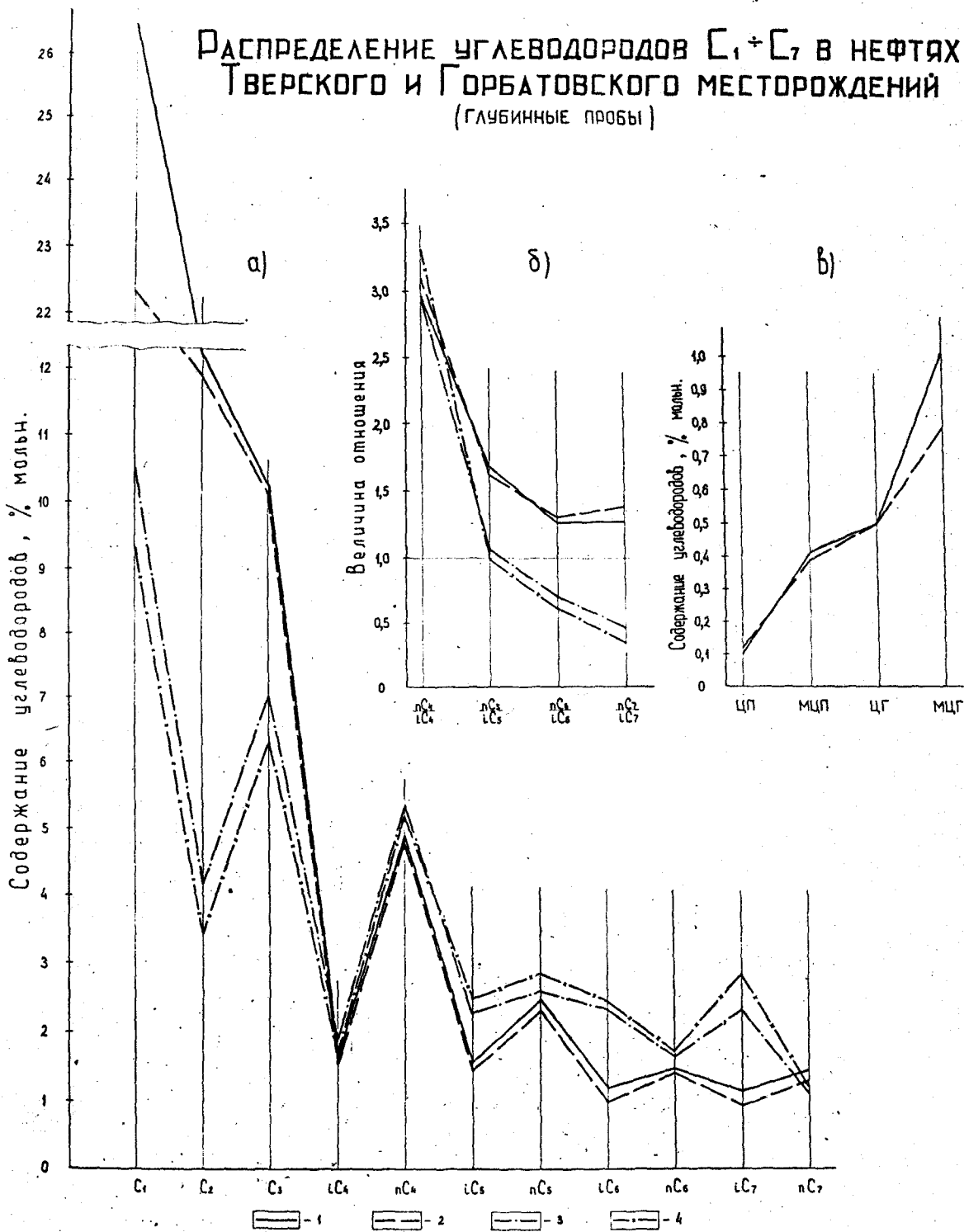
№	Месторождение Пласт	№ скв.	Положение скв. на струк- туре	Абсо- лютные отметки кровли пласта, м	Параметры дегазирован- ных нефтей			Газо- вый фак- тор, м ³ /т	Показатели состава пластовых нефтей				
					плот- ность , кг/м ³	содержание, %вес.			$\frac{\sum C_2 \div C_4}{\sum C_5 \div C_6}$	$\frac{\sum H(C_4 \div C_6)}{\sum \text{изо}(C_4 \div C_6)}$	КС ₆	ЦГ МЦП	
						смол	асфаль- тенов						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1.	Горбатовское, пласт ДІ	51	сводовая	-2718	856	6,00	1,58	51,2	1,18	1,45	0,51	0,4	
		54	крыльевая	-2739	878	6,10	1,71	50,9	1,01	1,50	0,50	0,4	
		52	крыльевая	-2747	876	7,60	4,28	45,4	0,97	1,45	0,49	0,4	
		58	приконтурная	-2753	887	12,90	5,88	-	-	-	-	-	-
		50	приконтурная	-2756	895	13,87	4,98	-	-	-	-	-	-
2.	Тверское, пласт ДІІІ	Западный купол											
		20	сводовая	-2959	805	-	0,15	178,1	3,03	2,10	-	1,25	
		17	присводовая	-2982	804	2,33	0,17	176,9	2,62	2,20	0,81	1,25	
		Центральный купол											
		16	присводовая	-2981	808	2,60	0,25	176,0	2,50	2,30	0,79	1,40	
		15	присводовая	-2977	804	3,20	0,14	164,8	-	2,34	0,79	-	
		22	перекли- нальная	-2992	-	-	-	-	2,74	2,16	0,76	1,25	
Восточный купол													
14	сводовая	-2994	808	2,94	0,14	176,3	2,34	2,00	0,75	1,40			

Примечание: КС₆ – коэффициент катагенеза нефтей,

$$КС_6 = \frac{КС_6}{\text{изо}C_6 + \text{ЦГ} + \text{МЦП}}$$

МЦП – метилциклопентан, ЦГ – циклогенсан

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ C₁+C₇ В НЕФТЯХ ТВЕРСКОГО И ГОРБАТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ГЛУБИННЫЕ ПРОБЫ)



Условные обозначения:

Тверское месторождение, пласт Д-III. Зоны залежи: 1 - свободная, 2 - крыльевая.
 Горбатовское месторождение, пласт Д-1. Зоны залежи: 3 - свободная, 4 - крыльевая.

а - алканы C₁+C₇, б - отношение n-алканов к изоалканам, в - нафтены C₅+C₇.

ЦП - циклопентан, МЦП - метилциклопентан,
 ЦГ - циклогексан, МЦГ - метилциклогексан.

Гражданское – В₃). Для карбонатных коллекторов типична жесткая фиксированность («локальная зональность») первоначального облика флюидов в отдельных участках залежи. Впервые это явление было отмечено Г.Д.Гальпериным (1943) в рифогенных известняках артинского яруса Ишимбаевского месторождения. Исследования К.Б. Аширова (1959, 1964), В.А.Громовича (1965, 1970), В.Ф.Раабена, М.В.Дахновой и О.Л. Нечаевой (1967) показали, что формирование залежей в карбонатных коллекторах Урало-Поволжья сопровождается цементацией подошвенного слоя вторичным кальцитом. Образование запечатывающего слоя рассматривается как результат активных биохимических процессов, особенно на пологих крыльях структур, на этапе заполнения залежи углеводородами.

Анализ особенностей состава ГНС в залежах Среднего Поволжья позволяет наметить три типа дифференциации (рис.34).

Примером первого «классического» (по А.А.Карцеву, 1978) типа дифференциации может служить залежь пласта Д₁ Ново-Запрудненского месторождения, где изолинии состава ГНС удовлетворительно согласуются с изогипсами структуры. Вниз по падению пласта возрастает плотность, концентрация высокомолекулярных компонентов (асфальтенов и твердых парафинов), снижается газосодержание и выход легких фракций. Закономерный порядок гравитационного распределения флюидов несколько осложняется на западном участке литологического замещения коллектора. Причиной является локальное биохимическое воздействие связанных вод, выделившихся при уплотнении пашийских глин.

Увеличение соотношения смолы/асфальтены к своду Ново - Запрудненской залежи иллюстрирует динамику разделения нефтей под влиянием сорбционно-хроматографического влияния пород коллектора.

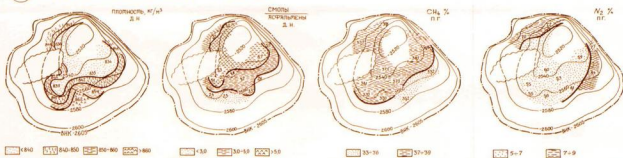
Присводовая зона залежи обогащена метаном и тяжелыми УВ С₂-С₄, приконтурная – азотом, что указывает на начавшиеся процессы гипергенного разрушения флюидов со стороны ВНК в пашийских отложениях Бузулукской впадины.

В залежах второго типа, более распространенных в карбонатных коллекторах, распределение флюидов по принципу гравитации не является ведущим и сохраняется лишь для крайних по молекулярным весам компонентов

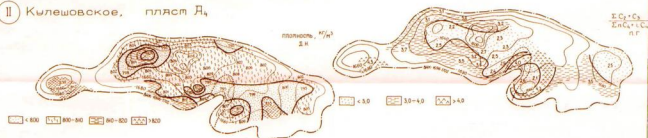
СХЕМА ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА ГНС. В ЗАЛЕЖАХ С РАЗЛИЧНЫМ ТИПОМ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ ФЛЮИДОВ

Составил В.М. Гинидий

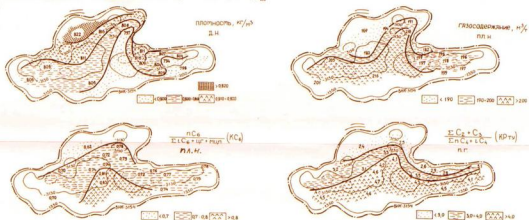
I Ново-Зябрденское, пласт Д₁



II Килешовское, пласт Д₄



III Бяриново-Левяжинское, пласт Д_{III}



Условные обозначения:

- Главные геосинклинальные зоны
- Внешний жолтыя неровности
- Изогипсы кровли пласта
- Зоны замедленного проницаемого пород глинистости
- Зоны с выдающимися коллоидными свойствами

I, II, III - Типы дифференцировки флюидов

Д.Н. - безгидратованная нефть,

П.Г. - плотный газ,

П.Н. - пластовая нефть.

CH₄, N₂, ΣC₂-C₃ - содержание: моляна азота, пожелтыя 58 в плотном газе, % моляна

тов ГНС (метан – асфальтены), в меньшей степени – для твердых парафинов и углеводородов C_2-C_4 , причем для последних лишь при условии надежного экранирования. Наиболее характерным признаком II типа дифференциации служит локализация по площади и высоте залежей флюидов определенного состава. Для II типа более типична связь с вышележащими пластами, особенно по низкомолекулярным углеводородам.

Примером II типа дифференциации является залежь пласта A_4 башкирского яруса Кулешовского месторождения. Между плотностью нефтей и гипсометрическим положением скважин на структуре определенной зависимости не наблюдается. По площади залежи фиксируются участки более тяжелых ($817 \div 847 \text{ кг/м}^3$) нефтей с повышенным содержанием асфальтенов ($1,0 \div 1,3$), частично приуроченных к гипсометрически приподнятым участкам – структурным куполам: западному (скв.83, 454), северо-западному (скв.53, 101) и юго-восточному (скв.20). Последовательное, близкое к концентрическому, утяжеление нефтей на северо-западном куполе (скв.101) свидетельствует о существовании «миграционного окна», по которому осуществляется переток низкомолекулярных углеводородов в вышележащие верейские отложения.

Минимальными значениями коэффициента распределения тяжелых углеводородов ($K_{P_{ту}}=2,1-2,7$) отличаются центральная часть залежи и юго-восточный купол. В отличие от Ново-Запрудненского месторождения, величина $K_{P_{ту}}$ в приконтурных зонах возрастает (до $3,5-4,3$) в результате преимущественной миграции легких УВ C_2-C_3 в вышележащие пласты верейского горизонта. Соотношение н-бутан/изобутан в составе ПГ увеличивается в присводовых зонах пласта A_4 до $3,0-3,6$, против $1,6-2,7$ в приконтурных скважинах.

Изменение первоначального состава ГНС преимущественно в присводовых зонах определяется повышенной трещиноватостью глинисто-карбонатных покрышек.

В залежах III типа дифференциация ГНС по составу также не подчиняется принципу гравитации, однако, причины этого явления существенно иного порядка.

Залежи III типа выявлены в южных районах Бузулукской впадины в живетских отложениях. Примером III типа дифференциации может служить залежь пласта – ДШ живетского яруса Бариновско-Лебяжинского месторождения.

В южной и юго-восточной крыльевой зоне залежи заметно снижается плотность, концентрация смолисто - асфальтовых компонентов, увеличивается газосодержание, а в составе попутных газов – концентрация метана, н-бутана, коэффициент сухости, величина КРту, причем, для последнего показателя, весьма существенно (с 2,4 до 4,6).

Поскольку в присводовых зонах структуры гравитационное размещение флюидов все же намечается по многим параметрам, формирование аномального состава ГНС в южной крыльевой зоне вероятнее всего вызвано дополнительным поступлением легких УВ в ранее сформированную залежь. Данный процесс, очевидно протекающий и в настоящее время, связан с региональной миграцией живетских УВ в северном и северо-западном направлениях. Флюиды с повышенным газосодержанием контролируют южную и центральную зоны Бариновского и почти полностью Лебяжинский купол залежи. В южном и юго-восточном направлениях газосодержание возрастает с 169 до 218 м³/т, концентрация метана – с 38 до 49%.

Несовпадение динамики изменения компонентов ГНС с изогипсами локального поднятия отражает незавершенный, неустановившийся процесс формирования залежи пласта ДШ. Поступление дополнительных объемов УВ флюидов со стороны южного крыла подтверждается возрастанием в данном направлении: величины отношения н-бутан/изобутан (с 2,5 до 2,9), заметным увеличением твердых парафинов (с 4,8 до 8,2%), а пластовых пробах соотношения ЦГ/МЦП (с 1,2 до 1,7). Источником поступления в залежь УВ флюидов с повышенной степенью катагенеза могли явиться частично расформированные, в процессе неотектогенеза, скопления УВ из погруженных среднедевонских отложений Бузулукской впадины. Данное положение подтверждается возрастанием в скважинах южного крыла коэффициента «метаморфизма» (КС₆) пластовых углеводородов – с 0,62 до 0,83.

В скоплениях всех трех типов дифференциации ГНС колебания параметров соизмеримы с диапазонами их изменения в разрезе соответствующей

щих многопластовых месторождений. Данное обстоятельство объективно накладывает более строгие требования к выбору «первичного геохимического паспорта» залежи, являющегося базой для последующих региональных геолого-геохимических построений.

Проведенные исследования позволяют выделить следующие положения.

1) В локальных скоплениях Среднего Поволжья выявлено три типа дифференциации ГНС.

2) В залежах первого «классического типа», получивших наибольшее распространение в терригенных пластах франского яруса распределение ГНС по составу обусловлено совместным проявлением гравитации и воздействия подошвенных вод.

3) В карбонатных коллекторах башкирского яруса УВ-флюиды определенного состава локализованы на отдельных участках. Для данной группы залежей характерна миграционная связь присводовых зон с вышележающими пластами и частичная цементация приконтурного слоя вторичным кальцитом.

4) В залежах третьего типа, выявленных в среднем девоне, аномальная динамика изменения ГНС обусловлена современным поступлением более преобразованных флюидов.

4.3.2. Особенности реализации вертикального массопереноса УВ в палеозойском разрезе многопластовых месторождений

Влияние вертикальной миграции на перераспределение УВ-флюидов в сформированных месторождениях оценивается далеко неоднозначно.

Накопленная информация позволяет рассматривать перераспределение флюидов в разрезе многопластовых месторождений как достаточно сложный процесс (В.М.Губницкий, 1974, 1978). Несомненное влияние на интенсивность межпластовых перетоков оказывает неравномерность вовлечения в миграционный процесс отдельных составляющих газонефтяной системы.

Рассмотрим особенности изменения УВ-флюидов в стратиграфическом разрезе восьми многопластовых месторождений, расположенных в Бузулукской впадине (Дмитриевское, Лебяжинское, Борское, Долматовское), на Южно-Татарском (Дерюжевское, Якушкинское) и Жигулевско-Пугачевском (Зольненское, Колыванское) сводах – рис.35.

Стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности месторождений Бузулукской впадины охватывает отложения девона, карбона и перми. Максимальная глубина залегания продуктивных пластов девона достигает на Дмитриевском месторождении – 2861 м, Долматовском – 3105 м, Лебяжинском – 3208 м.

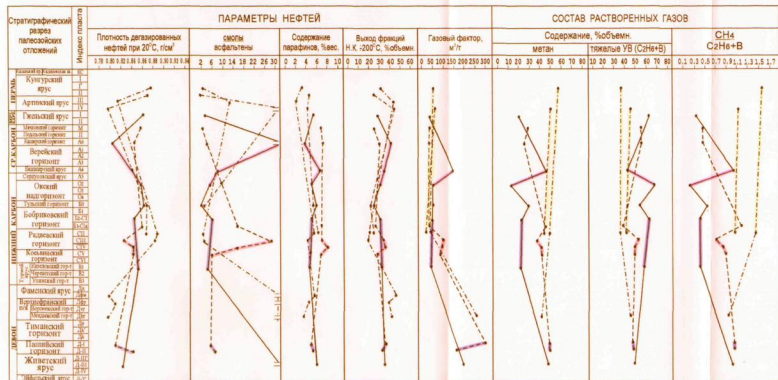
Легкие нефти с плотностью 809-822 кг/м³ на Дмитриевском и Лебяжинском месторождениях, приуроченные к пашийским и живетским пластам, характеризуются низкой сернистостью, смолистостью отсутствием асфальтенов (Лебяжинское), повышенным содержанием парафина, легких фракций и высоким (284 м³/т) газосодержанием (пласт ДІ, Дмитриевское месторождение).

Растворенные газы пластов ДІ и ДІІ характеризуются одинаковым содержанием метана и близкими значениями коэффициента «сухости» газов (Кс) 1,05-1,10. Подобная направленность свидетельствует о миграционном перетоке флюидов, в первую очередь легких жидких и газовых компонентов через маломощную покрывку, что и послужило одной из причин облегчения нефтей и увеличения газосодержания в пласте ДІ.

На Дмитриевском месторождении в терригенных отложениях нижнего карбона миграционные перетоки фиксируются в пластах радаевского горизонта CV→CIV→CIII. Вверх по разрезу радаевского горизонта содержание асфальтенов снижается с 1,6 до 0,2%, отношение смолы/асфальтены возрастает с 5 до 29. В отличие от парных залежей ДІІ-ДІ, миграционные перетоки в радаевском горизонте Дмитриевского месторождения сопровождались потерей части газовых компонентов, в первую очередь, метана, что послужило причиной снижения коэффициента «сухости» газов в пласте CIII до 0,68.

На Лебяжинском месторождении нефть пласта Б₂, близкая по физико-химическим свойствам к нефти пласта В₁, имеет пониженную плотность и меньшее содержание асфальтово-смолистых компонентов. Миграционная

Изменение параметров нефтей и растворенных газов в стратиграфическом разрезе месторождений



Бузулукская впадина

Месторождения

- Лебяжинское
- Дмитриевское
- - - Далматовское
- · · Борское

I асфальтены присутствуют
T асфальтены отсутствуют

Виды миграционной связи пластов:

- первый
- второй
- третий
- четвертый

Жигулевско-Пузачевский и Южно-Татарский своды

Месторождения

- Дерюжское
- Якушкинское
- - - Зальнянское
- Кольчанское

связь пластов В₁-Б₂, подтверждается и составом растворенных газов: содержание метана 20,0-20,1%, коэффициент «сухости» 0,36-0,37. Выше по разрезу переток флюидов фиксирует в широком стратиграфическом диапазоне нижнего и среднего карбона О₄→О₂→А₄→А₀. В этом направлении плотность нефтей (кг/м³) последовательно уменьшается: 863-857-842-803, возрастает выход легких фракций с 24 до 40%, а соотношение смолы / асфальтены увеличивается с 2,1 до 8,1. Миграционные перетоки в этом диапазоне следует рассматривать лишь как дополнительное обогащение нефтей башкирско-каширских залежей низкомолекулярными углеводородами окского надгоризонта.

В стратиграфическом разрезе Долматовского и Борского месторождений миграционная связь залежей подтверждается снижением плотности и увеличением выхода легких фракций в нефти фаменского яруса. Вверх по разрезу, к залежам радаевского, бобриковского и тульского горизонтов, плотность возрастает до 884 кг/м³, увеличивается содержание асфальтово-смолистых компонентов, выход легких фракций снижается до 19%.

Выявленная направленность изменения свойств нефтей при переходе от карбонатного девона к терригенным отложениям нижнего карбона связана с незначительной ролью вертикальной миграции углеводородов в формировании нижнекаменноугольных залежей Бузулукской впадины. В тоже время, аномально-низкая (для терригенного карбона) плотность нефти в пласте С₁ Мало-Малышевского месторождения (818 кг/м³) и близость большинства физико-химических свойств нефтей в пластах В₁ и С₁ указывают на существование «парной» залежи В₁-С₁. Подобный вывод подтверждается и составом растворенных газов.

В терригенных отложениях нижнего карбона изменение нефтей позволяет предполагать миграционную связь пластов СШ→СП на Долматовском и СП→Бо на Борском месторождениях.

Выявленные закономерности формирования состава флюидов прослеживаются и в месторождениях Южно-Татарского и Жигулевско - Пугачевского сводов.

Сопоставление пластовых проб нефтей В₁ и Б₂ на Дерюжевском месторождении (d пласт = 827-830 кг/м³, газовый фактор 34-35 м³/т) свидетельст-

вует о частичном пополнении легкими, в первую очередь газовыми, компонентами залежи пласта B_2 за счет флюидов пласта B_1 . Некоторое увеличение коэффициента «сухости» газов (с 0,37 до 0,39) подтверждает этот вывод и позволяет рассматривать залежи B_1 - B_2 Дерюжевского месторождения в качестве флюидосообщаемых по газовым компонентам. Облегчение нефтей в среднем карбоне вызвано лучшей сохранностью УВ в залежах со значительными геологическими запасами (пласт A_2) и низкой проницаемостью – 3,6 мД (подольский горизонт).

В разрезе Зольненского месторождения залежи пластов ДІ-ДІ являются парными, что подтверждается близостью параметров нефтей и газов, а также направленным возрастанием газонасыщенности и соотношения смолы/асфальтены (до 10,2) в залежи пласта ДІ. Выше по разрезу миграционная связь пластов $B_1 \rightarrow B_2$ подтверждается характером изменения состава нефтей и растворенных газов, в том числе и снижением парафинистости и возрастанием показателя смолы/асфальтены с 8,3 до 16,0. В стратиграфическом диапазоне $B_2 \rightarrow A_3 \rightarrow A_2$ Зольненского месторождения плотность нефтей (кг/м^3) последовательно возрастает 835 \rightarrow 871 \rightarrow 879, с одновременным изменением других параметров и состава, что вызвано прогрессирующим разрушением нефтей в неглубокозалегающих пластах среднего карбона.

Наличие тяжелых, высокосмолистых нефтей и низким содержанием легких фракций (19-16%) в карбонатах девона-турне Якушкинского и Колыванского месторождений связано с активизацией миграционного перераспределения УВ на Южно-Татарском и Жигулевско-Пугачевском сводах. В разрезе Якушкинского месторождения миграционные перетоки флюидов фиксируются в пределах двух стратиграфических диапазонов $B_1 \rightarrow B_2$ и $A_3 \rightarrow A_2$.

Можно выделить две разные причины обращенной направленности изменения состава УВ флюидов в разрезе многопластовых месторождений (Якушкинское, Колыванское) Среднего Поволжья. Первая причина связана с ослаблением биохимического разрушения УВ в карбонатных коллекторах зоны активного гипергенеза, вторая – с более четкой тектонической зональностью размещения нефтей различного состава в пласте ДІ пашийского горизонта.

Пониженные концентрации низкомолекулярных изоалканов (C_4-C_4) в газонефтяных системах девона и карбона более характерны для северного борта Бузулукской впадины, Большекинельской и восточного участка Жигулевско-Самаркинской дислокаций. На выделенных землях соотношение н-бутан/изобутан $\geq 3-4$. Снижение концентрации низкомолекулярных изоалканов, проявляющееся на фоне близких физико-химических показателей нефтей, указывает на дегазацию пластовых газонефтяных систем при их миграционной разгрузке вверх по стратиграфическому разрезу. В составе ГНС, подвергшихся миграционному разрушению, возрастает относительная (остаточная) концентрация легких н-алканов при одновременном снижении их суммарного газосодержания.

В соответствии с данной схемой, образование в нижнекаменноугольной толще газонефтяных систем в повышенным показателем $nC_4/изоC_4$ имеет остаточную природу и вызвано опережающей миграцией легких изоалканов в вышележающие пермские отложения P_1-P_2 , где формировались многочисленные нефтегазовые и газовые скопления.

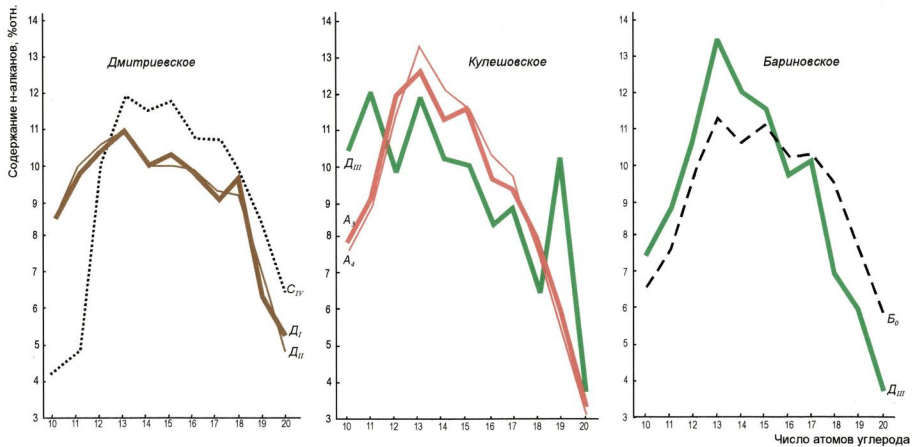
Особенности УВ-состава нефтей подтверждает положение о локальном стратиграфическом диапазоне межпластовых перетоков.

На рис.36 показано распределение н-алканов состава $C_{10}-C_{20}$ в нефтях Дмитриевского, Кулешовского, Бариновского месторождений (аналитические данные В.Н.Исаева, 1973). Динамика распределения н-алканов указывает на обогащение легкими УВ $C_{10}-C_{12}$ нефтей терригенного девона, что полностью соответствует их повышенной катагенной превращенности в более жестких термобарических условиях залегания пластов. Вверх по разрезу, при переходе от терригенного девона к нижнему карбону, возрастает концентрация более тяжелых н-алканов $C_{14}-C_{20}$.

Подобная направленность не подтверждает положения о широком стратиграфическом диапазоне миграции УВ в верхние горизонты осадочной толщи при формировании и переформировании залежей. В тоже время, в узком диапазоне продуктивно-смежных пластов ДШ→ДШ (Дмитриевское), $A_4 \rightarrow A_3$ (Кулешовское) перетоки нефтей фиксируются достаточно однозначно. В этих стратиграфических интервалах нефти верхних пластов обогащены легкими н-алканами $C_{10}-C_{12}$.

Изменение состава n-алканов в нефтях многопластовых месторождений

(по данным В.Н. Исаева)



Продуктивные пласты: A_s , A_x - средний карбон; C_{IV} , B_0 - нижний карбон; D_I , D_{II} - верхний девон; D_{III} - средний девон

Рис. 36

Масштабы перераспределения нефтей можно оценить и по характеру распределения залежей в стратиграфическом разрезе осадочной толщи. На рис.37 показано соотношение числа месторождений с залежами в одном, двух, трех, четырех, пяти и шести литолого-стратиграфических комплексах палеозоя.

При широком развитии вертикальной миграции УВ в палеозойском разрезе скоплений можно было ожидать преобладание многопластовых месторождений с залежами в стратиграфически смежных комплексах пород. Как следует из анализа рис.37 этого в действительности не наблюдается.

Наибольшее распространение в Среднем Поволжье, как и в целом в Волго-Уральской провинции, получили однокомплексные месторождения (52%). Доля многопластовых, с залежами в двух-трех комплексах (чаще смежных) составляет лишь – 28%. С уменьшением возраста вмещающих отложений и расширением стратиграфического диапазона нефтеносности, что на графике выражено перемещением в правую сторону диаграммы, количество месторождений снижается.

Масштабы вертикального перераспределения УВ в разрезе многопластовых месторождений Среднего Поволжья имеют, таким образом, целый ряд ограничений как по стратиграфическому диапазону межпластовых перетоков, так и по глубине вовлечения в процессе отдельных компонентов ГНС.

Приведенные в данном разделе данные дают основание выделить ряд положений.

1) После завершения ГФН фиксируется перераспределение УВ по стратиграфическому разрезу палеозоя. Приуроченность легких, газонасыщенных нефтей к различным интервалам палеозойского разреза указывает на неравномерную роль вертикального перераспределения флюидов и неоднозначную степень участия отдельных компонентов ГНС в данном процессе. Миграционное перемещение основной массы углеводородов нефтей (средне- и высокомолекулярных) проявляется в узком стратиграфическом диапазоне, чаще всего в пределах двух, реже – трех и более продуктивно-смежных пластов. Перераспределение газов, в первую очередь метана, может захватывать значительную часть продуктивных пластов.

2) Особенности изменения нефтей и газов по стратиграфическому разрезу позволяют в ряде случаев охарактеризовать глубину вовлечения в миграционный процесс различных компонентов флюидов и сделать заключение о качественной стороне миграционной связи пластов – интенсивности их флюидосообщаемости. По степени миграционной связи пластов выделяются четыре вида межпластовых перетоков.

3) Наиболее тесная связь пластов (максимальный уровень флюидосообщаемости) отмечается в «парных» залежах (первый тип) пашийского ДШ-ДІ и кизеловско-бобриковского В₁-Б₂ горизонтов. Здесь миграционные перетоки фиксируются наиболее четко, потери УВ (в первую очередь, средне- и высокомолекулярных) проявляется в минимальной степени: пласты В₁-Б₂ (Зольненское, Лебяжинское месторождения), ДШ-ДІ (Зольненское, Дмитриевское месторождения).

4) Характерной особенностью миграционно связанных залежей второго типа является ограниченный общий объём перемещающихся УВ. Результат перераспределения УВ в залежах этого типа – обогащение нефтей вышележащих пластов углеводородами легких фракций. Примером может служить миграция УВ в широком стратиграфическом диапазоне окско-башкирско-каширских отложений (О₂→А₄→А₀) на Лебяжинском месторождении.

5) В залежах третьего типа (Дерюжевское, Долматовское, Борское месторождения) перетоки флюидов захватывают только газообразные углеводороды С₁-С₄, обладающие наибольшей диффузионной активностью – миграционная связь по компонентам растворенного газа. Стратиграфический диапазон миграционных перетоков в залежах второго и, особенно, третьего типов может значительно расширяться.

6) В ряде каменноугольных и пермских залежей перемещение УВ в верхние пласты сопровождается значительной по масштабу потерей наиболее лабильных низкомолекулярных газов. Примером данного, четвертого типа являются залежи CV-CIV-CIII радаевского горизонта на Дмитриевском месторождении.

7) Интенсивная разгрузка нижнекаменноугольной ГНС с образованием в пермских отложениях многочисленных нефтегазовых и газовых скоплений

на территории северного борта Бузулукской впадины, Большекинельской и Жигулевско-Самаркинской дислокаций отчетливо фиксируется по показателю $nC_4/изоC_4$.

8) Миграционная связь между литолого-стратиграфическими комплексами пород, в отличие от продуктивно-смежных пластов, не является доминирующим фактором, определяющим характер размещения нефтяных скопленений в палеозойских отложениях Среднего Поволжья.

4.3.3. Направленность изменения УВ - флюидов в продуктивных пластах

Для определения направленности процессов переформирования в осадочной толще Среднего Поволжья выполнен анализ изменения ГНС по площади двух регионально нефтеносных пластов: ДІ пашийского горизонта верхнего девона и Б₂-СІ бобриковского горизонта нижнего карбона (В.М. Губницкий, И.Н. Фофонова, 1977).

На картах-схемах (рис.38, 39) показана динамика изменения параметров пластовых нефтей (вязкость, газосодержание) и растворенных газов (сумма тяжелых углеводородов С₂-С₄, соотношение $nC_4/изоC_4$).

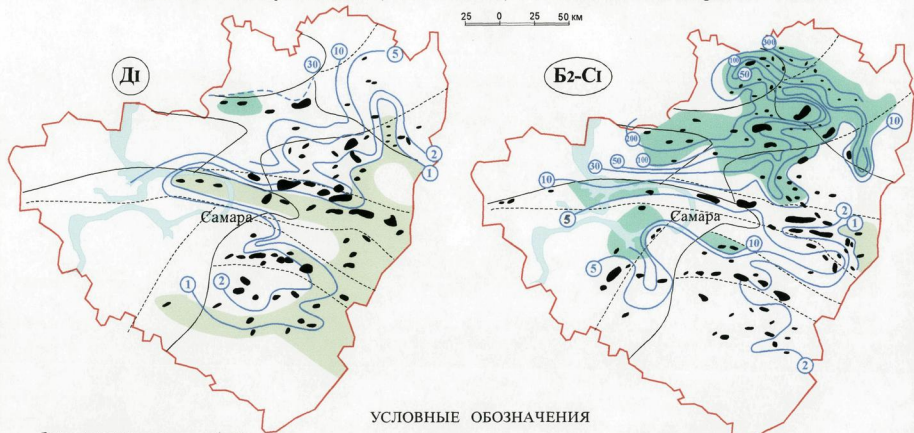
Нефти пласта ДІ характеризуются широким диапазоном изменения параметров: от – маловязких (< 1мПа·с), легких (<800 кг/м³), малосернистых, малосмолистых, с высоким газосодержанием – 460 м³/т и повышенным выходом легких фракций – 47%, до – высоковязких (>30мПа·с), тяжелых – 945 кг/м³, высокосернистых, высокосмолистых – 19%, с малой газонасыщенностью – 26 м³/т и низким выходом легких фракций – 12%.

По площади нефтеносности пласта ДІ прослеживается последовательное, в плане – концентрически выраженное, изменение всех сопряженных параметров ГНС по мере удаления от осевых участков линейных дислокаций субширотного простирания (Большекинельской и Жигулевско - Самаркинской) в сторону смежных депрессий.

Растворенные газы пласта ДІ характеризуются повышенным содержанием содержанием тяжелых углеводородов (35-65%) и метана (30-62%). Зона повышенного содержания тяжелых УВ в попутных газах в целом контролируется

Изменение параметров пластовых нефтей в верхнедевонских (пласт Д1) и нижнекаменноугольных (пласт Б2-С1) отложениях Самарской области

25 0 25 50 км



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Зоны распространения нефтей:

- с повышенным газосодержанием (>100м³/т)
- с низким газосодержанием (<20м³/т)

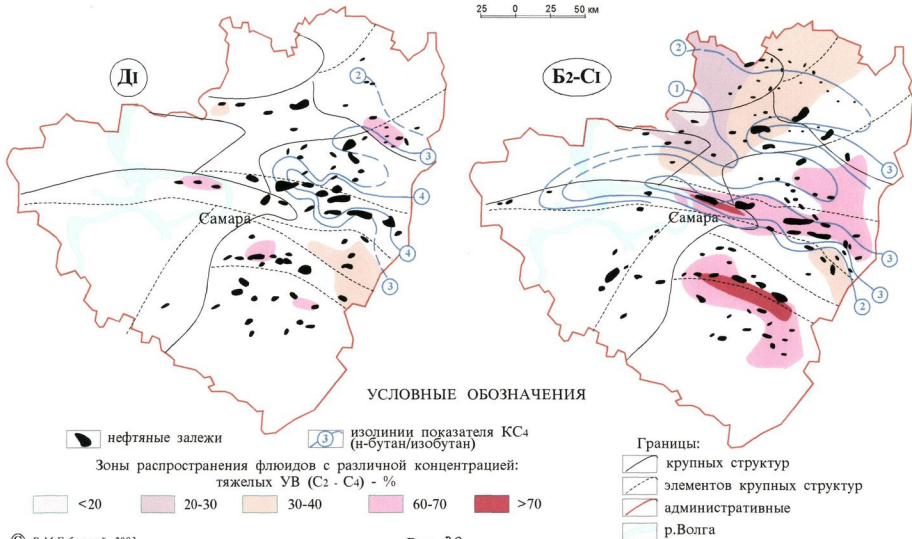
- нефтяные залежи
- изолинии пластовой вязкости нефтей, мПа·с

Границы:

- крупных структур
- элементов крупных структур
- административные
- р.Волга

Изменение углеводородного состава попутных газов в верхнедевонских (пласт Д1) и нижнекаменноугольных (пласт Б2 - С1) нефтях Самарской области

25 0 25 50 км



площадью распространения легких нефтей, что указывает на тесную геохимическую связь низкомолекулярных УВ нефтей с тяжелыми гомологами метана растворенных газов в единой пластовой ГНС.

Анализ возможных факторов, определяющих распространение нефтей и попутных газов различного состава по площади пласта ДІ показывает, что геологические особенности залегания (термобарические, гипсометрические, коллекторские, литофациальные, экранирующие) не являются решающими, хотя локальное их влияние в ряде скоплений ощущается.

Так, например, над скоплением тяжелой нефти Радаевского месторождения мощность глинистой покрышки достигает 110 м, в то время как скопления легких, маловязких нефтей на Зольненском и Марычевском месторождениях экранируется покрышками мощностью всего 5-7 м. Корректирующее влияние литологического состава покрышек на состав ГНС все же ощущается. Над скоплениями легких нефтей фиксируется более глинистый состав экрана (глин > 60%). В то же время, площадь развития покрышек, даже преимущественно глинистых, намного превышает участки распространения легких нефтей. Данное обстоятельство подчеркивает роль экрана как необходимого, но явно недостаточного фактора сохранения состава газонефтяных систем.

Для пашийских отложений характерна максимальная, в плане, расчлененность площади промышленной нефтеносности по параметрам нефтей. Размещение газонефтяных систем по составу в верхнедевонских отложениях в значительной степени определяется новейшими процессами переформирования залежей, в результате которых дополнительные объемы менее сорбируемых, низкомолекулярных УВ мигрировали из расформированных залежей в структурно-приподнятые зоны. Одновременно в залежах депрессионных зон Бузулукской впадины, являющихся «донорами» этих УВ, формируется облик более тяжелых разностей, который тем не менее по значениям сернистости и смолистости не достигает значений свойственных собственно гипергенно измененным флюидам.

Ведущим фактором размещения УВ-скоплений по составу в пласте ДІ является тектонический: скопления маловязких, легких, газонасыщенных нефтей с повышенным содержанием бензиновых фракций (н.к. -200°C) и

тяжелых УВ в растворенных газах приурочены к четко выраженным (в современном структурном плане) зонам линейных дислокаций субширотного простирания. Трансформация первоначального состава газонефтяной системы в тектонической поре вал-депрессии зона происходила в условиях изолированности залежей под региональным кыновским флюидоупором и пластовых температур свыше 60-70°C, т.е. протекала в условиях подавления активных гипергенных процессов.

Образование маловязких, легких нефтей в Борской депрессии вызвано повышенным уровнем катагенеза исходного ОВ и нефтей в более погруженных отложениях и увеличением глинистости коллектора.

Размещение нефтей и растворенных газов в пласте Б₂-С₁ бобриковского горизонта имеет принципиально иную направленность.

В юго-восточном направлении, с погружением бобриковских отложений, прослеживается последовательное замещение нефтей в ряду: высоковязкие – пониженной вязкости – маловязкие. В скоплениях Кулешовской и Жигулевско-Самаркинской дислокаций наибольшее распространение получили нефти с вязкостью 2-10 мПа·с и плотностью 830-870 кг/м³. Лишь на крайнем юге области, в наиболее погруженных бобриковских отложениях, встречены маловязкие, легкие нефти: Богдановское, Субботинское месторождения. Зона развития высоковязких, тяжелых нефтей Сокской седловины и Южно-Татарского свода на севере и северо-западе открывается в пределы Татарстана и Ульяновской области.

В растворенных газах пласта Б₂-С₁ снижается содержание метана до 7-35%, возрастает доля азота и кислых газов до 55-60% и 6-8%, соответственно, а пределы изменения тяжелых УВ расширяются до 17-75%.

Зона газов с высоким (60-75%) содержанием ТУ получила максимальное, по площади, развитие и контролируется территорией распространения маловязких нефтей с пониженной плотностью. Зона газов с пониженным и низким (17 - 40%) содержанием ТУ в целом приурочена к территории тяжелых, высоковязких нефтей Мелекесской впадины, Сокской седловины и Южно - Татарского свода.

Анализ причин, предопределяющих изменение состава нефтей и газов пласте Б₂-С₁ показывает, что в высокопроницаемых бобриковских коллек-

торах резко усиливается разрушение флюидов под влиянием более агрессивных пластовых вод. При совместной реализации двух разнонаправленных процессов: активного гидробиохимического разрушения УВ и миграционного их перераспределения – влияние последнего фактора в нижнекаменноугольных отложениях проявляется менее контрастно, по сравнению с терригенным девоном. Гипергенное разрушение ГНС усиливается в северо-западных районах в полном соответствии с уменьшением глубин залегания, пластовых температур и улучшением коллекторских свойств бобриковских песчаников ($K=500-800$ мд) – Орлянокое, Радаевское месторождения.

4.3.4. Комплексная оценка эволюции ГНС в осадочной толще

На территории Среднего Поволжья выявлены УВ-скопления с широким диапазоном изменения нефтей, растворенных газов и природных битумов.

Анализ изменения нафтидов выполнен в два этапа. На первом этапе оценены изменения внутри класса нефтей, в ряду: легкие – средние – тяжелые нефти. На втором этапе спектр выявлены различия между классами нефтей и природных битумов (В.М.Губницкий, 1989, 1992, 1993).

Исследования первого этапа базируется на использовании комплекса показателей дегазированных нефтей (в т.ч. алканов $C_{10}-C_{30}$), растворенных газов (тяжелые УВ, метан, азот) и пластовых флюидов (газосодержание, состав УВ C_1-C_6). Для объективного анализа эволюции ГНС в разновозрастных отложениях палеозоя Волжско-Камской антеклизы выбраны скопления с типичными по составу нефтями и растворенными газами (табл.18), объединенными в три группы (табл.19).

Легкие нефти ($d < 830$ кг/м³) первой группы характеризуются высокими значениями газосодержания 180-517 м³/т, барического коэффициента газонасыщения $R_{нас}/R_{пласт.} = 0,4-0,9$ и бензинового потенциала 31-40%. Попутные газы отличаются повышенной концентрацией метана 47-66%, а в структуре тяжелых углеводородов (ТУ) – этана и пропана. Коэффициент распределения ТУ, определяемый в виде соотношения этан – пропановой и

СХЕМА ПРИУРОЧЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
К СТРУКТУРНЫМ ЗОНАМ ВОЛЖСКО-КАМСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Структуры		Месторождения
I порядка	II порядка	
Жигулевско-Пугачевский свод	Юго-восточный борт	Медведевское
Бузулукская впадина	Северный борт	Казанское
		Лоховское
		Сургутское
	Борская депрессия	Лещевское
		Южно-Неприковское
	Юго-западный борт	Восточно-Алексеевское
Сокская седловина		Красноярское
		Северо-Каменское
		Междуреченское
Южно-Татарский свод	Сокско-Шешминская система валов	Обошинское
		Боровское
Мелекесская впадина	Юго-восточный борт	Аксеновское
		Западно-Полтавское

бутановой фракций $C_2+C_3/nC_4+изоC_4$, достигает 3,8-9,4. Неуглеводородные компоненты занимают подчиненное положение: сероводород, как правило, отсутствует, а суммарное содержание азота и углекислого газа не превышает 4%. Концентрационный ряд компонентов попутных газов имеет вид, отвечающий составу наиболее сохраненных форм ГНС: $C_1>C_2>C_3>C_4>N_2>CO_2$. Повышенные значения показателя CH_4/N_2 (14-77) в ГНС терригенного девона Бузулукской впадины (Южно-Неприковское – пласт ДШ, Лещевское – пласты ДІ, ДІІ, ДV) отражают удовлетворительную сохранность углеводородной составляющей газов. В структуре легких углеводородов (ЛУВ) пластовых флюидов отчетливо превалируют углеводороды этан – бутановой фракции: величина отношения C_2-C_4/C_5-C_6 составляет 2,8-6,2.

Тяжелые нефти с низкой газо насыщенностью встречены в интервале глубин 540-1806 м и пластовых температур 16-41°С в нижне – средне -

ПАРАМЕТРЫ ГАЗОНЕФТЯНЫХ СИСТЕМ СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ

Месторождение	Пласт	Дегазированные нефти		Растворенные газы			Пластовые нефти			
		Содержание в нефти, %		Содержание, %			Газосо- держа- ние, м ³ /т	$\frac{C_2-C_4}{C_5-C_6}$	nC ₆ /изоC ₆ +ЦГ+Мцп	$\frac{ЦГ}{МЦП}$
		н.к. - 200°С	смолисто- асфальтеновые компоненты	азот	метан	C ₂ +C ₃ /nC ₄ +изоC ₄				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I. Легкие, d<830 кг/м ³										
Медведевское	ДІ	36	1,6	2,8	57,2	6,2	465	5,4	0,63	1,54
Лещевское	ДІ	40	1,2	0,84	65,5	9,4	517	6,2	0,57	0,88
	ДШ	35	3,4	0,74	56,2	5,5	259	4,2		
	ДV'	37	3,2	3,1	59,4	4,9	312	4,5	0,69	1,33
Южно-Неприковское	ДШ	31	3,7	3,3	46,9	3,8	182	2,8		
II. Средние, d=830-900 кг/м ³										
Восточно- Алексеевское	Дл	26	5,1	11,7	20,5	3,1	57	2	0,49	0,51
Сургутское	ДІ	33	5,2	5,8	48,4	3,4	98	1,9	0,52	0,55
Красноярское	Б ₂	26	6,3	15,4	6,4	3,1	43	1,9		
Междуреченское	Б ₀	22	8,7	19,9	19,5	3,1	21	1,4	0,59	0,46
III. Тяжелые, d>910 кг/м ³										
Казанское	СІ	13	15,3	22,4	8,8	4,3	9	1,6	0,07	0,57
Лоховское	А ₃	12	21,4	53,2	18,3	4,9	4	0,7	0,04	0,58
Северо-Каменское	Б ₂	16	17,1	38,7	4,8	2,7	8	0,7	0,36	0,57
Обошинское	Мч	14	16	28	12	4,2	2	0,7	0,20	0,69
Боровское	Б ₂	13	21	22,5	18,7			1,7	0,17	0,52
Аксеновское	Б ₂	13	18,3	37,8	10,8	2,2	11	1,1		0,47
Западно-Полтавское	В ₁	16	20,3	42	14,9	2,2	12	1	0,46	0,50

верхнекаменноугольных отложениях Мелекесской впадины, Сокской седловины и Южно-Татарского свода.

По мере перехода от первой к третьей группам ГНС, с возрастанием плотности и сернистости нефтей соответственно до 921 кг/м^3 и 4% и смолисто-асфальтовых компонентов до 21%, заметно трансформируется и облик растворенных газов. Концентрация азота увеличивается до 53%, сероводорода – до 10%, углекислого газа – до 5%. Заметно снижается барический коэффициент газонасыщения ГНС (до 0,12) и суммарное газосодержание (до $2 \text{ м}^3/\text{т}$), в основном за счет существенного уменьшения концентрации метана (до 4,8%). Показатель сохранности углеводородной составляющей попутных газов CH_4/N_2 падает до 0,3.

В молекулярно-массовом распределении ЛУВ ($\text{C}_2\text{-C}_6$) пластовых нефтей ведущая роль переходит к УВ пентан-гексановой фракции: величина отношения $\text{C}_2\text{-C}_4/\text{C}_5\text{-C}_6$ снижается до 0,7. Одновременно, в структуре гексановой фракции уменьшается концентрация н-гексана: величина отношения н-гексан/изо-гексан снижается с 0,6 (первая группа) до 0,04 (третья группа), а минимальные значения коэффициента катагенеза ($\text{нC}_6/\text{изоC}_6 + \text{ЦГ} + \text{МЦП}$) с 0,57 до 0,04. Аналогичная направленность прослеживается и по соотношению гекса- и пентацикланов. Резкое снижение данных коэффициентов в наиболее измененных разностях ГНС указывает на существование граничных интервалов применимости показателей катагенеза ГНС, рассчитанных по составу ЛУВ.

Различия в структуре легких и тяжелых нефтей прослеживаются и в индивидуальном составе алканов $\text{C}_{10}\text{-C}_{30}$. Общая направленность и пределы изменения характеристических показателей алканов $\text{C}_{10}\text{-C}_{30}$ позволяют отнести нефти Среднего Поволжья к химическому типу – А¹ (Ал.А.Петров, 1984). Группа тяжелых нефтей выделяется несколько измененным порядком концентрационного распределения н-алканов, в первую очередь за счет снижения концентрации н-алканов $\text{C}_{10}\text{-C}_{11}$.

В легких нефтях доминирующей группой н-алканов являются углеводороды н($\text{C}_{10}\text{-C}_{13}$), при этом величина отношения $\text{нC}_{10}\text{-нC}_{13}/\text{нC}_{14}\text{-нC}_{20} \geq 1$. В тяжелых нефтях преобладают среднемолекулярные углеводороды н($\text{C}_{14}\text{-C}_{20}$), а пределы изменения соотношения $\text{нC}_{10}\text{-нC}_{13}/\text{нC}_{14}\text{-нC}_{20}$ составляют 0,6-

0,9. В тяжелых нефтях усиливается влияние более высокомолекулярных изопренанов изоC_{19} и изоC_{20} .

Как установлено многочисленными исследованиями в различных регионах, в продуктивных пластах на глубинах менее 1500 м и (при значениях пластовых температур до 60°C) усиливаются процессы биохимического изменения УВ составляющей (И.К.Норенкова, М.Б.Темьянко, 1984, Ал.А. Петров, 1984).

Наряду с биодеградацией, определенную, а во многих залежах Среднего Поволжья – решающую роль, несомненно имеют физические процессы дегазации и выноса из газонефтяной системы низкомолекулярных углеводородов. Так, в нефтях Среднего Поволжья с плотностью до 830 кг/м^3 содержание легких (н.к. -200°C) и дистиллятных (н.к. -300°C) фракций достигает соответственно 40 и 63%. В тяжелых разностях содержание фракций н.к. -200°C и н.к. -300°C снижается соответственно до 2 и 30%, т.е. это снижение обеспечивается в основном за счет бензиновой составляющей.

Таким образом, тяжелые нефти Среднего Поволжья характеризуются умеренным изменением парафиносодержания, изопреноидного коэффициента $K_i = \text{Pr} + \text{Ph} / \text{nC}_{17} + \text{nC}_{18}$ (0,49-0,57) и сохранением среди насыщенных УВ C_{10} - C_{30} ведущей роли н-алканов.

На основании выполненных исследований можно наметить две стадии в формировании тяжелых нефтей Среднего Поволжья, существенно различающихся по своей природе, времени и характеру воздействия на состав ГНС.

Доминирующими факторами первой, в основном уже завершенной стадии, являются физические процессы дегазации и выноса из системы ЛУВ. Примерами могут служить ГНС пластов B_2 Красноярского и Дл Восточно-Алексеевского месторождений. В настоящее время, после исчерпания первоначального потенциала легких УВ, ведущая роль постепенно переходит к глубоким геобиохимическим процессам преобразования углеводородной основы нефтей (вторая стадия).

Выполненный анализ размещения УВ-флюидов по составу позволяет рассматривать весь спектр ГНС в палеозойских отложениях Среднего По-

волжья как результата существования в осадочной толще региона двух геохимических зон.

Первая – стратиграфически узкая зона умеренного катагенеза (зона относительной стабилизации ГНС) охватывает живецкие и частично, в пределах погруженных отложений Бузулукской впадины, пашийско - тиманские отложения девона.

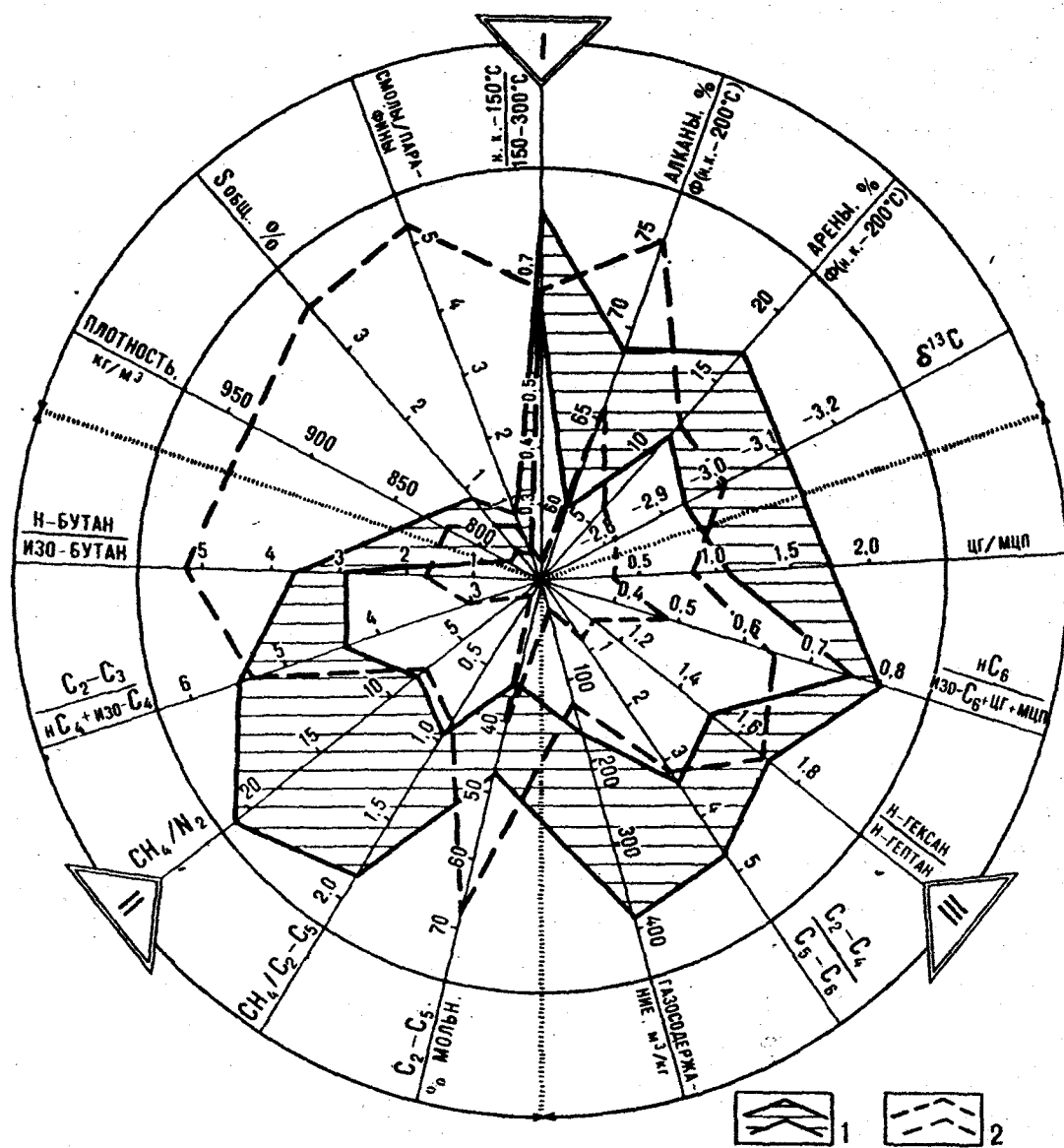
Вторая – обширная «аконсервационная» (по А.А.Аксенову и др., 1986) зона криптогипергенеза (неустойчивого состояния ГНС) включает продуктивные пласты пермско-каменноугольного стратиграфического диапазона. Она расширяется в северных районах (Южно-Татарский свод, северный борт Бузулукской впадины) вплоть до отложений пашийского горизонта. Условную границу между зонами ката- и гипергенеза можно ориентировочно проводить по геоизотерме – 60-70°C, а гипсометрически – по изогипсе – 2500 м.

Трансформация первоначального облика ГНС при переходе от зоны ката- к зоне гипергенеза, с использованием комплекса геохимических критериев, может быть наглядно показана с помощью диаграммы (рис. 40), на которой в качестве примера приводится состав ГНС живецких (D_2^2) и нижнекаменноугольных (C_1^2) терригенных отложений Среднего Поволжья (более 300 залежей).

Отличительной особенностью зоны стабилизации ГНС являются четко ограниченные пределы изменения большинства параметров состава: соотношения n-алканы/изоалканы ($nC_4/изоC_4 = 3,0-2,5$), показателя катагенеза ($KC_6=0,75-0,80$; $KC_5=1,4-1,6$), физико-химических свойств дегазированных нефтей (плотности, сернистости, коэффициентов – смолы/парафин, н.к. - 150°/150-300°C).

В попутных газах данной зоны значения коэффициента «сухости» достигают 1,0-1,8. Кислые компоненты ПГ (CO_2 и H_2S) присутствуют в незначительных количествах (<0,5%). Показатель разрушенности УВГ (CH_4/N_2) составляет 9-21, а коэффициент распределения ТУ ($C_2-C_3/nC_4-изоC_4$), достигает 4,5-5,5. В пластовых флюидах соотношение ЦГ и ЦП превышает 1,0, а в молекулярно-массовом распределении легких УВ максимум перемещается в

ДИАГРАММА СООТНОШЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СРЕДНЕДЕВОНСКИХ И НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЯНЫХ СИСТЕМ НА ТЕРРИТОРИИ СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ



Условные обозначения:

I - дегазированная нефть; II - растворенный газ; III - пластовая нефть;

Зоны распространения флюидов в отложениях:

1 - среднего девона - D_2^2 (зона относительной стабилизации);

2 - нижнего карбона - C_1^2 (аконсервационная зона).

рис. 40.

сторону низкомолекулярных компонентов ($nC_6/nC_7=1,6-1,7$; $C_2-C_4/C_5-C_6 \geq 3,0$).

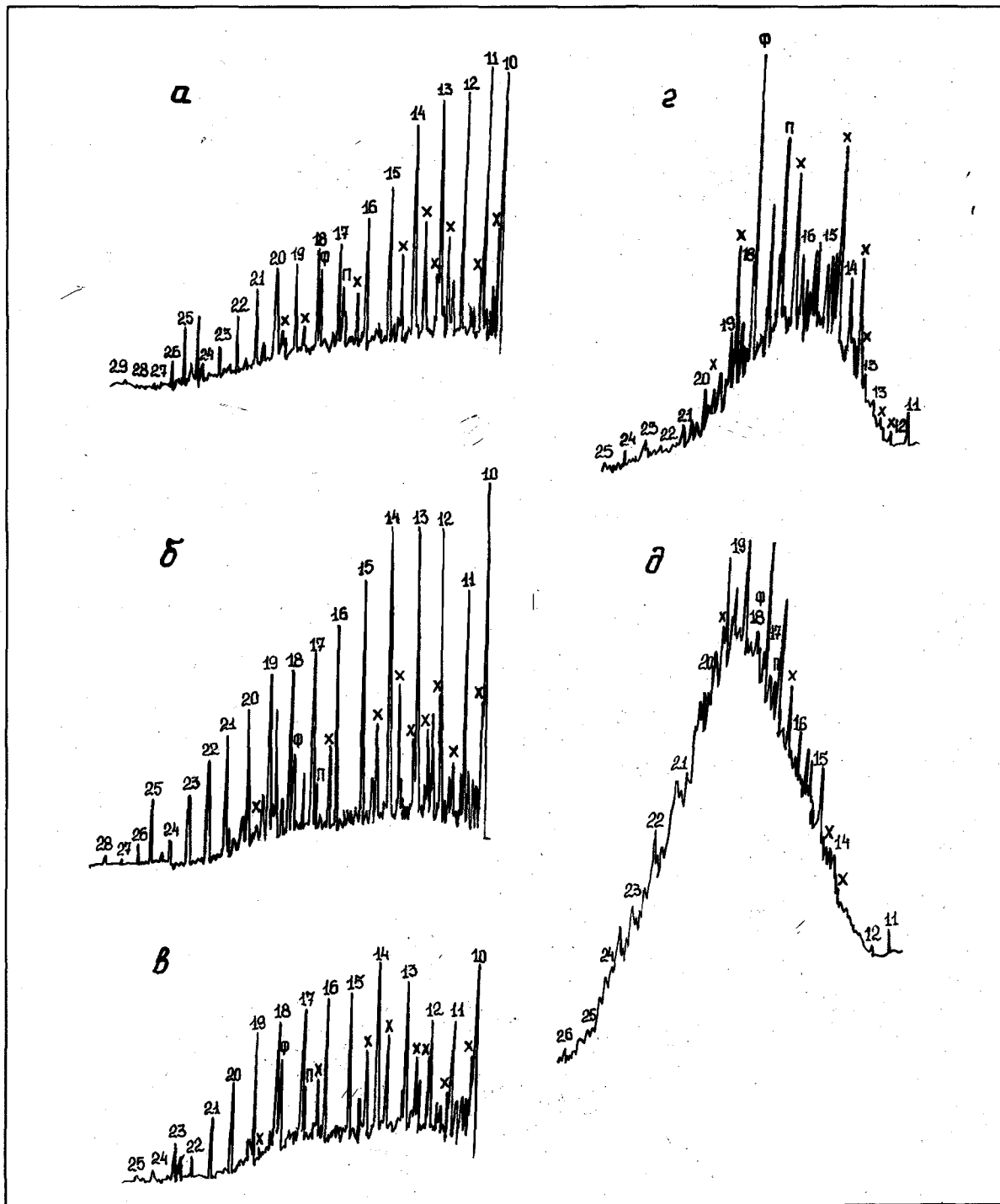
В аконсервационной зоне заметно расширяются пределы изменения большинства параметров нефтей и попутных газов. Одновременно с увеличением плотности (до $900-940 \text{ кг/м}^3$) и сернистости (до 2-4%), снижается газонасыщенность (до $8-50 \text{ м}^3/\text{т}$), в растворенных газах доля метана (до 3-40%). В пластовых флюидах снижается концентрация этан-бутановой фракции ($C_2-C_4/C_5-C_6=0,9-2,0$). В групповом УВ составе нижнекаменноугольных нефтей заметно уменьшается концентрация легких аренов (до 6-12%) и возрастает доля алканов (до 65-75%). Как показали детальные исследования А.Н.Гусевой и Л.А.Файнгерш (1965, 1985), наиболее реальной причиной трансформации УВ состава бензиновых фракций при вторичном осернении нефтей является увеличение относительной концентрации низкомолекулярных алканов в результате перемещения аренов в высококипящие фракции,

На втором этапе исследований, эволюция состава нафтидов анализировалась в ряду: легкие, газонасыщенные нефти (ЛН) – тяжелые, смолистые нефти (ТН) – природные битумы (ПБ). При переходе от первой ко второй и третьей группам нафтидов прослеживается трансформация их углеводородного (УВ) состава (рис.41).

На хроматограммах n-алканов фиксируется изменение общей направленности распределения УВ $C_{10}-C_{30}$ с уменьшением стратиграфического возраста и глубины залегания вмещающих отложений в типичных нафтидах Среднего Поволжья. В нефтях карбона меняется динамика распределения n-алканов в первую очередь за счет снижения концентрации УВ в низкомолекулярном диапазоне. Выше по разрезу в пермских отложениях (в зоне активного разрушения УВ основы нафтидов), одновременно с существенным уменьшением концентрации n-алканов по всему исследуемому интервалу, резко усиливается нафтенный фон («горб») на хроматограмме природных битумов (мальт), что связано с возрастанием в составе последних циклических углеводородов.

Трансформация молекулярно-массового распределения n-алканов прослеживается в среднемолекулярном ($nC_{10}-nC_{20}$) интервале. В ряду ЛН-ТН-

ХРОМАТОГРАММЫ НАСЫЩЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ НАФТИДОВ УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ



- а – Южно-Неприковское. Д₃¹ (нефть, $d=835 \text{ кг/м}^3$), глубина – 3080 м;
 б – Междуреченское. С₁² (нефть $d=885 \text{ кг/м}^3$), глубина – 1170 м;
 в – Обошинское. С₂² (нефть, $d=910 \text{ кг/м}^3$), глубина – 540 м;
 г – Чувашский Байтуган. Р₂¹ (мальта), глубина – 34 м;
 д – Старо-Семенкино. Р₂² (мальта), глубина – 30 м.

Цифры на хроматограммах показывают число атомов углерода в молекулах n-алканов.
 Знаком × отмечены пики изопреноидов.

ПБ средние значения величины отношения $nC_{10}-nC_{13}/nC_{14}-nC_{20}$ последовательно снижаются: 1,1-0,8-0,2 (табл.20).

Таблица 20

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ НАФТИДОВ СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ

Показатели УВ состава нафтидов и условия их залегания	Классы (подклассы) нафтидов		
	нефти легкие	нефти тяжелые	природные битумы (мальты)
1	2	3	4
Возраст отложений	$D_2^2-D_3^1$	$C_1^2-C_2^2$	$P_2^1-P_2^2$
Глубина залегания пластов, м	2700-3300	540-1700	20-50
Содержание в МН-фракции, %:			
н-алканов ($nC_{10}-nC_{30}$)	57,3-61,9	54,4-55,3	25,7-39,3
изопренанов ($iC_{11}-iC_{22}$)	21,4-25,8	24,8-25,7	29,9-48,8
$iC_{19}+iC_{20} / nC_{17}+nC_{18}$	0,49-0,65		1,14-2,62
Изопренаны/н-алканы	0,34-0,45	0,45-0,47	0,90-1,90
iC_{19}/iC_{20}	0,49-0,78	0,68-0,70	0,67-1,57
Н-алканы ($nC_{10}-nC_{30}$), отн. %:			
легкие ($nC_{10}-nC_{13}$)	46,6-49,3	35,7-44,7	3,9-22,2
средние ($nC_{14}-nC_{20}$)	42,5-50,0	50,9-60,4	70,1-85,6
тяжелые ($nC_{21}-nC_{30}$)	3,3-8,2	3,9-4,4	4,5-14,5
$nC_{10}-nC_{13}/nC_{14}-nC_{20}$	0,93-1,16	0,59-0,88	0,05-0,32
Изопренаны ($iC_{11}-iC_{22}$), отн. %:			
$iC_{11}-iC_{18}$	76,1-81,8	77,2-80,7	34,1-59,0
$iC_{19}+iC_{20}$	14,3-21,0	16,1-20,3	26,7-42,7
$iC_{11}-iC_{18}/iC_{19}+iC_{20}$	3,62-5,73	3,81-5,00	0,80-2,21

Природные битумы Урало-Поволжья отличаются бимодальным характером распределения н-алканов: в низкомолекулярном диапазоне максимум, как правило, приходится на nC_{14} ; в среднеммолекулярном – на $nC_{18}-nC_{19}$. В ряду различных классов нафтидов, ПБ выделяются повышенной концентрацией высокомолекулярных алканов изопреноидного строения – пристана (iC_{19}) и фитана (iC_{20}). Средние величины показателя молекулярного распределения изопренанов $iC_{11}iC_{18}/iC_{19}+iC_{20}$ по линии ЛН-ТН-ПБ изменяются в ряду: 5,0-4,1-1,3.

В отличие от нефтей, в природных битумах изопренаны преобладают над *n*-алканами: значения изопреноидного коэффициента ($(iC_{19} + iC_{20}) / (nC_{17} + nC_{18})$) повышаются с 0,49-0,65 (нефти) до 1,1-2,6 (битумы), а соотношение изопренаны/*n*-алканы – с 0,34-0,47 до 0,90-1,90 соответственно.

По комплексу углеводородных показателей природные битумы пермских отложений центральных районов Урало-Поволжья близки к нефтям химического типа A^2 и отличаются от них более высокими значениями нефтеносного фона.

Установленная направленность преобразования ГНС в палеозойской толще Среднего Поволжья позволяет более надежно и однозначно прогнозировать параметры нефтидов на территориях перспективных для проведения геолого-поисковых работ.

Глава 4.4. КАЧЕСТВЕННО-КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕНОСНОСТИ

Оценка качества нефтей и газов является составной частью анализа состояния ресурсов углеводородного сырья и прогнозной оценки на изучаемых территориях.

Требованиям высокого качества УВ-сырья в основном соответствуют легкие, маловязкие, газонасыщенные нефти с низкой сернистостью и повышенным содержанием в попутных газах УВ компонентов, в первую очередь тяжелых УВ (этана, пропана, бутанов, пентанов) – основного сырья нефтехимии.

Исследования закономерностей размещения УВ-ресурсов различного качества особенно актуальны для территории Урало-Поволжья, где в палеозойских отложениях выявлены скопления нефтей и газов широкого качественного диапазона и где выбор объектов для поисковых работ в значительной степени определяется прогнозируемыми параметрами нефтей. Например, в Самарской области привлечение инвестиций для разработки многих месторождений на Южно-Татарском своде и в Мелекесской впадине сдер-

живается повышенной плотностью ($920-960 \text{ кг/м}^3$) и вязкостью (30-400 мПа·с) нефтей.

В данном разделе качество флюидов рассматривается с позиций получения необходимой для подсчета запасов информации (плотность), оценки темпов их освоения (пластовая вязкость) и определения ценности самих нефтей (сернистость, содержание металлов). Качество газов оценивалось по содержанию углеводородных (метан, тяжелые УВ) и неуглеводородных (азот, сероводород и др.) компонентов. Доминирующими показателями, при выделении газов в категорию высококачественных, является повышенная концентрация тяжелых УВ при низком содержании сероводорода.

Рассматриваемая проблема анализировалась в следующих направлениях: зональное распределение и прогнозирование качества нефтей и попутных газов, моделирование взаимосвязи параметров качества нефтей, систематизация нефтей и газов, связь запасов нефтей с параметрами их качества, динамика распределения разведанных запасов (кат. АВС₁) по качеству нефтей, мониторинг качества нефтей.

4.4.1. Зональное распределение и прогнозирование параметров качества нефтей и растворенных газов в литолого-стратиграфических комплексах

Как показывает многолетний опыт проведения геолого-геохимических исследований в Урало-Поволжье, качество УВ-флюидов во вновь открываемых залежах в целом соответствует регионально сложившемуся их облику в определенных тектонических зонах и изменяется по простиранию одно-возрастных отложений и осадочному разрезу закономерно. Это обстоятельство позволяет рассматривать особенности их зонального распределения в виде объективной основы прогноза качества флюидов по направлениям геолого-поисковых работ.

Нефти Среднего Поволжья характеризуются широким диапазоном изменения плотности $791-973 \text{ кг/м}^3$, сернистости 0,3-5,6%, газосодержания – $5-470 \text{ м}^3/\text{т}$, пластовой вязкости 0,2-408 мПа·с. Наибольшее распространение

в осадочной толще палеозоя получили нефти с плотностью менее 870 кг/м^3 , сернистостью 1-2% и вязкостью до 10 мПа·с.

Размещение нефтей и попутных газов по параметрам качества характеризуется определенными закономерностями в литолого-стратиграфических комплексах и палеозойском разрезе.

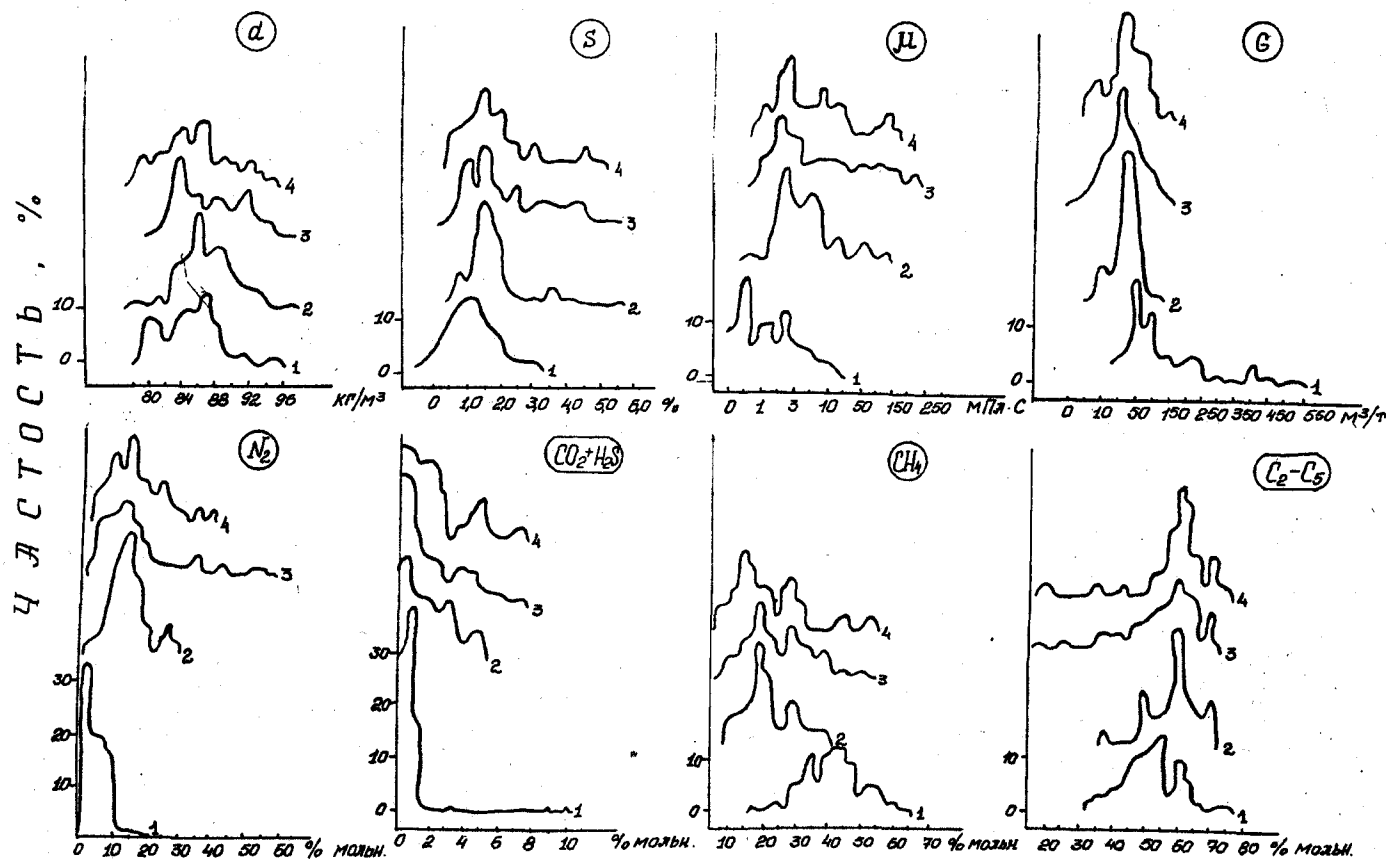
Высококачественные нефти и попутные газы доминируют в терригенных отложениях эйфельско-франского (I) литолого - стратиграфического комплекса пород (рис.42). Распределение нефтей по степени сернистости близко к теоретическому, нормальному распределению (Гауссовой кривой) с модой (M_0) 1-1,2%. Вариационные кривые газосодержания и концентрации метана в попутных газах отличаются правосторонней асимметрией и дополнительными максимумами: 160-200, 370-400 $\text{м}^3/\text{т}$ и 40-45, 52-57% соответственно.

Для растворенных газов I комплекса характерны минимальные, в разрезе палеозоя, концентрации азота и кислых газов, модальные значения которых составляют 2-4% и 0,8-1,2% соответственно.

В продуктивных пластах франско-турнейского карбонатного комплекса (II) качественный облик газонефтяной системы заметно изменен. Здесь резко сокращается площадь распространения легких маловязких нефтей с пониженной сернистостью и одновременно расширяются верхние пределы вязкости (до 270 мПа·с) и сернистости (до 5,6%). Модальные значения суммарной концентрации УВ C_2-C_5 повышаются до 60-62% при одновременном снижении метаносодержания до 20-22%. Одновременно расширяется диапазон концентраций азота до 26%.

В нижнекаменноугольном терригенном комплексе (III) зона развития тяжелых высоковязких нефтей с сернистостью более 3%, существенно расширяясь, захватывает залежи Шенталинской группы поднятий Южно-Татарского свода и распространяется на юг до центральных районов Сожской седловины. В составе попутных газов возрастает концентрация азота и кислых газов до 55-60 и 6-8% соответственно. В распределении УВ $C_2 - C_5$ III комплекса нижние пределы концентрации тяжелых УВ снижаются до 18-20%.

ВАРИАЦИОННЫЕ КРИВЫЕ ПАРАМЕТРОВ КАЧЕСТВА НЕФТЕЙ И ПОПУТНЫХ ГАЗОВ В ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ



Условные обозначения

Комплексы пород: 1 – эйфельско-франский (D_2^1 - D_3^1) терригенный, 2 – франско-гурнейский (D_3^1 - C_1^1) карбонатный, 3 – нижнекаменноугольный (C_1^2) терригенный, 4 – окско-башкирский (C_1^{ok} - C_2^1) карбонатный.

Кривые параметров нефтей: d – плотности по 20°C, s – сернистости, μ – пластовой вязкости, G – газосодержания.

Кривые состава попутных газов: N_2 – азота, CO_2 – углекислого газа, H_2S – водорода, CH_4 – метана, (C_2-C_5) – суммы тяжелых УВ.

В окско-башкирском карбонатном комплексе (IV) прослеживается дальнейшее снижение модальных значений метаносодержания попутных газов до 12-14%. В структуре углеводородных компонентов попутных газов более отчетливо фиксируется тенденция усиления гипергенной преобразованности газонефтяной системы: в концентрационном распределении азота, наряду с характерным максимумом (15%), появляется дополнительный пик (25-27%), а в распределении кислых газов усиливается максимум в интервале 5-6%.

Во всех комплексах палеозоя суммарное газосодержание и состав растворенных газов находятся в прямой зависимости от качественного облика нефтей. Возрастание относительной доли азота в попутных газах сопровождается почти пропорциональным снижением в них концентрации метана и газонасыщенности (рис.43).

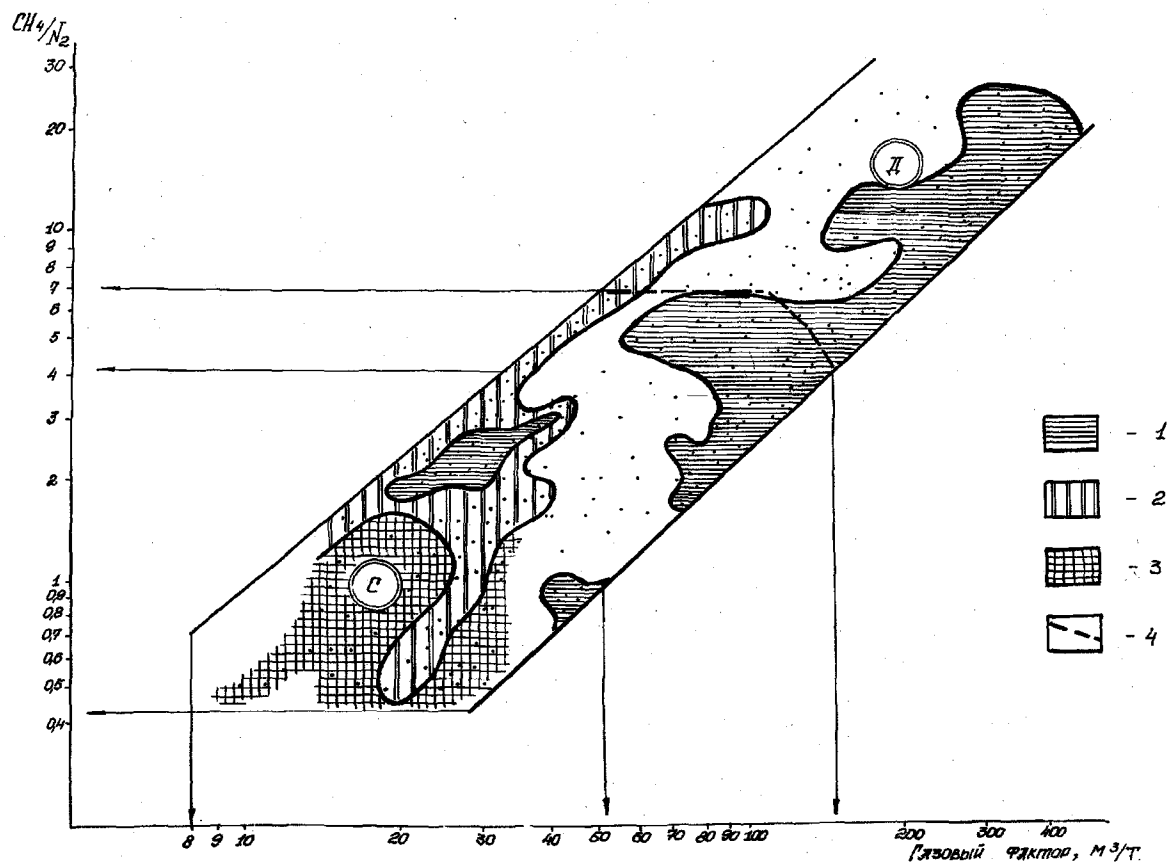
Зона газонефтяной системы терригенного девона отчетливо выделяется на графике повышенными (более 7) значениями показателя CH_4/N_2 . В пермско-каменноугольных ГНС заметно снижается концентрация метана и суммарный газовый фактор. Максимальное изменение УВ-составляющей характерно для флюидов нижнего и среднего карбона Южно-Татарского свода (г.ф.=10-30 м³/т, $CH_4/N_2=0,4-1,5$), приуроченных к геохимической зоне гипергенеза (tпл.=20-40°C).

Графическая зависимость между газосодержанием и показателем гипергенного изменения газонефтяных систем (CH_4/N_2) позволяет прогнозировать качественные параметры попутных газов в зависимости от тектонической и стратиграфической приуроченности поисковых объектов.

Анализ особенностей размещения нефтей различного качества указывает на определенную связь между основными характеристиками нефтей во всех литолого-стратиграфических комплексах палеозоя.

Последующая задача сводилась к следующему: на основе имеющихся статистических данных подобрать уравнения (модели), описывающие зависимости - μ , S, g от плотности (d) нефтей. Знание таких зависимостей позволяет надежнее прогнозировать показатели качества на малоизученных, перспективных территориях.

СВЯЗЬ ГАЗСОДЕРЖАНИЯ НЕФТЕЙ СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ СО СТЕПЕНЬЮ ИЗМЕНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ПОПУТНЫХ ГАЗОВ



Условные обозначения

- 1 – Жигулевско-Самаркинская система валов, 2 – северный борт Бузулукской впадины, 3 – Южно-Татарский свод,
- 4 – граница зоны распространения флюидов в отложениях терригенного девона (Д) и карбона (С).

Рис. 43.

Для решения поставленной задачи выполнен корреляционно-регрессионный анализ. Корреляционные зависимости подбирались отдельно для каждого от семи литолого-стратиграфических комплексов. Математическая обработка данных выполнена в содружестве с к.ф.-м.н. В.М. Монтлевицем (Е.Я.Суровиков, Е.Б.Лукьянова и др., 2001).

Статистическая обработка данных осуществлялась методами линейного регрессионного анализа. Зависимость сернистости (S) от плотности (d) для всех комплексов хорошо описывается линейной моделью: $S=ad+v$, где: a , v – коэффициенты модели. Зависимости $\mu(d)$ и $g(d)$ описываются экспоненциальной моделью вида e^{ad+v} .

Во всех случаях коэффициенты регрессионных моделей значительно отличаются от нуля, что подтверждает существенную корреляционную связь между объясняющей переменной – d и переменными – μ , S , g . Это подтверждается и высокими коэффициентами парной корреляции ($\geq 0,85$). Лишь для зависимости газосодержания от плотности – $g(d)$ коэффициенты корреляции несколько снижаются – до 0,65-0,75.

Уравнения для определения каждого показателя в соответствующих литолого-стратиграфических комплексах приведены в табл.21. Схема прогноза качественных показателей нефтей по уравнениям регрессии состоит из двух последовательных этапов. На первом этапе, с помощью карты зонального изменения плотности нефтей, достаточно обосновано определяется ожидаемое значение плотности на перспективном участке. На втором этапе по уравнениям регрессии определяется вся гамма прогнозируемых параметров качества нефтей в соответствующем литолого-стратиграфическом комплексе данного участка.

По проведенным исследованиям можно сделать следующие выводы:

1. Анализ размещения нефтей по параметрам качества позволяет рассматривать пашийские отложения структурно-приподнятых участков Бузулукской впадины, франско-турнейские и окско-башкирские отложения Жигулевско-Пугачевского свода, а также весь комплекс палеозойских отложений юга Бузулукской впадины в виде благоприятных зон для поиска легких, маловязких, газонасыщенных нефтей с сернистостью менее 2%.

СТАТИСТИЧЕСКИЕ ЗАВИСИМОСТИ ПАРАМЕТРОВ КАЧЕСТВА НЕФТЕЙ
В РАЗНОВОЗРАСТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ
(по В.М.Монтлевичу, 2001)

№ п/п	Литолого-стратиграфические комплексы	Коррелируемые параметры	Объем выборки	Коэффициент корреляции	Уравнение регрессии
1	2	3	4	5	6
1.	Эйфельско-франский терригенный	d-s	198	0,85	$s = 0,0171d - 13,206$
		d- μ	190	0,86	$\mu = e^{0,0274d - 22,6631}$
		d-g			*)
2.	Франко-турнейский карбонатный	d-s	192	0,86	$s = 0,029d - 22,939$
		d- μ	190	0,898	$\mu = e^{0,0369d - 30,0872}$
		d-g			*)
3.	Нижнекаменноугольный терригенный	d-s	278	0,905	$s = 0,0246d - 19,256$
		d- μ	261	0,93	$\mu = e^{0,0381d - 30,91}$
		d-g	120	0,685	$g = e^{-0,0148d + 15,9305}$
4.	Окско-башкирский карбонатный	d-s	137	0,944	$s = 0,0222d - 16,999$
		d- μ	137	0,943	$\mu = e^{0,0345d - 27,5881}$
		d-g	117	0,77	$g = e^{-0,01495d + 16,03371}$
5.	Среднекаменноугольный терригенно-карбонатный	d-s	52	0,917	$s = 0,025d - 19,615$
		d- μ	53	0,941	$\mu = e^{0,0431d - 34,826}$
		d-g	37	0,86	$g = e^{-0,0213d + 21,4528}$

d - плотность нефтей, кг/м³; S - сернистость, %; μ - вязкость пластовая, мПа·с; g - газосодержание, м³/т.

* - из-за большого разброса данных, зависимость выявить не удалось.

2. Скопления тяжелых, высоковязких и высокосернистых нефтей с пониженным до 20-40 м³/т газосодержанием характерны для каменноугольных отложений Мелекесской впадины, Шенталинской группы поднятий и большей части Сокской седловины.

3. Выполненный корреляционно-регрессионный анализ показателей состава нефтей, разработанная система моделей и выявленная зависимость между газосодержанием и показателем (СН₄/N₂) позволяют прогнозировать всю гамму качественных параметров нефтей и попутных газов во всех литолого-стратиграфических комплексах.

4.4.2. Систематизация нефтей и газов

Систематизация нафтидов призвана решать практические вопросы определения «места» вновь открываемых нефтей (газов) в ряду ранее выявленных в пределах литолого-стратиграфического комплекса пород, тектонической зоны и т.д. Накопление подобной информации позволит, в ближайшем будущем, широко использовать в региональных исследованиях банк геохимических данных.

В отличие от классификационных критериев, показатели систематизации должны весьма четко реагировать именно на масштабы вторичных преобразований УВ-флюидов. В этом плане следует подчеркнуть, что показатели систематизации могут отражать более широкий и аналитически более доступный (для территориальных лабораторий) комплекс параметров нафтидов, по сравнению с показателями классификации.

Хотя далеко не во всех исследованиях, претендующих на решение проблемы классификации, выдерживается генетический подход к выбираемым критериям, многие из них могут успешно использоваться именно для целей систематизации УВ-флюидов.

В настоящей работе систематизация нефтей Среднего Поволжья выполнена с использованием графика А.Н.Резникова (1968).

В основу систематизации положен график-квадрат: верхняя сторона которого отвечает содержанию твердых парафинов, нижняя – сумме смол,

асфальтенов и серы, правая сторона соответствует концентрации легких алканов, левая – легких цикланов (фракция н.к. - 200°C) – рис.44.

Анализ графика-квадрата показывает, что нефти Среднего Поволжья соответствуют типу парафиновых и парафино-нафтеновых, сернистых, криптогиперазмененных и сгруппированы в форме узкой полосы с 60-80% концентрацией легких алканов. Содержание алканов заметно снижается (до 52-62%) только в нижнепермских нефтях. Вверх по стратиграфическому разрезу снижается концентрация парафинов и повышается содержание смолисто-асфальтеновых и сернистых компонентов.

На диаграмме выделяются полигоны: живетских D_2^2 (min – Собщ., max – тв.парфин), турнейских – C_1^1 (узкий диапазон изменения состава) и нижнепермских – P_1 нефтей. Причины дифференциации нефтей в разновозрастных отложениях различны.

Первая линия – умеренного катагенеза (стабилизации), соответствующая повышенным пластовым температурам (75-95°C), получила ограниченное развитие и включает среднедевонские нефти юга Бузулукской впадины. Вторая линия – начального этапа разрушения нефтей (переходная зона), сопровождающаяся потерей легких УВ без заметного увеличения сернистости нефтей, проявляется в верхнедевонских отложениях. Третья линия – криптогипергенного изменения нефтей, соответствующая пониженным пластовым температурам (25-60°C), охватывает основную массу нефтей Среднего Поволжья, залегающих в широком стратиграфическом (карбон – пермь) интервале продуктивных пластов. Наиболее отчетливо эта линия изменения нефтей реализована в нижне - среднекаменноугольных пластах Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода.

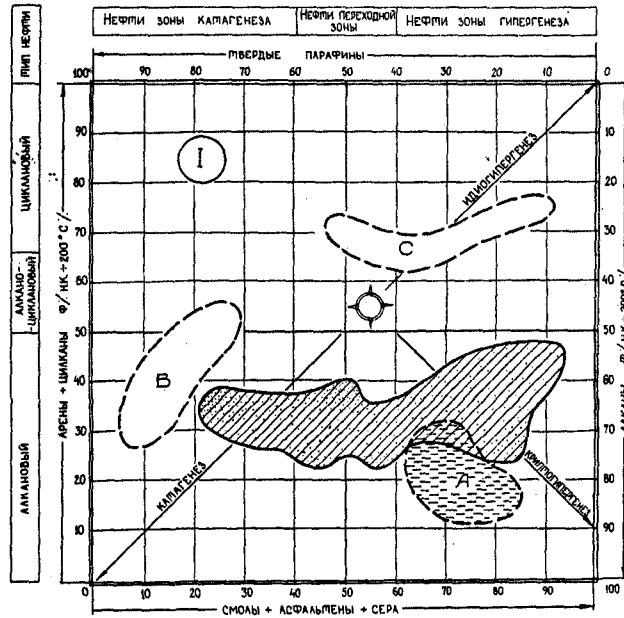
На диаграмме отчетливо прослеживается дифференциация нефтей при группировании их по тектоническим зонам.

Нефти северного борта Бузулукской впадины и Южно-Татарского свода выделяются в зону максимально измененных вторичными процессами.

Нефти Среднего Поволжья отличаются довольно широкими колебаниями парафинистости, сернистости, смолистости, при достаточно узком диапазоне изменения их углеводородной основы. Для сравнительной оценки

СИСТЕМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕЙ ПО КОМПЛЕКСУ ПАРАМЕТРОВ

/метод Д.Н.Резникова/



n - 130

Диапазоны изменения параметров нефтей Юго-восточных / Волжско-Камская янтеклизя / и северо-западных / Балтийская синеклизя / зон Русской платформы.

№	СТРУКТУРНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ	КОЭФФИЦИЕНТ СТОИМОСТИ	СОСТАВ НЕФТЕЙ, %					ДИАПАЗОНЫ ИЗМЕНЕНИЯ СРЕДНИЕ ЗАЧЕНЫ ДИАГРАММЫ			
			ТЯЖЕЛЫЕ ПАРАФИНЫ	СЕРА	СМОЛЫ	АСФАЛЬТЕН	ФРАКЦИЯ НК+200°С				
							АЛКАНЫ	ЦИКЛАНЫ	АРЕНЫ		
1	ВОЛЖСКО-КАМСКАЯ АНТЕКЛИЗА	D ₂	2,3+10,0 6,1	0,2+5,6 2,9	1+23 12	0+10 5	58+80 69	7+25 16	5+22 15,5		
2	БАЛТИЙСКАЯ СИНЕКЛИЗА	D ₂₁	1,6+10,3 6,0	0,05+0,5 0,25	3+19 11	0+15 6,5	58+90 79	6+28 17	1,5+3,5 2,5		

Условные обозначения:

I - Изменение состава нефтей Русской платформы.

Зоны распространения нефтей:

- БЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ - D₁ + P₁ / Среднее Поволжье /
- А - НИЖНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ - Sp₂ + S / Балтийский регион /
- В - Кайнозойско-мезозойских - C₁ + Z / Восточное Предкавказье /
- С - мезозойско-верхнепалеозойских - Z - T - P₂ / Прикаспийский регион /

II - Изменение состава нефтей Среднего Поволжья в стратиграфических интервалах палеозоя

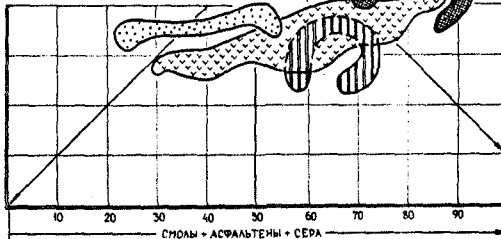
Зоны распространения нефтей в отложениях:

- СРЕДНЕПЕЛОВСКИХ - D₁ ТЕРРИГЕННЫХ / ЖИВЕТСКИЙ ПОДКОМПЛЕКС - I' /
- ВЕРХНЕПЕЛОВСКИХ - D₂ ТЕРРИГЕННЫХ / ПАШЯНСКО-КЫНОВСКИЙ ПОДКОМПЛЕКС - II /
- ФРАНКО-ТУРНЕЙСКИХ - D₃ + C₁ / КАРБОНАТНЫХ / КОМПЛЕКС - III /
- НИЖНЕПЕЛОВСКИХ - P₁ + P₂ / КАРБОНАТНЫХ / КОМПЛЕКС - VII /

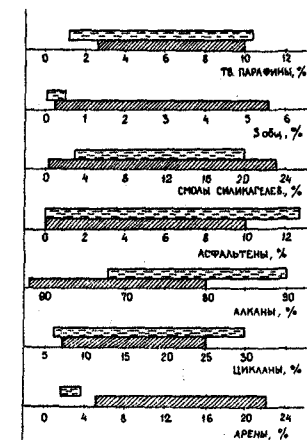
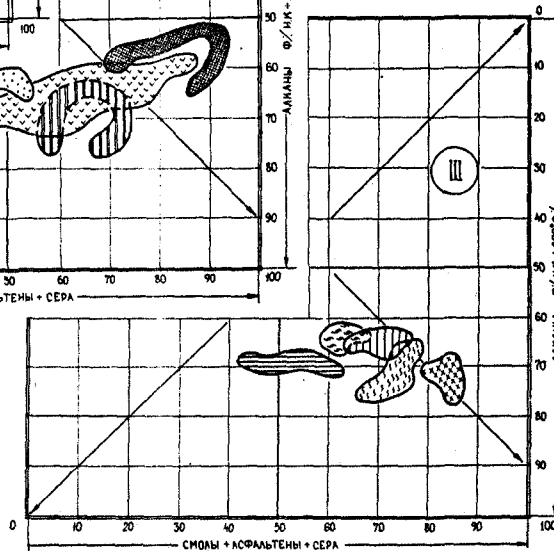
III - Изменение состава нефтей Среднего Поволжья (II + III + IV + V + VI комплексы) в структурах / Юго-восток Волжско-Камской антеклизы /

Зоны распространения нефтей в залежах:

- Южно-Татарский свод
- Жигулевско-Самаркинской системы валов
- Юго-западного борла (центральная и восточная части) / Бузулукская впадина
- Северного борла
- Куваловской системы валов
- Состав наименее измененных (по А.Н.Резникову) нефтей.
- Геохимическая направленность изменения нефтей



n - Количество данных



на диаграмму нанесены составы нефтей различных регионов СНГ и ближнего Зарубежья.

Особый интерес представляет сравнительный анализ верхнепалеозойских (D_3-P_1) нефтей восточных (Волжско-Камская антеклиза) и нижнепалеозойских (St_2-O) нефтей западных (Балтийская синеклиза) территорией Восточно-Европейской платформы. Палеозойские нефти Урало-Поволжья и Прибалтики отвечают алкано-циклановому и алкановому типам нефтей, соответственно. Модальные концентрации (M_o) легких алканов составляют 69% и 79%, а диапазоны изменения, соответственно 58-80% и 68-90% (фракция и.к. - 200°C). В тоже время, нефти Урало-Поволжья заметно отличаются повышенным содержанием легких аренов ($M_o - 13,5/2,5$) и особенно – сернистостью ($M_o - 2,9/0,3$).

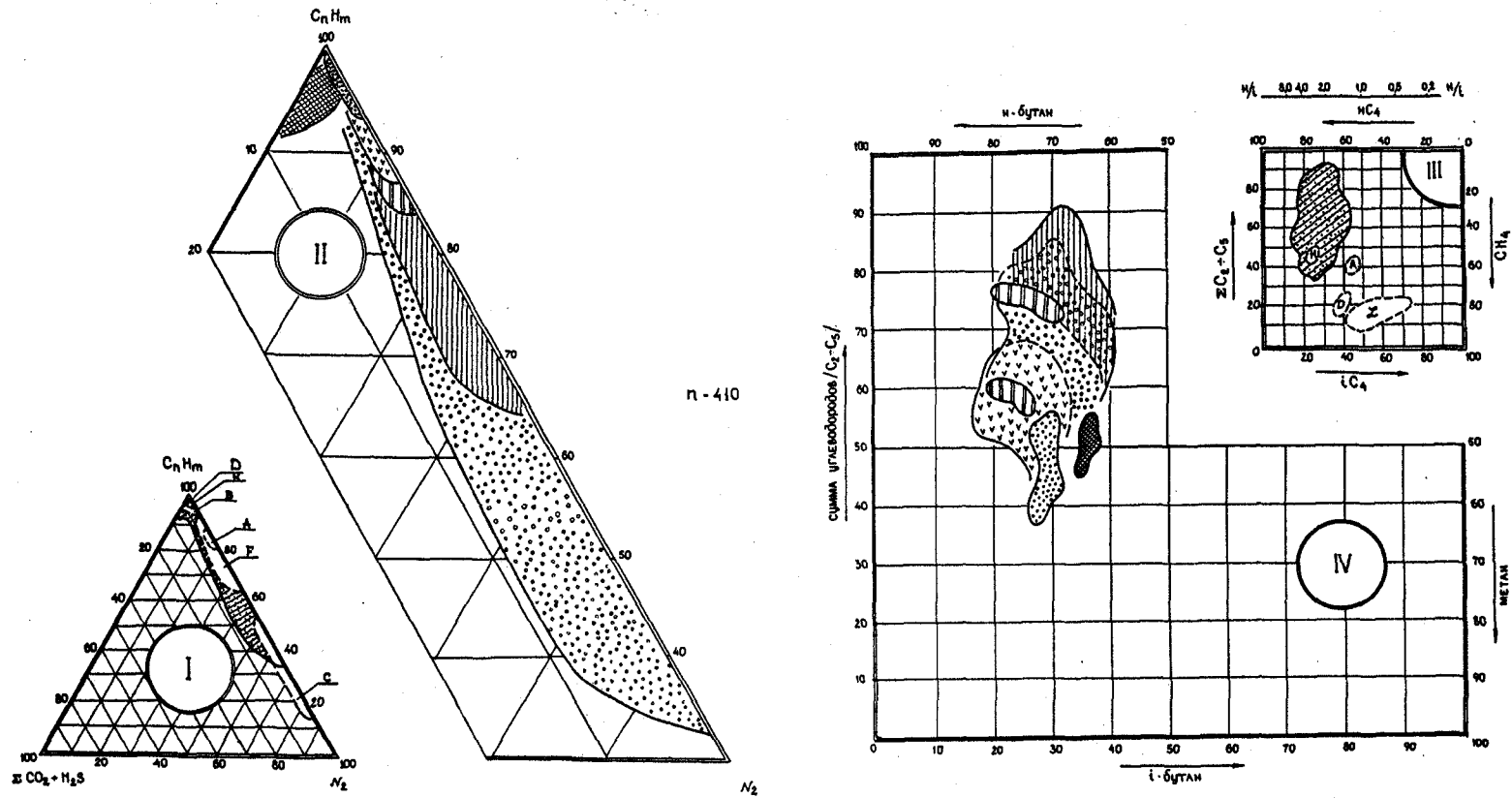
Систематизация нефтерастворенных (попутных) газов графически выполнена в форме двух диаграмм (рис.45). Компонентный состав газов (сумма УВ, азот, кислые газы CO_2 и H_2S) представлен на тригонограмме, а углеводородный состав газов (метан, тяжелые УВ, nC_4 , $изоC_4$) – на графике-квадрате. Выбранная графическая схема позволяет всесторонне охарактеризовать геохимические особенности газов.

Попутные газы Урало-Поволжья отличаются от газов других регионов в первую очередь весьма переменным содержанием азота: от 3-5% до 40-60%.

Полигон распространения свободных газов в верхнепермских отложениях Бузулукской впадины и Южно-Татарского свода занимает промежуточное, внутреннее поле в более обширной зоне растворенных газов. Эта особенность определяется формированием верхнепермских газовых скоплений в результате дегазации пермских и частично – каменноугольных ГНС в период активизации восходящих движений земной коры. При достижении газонефтяной системой состояния: $R_{нас.} \leq R_{пласт.}$, растворенные газы выделились в свободную фазу и формировали газовые шапки в нижнепермских отложениях и газовые скопления в верхнепермских.

Растворенные газы отдельных стратиграфических интервалов палеозоя различаются концентрацией азота. Вверх по разрезу палеозоя, одновременно с увеличением в нефтях смолисто-асфальтеновых компонентов и снижением

СОСТАВ ПОПУТНЫХ ГАЗОВ



n - 410

- I - II - Компонентный состав газов
 III - IV - Углеводородный состав газов
 I, III - Изменение состава газов в отдельных регионах.
 Зона распространения попутных газов в отложениях:
 // - верхнепалеозойских $R_2^2 - R_1^1$ / Среднее Поволжье, Волжно-Камская антеклиза /
 A - нижнепалеозойских $St_2 - S$ / Валтийская синеклиза /
 B - мезозойско-верхнепалеозойских $J + T - R_2$ / Прикаспийская синеклиза /
 C - верхнепалеозойских S_1^1 / Верхнекамская впадина /
 D - нижнепалеозойских St_1 / Восточная Сибирь, Иркутский амфитеатр /
 H - нижнепалеозойских $- St_2$ / Хасси - Мессауд, Алжир /

- Условные обозначения:
 Z - кайнозойско-мезозойских $K_2 - M_2$ / Предкавказье /
 F - верхнепермских $- R_2^{M2}$ / Среднее Поволжье / свободных газов
 II, IV - Изменение состава газов Среднего Поволжья в литолого-стратиграфических комплексах палеозоя
 Зоны распространения попутных газов в отложениях:
 [штриховка] - среднедевонских $- R_2^2$ терригенных / жидетский подкомплекс /,
 [штриховка] - верхнедевонских $- R_2^2$ терригенных / пашиско-кыновский подкомплекс /,
 [штриховка] - франско-турнейских $- R_2^2 - C_1^1$ карбонатных,
 [штриховка] - нижнекаменноугольных $- C_2^2$ терригенных,
 [штриховка] - окско-башкирских $- C_2^{M2} - C_2^2$ карбонатных,
 [штриховка] - нижнепермских $- R_1^1 - R_1^1$ карбонатных.
 n - количество данных

рис. 45

214

легких УВ, в газах постепенно возрастает концентрация азота, которая достигает максимума (35-56%) в наиболее разрушенных ниже- и среднекаменноугольных ГНС Мелекесской впадины, Сокско-Шешминской и Шенталинской структурных зон.

Отличительными особенностями газов Среднего Поволжья являются: высокая суммарная концентрация тяжелых УВ C_2-C_5 (37-91%) и повышенное соотношение н-бутан/изобутан (1,5-4,6). Средние значения показателя $nC_4/изоC_4$ несколько снижаются вверх по разрезу, в стратиграфическом диапазоне $D_3 \rightarrow C_1^1 \rightarrow C_2^1$.

Анализ результатов систематизации нефтей и газов центральных районов Урало-Поволжья показывают, что вверх по разрезу палеозоя расширяются пределы изменения параметров УВ-состава нефтей и попутных газов. Более отчетливая дифференциация ГНС по составу прослеживается при группировании флюидов по тектоэлементам второго порядка. Данное положение полностью соответствует ранее приведенным доказательствам ведущей роли структурно-геохимической зональности в размещении УВ флюидов определенного состава.

Результаты выполненной систематизации нефтей и газов Среднего Поволжья являются основой при прогнозировании параметров нефтяных месторождений на перспективных территориях, оценке их рыночной конкурентоспособности и корректировке концептуальных положений маркетинга УВ-сырья.

4.4.3. Анализ взаимосвязи в системе: запасы – параметры нефтей и мониторинг качества нефтей

Одним из факторов, оказывающих весомое влияние на качественные показатели нефтей, является объём геологических запасов в отдельных скоплениях.

Актуальность данного направления НИР сомнений не вызывает. В теоретическом отношении эти работы позволят выявить дополнительные коррелятивы при анализе условий накопления и сохранности УВ-скоплений на исследуемых территориях.

Попытки выявления взаимосвязи между параметрами нефтей и запасами в залежах предпринимались неоднократно и проводились на территории Туркмении (И.С.Старобинец, 1962), Татарстана (Н.Б.Валитов, 1971), Башкортостана (Г.П.Ованесов, 1962), Урало-Поволжья (С.П. Максимов, 1964; А.З.Коблова и др., 1989; В.Ф. Раабен, М.В.Дахнова. О.Л.Нечаева 1967).

Полученные различными исследователями выводы весьма неоднозначны.

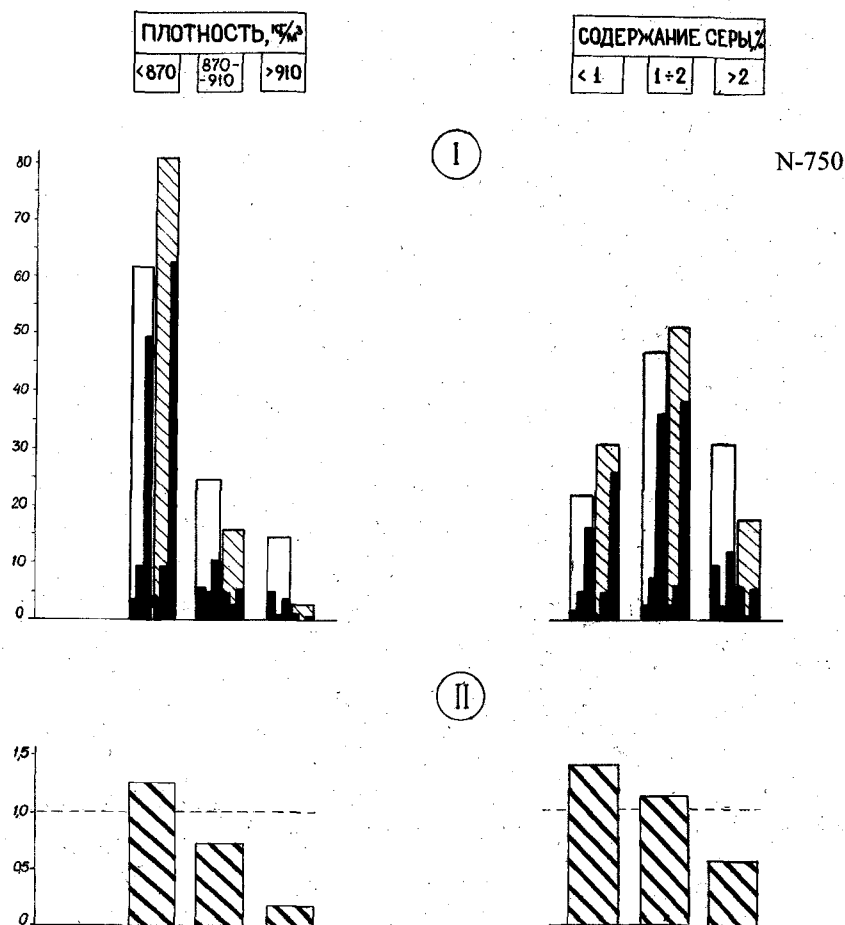
С целью дальнейшего изучения количественно-качественных показателей нефтеносности ниже приводятся результаты исследований по рассматриваемой проблеме на территории Среднего Поволжья.

Для уточнения характера взаимосвязи качества нефтей с объемом запасов выполнен анализ распределения залежей и начальных геологических запасов по интервалам плотности и сернистости нефтей (рис.46). Обращает на себя внимание разнонаправленный характер соотношения запасов и количества залежей в отдельных интервалах изменения плотности и сернистости нефтей.

Характеристика количественно-качественных зависимостей распределения флюидов в анализируемых геологических объектах (литолого - стратиграфических комплексах, структурных зонах, интервалах глубин и др.) может быть выражена с помощью показателя крупности скоплений (ПКС). Данный параметр определяется как отношение запасов к количеству залежей, контролирующих нефти определенных качественных кондиций (В.М. Губницкий, 1985). Показатель крупности скоплений выражает среднюю долю запасов нефтей определенного состава, приходящихся на одну залежь и для целей сопоставления с другими комплексами может быть также выражен и в форме процентных соотношений запасов и залежей.

В целом для палеозоя Среднего Поволжья повышенные значения ПКС более характерны для нефтей с плотностью менее 870 кг/м^3 и сернистостью до 1%. С увеличением плотности ПКС последовательно снижается и для нефтей плотностью более 900 кг/м^3 составляет 0,2-0,3. Аналогичная направленность прослеживается и в распределении запасов по сернистости и вязкости нефтей.

ИЗМЕНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ КРУПНОСТИ СКОПЛЕНИЙ (ПКС) ПО ИНТЕРВАЛАМ ПЛОТНОСТИ И СЕРНИСТОСТИ НЕФТЕЙ /Самарское Поволжье/



Условные обозначения:

I - Гистограммы распределения:

□ - залежей

▨ - начальных геологических запасов (А+В+С)_г %
в том числе в крупных структурах:

- 1 - Южно-Татарский свод,
- 2 - Жигулевско-Пугачевский свод,
- 3 - Бузулукская впадина.

II - Изменение показателя крупности скоплений (ПКС)
по интервалам параметров нефтей.

n - число проб.

рис. 46.

Для объективной оценки зависимости между количественной и качественной составляющими нефтеносности палеозойских отложений Среднего Поволжья выполнена статистическая обработка массива данных.

С позиций математической статистики, чем разнообразнее комплекс геологических факторов, воздействующих на нефти в разновозрастных толщах, тем более вероятны статистические различия и в их составе. Статистический анализ выполнялся (в творческом содружестве с к.ф.-м.н. В.М. Монтлевичем) для массива данных, охватывающего 980 нефтяных скоплений, приуроченных к разновозрастным отложениям палеозоя.

Ранее полученные опытные данные позволяют предположить, что для нефтей с низкой и высокой плотностью величина ПКС существенно различна.

Для подтверждения этой гипотезы фактические данные по каждому литолого-стратиграфическому комплексу были разделены на две группы (выборки). Первая группа включала скопления относительно легких нефтей с плотностью 780-860 кг/м³, вторая – скопления тяжелых и средних нефтей с плотностью 861-930 кг/м³ (табл.22). Из каждой выборки предварительно исключались скопления с аномально высокими начальными геологическими запасами.

Рассмотрены две гипотезы: нулевая – НО и альтернативная – Н1.

НО: средние значения ПКС для обеих выборок (легких и тяжелых нефтей) равны. Н1: величина ПКС для легких нефтей больше, чем для тяжелых.

Для проверки гипотезы НО использовался двухвыборочный t-тест Стьюдента с уровнем значимости 0,05. Процедура проверки гипотезы состояла из вычисления по выборке расчетного значения t-критерия, отыскания критической точки для односторонней области t-распределения Стьюдента и сравнения расчетного значения критерия с величиной критической точки. Если расчетное значение критерия больше критического, то гипотеза о равенстве ПКС для выборок отклоняется и ПКС для легких нефтей статистически значимо больше, чем для тяжелых. В противном случае значения ПКС нельзя считать значимо различающимися.

Результаты анализа приведены в таблице, из которой следует, что для I, II, III и VII литолого-стратиграфических комплексов обнаруживаются

ПРОВЕРКА ГИПОТЕЗЫ О РАЗЛИЧИИ МАТЕМАТИЧЕСКИХ ОЖИДАНИЙ ПОКАЗАТЕЛЯ КРУПНОСТИ СКОПЛЕНИЙ
 ДЛЯ НЕФТЕЙ РАЗЛИЧНОЙ ПЛОТНОСТИ (В.М.Монтлевич, В.М.Губницкий, 2002)

Литолого- стратиграфические комплексы		% от суммы залежей по комплексу		Показатель крупности скоплений, тыс.т/залежь		Стандартное отклонение, тыс.т/залежь		Расчетное значение t критерия	Крити- ческая точка	Гипотеза о равенстве средних (уровень значимости 0,05)
		плотность 780-860 кг/м ³	плотность 861-930 кг/м ³	плотность 780-860 кг/м ³	плотность 861-930 кг/м ³	плотность 780-860 кг/м ³	плотность 861-930 кг/м ³			
I	эйфельско - франский терри- генный Д ₂ -Д _{3f1}	69,6	30,4	3014	1262	6367	1787	3,205	1,652	Гипотеза о равенстве сред- них отклоняется. Средние значимо различаются.
II	франко - тур- нейский карбо- натный Д _{3f2} -С _{1t}	55,0	45,0	1331	868	2306	1071	1,872	1,654	Гипотеза о равенстве сред- них отклоняется. Средние значимо различаются.
III	Нижнекаменно- угольный терри- генный С ₁ ²	49,8	50,2	3944	2496	7240	4742	2,024	1,651	Гипотеза о равенстве сред- них отклоняется. Средние значимо различаются.
IV	Окско - башкир- ский карбонатный С ₁ ² -С ₂ ¹	64,7	35,3	1668	1611	2501	1901	0,147	1,658	Гипотеза о равенстве сред- них принята. Средние зна- чимо не различаются.
V	Верейский тер- ригенно - карбо- натный С _{2vr}	25,4	74,6	2566	2453	2696	4767	0,113	1,680	Гипотеза о равенстве сред- них принята. Средние зна- чимо не различаются.
VI	Каширско - гжельский кар- бонатный С ₂ ² -С ₃ ²	63,6	36,4	1336	785	1671	1013	1,187	1,696	Гипотеза о равенстве сред- них принята. Средние зна- чимо не различаются.
VII	Нижнепермский карбонатный Р ₁	78,3	21,7	2552	1181	2323	785	2,108	1,725	Гипотеза о равенстве сред- них отклоняется. Средние значимо различаются.
Всего скоплений (объем выборки)		974								

статистически значимые различия в величине ПКС. Для IV, V и VI комплексов различия в количественной оценке ПКС также наблюдаются, но они не столь существенны.

Ниже представлены результаты анализа динамики распределения залежей и запасов промышленных категорий - ABC_1 по качеству нефтей в двух ведущих по запасам терригенных комплексах: эйфельско-франском – I и нижнекаменноугольном – III.

Анализ распределения нефтей по качеству проводился с учетом величины запасов и количества залежей, контролирующих нефти определенного состава. Для сравнительного анализа количественной и качественной составляющих использованы ряды процентных распределений (РПР) в двух модификациях.

$РПР_1$ – рассчитываются в форме содержания (%%) в каждом комплексе: залежей – начальных геологических запасов – начальных извлекаемых запасов, контролирующих нефти определенного состава (например, с плотностью 830-870 кг/м³). Значения $РПР_1$ могут определяться поинтервально для всех параметров нефтей.

$РПР_2$ – рассчитываются в форме содержания (%%) в каждом комплексе нефтей по всему диапазону изменения данного параметра (например, с плотностью <830, 830-870, >910 кг/м³) и могут вычисляться отдельно для: залежей – начальных геологических запасов – начальных извлекаемых запасов.

С учетом изложенных методических приемов обработки данных в табл.23 показано группирование нефтей по параметрам качества.

В эйфельско-франском терригенном комплексе (I) наибольшее распространение получили легкие, маловязкие, газонасыщенные нефти.

Маловязкие нефти (<2 мПа·с) контролирует 57,5% залежей - 77,5% геологических - 78,7% извлекаемых запасов кат. ABC_1 ($РПР_1$).

В терригенном девоне практически полностью отсутствуют высоковязкие (>30 мПа·с) разности нефтей с сернистостью свыше 4%. Значения $РПР_1$, отражающие преобладание в залежах высококачественных флюидов, стабилизируются на достаточно высоком уровне по всей гамме параметров и составляют:

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕЙ СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ ПО ПАРАМЕТРАМ КАЧЕСТВА
В ЭЙФЕЛЬСКО-ФРАНСКОМ $D_2-D_3F_1(I)$ И НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНОМ - $C_1^2(III)$ КОМПЛЕКСАХ

РПР₁ ↓ РПР₂ →

$\frac{C_1^2}{D_2 - D_3f_1}$ % от суммы по комплексу

Параметры нефтей	Плотность, кг/м ³				Сернистость, %				
	<830	830-870	870-910	>910	<0,5	0,5-1	1-2	2-4	>4
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Залежи	<u>15,0</u> 36,1	<u>39,2</u> 45,6	17,8 16,0	<u>28,0</u> 2,3	<u>0,3</u> 15,2	<u>12,2</u> 26,7	<u>41,3</u> 49,8	<u>35,7</u> 8,3	<u>10,5</u>
Начальные геологические запасы	<u>17,7</u> 48,7	<u>52,7</u> 45,2	16,9 5,4	<u>12,7</u> 0,7	<u>0,1</u> 20,0	<u>13,2</u> 40,2	<u>57,9</u> 33,3	<u>24,1</u> 6,5	<u>4,7</u>
Начальные извлекаемые запасы	<u>19,0</u> 48,8	<u>61,1</u> 46,4	14,0 4,4	<u>5,9</u> 0,4	<u>0,1</u> 19,8	<u>13,3</u> 42,8	<u>67,1</u> 31,5	<u>17,8</u> 5,9	<u>1,7</u>
ПКС*	<u>1,18</u> 1,35	<u>1,34</u> 1,0	0,90 0,34	<u>0,45</u> 0,30	<u>0,33</u> 1,32	<u>1,08</u> 1,51	<u>1,40</u> 0,67	<u>0,68</u> 0,78	<u>0,45</u>

Параметры нефтей Объекты анализа	Вязкость пластовая мПа·с							Газосодержание м ³ /т					
	<2	2-5	5-10	10-30	30-50	50-100	>100	<20	20-50	50-100	100-200	200-400	>400
1	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Залежи	<u>13,6</u> 57,5	<u>35,3</u> 30,6	9,1 6,4	<u>11,5</u> 5,5	4,6	<u>11,5</u>	<u>14,3</u>	<u>36,9</u> 1,9	<u>45,8</u> 31,4	<u>14,6</u> 35,7	2,7 18,8	— 9,9	— 2,3
Начальные геологические запасы	<u>19,9</u> 77,5	<u>46,7</u> 14,9	5,4 4,5	5,0 3,0	7,8	<u>7,5</u>	<u>7,7</u>	<u>21,2</u> 0,6	<u>54,3</u> 17,1	<u>23,1</u> 29,3	<u>1,4</u> 44,3	— 8,5	— 0,2
Начальные извлекаемые запасы	<u>22,8</u> 78,7	<u>53,4</u> 13,9	5,1 4,6	4,1 2,8	7,7	<u>4,2</u>	<u>2,7</u>	<u>12,6</u> 0,4	<u>59,6</u> 16,7	<u>26,4</u> 28,7	<u>1,4</u> 46,7	— 7,4	— 0,1
ПКС*	<u>1,46</u> 1,35	1,32 0,49	<u>0,59</u> 0,70	<u>0,43</u> 0,55	<u>1,70</u>	<u>0,65</u>	<u>0,54</u>	<u>0,58</u> 0,32	<u>1,19</u> 0,55	<u>1,58</u> 0,82	<u>0,52</u> 2,36	— 0,86	— 0,09

* - значения показателя крупности скоплений (ПКС) определены в форме соотношения: геологические запасы, % / залежи, %.

РПР_{1, 2} - ряды процентных распределений

$\frac{52,7}{45,2}$ - максимальные значения по объектам анализа

- для группы легких ($<830 \text{ кг/м}^3$) нефтей 36,1-48,7-48,8%;
- для нефтей пониженной сернистости ($<1\%$) 41,9-60,2-62,6%;
- для маловязких ($<2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) нефтей 57,5-77,5-78,7%;
- для газонасыщенных ($>100 \text{ м}^3/\text{т}$) нефтей 31-53-54%.

Направленность распределения нефтей различного качества хорошо прослеживается и по показателям РПР₂. С увеличением плотности, сернистости, вязкости значения РПР₂ (в пределах выделенных интервалов) последовательно и весьма динамично снижаются и, например, для извлекаемых запасов соответственно составляют (%%):

- по плотности 48,8-46,4-4,4-0,4;
- по сернистости 19,8-42,8-31,5-5,9-0;
- по вязкости 78,7-13,9-4,6-2,8-0-0-0.

В залежах I комплекса связь между запасами и качеством нефтей прослеживается достаточно рельефно. С повышением плотности, сернистости и вязкости нефтей значения показателя крупности скоплений последовательно снижаются, например, для плотности – в ряду 1,35-1,0-0,34-0,30, или в абсолютных значениях – с 3800 тыс.т/залежь до 850 тыс.т/залежь.

В нижнекаменноугольном терригенном комплексе (III) наибольшее распространение имеют средние по плотности нефти ($830\text{-}870 \text{ кг/м}^3$), с сернистостью 1-2%, вязкостью 2-5 мПа·с и газосодержанием 20-50 м³/т.

Нефти с пониженной вязкостью (2-5 мПа·с) контролируют 35,3% залежей – 46,7% геологических запасов – 53,4% извлекаемых запасов кат.АВС₁ (РПР₁).

В терригенных пластах нижнего карбона связь между запасами и составом нефтей просматривается достаточно отчетливо. С увеличением плотности, сернистости и вязкости значения показателя крупности скоплений снижаются с 1,34 до 0,45 или в абсолютных значениях с 5300 тыс.т/залежь до 1780 тыс.т/залежь.

Взаимосвязь параметров качества нефтей и запасов наиболее рельефно проявляется в отдельных тектонических зонах Волжско-Камской антеклизы.

Так, в нижнекаменноугольном терригенном комплексе (III) наиболее интенсивному разрушению подверглись нефти в мелких скоплениях Мелекесской впадины с геологическими запасами менее 0,3 млн. тонн.

В верейских отложениях северного борта Бузулукской впадины, Кулешовской дислокации, Жигулевско-Пугачевского и Южно-Татарского сводов проявляется и другая, весьма специфическая связь между составом нефтей и объемом запасов. В ряде случаев плотностно-вязкостные показатели нефтей V комплекса улучшаются в месторождениях с более крупными запасами в нижезалегающих скоплениях башкирского яруса – Козловское, Кулешовское, Покровское, Боровское, Якушкинское, Шунгутское. Наиболее вероятной причиной такой взаимозависимости является разгрузка крупных скоплений с опережающей миграцией низкомолекулярных УВ. В результате более интенсивной миграционной разгрузки скоплений среднего – верхнего карбона, взаимосвязь между начальными запасами и составом нефтей в продуктивных пластах верейского и каширско-гжельском комплексов проявляется в более завуалированном виде – по разрезу стратиграфически смежных пластов. В этих случаях улучшение качества нефтей в вышелегающих пластах обусловлено поступлением дополнительных количеств менее сорбируемых низкомолекулярных УВ из более мощного по запасам «корневого» источника.

В осадочной толще палеозоя зависимость «запасы – плотность нефтей» более отчетливо прослеживается в группе наиболее мелких скоплений с запасами менее 1-2 млн. тонн, приуроченных к терригенным отложениям. В терригенных породах заметно повышается диапазон колебания показателя крупности скоплений для нефтей различной плотности, что обусловлено влиянием двух факторов: отчетливо выраженной связью УВ с подошвенными водами зоны ВНК (нижние пределы ПКС) и дополнительным поступлением легких УВ при переформировании скоплений (верхние пределы ПКС).

Проведенные исследования позволяют выделить ряд положений.

1) Сравнительный анализ количественной и качественной составляющих нефтеносности в литолого-стратиграфических комплексах целесообразно проводить с использованием показателей крупности скоплений (ПКС)

и рядов процентного распределения (РПР): залежей – геологических – извлекаемых запасов, контролирующих нефти определенных кондиций.

2) В палеозойской толще Среднего Поволжья намечается тенденция связи нефтей пониженной плотности и сернистости с более крупными скоплениями. Статистическая связь между составом нефтей и запасами в ряде случаев маскируется влиянием миграционных факторов и проявляется дискретно как в отношении тектонической и стратиграфической «зоны влияния», так и объема запасов в разновозрастных породах.

3) Приуроченность нефтей повышенной плотности к мелким скоплениям прослеживается во всех литолого-стратиграфических комплексах, но более отчетливо в терригенных отложениях (I-III-V комплексы) в группе залежей с объемом запасов менее 1-2 млн. тонн.

4) Тектоническая зональность в размещении запасов нефтей различного качества прослеживается весьма отчетливо.

Тяжелые, высоковязкие нефти более характерны для каменноугольных отложений Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины, где они контролируют свыше 50% и 85% геологических запасов, соответственно. Легкие, маловязкие нефти с пониженной сернистостью наибольшее распространение получили в палеозойских отложениях Жигулевско-Пугачевского свода и южного погружения Бузулукской впадины.

5) Для тяжелых, высоковязких, высокосернистых нефтей определенный объем запасов чаще обеспечивается большим количеством самих залежей. В этой связи, прирост запасов в районах концентрации мелких скоплений с тяжелыми нефтями требует (при близких геологических условиях залегания) дополнительных финансовых инвестиций на поисково-разведочные работы.

Глава 4.5. КРИТЕРИИ БИТУМОГЕНЕЗА ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

В последнее десятилетие темпы развития сырьевой базы нефтяной промышленности в Урало-Поволжье замедлились. Стабильное обеспечение промышленности в европейской части страны углеводородными ресурсами

требует использования дополнительных, альтернативных видов сырья, к числу которых в первую очередь относятся природные битумы (ПБ) и битумосодержащие породы (БСП) (Ф.К.Салманов и др., 1994).

На территории России основные перспективы поиска скоплений природных битумов связаны с пермскими отложениями центральных районов Волго-Уральской нефтегазобитумоносной провинции. Здесь, в зоне сочленения Мелекесской, Бузулукской впадин и Южно-Татарского свода, выявлено более 300 скоплений и локальных битумоносных участков.

Территория Самарско-Оренбургского Заволжья характеризуется большим разнообразием типов скоплений природных битумов (пластовые – линзовидные – жильные), широким стратиграфическим диапазоном битумоносности (C_3 - J_2^{bat}) и различной степенью битумонасыщения пород – 1,5-100% вес. (Н.А.Копрова, 1960, 1961; В.М.Губницкий, 1984). Скопления природных битумов установлены на Южно-Татарском и Жигулевско - Пугачевском сводах, в Сокской седловине, Бузулукской впадине и Предуральском прогибе. На данной территории выделены битумы четырех классов: мальты, асфальты, асфальтиты и оксикериты. Более широко распространены битумы класса мальт. Асфальтиты полностью контролируют залежи жильного типа и частично – периферические (гаревые) зоны линзовидных скоплений.

4.5.1. Методика изучения битумоносности

В северных районах Самарской области специальные битумопоисковые работы не проводились, промышленная оценка битумоносности до настоящего времени отсутствует. Информация по битумоносности пород поискового значения на территории Южно-Татарского свода была получена попутно и одновременно с выполнением структурного бурения (при подготовке локальных объектов для нефтепоисковых задач) без дополнительных работ, кроме отбора керн из продуктивных горизонтов и его лабораторного анализа.

Геолого-геохимическое изучение битумоносности пермских отложений Южно-Татарского свода выполнялось по специально разработанной диссертантом методической схеме (В.М.Губницкий, 1990).

С целью предварительной локализации участков распространения БСП на 16 площадях было пробурено 250 структурно-геохимических скважин. Отбор керна осуществлялся в объеме 1-3% от суммарного метража структурного бурения по каждой площади. КERN отбирался из казанских, уфимских, сакмарских и ассельских отложений. Из битуминозных интервалов образцы отбирались с шагом 0,3-0,5 м, из однородной пачки визуально светлых, «пустых» пород – через 5-10 м. Отобранный керн проходил комплекс геохимических исследований, а результаты исследований являлись основой при оценке кондиций природных битумов и выделении участков распространения БСП на каждой площади.

Геохимические исследования ПБ и БСП включали общие и дополнительные (специальные) виды анализа (рис.47).

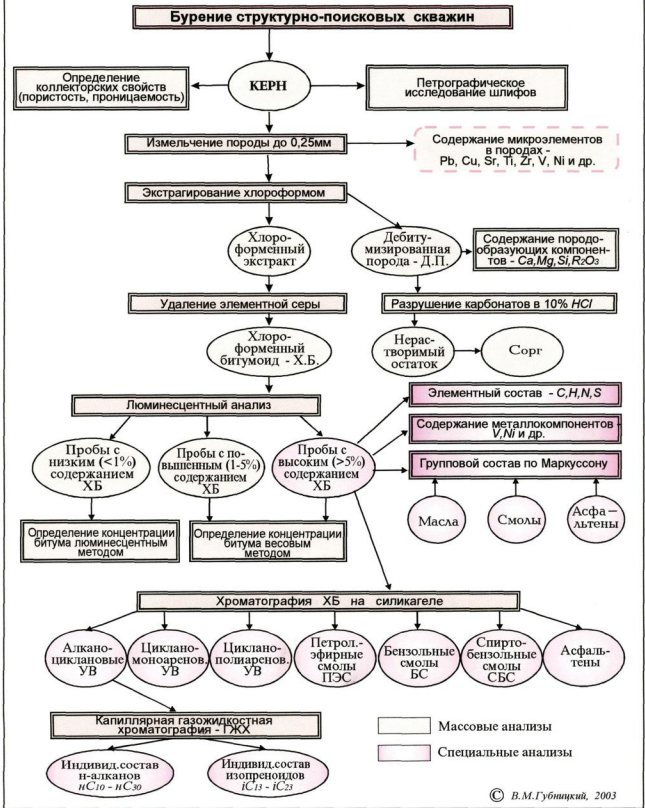
К числу общих методов относятся массовые определения: битумонасыщенности пород люминесцентным и весовым методами, Сорг., нерастворимого остатка и химического состава породообразующих компонентов. Массовые исследования битумонасыщенности пород проводились по всему пермскому разрезу, что позволило выявить литолого-геохимические особенности размещения БСП на всех изученных площадях.

Более трудоемкие, специальные исследования выполнялись только для высокобитуминозных разностей пород ($X_B > 5\%$) с целью получения качественных характеристик самих битумов и включали определение компонентного, углеводородного и микроэлементного составов ПБ.

Данная схема исследования получила практическое применение в Волжском отделении ИГиРГИ при проведении битумопоисковых работ. В результате выполнения комплекса исследований были получены данные по изменению концентрации, составу, классу битумов, площади и мощности распространения БСП в пермских отложениях Южно-Татарского свода.

Массовое определение битумонасыщенности (в 8200 образцах керна) потребовало уточнения качественных характеристик хлороформенного битумоида (X_B) при его люминесцентно-битуминологическом анализе. Дополнительно определялись следующие показатели: цвет люминесценции хлороформенных растворов и капиллярных вытяжек (K_B), высота подъема и

Схема исследования битумоносных пород



ширина люминесцирующих зон на КВ, характер свечения КВ (яркий, тусклый).

Качественная характеристика хлороформенных битумоидов ориентировочно определялась по цвету люминесценции и характеру свечения растворов и капиллярных вытяжек (Т.А.Ботнева, 1979; В.Н.Флоровская, 1975). Яркие люминесцирующие зоны КВ, расплывающиеся при хранении, свидетельствуют о присутствии эпигенетических битумоидов. Хлороформенные битумоиды подразделялись на пять типов (групп): I – легкий (ЛБА), II – маслянистый (МБА), III – маслянисто-смолистый (МСБА), IV – смолистый (СБА), V – смолисто-асфальтовый (САБА).

Геолого-экономические показатели сырьевой базы природных битумов в первую очередь определяются их кондициями, главными из которых являются: битумонасыщенность пород (%), класс битумов (мальты, асфальты, асфальтиты и др.), глубина залегания БСП (м), ресурсы битумов (млн.тонн) и удельная плотность ресурсов ПБ (т/кв.км).

Перспективы использования битумов, в качестве дополнительного источника углеводородов, в основном связаны с битумами класса мальт, отличающимися повышенным содержанием масел (40-65%). Битумы класса асфальтов и асфальтитов, с высокой концентрацией смолисто-асфальтовых компонентов, большее применение получили в дорожном строительстве. В зависимости от степени битумонасыщения пород и мощности битуминозных интервалов ресурсы битумов оценивались (методом сравнительных геологических аналогий) по трем группам: I группа – с кондиционным битумосодержанием (более 5%) и мощностью БСП более 2 м, II группа – с кондиционным битумосодержанием (более 5%) и мощностью БСП менее 2 м, III группа – с умеренным битумосодержанием (2-5%) - Н.А.Крылов, Г.Т.Юдин (1990). В пределах распространения БСП первой группы плотность ресурсов битумов превышает 100 тыс.т/кв.км, что позволяет выделить соответствующую территорию в категорию высокоперспективных (А.А.Аксенов, П.С.Жабрева и др., 1986).

4.5.2. Геологические особенности залегания скоплений природных битумов

В Среднем Поволжье скопления природных битумов и битумосодержащих пород эпизодически разрабатывались с конца XIX века.

Основные геологические сведения по особенностям залегания битумов получены в 30-60-е годы XX века, когда был выявлен ряд битумных месторождений, часто с выходом битумосодержащих пород в оврагах и поймах рек. В 30-50-е годы разрабатывались Бахилловское, Ерилкинское и Верхне-Орлянское месторождения БСП.

В 1981-88 г.г. Куйбышевской гидрогеологической экспедицией (КГЭ) ПГО «Нижневолжскгеология» проводились поисково-оценочные работы на битумосодержащие породы для дорожного строительства на Старо-Семёнкинском, Чувашско-Байтуганском, Буз-Башском, Ерилкинском и Верхне-Орлянском месторождениях.

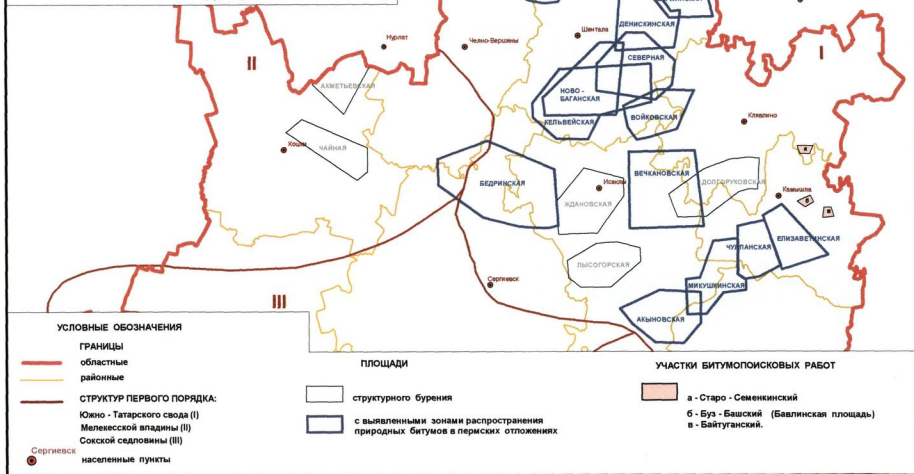
С 1987 по 1998 г.г. под научным руководством диссертанта Волжским отделением ИГи РГИ, совместно с геолого-разведочной конторой (ГРК) АО «Самаранефтегаз», выполнялись рекогносцировочные геолого - геохимические исследования битумоносности пермских отложений на 16 площадях Южно-Татарского свода (В.М.Губницкий, С.Я.Вайнбаум, Л.З. Егорова 1987, 1988; В.М.Губницкий, В.П.Долинин, И.Е.Жук и др., 1993, 1995, 1996, 1997) (рис.48).

В Самарской области открыто 18 месторождений битумов и около 60 участков битумопроявлений. Месторождения битумов выявлены в двух зонах: западной (Самаролукской) и северо-восточной (Сокско-Шешминской - СШСВ) – В.М.Губницкий, В.П.Долинин (1995, 1996, 2000) (рис.49).

В Самаролукской зоне открыто семь месторождений битумов (Первомайское, Бахилловское и др.) Скопления асфальтов и асфальтитов расположены в наиболее приподнятой части Жигулевско-Пугачевского свода, в узкой полосе шириной 3-5 км, вдоль р.Волги. Битуминизация пород фиксируется на различных глубинах (от дневной поверхности до 2-16 м) в верхнекаменноугольных, нижне-, верхнепермских и юрских отложениях. Скопления битумов Самарской Луки часто образуют линзы небольших размеров

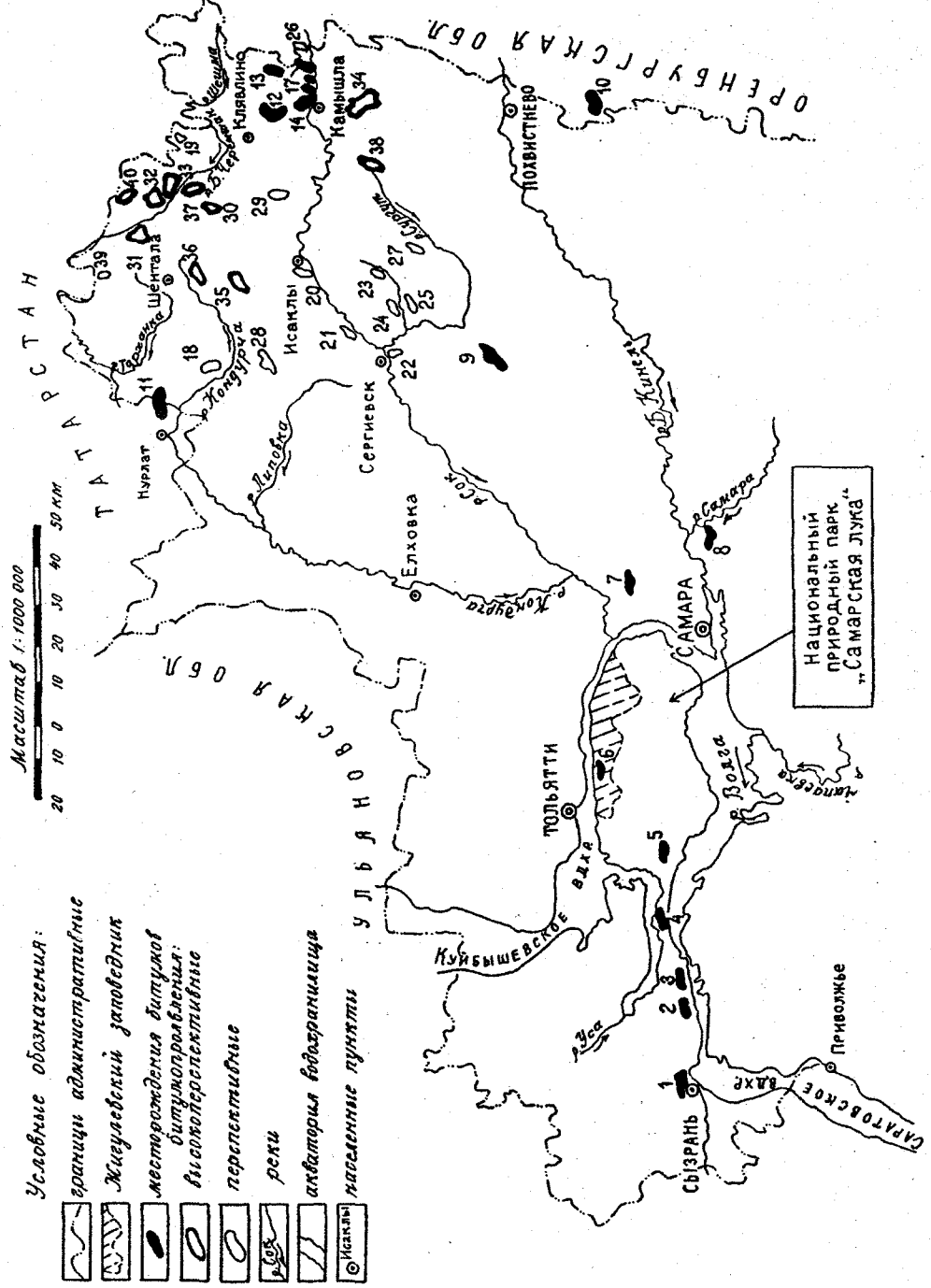
**КАРТА РАЗМЕЩЕНИЯ ПЛОЩАДЕЙ
С ВЫЯВЛЕННЫМИ СКОПЛЕНИЯМИ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ
на территории Южно - Татарского свода.
(Самарская область)**

(Губниций В.М., Долинин В.П. 1997)



Обзорная карта
месторождений природных битумов и битумопроявлений
на территории Самарской области (В.М. Губинский, В.П. Долинин, 2000.)

- Месторождения и основные битумопроявления
1. Сыранское
 2. Батракское
 3. Костыгеевское
 4. Первобайское
 5. Пегерское
 6. Бахилово
 7. Дюймовое
 8. Алексеевское
 9. Вязьма-Орлямовское
 10. Садкино
 11. Борское
 12. Старо-Самонкинское
 13. Ершанское
 14. Камышлинское (Арылинское)
 15. Зайтла-Бора
 16. Крайняя Дора
 17. Вайтуганское (Чубашско-Вайтуганское)
 18. Тахьялинское
 19. Емьялинское
 20. Исакинское
 21. Доробовское
 22. Сермоновское
 23. Якушкинское
 24. Михайловское
 25. Карламо-Аделмановское
 26. Стыкое
 27. Акимовское
 28. Тондатовское
 29. Западно-Чепельское
 30. Шляшиновское
 31. Кирзюфское
 32. Ново-Кубанское
 33. Демьянское
 34. Блазобеткинское
 35. Вязьма-Хмелевское
 36. Рубинское
 37. Северное
 38. Пондидимское
 39. Чусовское
 40. Шарлинское



- Условные обозначения:
- границы административные
 - Железнодорожный район
 - месторождения битумов
 - битумопроявления
 - переплетительные
 - реки
 - автотрассы
 - населенные пункты

Национальный
природный парк
"Самарская Лука"

($\approx 0,6 \times 0,2$ км), либо приурочены к пластам мощностью от десятков сантиметров до 6-7 м, протягивающимся на 200-300 м.

Полученные в 1987-97 г.г. данные позволяют высоко оценить перспективы нефтидоносности пермской толщи Южно-Татарского свода. Поверхностные битумопроявления установлены в отложениях татарского – P_{2t} и казанского – P_{2kz} ярусов верхней перми, глубинные (в инт. 20-400 м) – в отложениях казанского – P_{2kz} , уфимского – P_{2uf} , сакмарского – P_{1s} и ассельского – P_{1ass} ярусов верхней и нижней перми.

Поверхностные битумопроявления часто наблюдаются в верховьях рек Сока и Шешмы. Суммарные мощности БСП и концентрации битумов заметно варьируют в стратиграфических интервалах пермского разреза (табл.24).

Таблица 24

ИЗМЕНЕНИЕ СУММАРНОЙ МОЩНОСТИ БСП
В СТРАТИГРАФИЧЕСКОМ РАЗРЕЗЕ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
(Сокско-Шешминская система валов)

№	Возраст БСП	Концентрация битумов в породах			
		ПБ 2-5%		ПБ >5%	
		м	%	м	%
1	2	3	4	5	6
1.	Сосновская свита $P_{2kz_2}^B$	8,40	1,20	4,70	0,70
2.	Калиновская свита P_{2kz_1}	75,80	10,70	60,55	8,50
3.	Уфимский ярус P_{2uf}	251,70	35,50	163,25	23,00
4.	Сакмарский ярус P_{1s}	100,25	14,10	36,95	5,20
5.	Ассельский ярус P_{1ass}	8,00	1,10	-	-
	Итого по группам кондиционности	444,15	62,60	265,45	37,40
	Всего	709,6	100		

Повышенная битуминизация пород характерна для песчаников уфимского яруса, известковистых песчаников и доломитов казанского яруса и брекчированных и кавернозных доломитов сакмарского яруса. Максимум кондиционного битумонасыщения пород (>5%) приурочен к песчаникам шешминского горизонта уфимского яруса и гипсометрически фиксируется в интервале 150-200 м. Повышенные мощности уфимских отложений (до 80-100 м) характерны для северо-восточных районов Самарской области.

Доминирующее положение на Южно-Татарском своде имеет зона БСП юго-восточного простирания, которая прослеживается от Денискинской площади на севере до Чулпанской – на юге. Здесь в разрезе уфимских отложений встречается до шести битумоносных прослоев мощностью от 0,4 до 17 м. Так, в скв.811 Денискинской площади суммарная мощность БСП превышает 30 м. Данная зона прослеживается в северном направлении и на территории Татарстана смыкается с Капустинским битумным месторождением. В западном и юго-западном направлениях, одновременно с погружением уфимских пород, прослеживается уменьшение их мощности вплоть до полного выпадения из разреза.

В толще уфимского яруса скопления битумов образуют протяженные (до 200 м) с невыдержанной мощностью (0,01-20 м) пластовые и линзовидные тела.

В песчаниках битуминизация выражена в виде сплошной или послойной пропитки пород, в карбонатных разностях битум заполняет полости в зонах дробления и кавернозности. В сакмарском ярусе битуминизация в основном связана с зонами повышенной трещиноватости и брекчирования доломитов.

4.5.3. Анализ битумоносности локальных поднятий

При проведении структурно-битумопоискового бурения на Буз-Башском поднятии (Бавлинская площадь) было выполнено детальное, послойное изучение битумоносности пермских пород в 5 скважинах: №№ 391, 392 (сводовая часть), №№ 393, 394, 395 (крыльевая часть) – В.М.Губницкий, С.Я.Вайнбаум (1990).

Степень битумонасыщения пород в отдельных стратиграфических интервалах весьма различна и колеблется от следов до 10-11 мас.%, что определяется многими факторами: литологической изменчивостью, пористостью, трещиноватостью, кавернозностью, глинистостью, наличием флюидоупоров и т.д.

В разрезах пермских отложений (скв. 391-395), пробуренных с полным отбором керна, выполнены количественные определения битуминозности

пород и исследован состав выделенных битумов. Средняя толщина уфимских отложений 46,6 м, а средняя толщина интенсивно битумонасыщенных интервалов (с концентрацией битума ≥ 5 мас.%, %) 5,4 м. (рис.50, табл.25).

Анализ распределения битуминозности в разрезе пяти скважин показывает, что глубина залегания уфимских пород и толщина покрывающих отложений - ведущие факторы, предопределяющие интенсивность битумонасыщения.

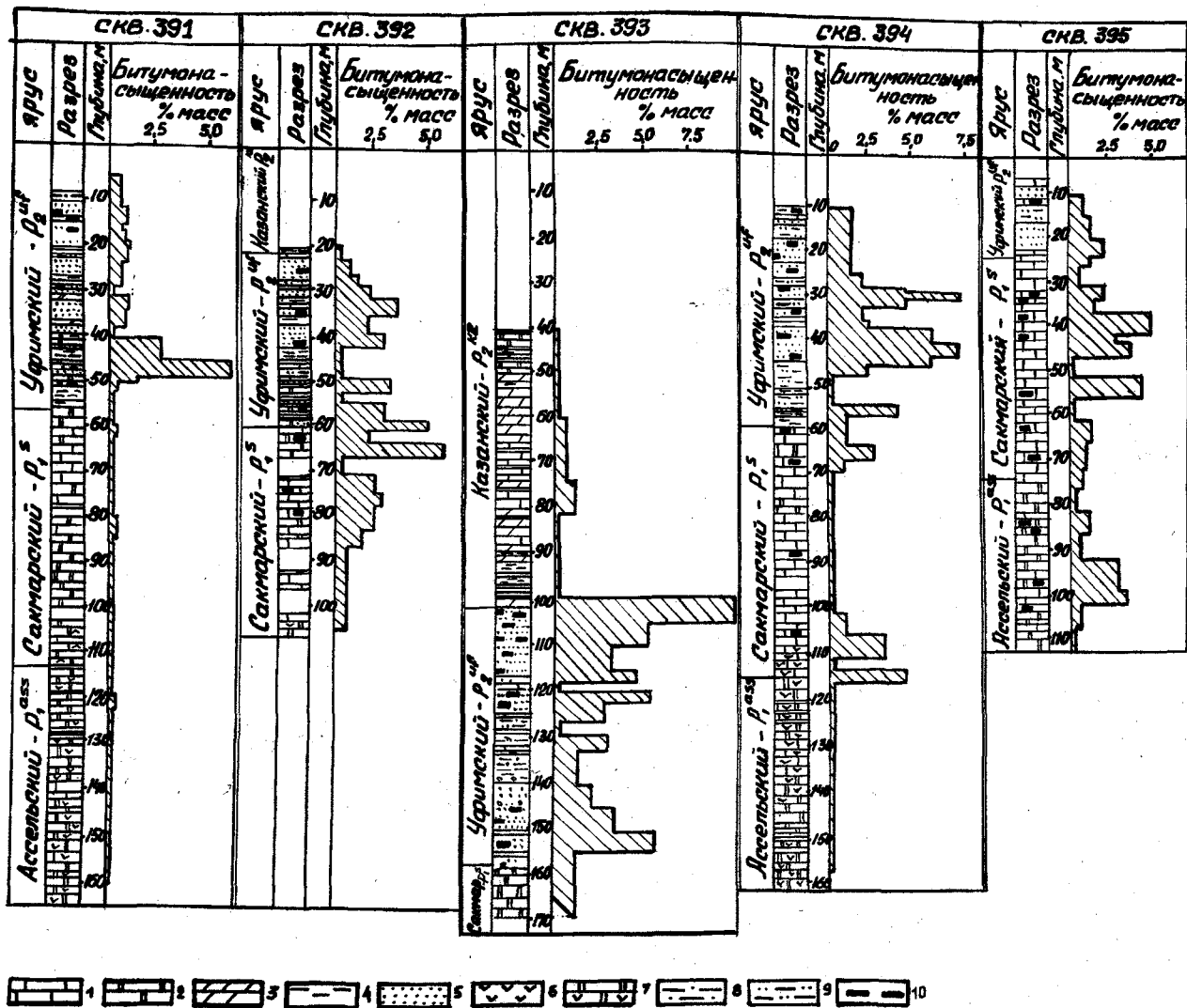
Таблица 25

СОСТАВ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ УФИМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
Буз-Башской площади

№ скв.	№ обр.	Глубина отбора, м	Содержание битума в породе, мас. %	Компонентный состав битума, %			
				углеводороды (масла)	бензолы-ные смолы	спирто-бензолы-ные смолы	асфальтены
1	2	3	4	5	6	7	8
391	36	46-49	9,6	69,8	9,6	14,5	6,1
	40	46-49	10,9	73,9	8,8	10,7	6,6
	41	46-49	8,9	69,0	12,0	10,7	8,3
392	41	58-60	6,3	62,2	16,2	13,9	7,7
393	31	105-110	4,9	61,1	15,6	14,7	8,6
	49	120-122	5,5	56,3	19,7	14,0	10,0
	87	150-155	6,5	61,2	20,9	9,4	8,5
394	16	28-32	7,6	58,5	16,5	12,9	12,1
	30	39-42	7,4	54,6	19,9	13,7	11,8
	33а	42-45	7,9	50,9	19,7	18,9	10,5

Устанавливается следующая закономерность изменения битумонасыщения уфимских песчаников на исследованной площади. При близком залегании уфимских песчаников к дневной поверхности (10-20 м) битумонасыщение их незначительно. Повышенное битумонасыщение (более 5 мас. %) отмечается в инт. 30-60 м. Наиболее интенсивное скопление битумов в кровле уфимских отложений обнаружено в скв. 393, что объясняется наличием мощной 80-метровой толщи казанских отложений. В остальных скважинах, где казанские породы отсутствуют, и кровля уфимских отложений залегает близко к поверхности, повышенное битумонасыщение пород чаще отмечается в нижней части уфимского яруса.

ИЗМЕНЕНИЕ БИТУМОНАСЫЩЕННОСТИ ПОРОД В ПЕРМСКОМ РАЗРЕЗЕ БУЗ-БАШСКОЙ ПЛОЩАДИ (Губницкий В.М., Вайнбаум С.Я., 1990)



Условные обозначения: 1 – известняки, 2- доломиты, 3 – мергели, 4 – глины, 5 – песчаники, 6 – гипсы, 7 – доломиты загипсованные, 8 – глины песчаные, 9 – частое чередование песчано-глинистых пород, 10 – битуминизация.

рис. 50.

- 235 -

Полученные материалы однозначно указывают на ведущее место уфимских отложений в распределении природных битумов по пермским породам Буз-Башской площади. Ниже до разреза, в сакмарских отложениях, только в скв. 392 установлена битуминозность более 5 мас. %. В других скважинах битуминозность сакмарских отложений 0,3-5,0 мас. %. Ассельские породы во всех скважинах, кроме скв. 395, имеют незначительную битуминозность (0,001-1 мас.%).

По компонентному составу подавляющее большинство выделенных битумов относится к классу малът, а ПВ скв. 391 - к переходным, с высоковязкими нефтями (ВВН), разностям (см. таблицу).

Анализ геохимических особенностей ПБ позволяет наметить определенную связь между структурной приуроченностью битумовмещающих отложений и составом битумов. В купольной зоне Буз-Башской структуры (скв, 391, 392) повышенному УВ потенциалу битумов (57,4-73,9 %) чаще соответствуют и более высокие значения битумонасыщенности пород (5,8-10,9 мас.%), что указывает на гравитационное обогащение присводовых участков более подвижными компонентами ПБ.

В крыльевых зонах структуры (скв. 393, 394, 395), на фоне заметного падения углеводородного потенциала битумов (до 50,9-61,2 %), трансформируется и состав смолисто-асфальтеновых компонентов ПБ. Величина отношения БС/СБС устойчиво возрастает (до 1,3-2,2) при одновременном увеличении доли асфальтенов (до 8,0-19,3%).

4.5.4. Геохимические показатели битумоносности

Анализ имеющихся представлений на происхождение природных битумов позволяет выделить две точки зрения (Б.А.Клубов 1995, В.М. Безруков, 2000).

Согласно первой, доминирующей, концепции природные битумы различного состава являются производными нефти. Основные пути нафтидогенеза реализуются при подъеме нефтяной залежи в геохимическую зону гипергенеза (В.А.Успенский, 1970).

Согласно второй точки зрения минералогические формы природных битумов в ряде случаев являются дериватами ископаемого органического вещества широкого генетического спектра. Их образование фиксируется на рубеже градаций катагенеза ПК₃-МК₁ в доманикоидных толщах, обогащенных сапропелевым органическим веществом (Б.А.Клубов, 1988).

Применительно к пермским отложениям Южно-Татарского свода частое «сосуществование» в одном скоплении битумов и тяжелых нефтей подтверждает гипергенную природу битумогенеза в качестве ведущего процесса образования скоплений природных битумов на данной территории.

Геохимическая характеристика битумосодержащих пород позволяет в пермском разрезе Южно-Татарского свода выделить интервалы битумонасыщения пород (В.М.Губницкий, В.П.Долинин, И.Е.Жук и др., 1993, 1995, 1996, 1997).

Битумоносные породы выявлены в отложениях казанского, уфимского, сакмарского и ассельского ярусов. В тоже время, стратиграфическое положение геохимических зон битумонакопления по площади Южно-Татарского свода не является стабильным.

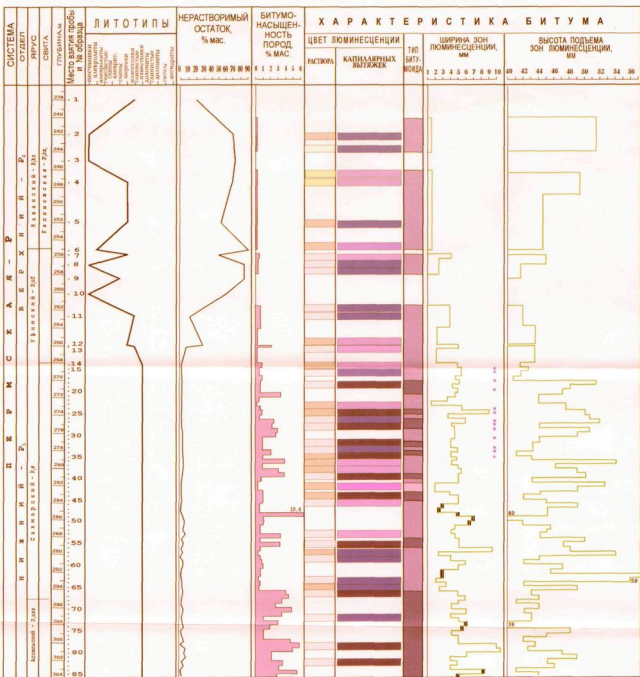
В пределах Шенталинской группы поднятий (Чухаевская площадь) вверх по разрезу уфимского яруса битумоидный коэффициент последовательно возрастает с 18 до 95%, концентрация битумов – с 0,5 до 7,2

На северо-восточном участке Сокско-Шешминской системы валов – СШСВ (Шарлинская, Северная, Денискинская площади) содержание ОВ в породах казанского, сакмарского и ассельского ярусов не превышают 0,5-0,7%, «β»=3-7%, ведущие место принадлежит сингенетичным битумоидам. В уфимском ярусе широкое распространение получили пропластки битумов, особенно в верхних интервалах. В средних и нижних интервалах Р_{2uf}, одновременно с замещением песчаников менее проницаемыми известняками (нерастворимый остаток пород – н.о. = 2-5%) концентрация битумоидов снижается до 0,5-2%.

Типичный характер распределения БСП в пермском разрезе одной из площадей центрального участка СШСВ (Ново-Баганская, скв.768) показан на рис.51.

Геохимический разрез скв. 768 Ново-Баганской площади

(Губицкий В.М., Жук И.Е., 1997)



- ЦВЕТ ЛЮМИНЕСЦЕНЦИИ РАСТВОРОВ ХБА - КАПИЛЛЯРНЫХ ВЫТЯЖЕК (кв)**
- бело-серый
 - голубовато-серый
 - бело-голубой
 - голубой
 - темно-желтый
 - яркие цвета люминесценции
 - тусклые цвета люминесценции
 - желто-коричневый
 - светло-коричневый
 - коричневый
 - темно-коричневый
 - оранжево-коричневый

- ТИП (ГРУППА) БИТУМОИДА**
- маслянисто-смолистый (МСБА)
 - смолистый (СБА)
 - смолисто-асфальтеновый (САБА)

* зоны люминесценции КВ, расплывающиеся при хранении

Рис. 57

218

В песчаниках и алевролитах казанского и уфимского ярусов (инт.238-268 м) отмечается низкая (менее 0,2%) битуминизация пород. В подошве P_{2uf} незначительное повышение концентрации битумов (до 0,4-0,6%) отмечается в мергелях и глинистых известняках. По люминесцентной характеристике верхнепермские битумоиды достаточно однородны, относятся к смолисто-асфальтенового типу, на капиллярных вытяжках (КВ) дают желтовато-коричневые и коричневые оттенки. В верхних интервалах верхнепермских отложений на КВ прослеживается последовательное увеличение высоты подъема люминесцирующих зон с 42 до 51 мм. С учетом низких концентраций ХБ в верхней части пермской толщи, данное обстоятельство указывает на незначительный потенциал перемещающихся флюидов.

На Ново-Баганской площади повышенная битуминизация в основном приурочена к сакмаро-ассельским нижнепермским известнякам. На фоне единого литотипа БСП (н.о.=0,4-0,5%), вниз по разрезу P_{1s} - P_{1ass} битумонасыщение и мощность БСП стабильно возрастают.

Нижнепермские битумоиды в концентрациях менее 1%, обусловленные локальным перемещением из «коренной» толщи БСП (ХБ>3%, смолисто-асфальтенового типа), отличаются более светлыми оттенками люминесценции (смолистый, реже – маслянисто-смолистый типы ХБ) и часто нестабильным составом.

На западном участке СШСВ (Кельвейская, Бедринская площади) битуминизация более отчетливо выражена в песчаниках уфимского яруса: концентрация ХБ возрастает до 0,5-4,2%, «β» - до 40-90%, причем максимум битумонасыщения чаще приурочен к кровле уфимского яруса.

На юго-востоке СШСВ (Елизаветинская, Микушкинская, Чулпанская площади) не прослеживается избирательного обогащения битумами верхних интервалов уфимского яруса, а интенсивность битумонасыщения заметно снижается. Локальные прослои обогащения битумами сакмарских пород чаще отмечаются в средней части P_{1s} . Однородный состав эпитумоидов подтверждается близким цветом люминесценции капиллярных вытяжек (КВ) и указывает на незначительное миграционное перемещение УВ в разрезе сакмарских отложений.

Состав битумов, выделенных из обогащенных (>5% вес.) разностей БСП, характеризовался элементным, компонентным, групповым УВ-составом, составом n-алканов и концентрацией металлов (ванадия и никеля).

В пермской толще Южно-Татарского свода выделены природные битумы трех классов: мальты, асфальты, асфальтиты. Доминируют мальты, которые в ряде случаев по составу приближаются к тяжелым нефтям. Содержание масел 43-65%, бензольных смол 12-22%, асфальтенов 11-30%. Асфальты и особенно асфальтиты встречаются редко и в основном в приповерхностных породах.

В элементном составе битумов содержание углерода 77,8-83,7%, водорода – 8,2-11,1%. Соотношение С / Н изменяется от 7,5 до 9,5, причем пониженные значения более характерны для мальт и переходных, к нефтям, разностях.

Особенности изменения битумов в пермском разрезе Южно-Татарского свода представлены в табл.26.

Анализ полученных материалов показывает, что наибольшие колебания состава битумов фиксируются в верхнеказанских и сакмарских породах. В битумах северной и юго-восточной зон Сокско-Шешминской системы валов сохраняется повышенная концентрация углеводородов (масел), в групповом составе доминируют парафино-нафтеновые УВ, а спирто-бензольные смолы чаще имеют подчиненное положение.

Вверх по разрезу пермской толщи ($P_{1s} \rightarrow P_{2kz_2b}$) последовательно расширяются нижние пределы содержания масел, повышается концентрация спирто-бензольных смол и асфальтенов.

В восточном направлении увеличиваются предельные концентрации битумов в пермских отложениях Южно-Татарского свода, что сопровождается возрастанием углеводородов в их составе.

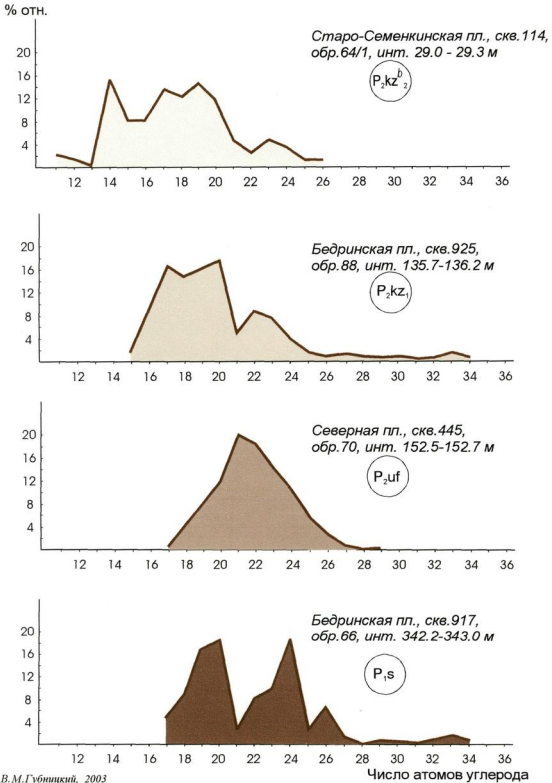
Вверх по разрезу, $P_{1s} - P_{2uf} - P_{2kz_1} - P_{2kz_2b}$, прослеживается перемещение максимума молекулярно-массового распределения n-алканов $C_{11} - C_{34}$ в низкомолекулярную область. Данное обстоятельство связано с миграционным обогащением верхнепермских битумов низкомолекулярными углеводородами (рис.52).

**ЗОНАЛЬНОЕ ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ В ПЕРМСКОМ РАЗРЕЗЕ
ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА (СРЕДНИЕ ЗНАЧЕНИЯ)**

Возраст пород	Тектонические зоны*	Глубина залегания БСП, м	Компонентный состав, %				Групповой УВ-состав, %				Концентрация металлов, г/т	
			масла	смолы бензолные	асфальтены	$\frac{БС}{СБС}$	МН	Н-мА	Н-рА	$\frac{МН}{НА}$	V	Ni
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Сосновская свита – P ₂ kz _{2b}	II	24,8	32,2	15,4	41,2	0,70					530	100
Калиновская свита – P ₂ kz ₁	II	111,8	59,4	13,9	15,0	1,20	26,9	1,6	10,3	2,3		
	III	146,4	42,0	14,9	19,3	0,62	21,3	2,5	11,3	1,5	520	84
	IV	146,6	42,3	14,4	8,4	0,41	22,9	2,4	10,4	1,8		
	V	111,9	53,4	14,5	14,0	0,97	25,5	1,8	11,8	1,9		
	VI	34,0	40,7	21,2	17,6	0,80						
Уфимский ярус – P ₂ uf	I	271,4	51,6	19,0	18,6	1,70	24,0	2,2	14,6	1,4		
	II	147,3	50,5	14,5	20,3	0,92	24,1	4,0	22,0	0,8		
	III	268,8	40,5	17,2	17,8	0,72	19,8	1,7	16,3	1,1	325	45
	IV	166,5	50,3	15,5	16,6	0,79	19,1	3,1	14,4	1,1	205	33
	V	114,3	54,6	14,2	20,4	0,95	25,2	4,7	18,0	1,1	275	69
Сакмарский ярус – P ₁ s	II	195,2	42,9	19,0	25,2	1,47	19,7	0,4	9,3	2,0		
	III	258,2	41,9	13,5	22,0	0,61	12,0	1,6	22,2	0,5	435	72
	V	122,4	56,7	16,7	18,9	1,39	27,0	3,2	17,4	1,3	205	60
Ассельский ярус – P ₁ ass	V	206,5	65,1	14,4	9,8	1,34						

Тектонические зоны: I – Шенталинская, Сокско-Шешминская система валов: II – северная, III – западная, IV – центральная, V – юго-восточная, VI – восточная. Смолы: БС- бензолные, СБС – спиртобензолные. Углеводороды: МН – метано-нафтоновые, Н-мА – нафто-моноароматические, Н-рА – нафто-полиароматические.

Распределение n-алканов в природных битумах Южно-Татарского свода



4.5.5. Парагенезис скоплений битумов, металлов и самородной серы

С позиций рационального использования природных ресурсов, природные битумы и нефти следует рассматривать в виде комплексного сырья, из которого наряду с углеводородами может быть получена широкая гамма сопутствующих компонентов, представляющих значительный интерес для промышленности и сельского хозяйства: самородная сера, металлы и др. Необходимость изучения процессов накопления в нефтях и битумах попутных компонентов диктуется рядом объективных причин: увеличением в УВ-ресурсах многих регионов доли тяжелых, высокосернистых нефтей, необходимостью комплексного использования всех ценных компонентов УВ-сырья, широким применением металлов и сероорганических соединений в промышленности и сельском хозяйстве, введением в большинстве развитых стран жесткого экологического контроля за составом добываемого и перерабатываемого сырья (в связи с возможностью загрязнения почвы тяжелыми металлами).

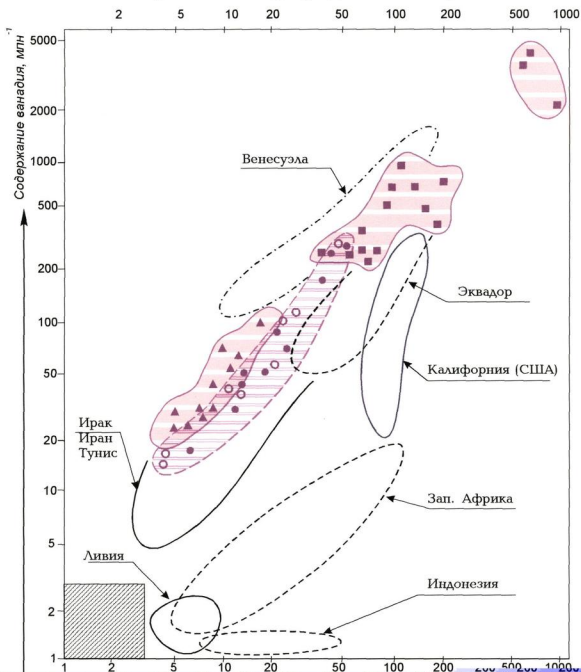
С позиций комплексного использования УВ-сырья Среднего Поволжья особый интерес представляют металлы, в первую очередь – ванадий и никель.

Результатами исследований Л.А.Гуляевой (1968) и С.А.Пунановой (1974, 1998) показана зависимость содержания металлов в нефтях от состава исходного ОВ и гипергенных процессов. Как показали экспериментальные исследования И.Ф.Лосицкой и С.А.Пунановой (1987), увеличение ванадиенности гипергенноизмененных нефтей связано с активной сорбцией его смолисто-асфальтовыми компонентами из подстилающих вод. По данным ВНИГРИ извлечение металлов из битумов и нефтей пирометаллургическими методами экономически оправдано при содержании: $V > 100$ г/т, $Ni > 50$ г/т.

В таблице 27 показана динамика изменения концентрации металлов в нефтях и битумах различных тектонических зон Самарско-Оренбургского Заволжья, а на рис.53 также и сравнительные данные для некоторых регионов мира (по Б.Тиссо, Д.Вельте, 1981).

Содержание ванадия и никеля в нефтях и природных битумах

~244~



Приведенная на рис.53 информация показывает более высокое предельное насыщение ванадием и никелем битумов и тяжелых нефтей центральных районов Урало-Поволжья, по сравнению с другими регионами мира. Следует отметить, что количество нефтебитумоносных регионов с повышенными содержаниями ванадия ограничено. Помимо центральных районов Урало-Поволжья к их числу относится Южно-Таджикской депрессии и Оринокская зона Венесуэлы (Боскан, Хобо) – Б.Тиссо, Д.Вельте (1981), Н.К.Надиров и др. (1984).

Таблица 27

ИЗМЕНЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ВАНАДИЯ И НИКЕЛЯ В НЕФТЯХ И БИТУМАХ
ЮГО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ВОЛЖСКО-КАМСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Классы нафтидов	Воз- раст пород	Тектонические зоны	Количе- ство проб	Пределы концентрации металлов, г/т	
				V	Ni
1	2	3	4	5	6
Нефти	Д ₃ ¹ -С ₂ ¹	Бузулукская впадина	7	14,2-73,8	3,5-13,5
		Жигулевско- Пугачевский свод	12	30-40	9,1-16,8
		Сокская седловина	4	233-279	42,4-50
Природные битумы	Р ₁ -Р ₂	Бузулукская впадина (северо-восточный борт)	4	3800-4580	477-640
		Жигулевско- Пугачевский свод	3	465-595	118- 190,3
		Южно-Татарский свод	14	220-530	36-147

По линии: нефти девона – нефти карбона – пермские битумы, концентрации ванадия и никеля в нафтидах Среднего Поволжья последовательно возрастают (В.М. Губницкий, 1990).

В природных битумах диапазон концентрации ванадия расширяется до 100-600 г/т, никеля – до 40-190 г/т. Более высокой металлоносностью характеризуются асфальтиты Самаролукской зоны. На территории Южно - Татарского свода повышенной концентрацией металлов отличаются битумы калиновских и сакмарских БСП западного участка и битумы сосновской свиты северного участка Сокско-Шешминской дислокации. В уфимских битумах центральной зоны СШСВ максимум концентрации ванадия снижается до 270 г/т, никеля – до 46 г/т (Вечкановская площадь).

Максимальные концентрации ванадия (>3000 г/т) и никеля (>450 г/т) встречены в уникальных по металлоносности Садкинском и Ивановском жильных скоплениях верхнепермских асфальтитов на прилегающей территории Оренбуржья. Металлоносность данных месторождений втрое превосходит показатели наиболее обогащенной V и Ni (на территории зарубежных стран) тяжелой кайнозойской нефти месторождения Боскан (Венесуэла).

Металлоносность нефтяных месторождений на рассматриваемой территории не зависит от возраста вмещающих пород, но в значительной степени определяется содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (САК).

Диссертантом выполнен статистический анализ корреляционной связи между содержанием ванадия и смолисто-асфальтеновыми компонентами в пермских нефтяных месторождениях Бузулукской впадины и Южно-Татарского свода (на территории Самарско-Оренбургского Заволжья) – табл.28, рис.54.

Таблица 28

ПОКАЗАТЕЛИ КОРРЕЛЯЦИОННОЙ СВЯЗИ МЕЖДУ ВАНАДИЕМ И СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫМИ КОМПОНЕНТАМИ В НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА И БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ

№	Коррелируемые параметры	Кол-во данных	Параметры корреляционного анализа				
			Коэффициент корреляции, r	Оценка значимости - r			
				по критерию Стюдента		по критерию Романовского	
				t	tq	R	Rq
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Ванадий - Смолисто-асфальтены	38	0,71	4,9	3,5	3,6	3,0
2	Ванадий - асфальтены	38	0,90	18,4	3,5	4,7	3,0

где: t, R – расчетные значения критериев Стюдента и Романовского,
tq, Rq – предельно допустимые значения критериев при 36 степенях свободы (n-2) и уровне значимости 0,001.

Линейная зависимость между концентрациями V и САК подтверждается с коэффициентом корреляции $r=0,71$. При высоком содержании смолисто-

Зависимость концентрации ванадия в нефтях
Среднего Поволжья от содержания
смолисто-асфальтеновых компонентов

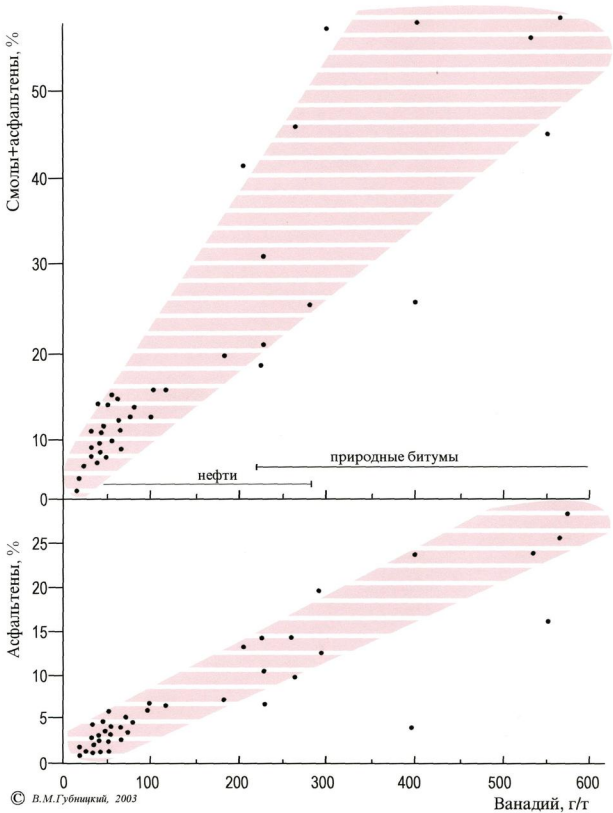


Рис. 54

асфальтеновых компонентов ($\geq 20\%$) на графике отчетливо прослеживается заметный разброс значений.

При исключении смолистой составляющей и построении графика в координатах «ванадий – асфальтены» это искажение прямой зависимости снимается и для высокого асфальтеносодержания (А), при этом зависимость (V-A) фокусируется в узком диапазоне с более высоким коэффициентом корреляции ($r=0,90$).

Проведенная оценка значимости корреляционной связи (И.П.Шарапов, 1971) по критериям Стюдента и Романовского объективно позволяет считать существенными полученные значения коэффициентов корреляции в обоих случаях. В коррелируемой паре «ванадий – асфальтены» расчетные значения критерия в большей степени превышают их предельно допустимые минимальные значения. Выполненная оценка силы связи между содержаниями ванадия (г/т) и асфальтенов (%) позволяет сформировать и уравнение регрессии в виде: $V=68,7 \cdot \text{Асф.} - 405,8$

Апробация данного уравнения на составе нафтидов Среднего Поволжья указывает на целесообразность его использования для оценки уровня содержания ванадия в природных битумах и нефтях (с концентрацией асфальтенов $>6\%$), при содержании ванадия от 50 до 4500 г/т. Это, в свою очередь, позволяет наметить перспективные районы поиска обогащенных ванадием битумов по данным компонентного состава.

С позиций потенциального источника ванадия и никеля наибольший интерес представляют скопления пермских битумов Самаролукской, Шенталинской и Сокско-Шешминской структурных зонах. Применительно к нефтяным залежам наибольшие перспективы металлоносности связаны с нижнекаменноугольными отложениями Сокской седловины, Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода.

Вопросы накопления сероорганических соединений (СС) в нефтях и битумах занимают особое место в геохимических исследованиях. Определяющая роль биодеградаци в образовании скоплений природных битумов хорошо согласуется и с парагенезисом битумов и самородной серы. Образование самородной серы в битумоносных районах представляет собой одно из проявлений сопряженных геохимических процессов, в данном случае

– процессов восстановления сульфатов и разрушения УВ нефтяной залежи до состояния битумного скопления.

Изучение битумосодержащих пород Южно-Татарского свода, выполненное автором с сотрудниками сектора геохимии пород Волжского отделения ИГиРГИ (В.М.Губницкий, В.П.Долинин, И.Е.Жук, Л.А.Короткова, 1993, 1995, 1996), показало, что в южной и юго-восточной зонах Сокско-Шешминской системы валов заметное снижение битумонасыщенности БСП отчетливо согласуется с появлением в пермских породах самородной (элементной) серы. Предельные концентрации битумов снижаются, по сравнению с северной зоной СШСВ, с 10-11% до 3-6%, суммарные мощности кондиционных БСП – с 30 до 8 м: Елизаветинская, Акыновская и Микушкинская площади.

В пермских отложениях восточных районов Микушкинской площади (скв.725); южных, юго-западных и западных районах Акыновской площади отмечается образование асфальтов и самородной серы. В широком стратиграфическом интервале калиновско-сакмарских пород Акыновской площади (скв.432, гл.100-180 м) фиксируется самородная сера, образование которой связано с частичным разрушением гипсов.

Выяснение причин парагенетических ассоциаций битумов (нефтей) с самородной серой и металлами - наиболее надежный путь для объективного прогнозирования скоплений этих ценных сопутствующих компонентов.

Длительное время геологический анализ закономерностей размещения месторождений нефтей (битумов) – серы – металлов оставался разобщенным. В 20-40-е годы А.С. Уклонский (1928, 1940) обратил внимание на общие закономерности в размещении этих групп полезных ископаемых. В последующие годы удалось показать, что ряд месторождений самородной серы и металлов локализуется в аконсервационных зонах нефтегазоносных бассейнов совместно с дериватами гипергенного изменения нефтей – природными битумами (Д.И.Горжевский и др., 1990). Окислительно - восстановительные процессы на ВНК сопровождаются диффузией углеводородов в подстилающие воды и извлечением битумами (нефтями) – ванадия, никеля и др.элементов. Самородная сера является продуктом окисления сероводорода, связанного с нефтью.

С целью дальнейшего уточнения парагенетических связей нефте- (битумоносности) и сероносности пород выполнен анализ особенностей накопления S-орг. соединений в палеозойских нефтях Самарско - Оренбургского Заволжья (В.М.Губницкий, 1995). Анализы нефтей выполнены в лабораториях АО «Самаранефтегаз», АО «Оренбургнефть» и в Институте химии Башкирского филиала АН (Р.Д.Оболенцев, А.Я.Байкова, 1973).

Высокосернистые нефти (Собщ.>2%) охватывает свыше половины всех выявленных скоплений в центральной зоне Урало-Поволжья и чаще приурочены к продуктивным пластам пермско-каменноугольного стратиграфического диапазона. Более 70% сернистых соединений концентрируется в смолисто-асфальтовых компонентах, но даже в наиболее обогащенных смолами битумных разностях нафтидов (мальтах, асфальтах) максимум серосодержания сохраняется на достаточно стабильном уровне – 6,0-7,2%. Исключения составляют лишь ассоциации природных битумов Урало-Поволжья и самородной серы – месторождения Алексеевское, Водинское (Собщ.=7,8-12,1%). В таких скоплениях увеличение серосодержания нафтидов достигается за счет элементной серы при растворении её углеводородами (Н.В.Валитов, 1974).

Влияние литологических особенностей коллекторов на суммарное серосодержание более отчетливо фиксируется в группе легких нефтей с плотностью <870 кг/м³ и Собщ.≤1%. Некоторое ослабление процессов накопления сернистых соединений в терригенных пластах вызвано частичным связыванием сероводорода, образующегося при бактериальном восстановлении сульфатов, в стабильные формы (пирит), что обеспечивается достаточным количеством реакционноспособного железа (М.Ф.Двали, 1963).

Независимо от природной схемы накопления сероорганических соединений, первоначальные различия в суммарном серосодержании нефтей в карбонатных и терригенных толщах нивелируются под влиянием прогрессирующего изменения флюидов в залежах по линии гипергенеза. С уменьшением возраста продуктивных отложений возрастает доля высокосернистых нефтей. Усиление в пермско-каменноугольных отложениях сернистости нефтей связано с продвижением процесса внедрения сероорганических

соединений в УВ-структуру, в «тело нефтей», т.е. в сторону накопления низкомолекулярных сероорганических соединений (В.М.Губницкий, 1995).

Вверх по разрезу палеозоя существенно меняется и состав Sorg. соединений. Эти изменения затрагивают комплекс взаимосвязанных показателей: степень осерненности легких фракций – Сл/Собщ., содержание меркаптанов – RSH, сульфидов – RSR и термостабильность сероорганических соединений – Тс (табл. 29).

Таблица 29

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА СЕРООРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ НЕФТЕЙ
В ПАЛЕОЗОЙСКОМ РАЗРЕЗЕ

№	Литолого-стратиграфические комплексы	Параметры – S-органических соединений (средние значения)*		
		Содержание, % общ.		Предел термостабильности Тс (°С)
		серы в легких фракциях Сл/Собщ.·100	меркаптанов, RSH	
1	2	3	4	5
1.	Нижнепермский карбонатный – Р ₁	7,6	9,0	40
2.	Окско-башкирский карбонатный – С ₁ ² -С ₂ ¹	3,5	2,5	50
3.	Нижнекаменноугольный терригенный – С ₁ ²	1,6	1,4	150
4.	Франско-турнейский карбонатный Д ₃ ¹ -С ₁ ¹	2,0	0,8	140
5.	Эйфельско-франский терригенный – Д ₂ ¹ -Д ₃ ¹	1,4	0,4	230
* - Сл – содержание серы в легких фракциях (н.к. - 200°С), % вес. Собщ. – содержание серы в нефтях, % вес.				

Так, в нефтях нижнепермского карбонатного комплекса показатель Сл/Собщ. достигает 7,6%, концентрация RSH повышается до 9%, а Тс снижается до 40°С.

В карбонатных коллекторах франско-турнейского и окско - башкирского комплексов отмечаются более высокие темпы накопления серы в легких фракциях и более интенсивное снижение термостабильности S-орг. соединений.

Таким образом, процесс внедрения сернистых соединений в углеводородную основу нефтей состоит из двух этапов. На первом этапе достигается существенное валовое увеличение общего серосодержания, а сернистые компоненты представлены в основном высокомолекулярными компонента-

ми. На втором этапе, под влиянием каталитического воздействия пород, часть сероорганических соединений распадается с образованием низкомолекулярных компонентов - алкилсульфидов, меркаптанов и свободной серы (Н.Б.Валитов, 1974, 1977; А.Н.Гусева и Л.А.Файнгерш, 1985). Нарастающее, на втором этапе, увеличение сернистости легких фракций почти не затрагивает суммарное серосодержание нефтей.

В 14 пробах каменноугольных нефтей Самарской области была обнаружена элементная сера в количестве 0,01-6% вес, повышенные концентрации которой (2-6%) встречены в нефтях Красноярского, Чубовского и Белозерского месторождений. Интересно отметить два обстоятельства: первое – сероорганические соединения этих нефтей обладают низким порогом термостабильности - 40°C, второе – территориальная близость зоны распространения нефтей с повышенной концентрацией элементной серы к участкам промышленных скоплений самородной серы в пермских отложениях: Водинское, Алексеевское, Сырейско-Каменнодольское.

Средневожские серные месторождения приурочены к верхне- и среднеказанским отложениям (А.И.Отрешко, О.Т.Степаненко, 1969). Самородная сера размещается в известково-доломитовых и мергелистых толщах, перемежающихся с гипсами и характеризуются повсеместным наличием битумов. Благоприятными для образования скоплений серы являются площади, прилегающие к глубоким неогеновым долинам размыва сульфатно-карбонатных пород.

Таким образом, можно предположить, что выявленные участки сонахождения битумов и самородной серы на Акыновской и Микушкинской площадях являются проявлениями единого нефте-битумосероносного пермского бассейна – НБСБ, охватывающего обширную территорию северной части Жигулевско-Пугачевского свода, юго-западного склона Южно-Татарского свода, Сокской седловины и северного борта Бузулукской впадины. На склонах крупных, положительных структур данного НБСБ формировались скопления природных битумов, которые с приближением к центральной депрессионной зоне постепенно парагенетически замещались скоплениями самородной серы.

4.5.6. Природные факторы формирования скоплений битумов

Анализ причин формирования скоплений природных битумов различного состава - один из важнейших этапов прогнозной оценки территорий на битумное сырье.

Слабая изученность большинства регионов СНГ поисковым бурением на природные битумы, в сочетании с низким отбором керна из верхних отделов осадочной толщи при нефтепоисковых работах, существенно осложняет прогнозную оценку территории. Как правило, большинство залежей битумов связано с поверхностным выходом битумоносных пород, либо обнаруживается попутно при нефтепоисковых работах.

С учетом единой линии нафтидогенеза направленное изменение состава нефтей и битумонакопление являются двумя жестко сопряженными процессами.

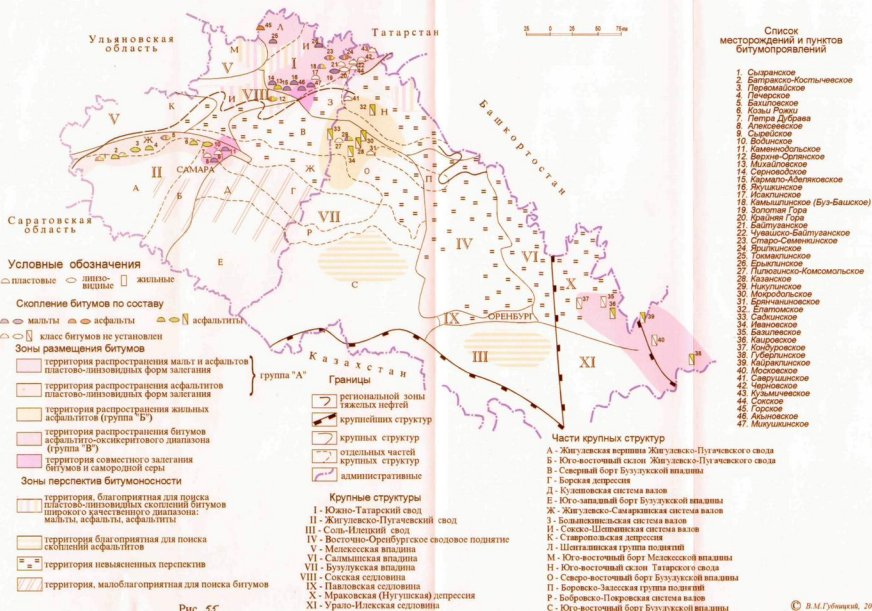
В пермских отложениях Самарско-Оренбургского Заволжья скопления битумов установлены на Южно-Татарском и Жигулевско-Пугачевском сводах, в Сокской седловине, Бузулукской впадине и Предуральском прогибе (рис.55). Здесь выявлено около 50 месторождений битумов и пунктов битумопроявлений.

Пермские отложения на рассматриваемой территории характеризуются значительным разнообразием природных условий формирования битумных скоплений. Геохимические различия в составе битумов позволяют выделить на территории Самарско-Оренбургского Заволжья три генетические группы ПБ: гипергениты, асфальтениты, пирогениты (В.М. Губницкий, 1991).

К территориям с повышенной концентрацией скоплений битумов и тяжелых нефтей в палеозойском разрезе относится обширная зона, включающая большую часть Мелекесской впадины, Сокской седловины и южного склона Южно-Татарского свода.

Определяющим фактором формирования битумов на данной территории являются гипергенные процессы (I группа ПБ - «гипергениты»). Указанная территория максимального палеогипергенного разрушения флюидов

СХЕМАТИЧЕСКАЯ КАРТА размещения битумов и перспектив битумоносности Самарско-Оренбургского Заволжья



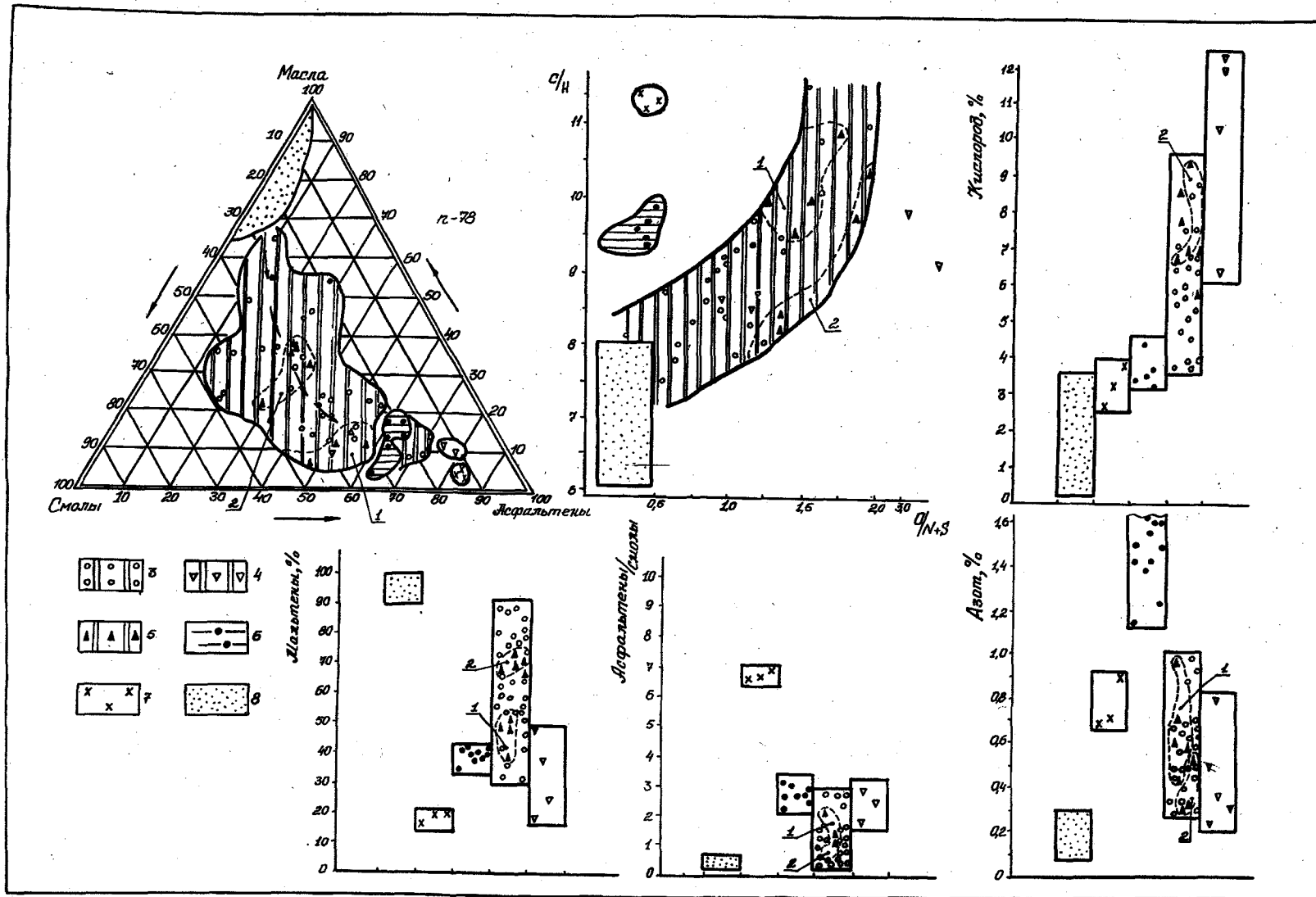
является зоной поиска ПБ как останцов ранее существовавших нефтяных палеозалежей. Гипергенная природа образования пластовых и линзовидных скоплений битумов Среднего Поволжья подтверждается их парагенетической ассоциацией с участками промышленных скоплений самородной серы, а также особенностями залегания. Так, на территории Самарской Луки – старейшего и хорошо изученного района добычи нафтидов – битумоносность не связана с определенным стратиграфическим диапазоном, а контролируется в целом низкими (менее 40°C) пластовыми температурами битумосодержащих пород – основного фактора активизации микробиальных процессов.

Среди битумов первой группы обнаружены представители всех классов нафтидной линии битумогенеза: мальты, асфальты, асфальтиты, составляющие совместно с тяжелыми нефтями полный комплекс дериватов гипергенной эволюции УВ в недрах (В.А.Успенский, О.А.Радченко, 1964, 1979) - рис.56. Совместное формирование на соседних площадях, а часто и в одной залежи (Бахилловское, Верхне-Орлянское, Старо-Семенкинское) целой гаммы нафтидов отражает возрастающую (от нефтей к асфальтитам) степень разрушения их углеводородной основы. Повышенная битумонасыщенность и лучшая сохранность УВ-составляющей битумов более характерна для центральных участков залежей, особенно линзовидного типа, для которых доля масел в групповом составе битума превышает 25%.

В элементном составе гипергенитов прослеживается зависимость между атомными отношениями С/Н и О/(N + S). Увеличение доли полициклических, в первую очередь конденсированных ароматических структур, составляющих основу смол и, особенно, асфальтенов, сопровождается возрастанием доли углерода и кислорода. Варьирующее (от 3,2 до 10,0 %) содержание кислорода в битумах из внутренних зон битумоносных залежей отражает крайне неравномерное влияние собственно окислительных процессов в преобразовании их УВ-составляющей. В битумах из обрамляющих «гаревых» зон скоплений доля кислорода возрастает до 14,4 %.

Жильные битумы северо-восточного борта Бузулукской впадины (вторая группа ПБ) приурочены к территории, где в осадочном разрезе развиты нефти узкого плотностно-вязкостного диапазона, а в отложениях верхней

ДИАГРАММЫ СОСТАВА ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ



Условные обозначения: 1 – Жигулевско-Пугачевский свод, 2 – Южно-Татарский свод. Битумы группы «А» (гипергениты): 3 – пластовые, линзовидные, внутренних зон залежей; 4 – линзовидные, периферических зон залежей, 5 – обнажения. 6. Битумы группы «Б» (асфальтены). 7. Битумы группы «В» (пирогениты) – жильные, обнажения. 8. Нефти. n – число проб. \longrightarrow – основной путь изменения битумов.

рис. 56.

перми встречаются многочисленные скопления свободных газов. В групповом составе битумов Бузулукской впадины содержание асфальтенов составляет 58-70%. Подчиненное значение в формировании битумов данной группы собственно окислительных процессов убедительно иллюстрируется минимальным (по сравнению с другими группами ПБ) содержанием кислорода 2,5-4,2%, максимальным - азота (1,2-1,7%) и повышенным атомным отношением С/Н (9,5-10,0%). Лишь в приповерхностных образцах асфальтита (Садкинское) концентрация кислорода эпизодически повышается до 6,5-15,5%. В приповерхностных зонах залежей жильных асфальтитов сочетаются два процесса: ведущий, связанный с формированием основы состава битумов (массовое осаждение асфальтенов), и дополнительный, проявление которого фиксируется на локальных участках залежей ПБ (собственно аэрация).

При контакте тяжелых, высокосмолистых нефтей с газами и газоконденсатами, обогащенными в центральных районах Урало-Поволжья алканами C_2-C_5 , происходит массовое выделение асфальтенов с образованием битумов особого генезиса - «асфальтенитов» (И.С.Гольдберг, 1981). Формирование битумов второй группы явилось результатом динамически протекавшего в пермско-каменноугольной толще пород взаимодействия разнородных по составу флюидов на путях миграционной разгрузки по дизъюнктивным нарушениям.

Участки сосредоточения асфальтенитов могут трассироваться двумя показателями: наличием явно вторичных (по генезису) газовых залежей в верхнепермских отложениях и достаточно однородным составом нефтей (в разрезе многопластовых месторождений) на фоне регионально выраженной вертикальной зональности в составе флюидов. В этом плане, образование асфальтового слоя в зоне ВНК ряда нефтяных месторождений Среднего Поволжья (К.Б.Аширов, 1964) можно рассматривать как частный случай более общего процесса выпадения асфальтенов в осадочной толще нефтегазонасных бассейнов. Судя по тектонической приуроченности мелекесских битумов к Татарскому палеосводу (В.А.Лобов и др., 1971), территория скопления битумов данной группы - единственная в центральных районах Урало-Поволжья депрессионная зона с регионально выраженной битумоносно-

стью. Именно для Бузулукской впадины характерен определенный комплекс геолого-геохимических показателей: более выдержанный состав битумов, подчиненная роль поверхностных битумопроявлений и явно глубинный источник поступления части битумоформирующих флюидов.

Безусловно, природные процессы формирования ПБ достаточно многогранны и могут проходить под влиянием нескольких факторов. Так, например, формирование Садкинского месторождения жильных асфальтитов в результате излияния каменноугольной нефти в тектоническую трещину протекало более интенсивно из-за активного деасфальтирующего воздействия низших алканов, высокие концентрации которых в пермских отложениях данного района обеспечивались многочисленными скоплениями легких нефтей и газов. Поскольку формирование битумов второй группы лимитируется жесткими геолого-геохимическими условиями, скопления асфальтитов встречаются гораздо реже, чем битумоносные скопления группы гипергенитов. В то же время, отсутствие явной связи между скоплениями асфальтитов и зоной гипергенеза существенно расширяет стратиграфический и гипсометрический диапазон их поиска.

По характеру соответствия зон регионального битумо- и нефтенакопления, а также по составу самих битумов выделяется особая группа скоплений, приуроченная к сопредельной территории Предуральского прогиба и складчатого Урала (Каировско-Губерлинская битумная зона), где битумопроявления сосредоточены вне сферы региональной нефтегазоносности и отличаются преимущественным развитием асфальтито - керитовых разностей (третья группа ПБ - «пирогениты»). Образование битумов имеет, вероятно, нафтидо-нафтоидную природу, то есть связано с интрузивно-гидротермальным воздействием внешних факторов на нефтяные палеоскопления или на ранее существовавшие битумопроявления мальт, связанных с нарушенными нефтяными залежами. Состав битумов третьей группы отражает сложный, многоэтапный процесс их формирования, включающий глубокие метаморфические преобразования исходных нефтей до высокоуглеродистых дериватов и последующее наложение процессов окисления (выветривания). У битумов третьей группы атомное отношение С/Н возрастает до 11,3-11,9. Доминирующее влияние асфальтеновой составляющей иллюстрируется на

графиках высоким соотношением асфальтены/смола (6,5-7,2), при одновременном уменьшении содержания мальтенов (до 14-19%) и масел ($\leq 8\%$).

Проведенные исследования позволяют разграничить геолого - геохимические условия формирования природных битумов различного состава.

1) Одна группа нафтидов, приуроченная к структурно приподнятым (в современном или палеоплане) территориям, является производной длительно протекавшего изменения УВ-флюидов по линии гипергенеза. Широкий спектр нафтидов данной группы: от тяжелых нефтей и мальт до асфальтитов явно выветрелого генезиса отражает последовательность изменения УВ. Битумонакопление в пермских отложениях Южно-Татарского и Жигулевско-Пугачевского сводов вызвано разрушением нефтяных палеозалежей в периоды активизации восходящих тектонических движений.

2) Формирование жильных битумов Бузулукской впадины и оксикеритов Предуральского прогиба явилось следствием принципиально иных природных процессов: деасфальтенизации – в первом случае, пиролиза в сочетании с последующим наложением аэрации – во втором.

Вторая линия нафтидогенеза (с образованием асфальтенидов) может рассматриваться как результат динамически выраженного в пермской толще Бузулукской впадины взаимодействия контрастных по составу флюидов, при котором формирование жильных битумов вызвано осаждением асфальтенов в результате поступления легких алканов C_2-C_6 в нефтяные палеозалежи.

3) Дальнейшее, более глубокое геолого-геохимическое изучение условий образования битумов Предуральского прогиба имеет принципиальное значение и для оценки перспектив нефтеносности юга Предуральского прогиба. В случае явно нафтоидной природы битумообразования, т.е. преобладания пирогенных процессов, вероятность сохранения нефтяных скоплений в зоне распространения битумов третьей группы становится весьма проблематичной и в глубоко погруженных палеозойских отложениях Предуральского прогибов более вероятно формирование метаморфизованных разновидностей типа атраксолитов и шунгитов, а в ловушках с улучшенными изолирующими свойствами покрышки – скоплений сухих газов.

4.5.7. Оценка перспектив битумоносности пермских отложений

На основании геолого-геохимических показателей разработана схема прогноза битумоносности пермских отложений Самарско-Оренбургского Заволжья с дифференциацией по группам скоплений ПБ различного состава. (В.М.Губницкий, С.Я.Вайнбаум, Н.А.Копрова, 1985; В.М.Губницкий, В.П. Долинин, 1995, 2000).

К территориям первоочередных битумопоисковых работ (с повышенной концентрацией скоплений) отнесена Сокско - Шешминская зона поднятий (северный и северо-восточный районы). Здесь возможны скопления с достаточно выдержанной битумонасыщенностью пород (3-8%) и широким спектром состава самих битумов: от тяжелых нефтей и мальт до асфальтов и реже – асфальтитов. Прогнозные ресурсы природных битумов в этой зоне превышают суммарные начальные ресурсы нефти девонско - каменноугольной толще пород. Около 50% ресурсов битумов связано с терригенными отложениями уфимского яруса верхней перми. Удельная плотность прогнозных ресурсов битумов более 10^5 т/кв.км. Основные перспективы битумоносности связаны с уфимскими отложениями Денискинской, Шарлинской и Северной площадей. По условиям залегания, составу битумов и уровню изученности выделяется район специальных поисково-разведочных работ, включающий компактно расположенную группу месторождений: Ерилкинское, Буз-Башское и Байтуганское. Битумоносными являются отложения казанского и уфимского ярусов, часто с выходами БСП на поверхность.

Территория второй очереди работ, с удельной плотностью прогнозных ресурсов 10^4 - 10^5 т/кв.км, включает центральные и юго-восточные земли Сокско-Шешминских дислокаций, для которых характерна несколько меньшая встречаемость поверхностных и глубинных битумопроявлений. К землям второй очереди относятся следующие площади: Кельвейская, Бедринская, Вечкановская, Ждановская, Чулпанская, Елизаветинская,

В качестве территории третьей очереди можно выделить прилегающие районы Мелекесской впадины (Горское месторождение, Кондурчинская площадь). Данные районы практически неописованы битумопоисковыми

работами. Перспективы территории определяются её приуроченностью к региональной зоне распространения тяжелых нефтей (в каменноугольных отложениях), т.е. связаны с общностью глобальных процессов образования геохимически сопряженных разностей нафтидов в палеозойской толще центральных районов Урало-Поволжья. С учетом положительных результатов битумопоисковых работ на сопредельной территории Татарстана, прирост ресурсов БСП следует ожидать в карбонатных отложениях казанского яруса на участках отсутствия или пониженной мощности неогена.

Территория четвертой очереди охватывает северную часть Жигулевско-Пугачевского свода. Битумосодержащие породы Самаролукской зоны отличаются весьма нестабильной степенью битумонасыщения: от 15-20% (Первомайское и Бахилловское месторождения) до 1,5-2,0% для «бедных» пород (Алексеевское). В качественном аспекте на территориях четвертой очереди работ следует ожидать несколько большей доли асфальтитов, что снижает перспективы данной территории в плане дополнительного источника углеводородов. Битумосодержащие породы Самаролукской битумной зоны представляют интерес, в основном, для дорожного строительства.

Расширение спектра качественных форм битумов на землях I-II-III-IV очередей работ более вероятно в линзовидных залежах, при этом наибольшей обогащенностью углеводородами будут отличаться центральные участки залежей.

Для первоочередного поиска гомогенных скоплений асфальтитов с максимальной битумонасыщенностью пород наибольший интерес представляют верхне- и нижнепермские отложения северного, северо-восточного бортов Бузулукской впадины и сопредельного района юго-восточного склона Южно-Татарского свода.

Территорию Соль-Илецкого свода, восточного участка Бобровско-Покровского вала и сопредельного участка юго-восточного борта Бузулукской впадины (южнее Родинско-Никольского), где в мощной толще пермских пород развиты скопления газоконденсатов и свободных газов с повышенным (до 2-20%) содержанием УВ C_2-C_6 , можно рассматривать как потенциальный резерв битумов асфальтетитового генезиса на глубинах более 500 м. Значительные запасы эпибитумов в газоконденсатной залежи Орен-

бургского месторождения служат убедительным подтверждением такого прогноза (С.П.Максимов, Е.С.Ларская, 1976).

Обширные пространства Салмышской впадины, Мраковской депрессии, восточного участка Восточно-Оренбургского сводового поднятия следует отнести, на данном этапе изученности, к территориям с невыявленными перспективами битумоносности. На остальной территории Самарско-Оренбургского Заволжья битумопроявления могут иметь лишь спорадическое распространение, чаще в приповерхностных, более аэрируемых отложениях палеозоя.

Природные битумы центральных районов Урало-Поволжья являются ценным, многоцелевым сырьем, которое может быть использовано для получения углеводородов, ряда металлов и компонентов дорожных покрытий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

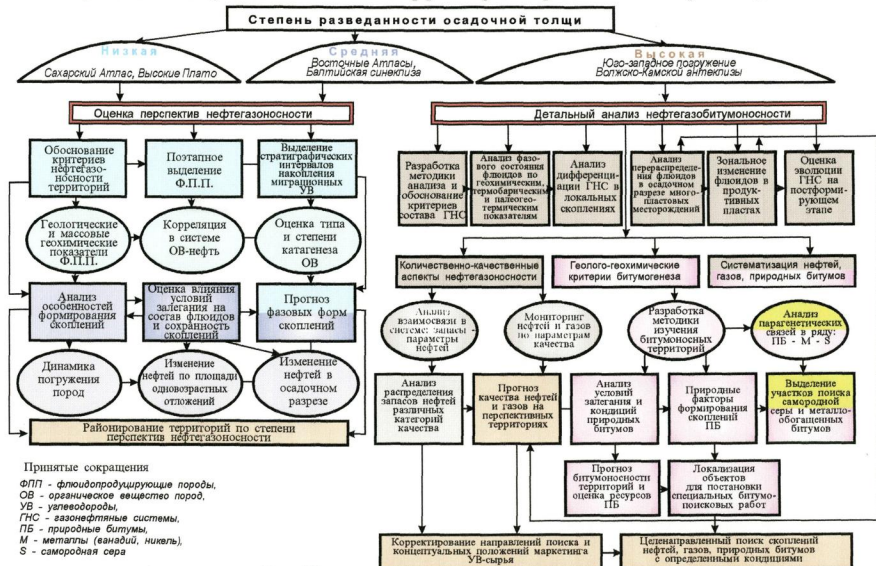
1) По результатам анализа современного состояния нефтегазовой геохимии обоснована и апробирована оптимальная структура комплексных исследований территорий с малой, средней и высокой разведанностью (рис.57).

Разработана сводная схема геолого-геохимического изучения нефтеносности недр. Определены основные этапы, направления, объекты, информационные показатели и химико-аналитические методы.

2) Охарактеризованы наиболее актуальные прикладные проблемы: систематизация, мониторинг, прогноз качественных параметров нефтей и газов; разработка критериев поиска и прогноз битумоносности территорий, оценка ресурсов и кондиций природных битумов.

3) Оценка перспектив нефтегазоносности Атласов выполнена по комплексу геологических и массовых геохимических (метод Рок-Эвал) показателей, с последующей корректировкой по результатам детального изучения состава битумоидов, сорбированных газов, нефтей и продуктов термолитиза дебитуминизированных пород. В основу районирования территории Балтийской синеклизы по перспективам нефтеносности положены результаты

Структура геолого-геохимического анализа нефтегазобитуминосности территорий различной разведанности



263

Рис. 57

изменения битумоидных и газовых компонентов ОВ, параметров нефтей и условий залегания скоплений. Изучение особенностей преобразования нафтидов Волжско-Камской антеклизы проведено по специальной схеме НИР, всесторонне характеризующей состав газонефтяных систем в недрах: дегазированные нефти – растворенные газы – пластовые флюиды.

4) Выделены три типа дифференциации газонефтяных систем в пределах залежей Среднего Поволжья. Установлен ограниченный стратиграфический диапазон перераспределения флюидов в палеозойском разрезе и неравномерное участие в данном процессе отдельных составляющих ГНС.

5) Анализ зонального изменения нефтей показал, что степень сохранности УВ-флюидов в разновозрастных отложениях Среднего Поволжья определяется приуроченностью залежей к одной из двух геохимических зон: стабилизации (девон) или аконсервации (карбон – пермь).

6) По результатам систематизации и корреляционно-регрессионного анализа подобраны модели для прогнозирования качественных параметров нефтей и попутных газов во всех литолого-стратиграфических комплексах Среднего Поволжья.

7) Взаимосвязь количественной (запасы) и качественной (плотность нефтей) составляющих нефтеносности подтверждена результатами математической обработки данных. Установлена приуроченность нефтей повышенной плотности, вязкости и сернистости к мелким скоплениям.

8) В центральных районах Урало-Поволжья выделено несколько групп природных битумов, формирование скоплений которых связано с различными природными процессами. Разработана схема прогноза битумоносности пермских отложений. Предложенная схема накопления сернистых соединений в УВ-флюидах хорошо согласуется с территориальной общностью размещения серных и битумных месторождений.

9) Результаты геолого-геохимических исследований позволяют сделать следующие выводы и рекомендации по изученным территориям.

На территории Атласов, в качестве нефтематеринских пород выделены сеноман-туронские глинистые известняки Алжиро-Тунисского Атласа, Предтельского прогиба и битуминозные глины миоцена впадины Шелиф. По сумме критериев в меловых отложениях восточных Атласов прогнози-

руются благоприятные условия генерации нефтей широкого качественного состава и вторичных конденсатов. В мезо-кайнозойской толще западных Атласов предполагаются скопления легких нефтей, жирных газов и первичных конденсатов.

На территории Балтийской синеклизы основными нефтегенерирующими породами определены битуминозные аргиллиты среднего кембрия. В условиях длительного, устойчивого погружения нижнепалеозойских отложений генерация УВ началась уже на переходной стадии ПК₃-МК₁ и достигла максимума на стадии МК₂ в наиболее погруженных зонах. Многократное поступление углеводородов подтверждается присутствием твердых битумов в кровельных участках нефтяных скоплений. К высокоперспективным, для поиска скоплений легких, малосернистых нефтей, отнесены средневерхнекембрийские терригенные отложения юго-западной части Балтийской синеклизы и прилегающего шельфа Балтийского моря, где в первую очередь необходимо проводить поисково-разведочные работы.

Выполненный геолого-геохимический анализ размещения скоплений нефтей, газов, конденсатов и природных битумов в палеозойских отложениях юго-западного погружения Волжско-Камской антеклизы позволяет осуществлять целенаправленный поиск нефтяных скоплений с определенными условиями на перспективных территориях.

По комплексу палеогеотермических, термобарических и геохимических показателей прогнозируются: в среднем девоне скопления нефтегазоконденсатов и вторичных конденсатов, в верхнем девоне и карбоне – нефтей, в ниже- и верхнепермских отложениях – нефтегазовых и газовых скоплений. Девонские отложения южного погружения Бузулукской впадины, ниже- и среднекаменноугольные отложения Жигулевско-Пугачевского свода выделены как территория поиска легких, газонасыщенных нефтей с умеренной сернистостью.

По итогам реализации битумопоисковых работ и оценки кондиций природных битумов, в пермских отложениях Южно-Татарского свода локализовано свыше 30 перспективных битумопоисковых объектов. Особое внимание должно быть уделено объектам северной зоны Сокско - Шешмин-

ской дислокации, характеризующихся высокой плотностью прогнозных ресурсов.

С позиций потенциального источника металлов наибольший интерес в центральных районах Урало-Поволжья представляют скопления пермских битумов Самаролукской, Шенталинской и Сокско-Шешминской структурных зон. Установленная корреляционная зависимость между концентрациями ванадия и асфальтенов позволяет прогнозировать участки повышенной металлоносности с использованием выведенного уравнения регрессии.

Попутный поиск самородной серы целесообразно проводить в калиновско-сакмарских гипсоносных карбонатных породах южных районов Сокско-Шешминской дислокации, где выявлена парагенетическая связь процессов битумо- и серообразования.

Основные защищаемые положения работы:

1. Комплекс методов геолого-геохимического анализа нефтидоносности недр и прикладных исследований, направленных на оценку перспектив поисков УВ-флюидов различных качеств и фазовых состояний, в том числе и природных битумов.

2. Концепция дифференцированного подхода к качественной оценке нефтеносности и битумоносности территорий с малой, средней и высокой разведанностью.

3. Зональность размещения нефтидов с определенными кондициями и физико-химическими свойствами по территориям Алжирских Атласов, Балтийской синеклизы и южного погружения Волжско-Камской антеклизы.

СПИСОК РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

О п у б л и к о в а н н ы е р а б о т ы

1. Геохимическое изучение органического вещества пород методом анализа функциональных групп.//Материалы первой научной конференции аспирантов – геологов Ленинграда, Л, ВСЕГЕИ, 1970, с.91-92.

2. Геохимическая характеристика нефтей Прибалтики.//Вопросы нефтеносности Прибалтики, Вильнюс, изд.Минтис, труды ЛитНИГРИ, 1973, вып.21, с.99-111. (соавт. А.И.Богомолов, К.С.Сакалаускас, К.И.Панина, Л.Г. Андреева).

3. Особенности распространения нефтей Прибалтики.//Вопросы нефтеносности Прибалтики, Вильнюс, изд. Минтис, труды ЛитНИГРИ, 1973, вып.21, с.113-135 (соавт, К.С.Сакалаускас).

4. Закономерности в составе легких углеводородов нефтей Прибалтики.//Вопросы нефтеносности Прибалтики, Вильнюс, изд.Минтис, труды ЛитНИГРИ, 1973, вып.21, с.137-147. (соавт.В.Ф.Васильева, А.И.Богомолов).

5. О возможности определения степени метаморфизма органического вещества пород методом анализа функциональных групп.//ВНИИОЭНГ, 25.10.74, № 127 (депонир.).

6. Вертикальная зональность в размещении нефтей различного состава в палеозойских отложениях Борской депрессии в связи с условиями формирования.//Закономерности формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений, М, ИГиРГИ, 1974, с.9-12.

7. Закономерности изменения нефтей в залежах терригенного девона юго-востока Куйбышевского Поволжья.//Проблемы геологии нефти, М, Недра, труды ИГиРГИ, 1975, вып.5, с.262-266 (соавт. Н.А.Копрова).

8. К оценке перспектив нефтегазоносности Борской депрессии. // Проблемы геологии нефти. М, Недра, труды ИГиРГИ, 1977, вып.6, с.169-175 (соавт.С.Я.Вайнбаум, Л.З.Егорова, Н.А.Копрова и др.).

9. Направленность пространственного изменения состава флюидов в пределах продуктивных пластов.//Проблемы геологии нефти, М, труды ИГиРГИ, 1977, вып.11, с.28-37 (соавт.И.Н.Фофонова).

10. О характере проявления вертикальной миграции углеводородов в стратиграфическом разрезе многопластовых месторождений. // Закономер-

ности формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений, М, труды ИГиРГИ, 1978, вып.16, с.159-167.

11. Геохимическая зональность изменения плотности и сернистости нефтей карбонатных отложений Куйбышевско-Оренбургского Заволжья. // Геохимия нефтегазоносных толщ, М, труды ИГиРГИ, 1979, вып.23, с.98-105.

12. Геологические факторы формирования свойств нефтей Волго-Уральской провинции.//Геологическое строение месторождений нефти и газа, М, труды ИГиРГИ, 1980, с.82-93.

13. Комплексование методов для повышения достоверности прогнозирования нефтеносности. // Пути повышения достоверности прогнозных оценок нефтегазоносности, Л, ВНИГРИ, 1981, с.86-88 (соавт. М.И. Зайдельсон, К.Б.Аширов, С.Я.Вайнбаум).

14. Геолого-геохимические факторы формирования качественных свойств нефтей в карбонатной толще Куйбышевского Поволжья. // Геохимические критерии нефтегазоносности, М, ИГиРГИ, 1983, с.105-118.

15. К оценке перспектив битумоносности нефтегазоносных территорий.//Природные битумы – дополнительный источник углеводородного сырья, М, труды ИГиРГИ, 1984, с.28-33.

16. Геолого-геохимические аспекты размещения тяжелых нефтей и битумов в палеозойских отложениях Куйбышевско-Оренбургского Заволжья. // Распространение и условия залегания тяжелых и сернистых нефтей, М, Наука, 1985, с.103-110.

17. Перспективы битумоносности Куйбышевского Поволжья. // Направления и методика поисков и разведки нефти и газа, М, Наука, 1985, с.43-47 (соавт.С.Я.Вайнбаум, Н.А.Копрова).

18. Критерии и методика прогнозирования нефтегазоносности карбонатных отложений, М, Недра, 1986, 136 с. (коллектив авторов: А.А.Аксенов, М.И.Зайдельсон и др.).

19. Типы дифференциации газонефтяных систем в локальных поднятиях Среднего Поволжья.//Пути повышения достоверности локального прогноза нефтегазоносности по комплексам геохимической информации, Саратов, изд.НВНИИГГ, 1987, с.138-139.

20. Геохимические критерии преобразования газонефтяных систем в залежах.//Геохимические проблемы оценки нефтегазоносности, М, труды ИГиРГИ, 1989, с.128-137.

21. Стадийность проведения битумопоисковых работ в Среднем Поволжье.//Экспресс-информация ВНИИОЭНГ, серия – нефтегазовая геология и геофизика, М, 1990, вып.1, с.17-21.

22. Геолого-геохимические критерии поисков скоплений природных битумов в пермских отложениях севера Куйбышевской области. // Комплексные методы освоения ресурсов нефти и газа Урало-Поволжья, М, Наука, труды ИГиРГИ, 1990, с.76-83 (соавт. С.Я.Вайнбаум).

23. Актуальные проблемы геолого-геохимических исследований нефтеносности.//Фундаментальные проблемы нефтегазогеологической науки, М, МИНГ, 1990, книга 2, с.91-98.

24. Геохимические показатели зонального распределения природных битумов в пермских отложениях Среднего Поволжья.//Проблемы оценки ресурсов и комплексного освоения природных битумов, высоковязких нефтей и сопутствующих им металлов, Л, труды ВНИГРИ, 1990, с.87-93.

25. Природные факторы формирования битумоносных скоплений на востоке Волжско-Камской антеклизы.//Горючие сланцы, Таллинн, 1991, том 8, № 3, с.231-237.

26. Эволюция углеводородного состава нефтидов в палеозойской толще Урало-Поволжья.//Геохимия, 1992, № 7, с.1054-1058.

27. Прогноз фазового состояния скоплений УВ и качества нефтей и газов.//Геология нефти и газа, 1993, № 2, с.5-8.

28. Особенности формирования тяжелых нефтей Среднего Поволжья.//Отечественная геология, 1993, № 4, с.10-15.

29. Распределение серы в палеозойских нефтях Урало-Поволжья. // Геохимия, 1993, № 11, с.1637-1639.

30. Размещение углеводородных скоплений различного фазового состояния в девонских отложениях юго-восточного склона Волжско-Камской антеклизы.//Геология нефти и газа, 1994, № 7, с.32-35.

31. Зональное распространение скоплений углеводородов по составу в терригенном девоне Урало-Поволжья.//Геология нефти и газа, 1994, № 8, с.24-27.

32. Природные битумы: состояние ресурсов – особенности освоения – возможности использования.//Геология нефти и газа, 1997, № 2, с.14-18.

33. Методологическая схема поэтапного выделения нефтегенерирующих пород по комплексу геохимических критериев.//Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ, С.-Петербург, ВНИГРИ, 1999, с.27-28.

34. Геохимический прогноз фазовых типов залежей на малоизученных территориях.//Перспективные направления, методы и технологии комплексного изучения нефтегазоносности недр, XV Губкинские чтения, М, РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина, 1999, с.36.

35. Структура геохимического анализа нефтеносности недр: этапы – направления – объекты.//Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений, С.-Петербург, ВНИГРИ, 1999, том 1, с.249-252.

36. Анализ результатов битумопоисковых работ в северо-восточных районах Самарской области.//Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения, С.-Петербург, ВНИГРИ, 2000, с.104-106 (соавт. В.П.Долинин).

37. Нефтебитумы пермских отложений - дополнительный источник углеводородного сырья Самарской области.//История, достижения и проблемы геологического изучения Самарской области. Сборник научных трудов, посвященных 300-летию геологической службы России, Самара, Рос-Geo, 2000, с.175-184 (соавт. В.П.Долинин).

38. Региональный прогноз фазового состояния углеводородных скоплений на крупных территориях.//Современные проблемы геологии нефти и газа, М, Научный мир, ИГиРГИ, 2001, с.333-337.

39. Корреляция нефтей и органического вещества пород по углеводородным показателям.//Геохимия в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ, М, ВНИГНИ, 2001, с.110-111.

40. Геологические факторы образования состава нефтей Балтийской синеклизы.//Развитие нефтегазовой геологии – основа укрепления минерально-сырьевой базы, XVI Губкинские чтения, М, РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина, 2002, с.40.

41. Оптимизация геохимических исследований при выделении нефтегазогенерирующих толщ (на примере мезозойских отложений Алжирских Атласов).//Геология нефти и газа, 2003, № 1, с.46-49.

Фондовые работы

(фонды Волжского отделения ИГи РГИ, г.Самара)

42. Литолого-стратиграфическое и геохимическое изучение материалов параметрического и поискового бурения в Куйбышевской области. /Отчет по теме 0617-72, 1974, 243 с. (соавторы Л.З.Егорова, Н.А.Копрова, Е.Г.Семенова и др.).

43. Закономерности размещения залежей нефти и газа на территории Куйбышевского Поволжья./Отчет по теме 0615-73, 1975, 297 с. (соавторы С.Я.Вайнбаум, Л.З.Егорова, М.И.Зайдельсон и др.).

44. Генеральный проект поиска нефти в карбонатных отложениях палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной провинции./Отчет по теме 0615-76, 1977, 282 с. (соавторы В.А.Поляков, Г.И.Алексеев и др.).

45. Условия залегания и распределения месторождений битумов и остаточных нефтей на территории Куйбышевской и Оренбургской областей./Отчет по теме 4.000.1/375, 1978, 91 с. (соавторы – С.Я.Вайнбаум, Н.А.Копрова, М.Г.Кузьмина).

46. Комплексный проект геологоразведочных работ по Куйбышевской области на XI пятилетку (1981-85 г.г.) 1979, 172 с. (соавторы Л.Л.Казьмин, И.С.Ткаченко, Е.Я.Суровиков и др.).

47. Комплексный проект геологоразведочных работ на нефть и газ на 1981-85 г.г. по Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. 1979, 301 с. (соавторы Л.Л.Казьмин, И.С.Ткаченко, Г.И.Алексеев и др.).

48. Научное обоснование направлений и объемов поисково - разведочных работ./Отчет по теме 0610-76, 1980, 155 с. (соавторы И.С.Ткаченко, Г.И.Алексеев и др.).

49. Изучение геохимических закономерностей изменения пород, органического вещества и нефтей в карбонатных отложениях Куйбышевского Поволжья./Этапный отчет по теме 0615-78, 1981, 115 с. (соавторы С.Я. Вайнбаум, Н.А.Копрова).

50. Разработка критериев прогнозирования зон нефтегазоаккумуляции в карбонатных отложениях палеозоя Куйбышевского Поволжья./Отчет по теме 0615-78, 1981, 260 с. (соавторы М.И.Зайдельсон, С.Я.Вайнбаум, Е.Г. Семенова и др.).

51. Оценка ресурсов битумов и составление карты прогноза битумов и высоковязких нефтей на территории Куйбышевской и Оренбургской областей./Отчет по теме 0702-83, задание ГКНТ № 448, 1983 (соавторы С.Я. Вайнбаум, Г.В.Леонов, И.А.Копрова и др.).

52. Проект комплексной программы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции до 2000 года и на перспективу до 2005 года./Задание Миннефтепрома № 11-253 от 14.07.83 г., 50 с. (соавторы И.С.Ткаченко, Г.И.Алексеев, В.А.Поляков и др.).

53. Комплексный проект геологоразведочных работ на нефть в Куйбышевской области на 1986-90 г.г., 1984, 182 с. (соавторы Л.Л.Казьмин, В.А. Поляков, И.С.Ткаченко и др.).

54. Количественная прогнозная оценка ресурсов нефти и газа Куйбышевской области по состоянию на 01.01.1984./Отчет по теме 0840-81, 1984, 130 с. (соавторы Г.Г.Крылова, Е.Я. Суровиков и др.).

55. Комплексный проект геологоразведочных работ на нефть и газ на 1986-90 г.г. по Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, 1985, 220 с. (соавторы В.Н.Андреев, Л.Л.Казьмин, И.С.Ткаченко и др.).

56. Изучение биостратиграфической и геохимической зональности и типизация разрезов продуктивных комплексов пород с целью обоснования выбора направлений поисково-разведочных работ в районах высокой разведанности./Отчет по теме 0615-83, 1986, 300 с. (соавторы Е.Г.Семенова, Е.Я. Суровиков, С.Я.Вайнбаум и др.).

57. Геолого-геохимическое исследование битумоносности с целью выбора участка для постановки разведочных работ в северной части Куйбы-

шевской области./Отчет по теме 0647-87, 1987, 209 с. (соавторы С.Я. Вайнбаум, Л.З.Егорова).

58. Количественная прогнозная оценка ресурсов нефти и газа Куйбышевской области по состоянию на 01.01.88 г./Отчет по теме 0840-87, 1988, 222 с. (соавторы Г.Г.Крылова, Е.Я.Суровиков и др.).

59. Закономерности распространения и формирования терригенных комплексов пород девона в связи с выбором и обоснованием направлений поисково-разведочных работ (Куйбышевское Поволжье)./Отчет по теме 0615-86, 1988, 279 с. (соавторы Е.Г.Семенова, Е.Я.Суровиков и др.).

60. Проект геологоразведочных работ на природные битумы на период до 2000 г. (Куйбышевская область), 1988, 20 с. (соавтор С.Я.Вайнбаум).

61. Геолого-геохимическое изучение битумоносности пермских отложений северо-восточной части Куйбышевской области./Отчет по теме 0647-88, 1990, 442 с. (соавторы С.Я.Вайнбаум, В.П.Долинин).

62. Анализ результатов геологоразведочных работ в юго-западной части Бузулукской впадины и зоны её сочленения с Жигулевско-Пугачевским сводом в Куйбышевской области./Отчет по теме 0610-90, 1990, 186 с. (соавторы Е.Я.Суровиков, В.А.Поляков).

63. Закономерности распространения терригенного комплекса пород девона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в связи с выбором и обоснованием направлений поисково-разведочных работ./Отчет по теме 0615-88, 1991, 290 с. (соавторы Е.Г.Семенова, В.В.Гусев, В.Е.Василистова и др.).

64. Анализ и обобщение результатов геологоразведочных работ, осуществляемых предприятиями Миннефтегазпрома и МинГео СССР в пределах Бузулукской впадины, в терригенных отложениях девона на территории Самарской, Саратовской, Оренбургской и Уральской областей./Отчет по теме 0611-91, 1991, 90 с. (соавторы Е.Я.Суровиков, В.А.Поляков и др.).

65. Методическое руководство по лабораторным геохимическим исследованиям, 1991, 54 с. (соавторы Н.И.Тихонова, Л.В.Борская и др.).

66. Прогноз фазово-генетических типов залежей на больших глубинах геохимическими и геотермическими методами, на примере девонских отложений южных и северо-восточных районов Русской платформы./Отчет по

теме 0702 (этап 1), 1992, 140 с. (соавторы В.А.Чахмахчев, Т.А.Виноградова, В.И.Тихомиров и др.).

67. Геолого-геохимическое изучение битумоносности пермских отложений по материалам структурного бурения в пределах Южно-Татарского свода, в северной части Самарской области./Отчет по теме 0647-90, 1993, 453 с. (соавторы В.П.Долинин, Г.С.Тарасова).

68. Геолого-геохимическое изучение битумоносности пермских отложений северо-восточной части Самарской области./Отчет по теме 0647-93, 1995, 323 с. (соавтор В.П.Долинин).

69. Анализ результатов рекогносцировочных поисков и оценка ресурсов пермских битумов севера Самарской области./Отчет по теме 0647-95, 1995, 118 с. (соавторы В.П.Долинин, И.Е.Жук).

70. Обоснование основных направлений развития и эффективного использования минерально-сырьевой базы Самарской области до 2000 г., 1995, 150 с. (соавторы Н.Н.Пригода, Е.Я.Суровиков и др.).

71. Оценка перспектив битумоносности пермских отложений Южно-Татарского свода на площадях проведения структурного бурения в 1995-96 г.г./Отчет по теме 0647-96, 1996, 174 с. (соавторы В.П.Долинин, И.Е.Жук).

72. Геолого-геохимические исследования битумоносности пермских пород в западной части южного склона Южно-Татарского свода (Акыновская и Ново-Баганская площади)./Отчет по теме 0611-97, этап 5, 1997, 175 с. (соавторы В.П.Долинин, И.Е.Жук).

73. Анализ и уточнение сырьевой базы углеводородов на территории Самарской области по состоянию на 01.01.99./Отчет по теме 0840-99, 1999, 158 с. (соавторы Е.Б.Лукьянова и др.).

74. Анализ состояния начальных суммарных ресурсов нефти Самарской области на 01.01.2000 г./Отчет по теме 0840-99-1, 2001, 198 с. (соавторы Е.Я.Суровиков, Е.Б.Лукьянова, Г.В.Лихопоеико и др.).

75. Уточнение количественной и геолого-экономической оценок прогнозных ресурсов нефти и газа на территории Самарской области по состоянию на 01.01.99 г./Отчет по теме 0903-00, гос.контракт № 11, 2001, 235 с. (соавторы Е.Я.Суровиков, Е.Б.Лукьянова, Г.В.Лихопоеико, Н.Н.Пригода и др.).

76. Анализ состояния сырьевой базы углеводородного сырья Самарской области на 01.01.2001 г./Отчет по теме 0840-01, 2001, 194 с. (соавторы Г.В.Лихопоев, Е.Б.Лукьянова и др.).

77. Анализ состояния сырьевой базы углеводородов Самарской области на 01.01.02./Отчет по теме 0840-01-1, 2002, 189 с. (соавторы Г.В. Лихопоев, Е.Б.Лукьянова и др.).

78. Обобщение результатов геолого-геофизических работ и обоснование перспектив нефтегазоносности Самарской части Бузулукской впадины. / Отчет по договору с ИГиРГИ, 2003. (соавторы О.В.Кочубенко, Е.Я. Суровиков и др.).

Автор научных работ



к.г.-м.н. В.М.Губницкий

Ученый секретарь

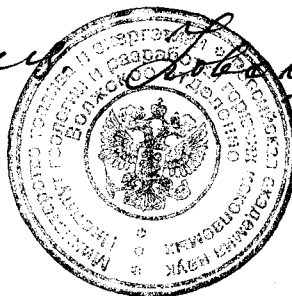
Научно-Технического Совета

Волжского отделения ИГиРГИ



Т.М.Сметанникова

Подпись Семеганниковой Т.М.
заверено: зав. кам. Лобасевич —



ЛИТЕРАТУРА

а) опубликованная

1) Акишев И.М. Условия залегания, основные закономерности распространения битумов в пермских отложениях Татарской АССР.//Геология битумов и битумовмещающих пород, М, Наука, 1979, с.53-69.

2) Аксенов А.А., Жабрева П.С. Зоны битумонакопления СССР, М, Наука, 1986, 120 с.

3) Алиев М.М., Н.Аит Лаусин, Р.Б.Сейфуль-Мулюков и др. Геология и нефтеносность Алжирских Атласов, М, Недра, 1971, 256 с.

4) Андреев П.Ф., Богомолов А.И., Добрянский А.Ф., Карцев А.А. Превращения нефти в природе, Л, Гостоптехиздат, 1958, 416 с.

5) Андреев П.Ф. О рациональном комплексе методов исследования керогена осадочных пород. Л, Гостоптехиздат, 1958: Труды ВНИГРИ, вып. 123, с.156-169.

6) Антонов П.Л. Результаты исследований диффузионной проницаемости осадочных пород для легких углеводородов: Труды ВНИИЯГТ, 1970, вып. 8, с.51-79.

7) Аширов К.Б. Цементация приконтактного слоя нефтяных залежей в карбонатных коллекторах и влияние её на разработку, М, Гостоптехиздат: Труды Гипровостокнефть, 1959, вып.2, с.163-175.

8) Аширов К.Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья, М, Недра, 1965: Труды Гипровостокнефть, вып.8, 171 с.

9) Баженова О.К. Геохимические методы поисков морских месторождений нефти и газа, М, МГУ, 1989, 127 с.

10) Байбаков Н.И., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений, М, Недра, 1981, 285 с.

11) Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазосности недр, М, Недра, 1973.

12) Баркан Е.С. Современное состояние и перспективы исследований природных газогидратов.//Основы прогноза и поисков нетрадиционных источников углеводородного сырья, Л, ВНИГРИ, 1989, с.11-19.

13) Барташевич О.В. Нефтегазопроисхождение битуминология, М, Недра, 1984, 243 с.

14) Бейкер Э. Геохимическая оценка миграции и аккумуляции нефти.//Основные аспекты геохимии нефти, М, Недра, 1970, с.279-310.

15) Белонин М.Д. Гольдберг И.С., Грибков В.В. и др. Повышение эффективности комплексного освоения месторождений тяжелых металлоносных нефтей и битумов.//Геология нефти и газа, 1990, № 9, с.2-4.

16) Бестужев М.Н. Исследование парафинов нефти.//Органическая геохимия, М, Недра, 1970, вып.2.

17) Богомолов А.И., Панина К.И. Низкотемпературные каталитические превращения нафтеновых кислот над глиной: Труды ВНИГРИ, 1969, вып.279.

18) Богомолов А.И., Степина Л.Ф., Гурко Н.Н. Геохимические особенности и состав кембрийских нефтей Сибирской платформы и Балтийской синеклизы.//Органическая геохимия нефтей, газов и органического вещества докембрия, М, Наука, 1981, с.94-102.

19) Боровиков В.Н. Хрономоделирование геохимических полей в связи с прогнозом нефтегазоносности.//Геология нефти и газа, 1995, № 10, с.40-45.

20) Ботнева Т.А. Спектрально-геохимическая характеристика нефтей Прибалтики.//Оптические методы исследования нефтей и органического вещества пород, Труды ВНИГНИ, 1970, вып.97, с.194-207.

21) Ботнева Т.А., Муромцева В.А., Сакалаускас К.А. Некоторые аспекты формирования залежей нефти в Южной Прибалтике, Вильнюс, изд.Минтис, 1976, Труды Лит.НИГРИ, вып.32, с.88-94.

22) Ботнева Т.А., Ильина А.А., Баранова Т.Э. и др. Методическое руководство по люминесцентно-битуминологическим и спектральным методам исследования органического вещества пород и нефтей, М, Недра, 1979, 204 с.

23) Ботнева Т.А. Генетические основы классификации нефтей. М, Недра, 1987, 196 с.

24) Брей Э, Эванс Е. Распределение n-парафинов как ключ к распознаванию материнских пород нефтей.//Симпозиум по химическим подходам к выделению материнских пород нефтей, 1962, с.7-25.

25) Вайнбаум С.Я., Зайдельсон М.И., Копрова Н.А. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области, том V – Куйбышевское Поволжье, М, Недра, 1973, 296 с.

26) Валитов Н.Б., Валитов Р.Б. О влиянии карбонатных пород на перераспределение серы в нефтях.//Доклады АН СССР, 1977, том 235, № 1, с.174-176.

27) Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти.//Известия АН СССР, 1967, серия геологическая, № 11.

28) Вассоевич Н.Б. Проблема происхождения нефти на IX международном нефтяном конгрессе.//Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа, М, Наука, 1978.

29) Виноградова Т.Л., Чахмахчев В.А., Гордадзе Г.Н. и др. Геохимическая оценка перспектив нефтегазоносности девонского терригенного комплекса Бузулукской впадины.//Геология нефти и газа, 1996, № 5, с.29-35.

30) Воронов А.Н. и др. Природные газы осадочной толщи, Л, Недра, 1976, 344 с.

31) Высоцкий И.В., Оленин В.Б., Высоцкий В.И. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран, М, Недра, 1984, 479 с.

32) Габриэлян А.Г. О закономерности в распределении нефти в подкирмакинской свите месторождения Чахнагляр.//Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1948, № 10.

33) Габриэлян А.Г. О зональности распределения палеозойских нефтей Волгоградского Поволжья.//Вопросы геологии и нефтегазоносности Нижнего Поволжья, 1969, вып.14, с.241-250.

34) Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии, М, Недра, 1973, 383 с.

35) Гальперин Г.Д. Об изменении нефтей Ишимбаево.//Доклады АН СССР, 1943, том 41, № 4, с.175-177.

36) Гаджи-Касумов А.С. К вопросу о превращении нефти в сформировавшихся залежах.//Известия ВУЗов, нефть и газ, 1971, № 3, с.7-9.

37) Гаджи-Касумов А.С., Карцев А.А. Нефтегазопромысловая геохимия, М, Недра, 1984, 150 с.

38) Геологический словарь в двух томах, М, Недра, 1973.

39) Гисматуллин Р.М., Валеев В.И., Штейнгольц В.Л. Основные типы битумных месторождений.//Геология битумов и битумовмещающих пород, М, Наука, 1979, с.45-53.

40) Голубков И.А., Ильина Е.В. и др. Прибалтика – новая нефтеносная область СССР.//Геология нефти и газа, 1970, № 1, с.30-34.

41) Гольдберг И.С., Руховец Н.М. О времени формирования локальных структур и залежей в Балтийской синеклизе.//Геология нефти и газа, 1970, № 1, с.38-41.

42) Гольдберг И.С., Гурко Н.Н. Геохимические закономерности в составе нефтей Прибалтики.//Геология нефти и газа, 1972, № 7, с.14-20.

43) Гольдберг И.С. Твердые битумы в нефтяных залежах Прибалтики как показатель стадийности миграции нефти.//Доклады АН СССР, 1973, том 209, № 2, с.462-466.

44) Гольдберг И.С., Зеличенко И.А., Парпарова Г.М. Характеристика рассеянного ОВ палеозойских отложений Балтийской синеклизы.//Новые данные по геологии и нефтеносности Прибалтики: Труды ВНИГРИ, 1975, вып.368, с.73-88.

45) Гольдберг И.С., Каплан З.Г., Пономарева В.С. Закономерности накопления ванадия в нефтях и природных битумах.//Советская геология, 1986, № 6, с.100-111.

46) Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири, М, Недра, 1987, 181 с.

47) Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. Углеводороды в продуктах термолитиза дебитуминизированных пород – геохимические показатели нефтегенерации.//Геология нефти и газа, 1994, № 10, с.34-41.

48) Гордадзе Г.Н., Матвеева И.А. Сравнительная информативность геохимических показателей по аренам состава C_8 и высокомолекулярным биомаркерам.//Геология нефти и газа, 1995, № 1, с.35-39.

49) Горжевский Д.И., Карцев А.А. и др. Парагенезис металлов и нефти в осадочных толщах нефтегазоносных бассейнов, М, Недра, 1990, 268 с.

50) Горшков В.И. Катагенез и палеогеотермия палеозойских отложений юго-востока Волго-Уральской провинции в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности.//Геология и разработка нефтяных месторождений востока Волго-Уральской провинции, М, Наука, ИГиРГИ, 1975, с.79-83.

51) Григорьев М.Н., Козлова О.К., Остроумова Д.М. Пространственный анализ минерально-сырьевой базы углеводородного сырья средствами геоинформационных систем.//Arc. Review, 2002, № 2(21), с.12.

52) Громович В.А., Сазонов Б.Ф. Промысловые данные по влиянию неоднородности карбонатных коллекторов на характер разработки нефтяных залежей.//Геология и разработка нефтяных месторождений: Труды Гипростокнефть, 1965, вып.9.

53) Губкин И.М. Учение о нефти, М-Л, Госнаучтехиздат, 1932.

54) Гуляева Л.А. Микроэлементы в геохимии нефти.//Проблемы геологии нефти: Труды ИГиРГИ, 1968, вып.1, с.163-177.

55) Гурко Н.Н., Васильева В.Ф., Григорьева В.П. Новые нефти Калининградской области.//Геология нефти и газа, 1972, № 4.

56) Гурко Н.Н., Богомолов А.И. и др. Некоторые особенности индивидуального состава бензиновых фракций нефтей Прибалтики.//Изучение состава нефтей, газов и органического вещества: Труды ВНИГРИ, 1974, вып.355, с.103-108.

57) Гурко Н.Н., Степина Л.Ф., Анкундинова В.П. О некоторых закономерностях УВ-состава нефтей Балтийской синеклизы.//Новые данные по геологии и нефтеносности Прибалтики: 1975, Труды ВНИГРИ, вып.368, с.89-99, с.100-103.

58) Гурко Н.Н., Богомолов А.И. Закономерности в распределении н-алканов в нижнепалеозойских нефтях Балтийской синеклизы в зависимости от геологических условий их залегания.//Геохимия, 1978, № 8, с.1249-1254.

59) Гурко Н.Н., Васильева В.Ф. Нефти из нижнепалеозойских отложений Балтийской синеклизы.//Геология нефти и газа, 1994, № 9, с.22-26.

60) Гусева А.Н., Файнгерш Л.А. Связь тяжелых высокосернистых нефтей с зонами древнего гипергенеза.//Распределение и условия формирования тяжелых и сернистых нефтей, М, Наука, 1985, с.38-44.

61) Данилов В.И., Белерова В.А. Нефти палеозоя Среднего Поволжья и их связь с органическим веществом пород доманиковой фации.//Экология и нефтегазообразование в истории Земли, М, изд.МГУ, 1984, с.37-39.

62) Дахнова М.В., Жеглова Т.П. и др. Геохимия сероорганических соединений и её роль в прогнозе нефтегазоносности.//Геология, методы поис-

ков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья, Обзорная информация ЗАО «Геоинформмарк», 2000, вып.2, 51 с.

63) Двали М.Ф. Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. Л, Гостоптехиздат, 1963, Труды ВНИГРИ, вып.211, 378 с.

64) Деменкова П.Я. К вопросу о связи ванадия и никеля с нефтями девонских отложений Волго-Уральской области.//Об условиях образования нефти: Труды ВНИГРИ, 1955, новая серия, вып.82, с.182-199.

65) Дикенштейн Г.Х., Левина Л.М. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Прибалтики и Белоруссии, М, Гостоптехиздат, 1959, Труды ВНИГНИ, вып.18.

66) Дмитриевский А.Н. Фундаментальные исследования в геологии нефти и газа.//Геология нефти и газа, 1977, № 9, с.4-10.

67) Добрянский А.Ф. Химия нефти, Л, Гостоптехиздат, 1961, 224 с.

68) Егорова Н.П. Об изменении свойств нефтей в залежах.//Новые данные по геологии и нефтегазоносности Волго-Уральской области, М, ИТЭ нефтегаз, 1962, с.141-147.

69) Еременко Н.А. Геология нефти и газа, М, Недра, 1968, 389 с.

70) Еременко Н.А., Ботнева Т.А. и др. Вариации стабильных изотопов углерода, водорода и серы нефтей в связи с цикличностью процессов нефтегазообразования.//Геология нефти и газа, 1971, № 4, с.30-34.

71) Ефремов П.Е., Куликов Б.И. Некоторые особенности геологического строения и нефтегазоносности Зайкинской группы месторождений Оренбургской области.//Проблемы разработки сложнопостроенных нефтяных месторождений Урало-Поволжья и Западного Казахстана, Куйбышев, 1988, Труды Гипровостокнефть, с.4-8.

72) Зайдельсон М.И. и др. Формирование и нефтегазоносность дома-никоидных формаций, М, Наука, 1990, 72 с.

73) Зданавичюте О.К., Растянене В.П. Оценка перспектив нефтегазоносности Балтийской синеклизы по данным исследования нефтей: Труды МИНХиГП, 1983, вып.169, с.127-131.

74) Зданавичюте О.К., Сакалаускас К.А., Кадунене Е.Ф. О генетических связях нефтей и ОВ палеозойских отложений Балтийской синеклизы.

//Аспекты генетических связей нефтей и органического вещества пород, М, Наука, ИГиРГИ, 1986, с.117-120.

75) Ильинская В.В., Голованова С.И., Зданавичюте О.К. Генетические различия нефтей и их родство по индивидуальному составу углеводородов. //Органическое вещество в современных и ископаемых осадках, Ташкент, 1982.

76) Ильинская В.В. Генетическая связь углеводородов органического вещества пород и нефтей, М, Недра, 1985, 160 с.

77) Кадунене Е.Ф., Сакалаускас К.А. Катагенетическое преобразование рассеянного ОВ силурийских отложений Южной Прибалтики.//Геология нефти и газа, 1975, № 10.

78) Кадунене Е.Ф., Лапинскас П.П., Лашков Е.М. и др. Нефтеносность осадочных формаций нижнего и среднего палеозоя западной окраины Восточно-Европейской платформы.//Осадочные формации и их нефтегазоносность, М, изд.МГУ, 1978, с.248-249.

79) Калинин М.К. Геология и геохимия нафтидов, М, Недра, 1987, 120 с.

80) Калинин М.К. Зарубежный опыт использования геохимической информации при поисках и разведке нефти и газа.//Обзор ВИЭМС, геология, экономика, методы прогноза, М, 1990, 57 с.

81) Карцев А.А. Кайнотипные и палеотипные нефти.//Известия ВУЗов, серия - нефть и газ, 1959, № 8, с.3-7.

82) Карцев А.А. Геохимическая эволюция нефтей.//Геология нефтегазоносных районов: Труды МИНХиГП, 1960, вып.27, с.53-64.

83) Карцев А.А. Основы геохимии нефти и газа, М, Недра, 1978, 279 с.

84) Каталог параметров региональной характеристики химического и индивидуального состава нефтей Советского Союза, М, Недра, 1981: Труды ВНИГНИ, вып.222, 294 с, под редакцией С.П.Максимова и Т.А.Ботневой.

85) Клубов Б.А. Принципиальная модель образования природных битумов в свете новых данных.//Горючие сланцы, 1988, № 5/4, с.365-375.

86) Клубов Б.А., Безруков В.М. Ресурсная база скоплений природных битумов в Российской Федерации и её современное состояние. // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения, С.-Петербург, ВНИГРИ, 2000, с.113-116.

87) Конторович А.Э. и др. Количественная оценка перспектив нефтеносности слабоизученных регионов, М, Недра, 1988.

88) Конторович А.Э. Общая теория нафтидогенеза. Базисные концепции.//Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа, Новосибирск, 1991, с.29-44.

89) Конторович А.Э. Осадочно-миграционная теория: состояние на рубеже 20 и 21 в.в., пути дальнейшего развития.//Геология нефти и газа, 1998, № 10, с.8-15.

90) Копрова Н.А., Андреев В.Н., Ведунова Н.К. Условия образования жильных месторождений асфальтита на территории Куйбышевской и Оренбургской областей: Труды КуйбышевНИИ НП, 1961, вып.7, 123 с.

91) Крылов Н.А. Проблемы нефтегазовой ресурсологии.//Геология нефти и газа, 1998, № 10, с.37-41.

92) Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтематеринских толщ, М, Недра, 1983, 195 с.

93) Лашкова Л.Н. и др. О времени формирования нефтяных месторождений Калининградской области.//Известия АН СССР, 1972, серия геологическая, № 1, с.96-101.

94) Лейбсон М.Г., Мухин В.В., Назаров В.Н. Эффективность геолого-разведочных работ на нефть и газ, М, Недра, 1984, 160 с.

95) Лобанов Б.С., Фердман Л.Н. Современное состояние и проблемы комплексного освоения ресурсов природных битумов.//Всесоюзная конференция по проблемам комплексного освоения природных битумов и высоковязких нефтей, Казань, 1991, с.6-7.

96) Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии, М, Наука, 1987, 144 с.

97) Лосицкая И.Ф., Пунанова С.А. Изменение микроэлементного состава нефтей в зоне гипергенеза.//Геохимия, 1987, № 9, с.13-18.

98) Люткевич Е.М. Нефтеносность Прибалтики.//Геология и нефтеносность Южной Прибалтики: Труды института геологии, Вильнюс, 1965, вып.1, с.107-126.

99) Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, 1985, М, Недра, 232 с.

100) Максимов С.П. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, М, Недра, 1970, 806 с.

101) Максимов С.П., Муромцева В.А. О формировании залежей нефти в кембрийских отложениях южного борта Балтийской синеклизы.//Геология нефти и газа, 1975, № 3, с.20-26.

102) Максимов С.П., Ларская Е.С. и др. О формировании Оренбургского газоконденсатного месторождения.//Геология нефти и газа, 1976, № 11, с.11-22.

103) Максимов С.П., Ильинская В.В., Голованова С.И. Генетическая связь УВ отбензиненных нефтей с органическим веществом кембрийских отложений Балтийской синеклизы.//Геология нефти и газа, 1977, № 2, с.42-48.

104) Мартин Р., Уинтерс Дж. Распределение УВ в составе нефти и её генезис.//Материалы VI Международного нефтяного конгресса, М, 1964.

105) Мелик-Пашаев В.С. Геология морских нефтяных месторождений Апшерона, Гостоптехиздат, 1959, 244 с.

106) Муслимов Р.Х. и др. Размещение и освоение ресурсов природных битумов Татарстана.//Геология нефти и газа, 1995, № 2, с.7-9.

107) Надиров Н.К., Котова А.В., Камьянов В.Ф. Новые нефти Казахстана и их использование. Металлы в нефтях, Алма-Ата, 1984, 448 с.

108) Неручев С.Г. Накопление органического вещества и горючих ископаемых в фанерозое.//Доклады АН СССР, 1979, том 247, № 3, с.664-667.

109) Неручев С.Г., Парпарова Г.М., Жукова А.В. Катагенез и нефтегазоносность, Л, Недра, 1981.

110) Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре, М, Недра, 1975.

111) Нефтяные и газовые месторождения СССР (справочник), под редакцией С.П.Максимова. Книга I. Европейская часть СССР, М, Недра, 1987, 358 с.

112) Норенкова И.К., Темялко М.Б., Архангельская Р.А. Опыт изучения биodeградации углеводородов в связи с проблемой генезиса тяжелых нефтей.//Актуальные вопросы геохимии нефти и газа, Л, ВНИГРИ, 1984, с.32-36.

113) Оболенцев Р.Д., Байкова А.Я. Сероорганические соединения нефтей Урало-Поволжья, М, Наука, 1973. 263 с.

114) Отрешко А.И., Степаненко О.Т. Закономерности строения и условия размещения серных месторождений Средневожского бассейна. // Геология месторождений самородной серы: Труды Гос.науч.-исслед.ин-та горнохимического сырья, М, Недрa, 1969.

115) Паасикиви Л.Б. Закашанский М.С. Перспективы нефтеносности Прибалтики./Обзор ОНТИ ВИЭМС, 1965, вып.34.

116) Панкина Р.Г. Геохимия изотопов серы нефтей и органического вещества, М, Недрa, 1978, 248 с.

117) Петров Ал.А. Углеводороды нефти, М, Наука, 1984, 260 с.

118) Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Анализ качества нефтей России./Интервал, 2003, № 3(50), с.51-54.

119) Пунянова С.А. Геохимические особенности распределения микро-

128) Родионова К.Ф., Максимов С.П. Геохимия органического вещества и нефтематеринские породы фанерозоя, М, Недра, 1981, 367 с.

129) Рудченко Л.А., Парунова Г.И., Турук Е.Т. Нефти месторождений Калининградской области./РНТС «Нефтегазовая геология и геофизика», 1978, №12, с.32-35.

130) Рыльков А.В. Изменение нефтей в пределах залежей: Труды Зап. Сиб. НИГНИ, 1968, вып.8, с.69-86.

131) Сакалаускас К.А. Тектоника и нефтегазоносность юго-западной Прибалтики: Труды Института геологии, 1968, Вильнюс, вып.4.

132) Сакалаускас К.А. Перспективы нефтеносности и возможности поискового бурения в Балтийском море.//Геология нефти и газа, 1971, № 6, с.10-15.

133) Сакалаускас К.А., Лашкова Л.Н. и др. Формирование локальных структур и время образования залежей нефти Балтийской синеклизы. // Локальные структуры Белоруссии и Прибалтики, 1978, Вильнюс, с.32-54.

134) Салманов Ф.К., Двуреченский В.А., Золотов А.Н. и др. Нефть и газ России – состояние и перспективы развития нефтегазовой промышленности.//Геология нефти и газа, 1994, № 12, с.2-4.

135) Сафонова Г.И. Реликтовые структуры в УВ нефтей различных стратиграфических подразделений, М, Недра, 1980, 260 с.

136) Сверчков Г.П., Амосов Г.А, Иванова К.П. Балансовая оценка процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в Волго-Уральской провинции.//Советская геология, 1977, № 9, с.17-31.

137) Сильвермен С.Р. Миграция и сегрегация нефти и газа. // Органическая геохимия, М, Недра, 1971, вып.3, с.109-126.

138) Словарь по геологии нефти и газа, под редакцией К.А.Черникова и др., Л, Недра, 1988, 679 с.

139) Смит Х.М. Некоторые важные данные о составе нефти. // Органическая геохимия, М, Недра, 1967, вып.1.

140) Соболев В.С. Закономерности изменения состава нефтей. // Происхождение и прогнозирование скоплений нефти, газа и битумов, Л, Недра, 1983, с.79-92.

141) Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов, М, Наука, 1980, 243 с.

- 142) Соколов В.А. Геохимия природных газов, М, Недра, 1974, 334 с.
- 143) Старобинец И.С. и др. Изменение свойств нефтей и газов в пределах некоторых залежей Ферганы.//Доклады АН Узбекск. ССР, 1962, № 11.
- 144) Старобинец И.С. Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений, М, Недра, 1986, 198 с.
- 145) Старосельский В.И. Этан, пропан и бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов, М, Недра, 1990, 183 с.
- 146) Степанов К.И., Вешев С.А. Влияние латеральной миграции углеводородов на изменение микроэлементного состава нефтей Калининградской области.//Геология нефти и газа. 2000, № 1, с.44-49.
- 147) Страхов Н.М., Залманзон Э.С. Распределение аутигенно - минеральных форм железа в осадочных породах и его значение для литологии.//Известия АН СССР, серия геологическая, 1955, № 1, с.34-48.
- 148) Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти, М, Мир, 1981, 501 с.
- 149) Траск П.Д. Условия образования нефтематеринских осадков, 1932.
- 150) Троепольский В.И., Эллерн С.С. К вопросу об условиях формирования и разрушения УВ-скоплений в Волго-Уральском бассейне.//Современные проблемы геологии нефти и газа, М, изд.МГУ, 1978, с.172-181.
- 151) Трофимук А.А. Проблема диагностики нефтематеринских свит. // Геология и геофизика, 1963, № 4.
- 152) Трофимук А.А. Газогидраты – новые источники углеводородов. // Природа, 1979, № 1, с.18-27.
- 153) Уклонский А.С. Парагенезис серы и нефти, Ташкент, изд. Узбекского филиала АН СССР, 1940.
- 154) Ульст Р.Ж. Нижнепалеозойские и силурийские отложения Прибалтики и содержание в них рассеянного органического вещества.// АН Латвийской ССР, Институт геологии, Рига, 1959, 199 с.
- 155) Успенский В.А. Введение в геохимию нефти, Л, Недра, 1970, 309 с.
- 156) Файнгерш Л.А. Некоторые закономерности формирования зон газонакопления с высоким содержанием азота.//Труды Зап.Сиб.НИГНИ, Тюмень, 1978, вып.137.

157) Физико-химическая характеристика и индивидуальный УВ-состав нефтей и конденсатов Советского Союза, М, Недра, ВНИГНИ, под редакцией С.П.Максимова и В.В.Ильинской, 1989, 295 с.

158) Флоровская В.Н. Люминесцентная битуминология, М, изд.МГУ, 1975, 190 с.

159) Хаин В.Е. Нефтегазоносность и тектоника.//Геология нефти и газа, 1998, № 10, с.5-8.

160) Халимов Э.М. и др. Месторождения природных битумов, М, Недра, 1983, 193 с.

161) Халимов Э.М., Климушин И.М., Фердман Л.И. Геология месторождений высоковязких нефтей СССР, М, Недра, 1987, 172 с.

162) Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа, М, Мир, 1982, 703 с.

163) Храмова Э.В., Родионова К.Ф., Голованова С.И. и др. К характеристике ароматических УВ битуминозных веществ и нефтей кембрийских отложений Прибалтики.//Преобразование органического вещества в современных и ископаемых осадках: Труды ВНИГНИ, 1975, вып.175, с.95-101.

164) Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем, М, Недра, 1983, 241 с.

165) Чахмахчев В.А., Тихомиров В.И., Виноградова Т.Л. Термические методы изучения органического вещества в нефтегазопроисковой геохимии, М, ВИЭМС.//Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа, 1989, 59 с.

166) Чахмахчев В.А., Виноградова Т.Л. и др. Геохимический прогноз нефтегазоносности и свойств углеводородных систем девонского терригенного комплекса юга Бузулукской впадины.//Геология нефти и газа, 1998, № 8, с.26-32.

167) Чахмахчев В.А. Геохимические исследования и методы при поисках и разведке нефти и газа, М, РГУ нефти и газа, 2001, 223 с.

168) Шарапов И.П. Применение математической статистики в геологии, М, Недра, 1971, 248 с.

169) Шварц Т.В. Основные закономерности распределения органического вещества в отложениях нижнего палеозоя и силура Прибалтики. // Геология нефти и газа, 1973, № 11, с.26-30.

170) Шеходанов В.А., Каграманян Н.А., Дьяченко В.М. К вопросу формирования нефтяных месторождений Калининградского вала.//Новые данные по геологии и нефтеносности Прибалтики: Труды ВНИГРИ, 1975, вып.368, с.15-23.

171) Шиманский В.К. Некоторые закономерности в составе легких метановых и ароматических углеводородов нефти.//Советская геология, 1967, № 5, с.37-44.

172) Шиманский В.К., Шапиро А.И. Эволюция индивидуального состава углеводородов ОВ пород в процессе катагенеза.//Тезисы доклада на IV Всесоюзном семинаре, М, МГУ, 1984, с.17-18.

173) Штоф М.Д., Белерова В.А., Данилов В.И. Нефтегазоконденсатные месторождения юго-западной части Оренбургской области и северо-восточной части Казахстана.//Геологические проблемы разработки нефтяных месторождений, Куйбышев, Гипровостокнефть, 1986, с.20-29.

174) Шуменкова Ю.М., Беляева Л.С., Парпарова Г.М. О составе рассеянного органического вещества.//Органическое вещество современных и ископаемых осадков и методы его изучения, М, Недра, 1974, с.170-175.

175) Юдин Г.Т., Жабрева П.С., Бабалян Г.Г. и др. Геология и освоение природных битумов, М, Наука, ИГиРГИ, 1983, 111 с.

176) Якубсон З.В., Тихомиров В.И., Чахмахчев В.А. Признаки гипергенеза в нефтях Западно-Тэбукского месторождения.//Геология нефти и газа, 1980, № 2, с.47-53.

177) Якуцени В.П. Основные виды и перспективная значимость ресурсов нетрадиционных источников УВ-сырья.//Основы прогноза и поисков нетрадиционного УВ-сырья, Сборник научных трудов ВНИГРИ, Л, 1989, с.7-11.

178) Якуцени В.П., Белонин М.Д., Грибков В.В. Нетрадиционные объекты и источники углеводородного сырья России и технологии их комплексного освоения.//Геология нефти и газа, 1994, № 12, с.35-39.

179) Ярошенко В.Н. Перспективы нефтеносности осадочного чехла Балтийской синеклизы и пути их освоения.//Новые данные по геологии и нефтеносности Прибалтики: Труды ВНИГРИ, 1975, вып.368, с.3-15.

180) Augier C. Quelques elements essentiels de la couverture sedimentaire des Hauts Plateaux.//Publ. Serv.geol, Algerie, 1967, bull.n.34.

181) Behar F. Pelet R., Roucache J. Geochemistry of asphaltenes//Org.Geochem, 1984, №6, p.587-595.

182) Espitalie J, Deroo G. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications.//Revue de l'JFP, 1985, vol.40, № 5, p.563-580.

183) Leythaeuser D, Schaeter R, Generation and migration of light hydrocarbons C₂-C₇ in sedimentary basins//Organic Geochem, 1979, vol.1, p.191-204.

184) Perrodon A. Geologie du Petrole. Presses universitaires de France, 1966, Paris.

185) Welte D. Correlation problem among crude oils//Advances of Organic Geochemistry, 1966, p.111-127.

б) фондовая

186) Аксенов А.А., Бабалян Г.Г. Оценка ресурсов битумов и составление карты прогноза битумов и высоковязких нефтей на территории СССР/Отчет по теме 4.000.3/395, М, ИГиРГИ, 1984.

187) Валеев Р.Н. и др. Комплексная оценка ресурсов битумов Урало-Поволжья и мероприятия по их использованию./Отчет по теме Б.1.4/106(9), Казань, ВНИИГеолнеруд, 1976.

188) Громович В.А. Условия залегания нефти в карбонатных коллекторах Куйбышевской области и их влияние на разведку и разработку нефтяных месторождений./Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд.геолого-минерал.наук, Куйбышев, Политехнический институт, 1970, 24 с.

189) Исаев В.Н. Закономерности изменения состава нефтей Куйбышевской области в зависимости от геологических условий их залегания. / Диссертация на соискание ученой степени канд.геолого-минералог. наук, Л, ВНИГРИ, 1974, 169 с.

190) Крылов Н.А., Юдин Г.Т. и др. Методические положения по поискам, разведке и оценке промышленной ценности месторождений природных битумов, М, ИГиРГИ, 1990, 114 с.

191) Пунанова С.А. Микроэлементы нефтей, их использование при геохимических исследованиях и изучении процессов миграции. // Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд.геолого-минералог. наук, М, ИГиРГИ, 1972.

192) Раабен В.Ф. Условия нефтегазонакопления в палеозойских отложениях Урало-Поволжья. // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минерал. наук, Л, ВНИГРИ, 1970, 48 с.

193) Рыцк В.И. Отчет по экспертизе битуминозных песчаников и Каировского месторождения асфальтита, Л, трест Ленгеолнеруд, 1946.

194) Рыцк В.И. Отчет о разведочных работах Садкинской геологоразведочной партии, Л, трест Ленгеолнеруд, 1947.

195) Суровиков Е.Я., Монтлевич В.М. и др. Разработка среднесрочной программы геологоразведочных работ на территории Самарской области до 2005 года. / Отчет по теме 0616-99, книга I Самара, ВОИГиРГИ, 2000.

196) Юдин Г.Т., Жабрева П.С. Разработка методики поисков и разведки скоплений природных битумов в различных геологических условиях. / Отчет по теме 1.3.4.01/423, М, ИГиРГИ, 1986.

197) Юдин Г.Т., Колесникова Н.В., Гладкова Е.Г. Оценка перспектив промышленного освоения природных битумов и научное обоснование объемов поисково-разведочных работ на битумы на период до 2000 г. (Этап 3.2. Территория БаССР и Куйбышевской области), М, ИГиРГИ, 1988, 97 с.

198) 20 тематических отчетов фирм «SONATRACH», «TOTAL», «REPAL» по геологии и нефтеносности Алжирских Атласов, выполненные в период 1969-1991 г.г. следующими авторами:

Belhadi E, Belhamri A, Bencheikh S, Боровиков В., Bracene R, Boumrane D, Bouabdellah H, Chaouche A, Djerroumi Z, Гордадзе Г., Drid M, Haddadi N, Maknous M, Moulla H, Francois C, Radja T, Rouyami M, Soulali R, Stahcu G, Tewfik N., Тихомиров В.