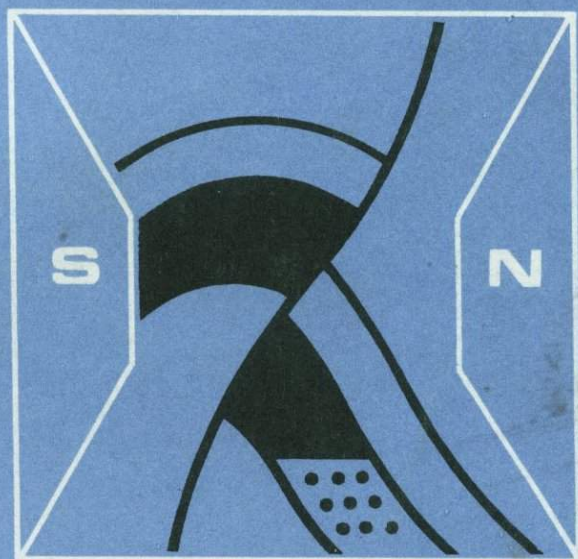


Ю. В. ЕРГИН
Н. С. ЯРУЛЛИН

МАГНИТНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
БАШКИРСКИЙ ФИЛИАЛ
Институт геологии

Ю. В. ЕРГИН,
К. С. ЯРУЛЛИН

МАГНИТНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

2963



ИЗДАТЕЛЬСТВО "НАУКА"
Москва 1979



Магнитные свойства нефтей. Е р г и н Ю.В., Я р у л л и н К.С. М.: 1979, с. 1–200.

Впервые в практике исследования нефтей приводятся и обсуждаются экспериментальные данные измерений их магнитных свойств. Исследовано большое количество нефтей месторождений Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Предкавказской, Карпатской, Западно-Сибирской и Дальневосточной нефтегазоносных провинций. Подробно рассматриваются вопросы магнетохимии, методика измерений магнитной восприимчивости, обсуждается изменение магнитных свойств нефтей в зависимости от их состава и особенностей геологического залегания. Проведенные исследования могут служить теоретической основой для повышения эффективности добычи нефти.

Книга рассчитана на специалистов в области физики, химии и геологии.

Табл. 45, ил. 43. список лит. 202 назв.

Ответственный редактор
академик АН КазССР В.Г. БЕНЬКОВСКИЙ

Юрий Викторович Е р г и н, Камиль Сахиевич Я р у л л и н

МАГНИТНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

*Утверждено к печати Институтом геологии
Башкирского филиала Академии наук СССР*

Редактор издательства *Н.Е. Миронова*. Художник *Л.Г. Прохоров*
Художественный редактор *С.А. Литвак*. Технический редактор *Т.М. Нагишкина*
ИБ № 16429

Подписано к печати 22.06.79. Т–09082. Формат 60 x 90 1/16. Бумага офсетная № 1
Усл.печ.л. 12,5 + 0,3 вкл. Уч.-изд.л. 12,9. Тираж 750 экз. Тип. зак. 289. Цена 1 р. 80 к.

Книга издана офсетным способом

Издательство "Наука", 117864 ГСП–7, Москва В–485, Профсоюзная ул., д. 90;
Ордена Трудового Красного Знамени 1–я типография издательства "Наука",
199034, Ленинград, В–34, 9-я линия, 12

Огромная потребность в нефти вызвана не только сильным увеличением производства различных видов топлива и масел, но стремительным ростом современной индустрии нефтехимического анализа. Становится очевидным, что нефть — сложнейшее природное соединение — в ближайшем будущем приобретет первостепенное значение как химическое сырье, а не как топливо.

Несмотря на более чем вековую историю развития нефтяной промышленности, многие вопросы, связанные с генезисом нефти, превращениями ее в недрах, добычей и технологией переработки, остаются все еще неясными. Традиционные анализы по изучению физико-химических свойств и состава нефти в полной мере уже не удовлетворяют современным требованиям, нужны различные комплексные методы анализов, и в особенности те, которые требуют привлечения различных новых методик, основанных на использовании результатов исследований специалистов смежных областей.

Предлагаемая вниманию читателей книга является результатом совместных работ физика и геолога-нефтяника, которые попытались раскрыть в первом приближении одно из физических свойств нефти — магнитную восприимчивость. В практике исследований нефти это свойство до сих пор никем не изучалось.

Естественно, что исследование таких тонких зависимостей, как магнитная восприимчивость нефти и ее компонент, а также довольно грубых и не очень определенных геологических характеристик, таких, как геологические провинции, стратификация нефтевмещающих толщ, к тому же исчисляемых миллионами и сотнями миллионов лет, разнообразные пластовые условия нахождения, чрезвычайно сложный химический состав нефти и другие, не позволяют авторам сразу решить всю проблему. Но нужно начинать работу и в этой области, что не требует специального обоснования.

Выполнена большая и трудоемкая работа, которая несомненно приведет к дальнейшим исследованиям в этом направлении. Важно подчеркнуть, что в сфере изучения магнитных свойств авторами привлечены нефти различных геологических объектов, не случайных проб, а отобранных с определенной целью для выяснения разносторонних геолого-геохимических позиций, что все измерения производились в одной лаборатории и что проведена корреляция магнитных свойств с другими свойствами, измеренными на тех же самых образцах.

Можно утверждать, что авторам удалось убедительно показать ряд причин изменения магнитной восприимчивости нефтей и отдельных компонент, а также фракций и остатков нефтей. В ряде случаев найдена тесная связь магнитных свойств нефтей с особенностями геологического залегания. Есть основания надеяться, что материал книги послужит в определенной мере основой при разработке методов использования магнитных полей в практике добычи, подготовки и транспортировки нефти, а также целям предотвращения отложений солей и парафина.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В недрах Земли существуют различные типы нефтей. Нефть — одно из сложнейших и разнообразных по химическому составу полезных ископаемых и представляет собой природную смесь преимущественно углеводородных соединений с некоторым количеством соединений серы, азота, кислорода и металлокомплексов. В недрах Земли нефть находится во взаимодействии с вмещающими породами, пластовыми водами и газами, поэтому физическое состояние ее как геологического объекта обусловлено свойствами и соотношениями составляющих нефть компонентов и физико-химическими условиями окружающей среды, которая претерпевает различные изменения в процессе геологической истории нефтеносного региона. Вследствие этого успехи в познании свойств и состава нефти возможны только при комплексном геолого-геохимическом и геофизическом изучении этого полезного ископаемого.

Геологи и химики изучают свойства и состав лишь метаморфизованных нефтей. Нефти одного и того же нефтеносного горизонта в пределах одной области могут быть не только близкими по составу и качеству, но и резко отличными. Нефти различных по возрасту нефтемещающих толщ в силу ряда причин могут оказаться и очень похожими друг на друга. Подобные явления установлены во всех нефтеносных областях и провинциях. Например, ранее считали, что в пределах Башкирии более высококачественными, т.е. легкими, малосмолистыми и малосернистыми, богатыми легкими фракциями, являются нефти только живетского яруса среднего девона. Они обычно приурочены к западным районам Башкирии (Туймазы, Леонидовка, Серафимовка, Шкапово). Нефти же среднего карбона, как правило, тяжелые, высокосернистые и смолистые, они содержат небольшое количество бензиновых фракций.

Однако последние исследования показали, что высококачественные нефти имеются и в более молодых отложениях — верхнем девоне, в карбоне и нижней перми. Наряду с этим открыто немало нефтей низкого качества и в живетском и эйфельском ярусах среднего девона. Установлено также, что нефти из верхнедевонских отложений, особенно северных и восточных районов Башкирии, не отличимы от низкокачественных нефтей нижнего карбона северо-западных и западных районов, хотя геологические условия их залегания существенно различны.

Поэтому на основе обычных промысловых характеристик в ряде случаев трудно или невозможно распознать "родственные" связи нефтей даже одного пласта — являются ли они генетически одной нефтью, но сильно изменены под воздействием различных гиперген-

ных и метаморфических факторов или источниками нефти в этом районе (в многопластовом месторождении) были несколько разновозрастных толщ. Только комплекс различных физико-химических характеристик нефтей может указать на признаки образования, аккумуляцию, миграцию и дать ответ на другие вопросы, связанные с геолого-геохимической историей нефтяных месторождений.

В связи с этим представляет интерес изыскать новые характеристики нефтей, которые в комплексе с другими физико-химическими параметрами могут приблизить исследователя к решению проблем, связанных с генезисом нефти и использованием их в практике поиска и разработки нефтяных месторождений. В настоящей работе в качестве такой характеристики нефти авторы попытались использовать магнитную восприимчивость.

Поскольку в отечественной и зарубежной литературе, кроме отдельных упоминаний [Honda, Hidemasa, 1953; Иванов, 1956], данные о магнитных свойствах отсутствуют, перед авторами стоял ряд сложных задач. Первая из них связана с отбором достаточно большого количества разнообразных нефтей, с помощью которых можно составить хотя бы общее представление о характере изменения магнитных свойств не только по отдельным тектоническим областям, но и в пределах крупных структур, а также по возрасту нефтемещающих отложений и геологическим особенностям конкретного нефтяного района. Естественно, что это очень сложная задача, и авторы не могли в настоящей работе исследовать магнитные свойства нефтей всех нефтегазоносных провинций страны. Изучены только наиболее характерные нефти (около 1000 образцов) Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Западно-Сибирской, а также Предкавказской, Карпатской и Дальневосточной нефтегазоносных провинций.

Другая задача состояла в том, что нефти, их фракции и остатки представляют собой так называемые слабомагнитные вещества, магнитные восприимчивости которых очень незначительны (порядка магнитной восприимчивости воды). Стандартной аппаратуры для измерения магнитных свойств таких образцов не существует. Поэтому для исследований была использована аппаратура для измерений магнитных свойств диамагнетиков, описанная в литературе [Антипин, Ергин, 1974, 1975, 1978; Антипин, Дедов, Ергин, 1977], а часть аппаратуры была специально разработана и изготовлена для настоящего исследования. Поскольку методические вопросы, связанные с измерениями слабомагнитных веществ, в отечественной и зарубежной литературе разработаны недостаточно, освещению ряда из них в настоящей работе авторы уделили большее внимание.

Для более полного понимания причин изменения магнитной восприимчивости нефтей были рассмотрены также магнитные свойства отдельных компонентов нефти (магнетохимия нефти), а также фракций и остатков нефтей. В ряде случаев найдена связь магнитных свойств фракций нефтей с особенностями геологического залегания.

Исследования магнитных свойств нефтей интересны и потому, что неоднократно делались попытки использовать магнитные поля

в практике добычи, подготовки и транспортировки с целью предотвращения отложений солей [Абилов, 1967; Агаларов, 1964, 1965, 1971, 1973; Агаларов, Мухеник, 1965; Касимов, Агаларов, 1966], парафина [Каган, 1965а, б; Каган и др., 1963; Тихонов, Мягков, 1960], разрушения водонефтяных эмульсий [Roberts, 1933; Алиев и др., 1974; Иванов, 1955, 1956, 1958; Каган и др., 1967; Львов, 1971; Рыбачок, 1962; Шляпин, 1960] и решения ряда других задач [Велиев, 1974; Куценко, 1974; Рамазанзаде и др., 1969].

Результаты настоящего исследования, связывающие магнитные свойства нефтей с их составом, могут быть полезны для выяснения закономерностей воздействия электромагнитных полей на указанные объекты, что будет способствовать более целенаправленному использованию их для нужд нефтяной промышленности.

Образцы исследованных нефтей собраны К.С.Яруллиным. Ему всяческое содействие в этом оказали И.М.Амирханов, В.С.Асмоловский, Б.Я.Вассерман, Г.Ф.Викторов, З.С.Газизов, К.Е.Димент, А.М.Ершов, В.А.Ершов, Г.В.Золова, Б.А.Калинский, Р.З.Канюков, Н.М.Каптелинина, Ш.Г.Киреев, В.В.Крылов, Ш.С.Латыпов, Н.И.Лисин, Н.Н.Лисовский, О.М.Махоньков, Л.Я.Михайлова, А.Н.Мищенко, Е.Я.Поделько, И.Г.Полуян, Г.С.Саитов, М.С.Сайфуллин, В.А.Самойлов, Г.Т.Самсонова, Р.П.Слепнева, Д.М.Смышляев, М.Д.Стадничук, Р.Г.Сулейманов, С.А.Султанов, И.А.Тагиров, Р.А.Твердова, А.Н.Хрипунов, Г.М.Ярьшев и др.

Разгонка образцов нефтей произведена в Уфимском нефтяном институте (Ю.М.Абызгильдин). Анализы 20 нефтей Узыбашевского, Добровольского и Южно-Введеневского месторождений выполнены в нефтяной лаборатории Уфанефти. Часть фракций нефтей была предоставлена Е.Г.Ивченко (БашНИИНП), определение содержания в нефтях асфальтенов и ванадия произведено Ф.Г.Унгером. Часть анализов нефтей предоставлена ЗапСибНИИНП. Измерения магнитной восприимчивости нефтей, фракций и остатков выполнены в Башкирском государственном университете при непосредственном участии Л.И.Костровой.

Всем указанным товарищам авторы выражают искреннюю благодарность. Они также весьма признательны академику АН КазССР В.Г.Беньковскому за обсуждение результатов и редактирование рукописи и профессору Б.М.Юсупову за ценные советы и критические замечания.

Параграфы 1.2-1.4, 2.2, 2.3 и 4.2 написаны Ю.В.Ергиним; 1.1, 2.1, 3.1-3.6 - К.С.Яруллиным; предисловие, заключение, 3.7, 4.1 и 5 написаны совместно.

МАГНЕТОХИМИЯ НЕФТИ

1.1. Физико-химические свойства
и состав нефтей

Нефть представляет собой жидкую природную смесь преимущественно углеводородных соединений с другими органическими соединениями (сернистыми, азотистыми, кислородными) и металлоорганики.

Почти все запасы мировой нефти приурочены к осадочной толще земной коры, от раннего палеозоя (кембрия) до кайнозоя включительно, и лишь 0,1% запасов приходится на долю кристаллических и метаморфизованных пород [Бакиров, 1973]. Наибольшая часть выявленных ресурсов нефти и газа на всех континентах сконцентрирована в мезозойских и палеоген-неогеновых отложениях.

Плотность нефти в среднем колеблется от 0,71 до 1,00 г/см³, обычно же составляет 0,82-0,93 г/см³. Кинематическая вязкость нефтей при 20°C колеблется от единиц до нескольких сотен сантистокс, начало кипения 20-100°C и выше (чаще всего 40-60°C). Плотность, вязкость, начало кипения и некоторые другие характеристики зависят от химического состава, содержания асфальтено-смолистых веществ, парафина и других причин.

Средние значения некоторых характеристик нефтей из месторождений различных геологических групп приведены в табл. 1.1 [Добрянский, 1961].

Общие физико-химические характеристики нефтей некоторых изученных авторами отечественных месторождений приводятся ниже (табл. 1.2) [Нефти СССР, 1971-1974, т. 1-4].

Основными элементами нефти являются углерод и водород, их содержание колеблется соответственно в пределах 82-87 и 11-

Таблица 1.1

Средние значения плотности и состава нефтей по возрасту

Возраст	Плотность ρ , г/см ³	Выход, вес. %		
		Парафин	Бензин	Керосин
Кайнозой	0,888	1,9	19	17
Мезозой	0,872	3,1	21	12
Палеозой	0,848	4,1	26	15

Таблица 1.2^{1*}. Характеристика нефтей

Месторождение	Возраст	Плотность ρ_{20} , г/см ³	Вязкость ν_{20} , сСт	Парафин, %	Сера, %	Смолы сили- каге- левые, %	Асфаль- тены, %	Выход фракций, %	
								до 200°C	до 350°C
БАССР									
Туймазы	В. девон	0,856	11,9	4,1	1,4	9,6	3,4	26,4	53,4
Александровка	Н. карбон	0,885	25,4	4,4	2,5	15,2	5,5	19,5	44,3
Шкапово	Девон	0,862	13,8	4,1	1,6	10,8	3,3	25,7	52,3
Арлан	Н. карбон	0,891	39,7	3,4	3,0	16,6	5,8	18,7	42,8
	С. карбон	0,878	15,0	4,6	2,6	23,1	9,3	22,9	47,4
Введеновка	Н. пермь	0,848	7,8	3,8	2,1	11,1	1,1	26,8	50,8
ТАССР									
Ромашкино	В. девон	0,862	14,2	5,1	1,6	10,2	4,0	24,0	49,0
	Н. карбон	0,890	34,8	3,5	3,5	14,0	5,2	17,4	42,0
Новоелховское	В. девон	0,866	16,8	4,1	1,6	10,7	4,5	22,0	46,0
Бавлы	То же	0,866	9,1	4,3	1,4	5,1	3,0	25,6	52,8
	Н. карбон	0,883	25,8	4,1	2,8	13,8	6,1	19,2	42,4
Куйбышевская область									
Баринское	С. девон	0,806	5,7	5,9	0,3	2,3	0,9	35,0	68,0
Кулешовское	С. карбон	0,816	5,1	5,0	0,7	7,0	1,1	34,0	60,0
Волгоградская область									
Бахметьевское	Н. карбон	0,871	24,2	4,5	0,4	6,1	1,2	8,6	50,0
Коробковское	То же	0,818	5,1	4,8	0,4	4,8	0,8	32,3	63,1
Кудиновское	С. девон	0,831	12,5	7,8	0,38	4,8	0,4	28,8	62,0
Жирновское	С. карбон	0,912	-	1,8	0,79	10,7	1,8	7,2	38,4
	Н. карбон	0,856	17,7	-	0,26	-	0,2	8,6	50,8
Краснодарский край									
Абинско-Украинское	Миоцен	0,938	310,3	0,8	0,6	20,4	3,1	6,3	32,0
Зыбза	"	0,894	31,5	2,0	0,37	9,8	1,4	17,2	43,7
УССР									
Долинское	Палеоген	0,847	-	10,0	0,2	14,3	0,6	23,6	53,2
Западная Сибирь									
Самотлорское	Н. мел	0,842	6,1	2,3	0,9	10,0	1,3	30,6	58,2
Мамонтовское	То же	0,872	27,2	3,2	1,6	7,8	1,9	20,0	46,0

Примечание: В. - верхний, Н. - нижний, С. - средний.

^{1*} Во всех таблицах и в тексте процентное содержание компонентов в вес. %.

14%. Из второстепенных элементов в нефтях содержатся: сера (0,1-5%), азот и кислород (0,1-0,4%), металлоорганические соединения (0,1-100 мг/г), растворенные газы (от десятых долей до 4%), вода (0,5-10% и выше) и минеральные соли (0,1-4000 мг/л).

Углеводороды в нефти присутствуют в виде трех основных групп: метановые (алканы), нафтеновые (цикланы) и ароматические (арены). Содержание этих углеводородных классов в нефтях различного геологического возраста приведено в табл. 1.3 [Карцев, 1968].

По преобладающему содержанию (выше 50%) групп углеводородов во фракции, выкипающей в пределах 250-300^о, нефти классифицируются на три типа: метановые, нафтеновые, ароматические. При содержании в этой фракции 25% и более углеводородов других групп нефти подразделяют на смешанные типы (метано-нафтеновые, нафтенно-метановые, ароматическо-нафтеновые и т.д.).

По содержанию серы различают: малосернистые (до 0,5%), со средним содержанием серы (от 0,5 до 1,9%) и высокосернистые (более 1,9%) нефти.

Средний групповой состав углеводородов бензиновой фракции нефтей Волго-Уральской провинции, по данным В.А. Соколова, М.С. Бестужева и Т.В. Тихомоловой [1972], приведен в табл. 1.4.

Алканы представлены в нефти как нормальными парафинами, так и парафинами, имеющими изостроение. Общее содержание нормальных углеводородов в нефти (особенно в легкой) может достигать 25% [Бестужев, 1970]. Алканы с разветвленной цепью обычно присутствуют в низко- и среднекипящих фракциях. В нефтях между ними и нормальными метановыми углеводородами возможны различные соотношения содержания. Приблизительно половина метановых углеводородов с разветвленной цепью (например, в нефти Понка-Сити) концентрируется в легких бензиновых фракциях [Россини и др., 1957].

Цикланы представлены во всех фракциях от C₅ и выше. Содержание их в нефтях колеблется обычно в пределах 30-60%, по-

Таблица 1.3

Углеводородный состав нефтей по возрасту нефтемещающих отложений

Возраст	Алканы, %	Цикланы, %	Арены, %
Кайнозой	0-53(26)*	30-80(52)	10-35(22)
Мезозой	11-76(37)	12-78(50)	7-26(13)
Палеозой	33-93(-)	1-45(-)	3-37(-)
высокосернистые	-(44)	-(28)	-(28)
малосернистые	-(56)	-(28)	-(16)

* Пределы содержания, в скобках - среднее содержание.

Таблица 1.4

Углеводородный состав бензиновой
фракции нефтей Волго-Уральской провинции

Возраст	Углеводороды (% на фракцию)		
	алканы	цикланы	арены
Пермь	60	20	20
Средний карбон	60,6	27	12,4
Нижний карбон	64	25,5	10,5
Средний и ниж- ний девон	66,1	22,8	11,1

этому часто цикланы называют "главными" компонентами нефтей. По данным А.Ф. Добрянского [1961], содержание цикланов во фракциях с разными интервалами температур кипения колеблется незначительно. Вместе с тем структура этих компонентов может изменяться в зависимости от молекулярного веса фракции как в пределах одной нефти, так и при переходе от одной нефти к другой.

К аренам относят соединения, содержащие ароматические кольца, боковые цепи и алифатические мостики. Для легких нефтей типичными из них являются моноциклическая ароматика и гомологи бензола. Толуол и его производные представляют значительную долю этих компонентов нефтей [Бестужев, 1970].

А.Ф. Добрянский [1961] разделяет нефти по содержанию во фракциях ароматических углеводородов на три класса. Класс I характеризуется тем, что ароматические углеводороды концентрируются преимущественно в высших фракциях. Сюда относятся нефти с плотностью около $0,90 \text{ г/см}^3$, в них ароматические углеводороды представлены главным образом полициклическими соединениями. Класс II охватывает нефти средней плотности ($0,85-0,90 \text{ г/см}^3$), в них ароматические углеводороды распределены более равномерно по всем фракциям, причем максимальное содержание ароматики приходится на средние фракции ($T_{\text{кип}} = 250-450^\circ\text{C}$). Нефти этих двух классов относятся к нафтеновому и нафтеново-ароматическому типам. Класс III нефтей (в основном метановых) характеризуется относительным преобладанием ароматических углеводородов в легких фракциях ($T_{\text{кип}} - \text{до } 300^\circ\text{C}$). Поскольку в этих нефтях много бензиновых фракций, для них характерно преобладание моноциклических и бициклических ароматических углеводородов.

Неуглеводородные соединения в нефтях (сернистые, азотистые, кислородные, металлоорганика) составляют 5-10%. В легких фракциях нефтей содержание указанных соединений может достигать 10%. По мнению Дж.Константинидеса и Дж.Эриха [1970], такой состав имеют более молодые нефти, которые, как правило, содержат также меньше метановых углеводородов, чем древние нефти.

Сернистые соединения в нефти содержатся главным образом в виде сульфидов и тиофенов (часто до 70%), в меньшем количестве – в виде дисульфидов, меркаптанов и сероводорода. Как правило, тяжелые нефти обычно содержат больше серы, чем легкие (см. табл. 1.2). Кроме этого, более легкие фракции содержат меньшее количество сернистых соединений, по мере увеличения температур кипения (или плотности) фракций в них увеличивается содержание сернистых соединений.

Азотистые соединения в нефти в основном представлены гомологами пиридина и хинолина. Их содержание колеблется от тысячных долей процента до 0,5% (реже 0,8–1,7%). Высокое содержание азотоорганики связано обычно с тяжелыми остатками нефти, в легких фракциях ($T_{кип.} =$ до 150°C) азотистые соединения обычно отсутствуют [Lochte, Littnan, 1955]. С возрастанием температуры кипения (выше 420°C) количество азотистых соединений увеличивается и большая часть азота концентрируется в остатке [Ball e. a., 1951, 1962].

Кислородные соединения в нефтях представлены в основном кислотами, фенолами и другими веществами. Среднее содержание кислорода в этих соединениях, по А.Ф. Добрянскому [1961], составляет: в нафтеновых кислотах – 10%, в фенолах – 5 и смолах – 6%, среднее содержание в нефти равно: нафтеновых кислот – 0,5%, фенолов – 0,05 и смол – 15%. Таким образом, до 95% кислорода нефтей приходится на нефтяные смолы.

Содержание нафтеновых кислот в нефтях изменяется от сотых долей процента до 2%, оно повышается с увеличением плотности нефти и содержанием смол. Бензиновые фракции нефтей практически не содержат кислот, в керосине их мало, но в соляровых дистилятах количество нафтеновых кислот часто достигает 2% и более. Далее с увеличением температуры кипения фракции содержание кислот обычно несколько уменьшается [Добрянский, 1961].

Фенолы в нефтях содержатся в количестве <0,1%, значительная концентрация их установлена в конденсатах из нефтяных залежей с высоким давлением, а также в пластовых водах.

Смолистые вещества в основном представляют собой высокомолекулярные коллоидные соединения в нефти (скорее всего с нехимическими структурами). Смолы и асфальтены присутствуют во всех нефтях, содержание первых – от нескольких процентов до 25%, вторых – от долей процента до 5–10% (см. табл. 1.2). Смолы содержат кислород, серу, азот и металлокомплексы.

Обычно в тяжелых нефтях содержится большое количество смолистых веществ. А.Ф. Добрянский [1961] отмечает, что между типом нефтей и содержанием в них асфальтенов, по-видимому, отсутствует какая-либо простая зависимость, хотя ряд других авторов предполагает возможность существования прямой генетической связи между асфальтенами и смолами, если рассматривать асфальтены как вторичные продукты превращения смол.

Нефть содержит так называемые попутные газы в количестве от десятых долей до нескольких процентов. Это прежде всего углеводородные газы (от C_1 до C_4), а также сероводород, реже — азот, углекислота, инертные газы (гелий, аргон и т.д.). Состав попутных газов изменяется в зависимости от степени разработки нефтяного пласта и других его важнейших физико-химических характеристик (температура, давление).

Любая нефть, извлеченная из пласта, содержит эмульгированную воду, в которой в растворенном состоянии находятся соли (главным образом хлориды, карбонаты, бикарбонаты) натрия, кальция, магния, окислы железа, алюминия, кремния [Карцев, 1968]. Помимо минеральных веществ, в пластовых водах содержатся некоторые органические вещества, углекислота, легкие углеводороды, нафтеновые и жирные кислоты, фенолы и т.д.

Минеральные компоненты в нефти представлены в основном растворами солей органических кислот, большим количеством разнообразных комплексных соединений, а также коллоидными минеральными веществами. Содержание их обычно составляет сотые, реже десятые доли весовых процентов на нефть. Нейтронно-активационным методом анализа в настоящее время в нефтях определено более 60 элементов (Ca, Fe, Si, Ln, Cu, Al, Mg, Ni, V, Na, Sn, Ti, Sr, Rb, Co, Ag, Mn и др.). Наибольший интерес в геохимии представляют ванадий и никель. Их повышенное содержание в нефтях (до 10^{-3} – $10^{-6}\%$ на нефть) установлено почти для всех нефтей мира. Эти элементы обычно концентрируются в асфальто-смолистой части нефти.

1.2. Классификация веществ по их магнитным свойствам

Под магнитными свойствами вещества понимают его способность взаимодействовать с внешним магнитным полем, или, в более узком смысле, способность вещества создавать собственное магнитное поле либо самостоятельно, либо под действием внешнего магнитного поля [Вонсовский, 1971; Дорфман, 1955, 1961].

У большинства веществ, называемых слабомагнитными, при обычных температурах и в не слишком высоких полях намагниченность J , вызываемая внешним магнитным полем, пропорциональна его напряженности H : $J = \chi \cdot H$, где χ — объемная магнитная восприимчивость, не зависящая от поля H .

Кроме объемной магнитной восприимчивости (по существу 1 см^3 вещества), часто используют удельную χ_ρ (1 г) или мольную χ_M (1 моль) восприимчивости. Они связаны друг с другом соотношениями

$$\chi_M = M\chi_\rho = M\rho\chi,$$

где M — молекулярный вес вещества; ρ — плотность.

У сильномагнитных веществ восприимчивость χ является функцией внешнего магнитного поля H . Для них при достаточно боль-

шом поле намагниченность $J = \chi H$ достигает определенного значения J_{∞} , называемого намагниченностью насыщения, которое при данной температуре не зависит от величины внешнего магнитного поля.

Принято делить все магнитные вещества на несколько групп: диамагнетики, парамагнетики, ферромагнетики и антиферромагнетики. Такое деление является условным, поскольку в большинстве веществ в различных, но примыкающих друг к другу температурных интервалах обычно сосуществуют две или несколько разновидностей магнетизма. Поэтому представляет интерес коротко охарактеризовать каждую из этих групп.

Диамагнетизм свойствен атомам и молекулам, входящим в состав вещества, независимо от того, обладают они или нет в отсутствие внешнего магнитного поля собственным магнитным моментом.

При помещении в поле H электронные оболочки атомов и молекул начинают процессировать в нем как целое, при этом система приобретает намагниченность, направленную противоположно вектору напряженности внешнего магнитного поля.

Молярная диамагнитная восприимчивость вещества при классическом рассмотрении процессии электронных орбит в магнитном поле рассчитывается по формуле

$$\chi_M = - \frac{N e^2}{6 m c^2} \sum_i \overline{r_i^2}, \quad (1.1)$$

где N - число Авогадро; m, e - масса и заряд электрона; c - скорость света в вакууме; $\overline{r_i^2}$ - среднее значение квадрата радиуса электронной орбиты.

Из (1.1) видно, что величина χ_M пропорциональна числу электронов в системе и не зависит от температуры.

Абсолютная величина объемной магнитной восприимчивости диамагнетиков $\chi \approx 10^{-6} \cdot 1/\text{см}^3$. Типичными представителями диамагнетиков являются инертные газы, большинство органических веществ и ряд металлов.

Парамагнетизм свойствен атомам и молекулам, которые в отсутствие магнитного поля H имеют отличный от нуля собственный магнитный момент μ (атомы и ионы переходных элементов и молекулы, в состав которых входят такие атомы).

В отсутствие внешнего магнитного поля молекулы парамагнетика могут рассматриваться как частицы идеального газа. Поскольку тепловое движение молекул приводит к хаотическому распределению моментов μ в пространстве, результирующая намагниченность (магнитный момент единицы объема парамагнетика) равна нулю.

При не слишком низких температурах и слабых магнитных полях ($\frac{\mu H}{kT} \ll 1$) намагниченность парамагнетика следует закону

$$\chi_M = J_M / H = C / T, \quad (1.2)$$

где $C = N \mu^2 / 3k$ - так называемая постоянная Кюри; T - абсолютная температура; k - постоянная Больцмана.

Уравнение (1.2) носит название закона Кюри. Обычно он соблюдается для некоторых парамагнитных газов и ряда других веществ, состоящих из слабо взаимодействующих молекул.

При низких температурах и высоких магнитных полях ($\frac{\mu H}{kT} \gg 1$) закон Кюри не соблюдается, магнитные моменты всех молекул оказываются ориентированными вдоль магнитного поля, причем $J_M = N\mu'$, где μ' несколько отличается от μ .

В жидких и твердых парамагнетиках вследствие взаимодействия частиц друг с другом вместо сравнительно простого закона Кюри для магнитной восприимчивости наблюдается более сложная, чем (1.2), зависимость, которая носит название закона Кюри - Вейса:

$$\chi_M = N^2 \mu^2 / 3k(T + \Delta), \quad (1.3)$$

где Δ - положительная или отрицательная величина, характеризующая взаимодействие между частицами вещества.

Типичными представителями парамагнетиков являются многие газы (молекулярный кислород, окись азота и др.), многочисленные соли и органические вещества, в состав которых входят элементы групп железа, палладия, платины, редкоземельные элементы. Парамагнетизм свойствен также щелочным металлам.

Особый интерес представляет рассмотрение парамагнетизма комплексных соединений переходных металлов [Селвуд, 1958; Фиджис, Льюис, 1963; Нейдинг, 1970].

В общем случае величина полного магнитного момента μ атома, иона или молекулы определяется двумя составляющими: орбитальной и спиновой, - которые, вообще говоря, не представляют их простую сумму, а складываются сложным образом [Вонсовский, 1971; Дорфман, 1955]. При помещении атома или иона в кристалл под влиянием внутрискристаллического поля окружения и внутренней асимметрии снимается вырождение для различных магнитных состояний частиц с одинаковым результирующим моментом количества движения (пространственное квантование). Очень часто имеет место механизм "замораживания" орбитальных магнитных моментов, когда последние как бы ориентируются в сильном внутреннем электрическом поле кристалла и их направление не может быть изменено под действием слабого внешнего магнитного поля.

Теория внутрискристаллического поля, часто называемого полем лигандов, показывает, что в зависимости от свойств симметрии этого поля снятие вырождения может быть полным, частичным или вообще отсутствовать [Бальхаузен, 1964; Берсукер, Аблов, 1962; Figgis, 1966].

Используя данные измерений парамагнитной восприимчивости в широком интервале температур, можно вычислить эффективный магнитный момент иона в комплексе и установить возможную электронную конфигурацию последнего.

Таблица 1,5

Эффективные магнитные моменты (в магнетонах Бора)
некоторых комплексов переходных металлов

Ионы переходных металлов	Экспериментальные значения для соединений в виде солей	Координация		
		тетраэдрическая	плоская и квадратная	октаэдрическая
$Ti^{3+}, V^{4+}, Cr^{5+}, Mn^{6+}$	1,73	1,73	1,73	1,73
$Ti^{2+}, V^{3+}, Cr^{4+}, Mn^{5+}, Fe^{6+}$	2,83	2,83	2,83	2,83
V^{2+}, Cr^{3+}, Mn^{4+}	3,87	3,87	3,87	3,87
$Cr^{2+}, Mn^{3+}, Fe^{4+}$	4,00	4,90	4,90	2,83
$Mn^{2+}, Fe^{3+}, Cr^{4+}$	5,92	5,82	3,87	1,73
$Fe^{2+}, Co^{3+}, Ni^{4+}$	5,3	4,90	2,83	0
Co^{2+}, Ni^{3+}	4,8	3,87	1,73	1,73 ^{1*}
Ni^{2+}, Cu^{3+}	3,2	2,83	0	2,83 ^{1*}
Cu^{2+}	2	1,73	1,73	-

^{1*} Расчетные значения.

В табл. 1.5 приведены эффективные магнитные моменты некоторых комплексов переходных металлов (по Л.Полингу).

Ферро- и антиферромагнетизм. Эти разновидности магнетизма наблюдаются обычно только в твердых кристаллических телах, когда имеется весьма сильное взаимодействие между атомами или ионами, магнитные моменты которых отличны от нуля.

При этом имеет место определенная ориентация магнитных моментов даже в отсутствие внешнего магнитного поля (самопроизвольная намагниченность J_s): параллельная (ферромагнетизм) и антипараллельная (антиферромагнетизм). Взаимодействие между атомами или ионами, приводящее к такого рода упорядочениям, имеет не магнитное, а электростатическое происхождение. Ферро- или антиферромагнетизм наблюдается в веществе только в определенном интервале температур, выше которого оно обычно находится в парамагнитном состоянии.

Типичными ферромагнетиками являются железо, никель, кобальт, К ферромагнетикам относятся также ряд редкоземельных металлов

и многочисленные сплавы этих элементов с другими и некоторыми переходными элементами.

К антиферромагнетикам относятся хром, марганец, ряд редкоземельных металлов, а также многочисленные соединения переходных элементов.

Поскольку основные компоненты нефтей представляют собой химические соединения, молекулы которых имеют ненарушенную химическую связь, характеризуемую взаимной компенсацией спиновых магнитных моментов, рассмотрим более подробно лишь диамагнитные вещества.

1.3. Магнетохимия диамагнитных веществ

В начале XX в. П. Паскаль разработал эмпирическую схему, позволяющую рассчитывать молярную диамагнитную восприимчивость χ_M органического соединения, если известен его химический состав и структурная формула. По Паскалю

$$\chi_M = \sum \chi_A + \sum \lambda, \quad (1.4)$$

где χ_A — восприимчивости отдельных атомов, входящих в состав молекулы соединения; λ — структурная поправка, зависящая от вида связи между атомами.

В дальнейшем схема магнетохимии Паскаля уточнялась в направлении выбора более универсальных значений атомных инкрементов χ_A и структурных поправок λ . В начале 50-х годов [Pascal e. a., 1951] был выработан новейший вариант схемы, приведенной в табл. 1.6.

Аддитивная схема магнетохимии Паскаля позволяет рассчитать магнитные восприимчивости практически любых органических соединений с погрешностью не более 1-2%.

Однако, как отмечал Я.Г. Дорфман [1961], численные значения атомных инкрементов χ_A и структурных поправок λ в любом варианте схемы магнетохимии Паскаля имеют довольно условный характер.


Я.Г. Дорфман [1961] проделал большую работу по выяснению реальных значений восприимчивостей отдельных атомов и связей. Он исходил из того, что квантово-механическая теория многоатомных систем [Вонсовский, 1971; Дорфман, 1961; Van Vleck, 1932] представляет измеренную на опыте молярную магнитную восприимчивость в виде суммы двух членов

$$\chi_M = \chi_{dM} + \chi_{pM} = \frac{Ne^2}{6mc^2} \sum \overline{r_i^2} + \frac{2}{3} \sum \frac{|(k|M_N|l)|^2}{E_l - E_k}, \quad (1.5)$$

где $k|M_N|l$ — недиагональный матричный элемент оператора магнитного момента в направлении поля H , связывающий основное состояние k с возбужденным состоянием l , E_l , E_k — разность энергий между этими состояниями.

Таблица 1.6

Схема магнетохимии Паскаля (вариант Паскаля-Пакó-Оарó)

Атомы и группы атомов	$-\chi_A \cdot 10^6$	Вид связи	$\lambda \cdot 10^6$
H	2,0	Связь в метиле	-0,85
C	7,4	Двойная связь	+5,5
O (спирты)	5,3	C≡N	+4,0
C=O (альдегиды и кетоны)	6,4	Бензольное кольцо	-15,6
 (кислоты)	15,15	Антраценовое кольцо	-49,1
		Фурановое кольцо	-10,9
		Тиофеновое кольцо	-14,22
Cl	18,5		
Br	27,8		
I	42,8		
S	16,9		
N	9,0		
CH ₂	11,36		

Первый член χ_{dM} , называемый обычно ланжевенской составляющей диамагнетизма, зависит лишь от средних габаритов электронного облака молекулы. Второй член χ_{pM} (ван-флековский парамагнетизм) в отличие от χ_{dM} является структурно-чувствительной составляющей восприимчивости. Он в значительной степени определяется характером связи, полярностью и другими особенностями электронного строения молекул.

Обе составляющие восприимчивости мало зависят от температуры, причем ланжевенский вклад χ_{dM} можно оценить, если из опыта известны состав и рефракция R вещества

$$\chi_{dM} = -1,97 \cdot 10^{-6} \sqrt{Rk}, \quad (1.6)$$

где k — полное число электронов в молекуле соединения.

Я.Г. Дорфман [1961] показал, что при наличии в молекуле нескольких связей различного типа суммарная ван-флековская состав-

Таблица 1.7

Схема магнетохимии Я.Г. Дорфмана

Вид связи	$\chi'_{pM} \cdot 10^6$	Вид связи	$\chi'_{pM} \cdot 10^6$	Вид связи	$\chi'_{pM} \cdot 10^6$
C-C	0	C-Cl	2,0 ^{5*}	C-N	0
C-H	0 ^{1*}	C=C	4,0 ^{6*}	$\begin{array}{c} \text{C}=\text{O} \\ \\ \text{OH} \end{array}$	8,4
C-H	0,25-0,3 ^{2*}	C≡C	2,5	$\begin{array}{c} \text{N}=\text{O} \\ \\ \text{O} \end{array}$	16,5
C-H	0,8 ^{3*}	C=N	8	S=O	9,5
O-H	1,8	C≡N	3		
N-H	0				
O-C	2,5 ^{4*}	C=O	9,5	C:::C	1,6 ^{7*}

1* В метиле.

2* В метиле.

3* В метине.

4* В эфире.

5* В однохлорзамещенных углеводородах.

6* В этилене.

7* Ароматическая связь в бензольных и нафталиновых кольцах.

ляющая χ_{pM} в большинстве случаев складывается аддитивно, т.е. молярная магнитная восприимчивость соединения определяется формулой

$$\chi_M = \chi_{dM} + \chi'_{pM} \quad (1.7)$$

Величины χ'_{pM} , характеризующие распределение электронов на связи, для различных видов ковалентной связи приведены в табл.1.7.

При сферическом распределении электронной плотности (одинарная связь) $\chi'_{pM} = 0$. При отклонении распределения электронной плотности от сферической величины χ'_{pM} возрастают (двойные связи C=C, C=N, C=O и т. д.).

Внешне схема магнетохимии Я.Г. Дорфмана похожа на схему магнетохимии Паскаля. Ее существенное отличие заключается в том, что все входящие в схему Дорфмана величины имеют реальный физический смысл, поскольку в основе ее лежат современные представления о магнитных свойствах веществ. Во многих случаях проверка структурных формул по схеме Дорфмана более надежна, чем по схеме Паскаля, так как сумма $\sum \chi'_{pM}$, как правило, достигает 10-15%

от величины χ_M , что значительно больше, чем сумма $\sum \lambda$ в схеме Паскаля (обычно не более 0,5–1,5% от величины χ_M).

Недостаток схемы Дорфмана заключается в том, что приведенные в табл. 1.7 восприимчивости ковалентных связей вычислены из значительно меньшего числа изученных объектов и в настоящее время являются значительно менее точными, чем величины χ_A и λ в схеме Паскаля. В ряде случаев (например, при рассмотрении ароматических связей) вызывает сомнение возможность оценки величины χ_{dM} по приближенной формуле (1.7), а следовательно, и точность определений величин χ'_{pM} в схеме Дорфмана.

1.4. Магнитные свойства отдельных компонентов нефти

Наиболее обширные исследовательские работы по выделению, идентификации и определению химических соединений в нефтях были начаты в 20-х годах нашего столетия [Россини и др., 1957; Миллер, 1956; Майр, 1964; Rossini e.a., 1959]. Сначала в качестве стандартных образцов нефтей были выбраны нефти месторождений Понка и Санта-Барбара (США, Оклахома), а в дальнейшем и другие нефти (преимущественно калифорнийские и тexasские).

Аналогичные исследования проводятся и в Советском Союзе [Сергеенко, 1964; Караулова, 1970; Оболенцев, Байкова, 1973; Беньковский и др., 1972, 1973, 1974; Безингер и др., 1962; и др.].

Авторы работ [Whitehead, Breger, 1963] перечислили свыше 400 соединений, выделенных к 1963 г. разными исследователями (исключая металлоорганические соединения). Около половины из них представляют собой углеводородные соединения.

К настоящему времени из нефтей выделены и идентифицированы около 500 углеводородов [Бестужев, 1970; Добрянский, 1961; Майр, 1964; Сергеенко, 1964; Смит, 1971; Спирс, Уайтхед, 1974], более 200 сернистых соединений [Айвазов, 1972; Караулова, 1970; Майр, 1964; Оболенцев, Байкова, 1973; Coleman e.a., 1965; Obolentzew, 1957; Tompson e.a., 1964, 1965a, в, 1966], несколько десятков азотистых [Безингер и др.; 1962; Бейкер, 1974; Глебовская, Волькенштейн, 1948; Костантинидес, Эрих, 1970; Майр, 1964; Смит, 1971; Ball e.a., 1951, 1960, 1962; Carenthers, 1968; Corwin e.a., 1962; Dunning e.a., 1960; Erdman e.a., 1956; Jewell e.a., 1964, 1965; Latham e.a., 1965; Lochte, Littman, 1955; Richter e.a., 1952; Saraceno e.a., 1961] и кислородных [Майр, 1964; Смит, 1971; Lochte, Littman, 1955; Ball e.a., 1959; Cason, Crachem, 1965; Cason, Liauw, 1965; Cason, Khodair, 1966].

Как уже отмечалось в предисловии, кроме отдельных упоминаний в отечественной и зарубежной литературе, до последнего времени отсутствовали сведения о магнитной восприимчивости нефтей и их фракций. Единственным исключением является работа Ю.В. Ергина, Л.И. Костровой, И.Х. Субаева, К.С. Яруллина [1975], в кото-

рой изучены магнитные свойства нескольких сотен нефтей, приуроченных к широкому стратиграфическому интервалу нефтемещающих пород. Магнитные свойства отдельных компонентов нефтей, насколько нам известно, до сих пор никто не исследовал.

Однако имеется несколько фундаментальных справочных руководств [Foëx e. a., 1957; Handbook of Chemistry ..., 1964; Landolt-Börnstein ..., 1967], в которых собраны результаты измерения магнитной восприимчивости большого числа (свыше 10 000 наименований) различных органических и неорганических соединений, часть из которых выделена и идентифицирована в нефтях различных месторождений.

Несколько опубликованных обзоров [Angus e. a., 1959; Barter e. a., 1960; Francois, 1962; Pascault, 1948; и др.] были посвящены исследованию отдельных классов и гомологических рядов органических соединений, в том числе углеводородов, серо-, азото- и кислородосодержащих соединений.

Коротко охарактеризуем и проанализируем немногочисленные экспериментальные данные по удельной магнитной восприимчивости некоторых выделенных из нефтей соединений, в основном позаимствованные из справочных руководств [Foëx e. a., 1957; Landolt-Börnstein ..., 1967].

Углеводородная часть нефти. В табл. 1.8 приведены содержание и величины удельной магнитной восприимчивости большинства алканов, циклоалканов и ароматических углеводородов, выделенных из нефти Понка-Сити при исследовании ее бензиновых, керосиновых и газойлевых фракций [Майр, 1964; Смит, 1971; Whitehead, Breger, 1963].

В бензиновых фракциях нефти Понка-Сити были обнаружены практически все возможные представители алканов и циклоалканов, кипящих до 130°C, и ароматических углеводородов, кипящих до 180°C. Тем не менее основная масса бензина этой нефти состоит лишь из нескольких компонентов: 5 углеводородов составляют 30%, а 20 углеводородов — около 60% всей бензиновой фракции.

Несмотря на большие колебания в соотношении отдельных типов углеводородов, внутри каждого типа распределение компонентов для различных нефтей, как правило, не случайно и следует определенной системе. Так, например, в работе [Forziati e. a., 1944] было установлено, что состав бензинов нескольких типичных американских нефтей обусловлен различным соотношением лишь пяти типов углеводородов: нормальных алканов, изоалканов, циклопентана и его гомологов, циклогексана и его гомологов, бензола и его гомологов. Внутри каждого типа соотношение содержания индивидуальных углеводородов имеет приблизительно одно и то же значение [Майр, 1964].

Керосиновые фракции нефти Понка-Сити, полученные из дистиллятов, кипящих в пределах 180–275°C, состоят главным образом из углеводородов, содержащих 11–15 углеродных атомов в молекуле. Углеводороды газойлевых фракций, кипящих в интерва-

Таблица 1.8

Углеводороды, их содержание и удельная магнитная восприимчивость

Формула	Соединение	Содержание, %	$-\chi_{\rho} \cdot 10^6, \text{л/г}$
Алканы			
CH_4	Метан	-	0,7606
C_2H_6	Этан	-	0,8920
C_3H_8	Пропан	-	0,8754
C_4H_{10}	Изобутан	-	0,8688
C_4H_{10}	<i>n</i> -Бутан	-	0,8642
C_5H_{12}	2-Метилбутан	-	0,8600
C_5H_{12}	<i>n</i> -Пентан	-	0,8600
C_6H_{14}	2,2-Диметилбутан	0,04	0,8846
C_6H_{14}	2,3-Диметилбутан	0,08	0,8844
C_6H_{14}	2-Метилпентан	0,37	0,8736
C_6H_{14}	3-Метилпентан	0,35	0,8767
C_6H_{14}	<i>n</i> -Гексан	1,80	0,8586
C_7H_{16}	2,2-Диметилпентан	0,02	0,8672
C_7H_{16}	2,4-Диметилпентан	0,08	0,8732
C_7H_{16}	2,3-Диметилпентан	0,15	0,8732
C_7H_{16}	2-Метилгексан	0,73	0,8608
C_7H_{16}	3-Метилгексан	0,51	0,8604 ^{1*}
C_7H_{16}	3-Этилпентан	0,06	0,8603
C_7H_{16}	<i>n</i> -Гептан	2,30	0,8512
C_8H_{18}	2,2-Диметилгексан	0,01	0,8624 ^{1*}
C_8H_{18}	2,5-Диметилгексан	0,06	0,8593
C_8H_{18}	2,4-Диметилгексан	0,06	0,8593
C_8H_{18}	2,2,3-Триметилпентан	0,004	0,8742
C_8H_{18}	3,3-Диметилгексан	0,03	0,8592
C_8H_{18}	2,3,4-Триметилпентан	0,005	0,8733

Таблица 1.8 (продолжение)

Формула	Соединение	Содержание, %	$-X_p \cdot 10^6, 1/\Gamma$
C_8H_{18}	2,3,3-Триметилпентан	0,006	0,8553 ^{1*}
C_8H_{18}	2,3-Диметилгексан	0,07	0,8647
C_8H_{18}	2-Метил-3-этилпентан	0,06	0,8624 ^{1*}
C_8H_{18}	2-Метилгептан	0,90	0,8543 ^{1*}
C_8H_{18}	4-Метилгептан	0,20	0,8517
C_8H_{18}	3,4-Диметилгексан	0,13	0,8671
C_8H_{18}	3-Метил-3-этилпентан	0,02	0,8742
C_8H_{18}	3-Этилгексан	9,09	0,8558
C_8H_{18}	3-Метилгептан	0,30	0,8578
C_9H_{20}	2,2,5-Триметилгексан	0,002	0,8635 ^{1*}
C_8H_{18}	<i>n</i> -Октан	1,9	0,8459
C_9H_{20}	2,3,5-Триметилгексан	0,03	0,8636 ^{1*}
C_9H_{20}	2,6-Диметилгептан	0,05	0,8576 ^{1*}
C_9H_{20}	2,3-Диметилгептан	0,05	0,8576 ^{1*}
C_9H_{20}	4-Метилоктан	0,1	0,8547
C_9H_{20}	2-Метилоктан	0,4	0,8510*
C_9H_{20}	3-Метилоктан	0,1	0,8510 ^{1*}
C_9H_{20}	<i>n</i> -Нонан	1,8	0,8443
$C_{10}H_{22}$	4-Метилнонан	0,1	0,8531
$C_{10}H_{22}$	2-Метилнонан	0,3	0,8472 ^{1*}
$C_{10}H_{22}$	3-Метилнонан	0,1	0,8412
$C_{10}H_{22}$	<i>n</i> -Декан	1,8	0,8398
$C_{11}H_{24}$	<i>n</i> -Ундекан	1,6	0,8335
$C_{12}H_{26}$	<i>n</i> -Додекан	1,4	0,8330
$C_{13}H_{28}$	<i>n</i> -Тридекан	1,2	0,8323
$C_{14}H_{30}$	<i>n</i> -Тетрадекан	1,0	0,8300
$C_{15}H_{32}$	<i>n</i> -Пентадекан	0,8	0,8280
$C_{16}H_{34}$	<i>n</i> -Гексадекан	0,7	0,8295

Таблица 1.8 (продолжение)

Формула	Соединение	Содержание, %	$-x_p \cdot 10^6, 1/\Gamma$
$C_{17}H_{36}$	n-Гептадекан	0,6	0,8285 ^{1*}
$C_{18}H_{38}$	n-Октадекан	0,5	0,8286 ^{1*}
$C_{19}H_{40}$	n-Нонадекан	0,43	0,8279 ^{1*}
$C_{20}H_{42}$	n-Эйкозан	0,37	0,8269 ^{1*}
$C_{21}H_{44}$	n-Генэйкозан	0,32	0,8260 ^{1*}
$C_{22}H_{46}$	n-Докозан	0,28	0,8254 ^{1*}
$C_{23}H_{48}$	n-Трикозан	0,24	0,8250 ^{1*}
$C_{24}H_{50}$	n-Тетракозан	0,21	0,8245 ^{1*}
$C_{25}H_{52}$	n-Пентакозан	0,20	0,8238 ^{1*}
$C_{26}H_{54}$	n-Гексакозан	0,18	0,8233 ^{1*}
$C_{27}H_{56}$	n-Гептакозан	0,16	0,8229 ^{1*}
$C_{28}H_{58}$	n-Октакозан	0,14	0,8224 ^{1*}
$C_{29}H_{60}$	n-Нонакозан	0,13	0,8221 ^{1*}
$C_{30}H_{62}$	n-Триконтан	0,12	0,8217 ^{1*}
$C_{31}H_{64}$	n-Гентриаконтан	0,11	0,8214
$C_{32}H_{66}$	n-Дотриаконтан	0,10	0,8211 ^{1*}

Циклопентаны и циклогексаны

C_5H_{10}	Циклопентан	0,05	0,8411
C_6H_{12}	Метилциклопентан	0,87	0,8341
C_6H_{12}	Циклогексан	0,71	0,8103
C_7H_{14}	1,1-Диметилциклопентан	0,16	0,8316 ^{1*}
C_7H_{14}	1-Цис-3-диметилциклопентан	0,87	0,8316 ^{1*}
C_7H_{14}	1-Транс-3-диметилциклопентан	0,21	0,8223 ^{1*}
C_7H_{14}	1-Транс-2-диметилциклопентан	0,48	0,8223 ^{1*}
C_7H_{14}	Метилциклогексан	1,6	0,8038
C_7H_{14}	Этилциклопентан	0,16	0,8119 ^{1*}

Таблица 1,8 (продолжение)

Формула	Соединение	Содержание, %	$-x_{\rho} \cdot 10^6, \text{л/г}$
C_8H_{16}	1,1,3-Триметилциклопентан	0,30	0,8370 ^{1*}
C_8H_{16}	1-Транс-2-цис-4-триметилциклопентан	0,22	0,8370 ^{1*}
C_8H_{16}	1-Транс-2-цис-3-триметилциклопентан	0,26	0,8370 ^{1*}
C_8H_{16}	1-Цис-2-транс-4-триметилциклопентан	0,06	0,8370 ^{1*}
C_8H_{16}	1,1,2-Триметилциклопентан	0,06	0,8370 ^{1*}
C_8H_{16}	1-Цис-2-транс-3-триметилциклопентан	0,07	0,8370 ^{1*}
C_8H_{16}	1-Транс-4-диметилциклогексан	0,25	0,8294 ^{1*}
C_8H_{16}	1,1-Диметилциклогексан	0,06	0,8294 ^{1*}
C_8H_{16}	1-Цис-3-диметилциклогексан	0,63	0,8294 ^{1*}
C_8H_{16}	1-Метил-транс-3-этилциклопентан	0,12	0,8294 ^{1*}
C_8H_{16}	1-Метил-цис-3-этилциклопентан	0,12	0,8294 ^{1*}
C_8H_{16}	1-Метил-транс-2-этилциклопентан	0,14	0,8294 ^{1*}
C_8H_{16}	1-Метил-1-этилциклопентан	0,03	0,8294 ^{1*}
C_9H_{18}	1,1-Цис-3-транс-4-тетраметилциклопентан	0,04	0,8412 ^{1*}
C_8H_{16}	1-Транс-2-диметилциклогексан	0,31	0,8294 ^{1*}
C_8H_{16}	1-Цис-4-диметилциклогексан	0,09	0,8294 ^{1*}
C_8H_{16}	1-Транс-3-диметилциклогексан	0,07	0,8294 ^{1*}
C_8H_{16}	Изопропилциклогексан	0,01	0,8294 ^{1*}
C_9H_{18}	1-Транс-2-цис-3-транс-4-тетраметилциклопентан	0,11	0,8412 ^{1*}
C_8H_{16}	1-Метил-цис-2-этилциклопентан	0,04	0,8294 ^{1*}

Таблица 1.8 (продолжение)

Формула	Соединение	Содержание, %	$-X_{\rho} \cdot 10^6, 1/\Gamma$
C_8H_{16}	1-Цис-2-диметилциклопентан	0,06	0,8294 ^{1*}
C_8H_{16}	<i>n</i> -Пропилциклопентан	0,06	0,8218 ^{1*}
C_8H_{16}	Этилциклогексан	0,37	0,8218 ^{1*}
C_9H_{18}	1,1,3-Триметилциклогексан	0,2	0,8300
C_8H_{16}	1-Транс-2, транс-4-триметилциклогексан	0,2	0,8329 ^{1*}
C_9H_{18}	1-Транс-2,3-триметилциклогексан		0,8329 ^{1*}
C_7H_{14}	Циклогептан	0,01	0,7526
Бензол и его гомологи			
C_6H_6	Бензол	0,15	0,7014
C_7H_8	Толуол	0,51	0,7125
C_8H_{10}	Этилбензол	0,19	0,7280
C_8H_{10}	<i>n</i> -Ксилол	0,10	0,7233
C_8H_{10}	<i>m</i> -Ксилол	0,51	0,7214
C_8H_{10}	<i>o</i> -Ксилол	0,27	0,7327
C_9H_{12}	Изопропилбензол	0,07	0,7447
C_9H_{12}	<i>n</i> -Пропилбензол	0,09	0,7233
C_9H_{12}	1-Метил-3-этилбензол	0,17	0,7563
C_9H_{12}	1-Метил-4-этилбензол	0,06	0,7563
C_9H_{12}	1,3,5-Триметилбензол	0,12	0,7681
C_9H_{12}	1-Метил-2-этилбензол	0,09	0,7563
$C_{10}H_{14}$	Третбутилбензол	0,01	0,7685
C_9H_{12}	1,2,4-Триметилбензол	0,51	0,7680
$C_{10}H_{14}$	Изобутилбензол	0,008	0,7621
$C_{10}H_{14}$	Вторбутилбензол	0,017	0,7621
$C_{10}H_{14}$	1-Метил-3-изопропилбензол	0,08	0,7685
C_9H_{12}	1,2,3-Триметилбензол	0,19	0,7680

Таблица 1.8 (продолжение)

Формула	Соединение	Содержание, %	$-X \cdot 10^6, \text{л/г}$
$C_{10}H_{14}$	1-Метил-4-изопропилбензол	0,04	0,7685
$C_{10}H_{14}$	1-Метил-2-изопропилбензол	0,009	0,7685
$C_{10}H_{14}$	1,3-Диэтилбензол	-	0,7621
$C_{10}H_{14}$	1-Метил-3-пропилбензол	-	0,7621
$C_{10}H_{14}$	<i>n</i> -Бутилбензол	-	0,7707
$C_{10}H_{14}$	1-Метил-4-пропилбензол	-	0,7621
$C_{10}H_{14}$	1,3-Диметил-5-этилбензол	-	0,7685
$C_{10}H_{14}$	1,4-Диэтилбензол	-	0,7621
$C_{10}H_{14}$	1-Метил-2-пропилбензол	-	0,7621
$C_{10}H_{14}$	1,4-Диметил-2-этилбензол	-	0,7685
$C_{10}H_{14}$	1,3-Диметил-4-этилбензол	-	0,7685
$C_{10}H_{14}$	1,2-Диметил-4-этилбензол	-	0,7685
$C_{10}H_{14}$	1,3-Диметил-4-этилбензол	-	0,7685
$C_{10}H_{14}$	1,2-Диметил-3-этилбензол	-	0,7685
$C_{10}H_{14}$	1,2,4,5-Тетраметилбензол	-	0,7748
$C_{10}H_{24}$	1,2,3,5-Тетраметилбензол	-	0,7748
$C_{11}H_{16}$	1-Метил-3- <i>n</i> -бутилбензол	0,06	0,7669
$C_{10}H_{14}$	1,2,3,4-Тетраметилбензол	0,2	0,7748
$C_{11}H_{16}$	1,3-Диметил-4- <i>n</i> -пропилбензол	0,03	0,7726 ^{1*}
$C_{11}H_{16}$	1,2-Диметил-4- <i>n</i> -пропилбензол	0,03	0,7726 ^{1*}
$C_{11}H_{16}$	Триметилэтилбензол	0,04	0,7784

Нафтено-ароматические углеводороды

C_9H_{10}	Индан	0,003	-
$C_{10}H_{12}$	1,2,3,4-Тетрагидронафталин	0,03	0,7057
$C_{11}H_{14}$	2-Метил(1,2,3,4) тетрагидронафталин	0,04	0,7580 ^{1*}

Таблица 1.8 (окончание)

Формула	Соединение	Содержание, %	$-\chi_{\rho} \cdot 10^6, 1/\text{г}$
$C_{11}H_{14}$	6-Метил (1,2,3,4) тетра- гидронафталин	0,09	0,7580 ^{1*}
$C_{11}H_{14}$	5-Метил (1,2,3,4) тетра- гидронафталин	0,08	0,7580 ^{1*}
Многоядерная ароматика			
$C_{10}H_8$	Нафталин	0,06	0,7177
$C_{11}H_{10}$	2-Метилнафталин	0,2	0,7240
$C_{11}H_{10}$	1-Метилнафталин	0,1	0,7292
$C_{12}H_{10}$	Дифенил	-	0,6695
$C_{12}H_{12}$	2,6-Диметилнафталин	-	0,7502 ^{1*}
$C_{12}H_{12}$	Диметилнафталин	-	0,7502 ^{1*}
$C_{13}H_{14}$	Триметилнафталин	-	0,7604
$C_{16}H_{14}$	2,4-Диметилантрацен	-	0,7503 ^{1*}
$C_{17}H_{16}$	2,3,6-Триметилантрацен	-	0,7580 ^{1*}
$C_{18}H_{18}$	1,3,6,7-Тетраметилантрацен	-	0,7648 ^{1*}
$C_{18}H_{18}$	1,3,5,7-Тетраметилантрацен	-	0,7648 ^{1*}
$C_{18}H_{18}$	2,3,6,7-Тетраметилантрацен	-	0,7648 ^{1*}
$C_{16}H_{14}$	1,8-Диметилфенантрен	-	0,7503 ^{1*}
$C_{16}H_{14}$	2,6-Диметилфенантрен	-	0,7503 ^{1*}
$C_{17}H_{16}$	1,2,8-Триметилфенантрен	-	0,7580 ^{1*}
$C_{17}H_{12}$	1-Метилпирен	-	0,7721 ^{1*}
$C_{20}H_{12}$	Перилен	-	0,6793
$C_{10}H_{16}$	Адамантан	-	0,6923

^{1*} Здесь и в табл. 1.9-1.11 данные рассчитаны по аддитивной схеме магнетохимии Паскаля.

ле температур 275–400°C, имеют в основном 15–25 углеродных атомов в молекуле. Кроме нормальных алканов, изоалканов и моноцикланов, в керосиновых и газойлевых фракциях нефти Понка–Сити обнаружены бицикланы и двухъядерная ароматика. В значительно меньшем количестве в газойле содержится трицикланы и трехъядерная ароматика. Кроме того, в керосине и газойле обнаружены углеводороды смешанного типа, имеющие в одной молекуле как ароматические, так и циклановые ядра [Майр, 1964].

Из масляных фракций, за исключением индивидуальных нормальных алканов вплоть до C₃₆, до сих пор не было выделено ни одного химического соединения. Даже самые узкие фракции, полученные с помощью новейших методов разделения, состоят из нескольких типов углеводородов. Поэтому в настоящее время масляные фракции, как и прежде [Ван–Нес, Ван–Вестен, 1954], характеризуют лишь относительным количеством различных типов структур, из которых построены молекулы, составляющие данную фракцию нефти.

При рассмотрении табл. 1.8 обращают на себя внимание следующие закономерности изменения магнитных свойств компонентов углеводородной части нефти.

Во-первых, наиболее диамагнитными являются алканы, наименее диамагнитными – ароматические углеводороды. Цикланы занимают промежуточное положение. Во-вторых, в гомологических рядах величины магнитных восприимчивостей изменяются так же, как и другие основные физические свойства углеводородов [Татевский, 1953; Татевский и др., 1960]. Например, в гомологическом ряду *n*-алканов с увеличением молекулярного веса разность между магнитными восприимчивостями $\Delta\chi_r$ соседних гомологов постепенно уменьшается, изменяясь от $-0,017 \cdot 10^{-6}$ для C₃ до $-0,001 \cdot 10^{-6}$ 1/г для C₁₇. Такой характер изменения $\Delta\chi_r$ в гомологическом ряду *n*-алканов совершенно аналогичен изменению, например, разности ΔT температур кипения или плавления в зависимости от числа углеродных атомов для следующих один за другим членов гомологического ряда *n*-алканов.

Несмотря на небольшое число экспериментальных данных в табл. 1.8, можно отметить и ряд других закономерностей. Например, для алканов с разветвленной цепью наблюдается менее определенно выраженной по сравнению с *n*-алканами систематичность в изменении $\Delta\chi_r$, что влияет на изменение и других физических свойств [Робертс, Кассерио, 1968].

Наблюдаемые закономерности изменения магнитных свойств различных углеводородов становятся понятными, если, следуя Я.Г.Дорфману [1961], проследить характер изменения ван-флековской составляющей χ_{pM} в зависимости от строения молекул углеводородов.

Действительно, предельные углеводороды, имеющие лишь обычные связи C–C и C–H, характеризуются весьма малыми значениями ван-флековской составляющей χ_{pM} . Я.Г. Дорфман [1961] установил, что у наиболее разветвленных изомеров предельных углеводородов ван-флерковский парамагнетизм практически отсутствует совсем. У нормальных изомеров тех же соединений имеются

лишь по две метильные группы, остальные — метиленовые группы CH_2 , образующие в молекулах довольно длинные цепи. Для пропана и бутана составляющая χ_{pM} практически равна нулю, а начиная с пентана ее величина возрастает пропорционально числу CH_2 -групп в молекуле.

Ланжевенновская составляющая χ_{dM} всех предельных углеводородов, характеризующая главным образом электронные облака, связывающие атомы друг с другом, практически определяется лишь составом молекул и не зависит от степени их разветвленности.

Я.Г. Дорфман [1961] установил, что величина χ_{dM} , по-видимому, аддитивна не только в предельных алифатических, но и в алициклических (нафтены) соединениях, для которых были обнаружены некоторые важные особенности. Исключая циклопентан, обладающий весьма малым значением вклада χ_{pM} , что сильно отличается от χ_{pM} метиленовых групп в *n*-гептане, цикланам свойствен существенный ван-флековский парамагнетизм. Любопытно также, что в то время, как разветвленность нормальных алканов приводит к уменьшению величины χ_{pM} , в циклических алканах наблюдается обратное явление. Разветвленные метилциклоалканы обладают несколько большими величинами χ_{pM} , чем цепочечные.

Таким образом, нарушение симметрии строения циклоалканов, вызываемое, например, замещением водорода метильными группами, приводит к увеличению вклада χ_{pM} . Важно также, что боковые цепи обнаруживают отмеченные ранее свойства цепочечных алканов с их ван-флековским парамагнетизмом CH_2 групп. Таким образом, структурно-чувствительная величина χ_{pM} зависит от стерического взаимодействия сходных электронных облаков C—H связей. Взаимное отталкивание соседних облаков этих связей приводит к их деформации, что вызывает повышенные значения величины χ_{pM} .

Что касается ароматических углеводородов, то применение оценки величины χ_{dM} для них с использованием метода Я.Г. Дорфмана и, стало быть, результаты вычисления вкладов χ_{pM} значительно менее надежны из-за характерных особенностей строения сопряженных $\sigma\pi$ -связей (коллективизация электронов ароматического кольца). Тем не менее Я.Г. Дорфман [1961] приходит к качественному выводу о значительном ван-флековском парамагнетизме ароматических углеводородов, сильно перекрывающем возрастание ланжевенновского диамагнетизма, что в общих чертах объясняет их значительно меньшие по сравнению с алканами и цикланами величины диамагнитных восприимчивостей (см. табл. 1.8).

Неуглеводородные компоненты нефти. Выше говорилось о том, что в нефтях в небольшом количестве присутствуют кислород-, азот- и серосодержащие соединения. В табл. 1.9–1.11 приведены величины удельных магнитных восприимчивостей основных представителей неуглеводородных компонентов нефти, составу которых посвящен ряд обзоров [Костантинидес, Эрих, 1970; Майр, 1964; Миллер, 1956; Сергеевко, 1964; Соколов и др., 1972;

Таблица 1.9

Удельная магнитная восприимчивость кислородных соединений, выделенных из нефтей

Формула	Соединение	$-\chi_p \cdot 10^6, 1/\text{г}$
Насыщенные жирные кислоты		
HCOOH	Муравьиная	0,4607
CH ₃ COOH	Уксусная	0,5420
C ₂ H ₅ COOH	Пропионовая	0,5893
C ₃ H ₇ COOH	Масляная	0,6254
C ₃ H ₇ COOH	Изомасляная	0,6152
C ₄ H ₉ COOH	Изовалериановая	0,6422 ^{1*}
C ₄ H ₉ COOH	n-Валериановая	0,6501
C ₅ H ₁₁ COOH	n-Гексановая	0,6664
C ₅ H ₁₁ COOH	2-Метилпентановая	0,6628 ^{1*}
C ₅ H ₁₁ COOH	3-Метилпентановая	0,6628 ^{1*}
C ₅ H ₁₁ COOH	4-Метилпентановая	0,6628 ^{1*}
C ₆ H ₁₃ COOH	n-Гептановая	0,6893
C ₆ H ₁₃ COOH	3-Этилпентановая	0,6790 ^{1*}
C ₆ H ₁₃ COOH	2-Метилпентановая	0,6790 ^{1*}
C ₆ H ₁₃ COOH	3-Метилпентановая	0,6790 ^{1*}
C ₆ H ₁₃ COOH	4-Метилгексановая	0,6790 ^{1*}
C ₆ H ₁₃ COOH	5-Метилгексановая	0,6790 ^{1*}
C ₇ H ₁₅ COOH	n-Октановая	0,7044
C ₈ H ₁₇ COOH	n-Нонановая	0,7027
C ₉ H ₁₉ COOH	n-Декановая	0,7116
C ₁₀ H ₂₁ COOH	n-Ундекановая	0,7193 ^{1*}
C ₁₁ H ₂₃ COOH	n-Додекановая	0,7258 ^{1*}
C ₁₂ H ₂₅ COOH	n-Тридекановая	0,7316 ^{1*}
C ₁₃ H ₂₇ COOH	n-Тетрадекановая (миристино- вая)	0,7706
C ₁₄ H ₂₇ COOH	n-Пентадекановая	0,7408 ^{1*}

Таблица 1.9 (продолжение)

Формула	Соединение	$-x_p \cdot 10^6, 1/\text{г}$
$C_{15}H_{31}COOH$	<i>n</i> -Гексадекановая (пальмитиновая)	0,7744
$C_{16}H_{33}COOH$	<i>n</i> -Гептадекановая	0,7484 ^{1*}
$C_{17}H_{35}COOH$	<i>n</i> -Октадекановая (стеариновая)	0,7761
$C_{19}H_{39}COOH$	<i>n</i> -Эйкозановая (арахиновая)	0,7570 ^{1*}
Изопреноидные кислоты		
$C_{13}H_{27}COOH$	2, 6, 10-Триметиллундекановая	0,7364 ^{1*}
$C_{14}H_{29}COOH$	3, 7, 11-Триметилдодекановая	0,7408 ^{1*}
$C_{19}H_{39}COOH$	2, 6, 10, 14-Тетраметилпентадекановая	0,7570 ^{1*}
$C_{20}H_{41}COOH$	3, 7, 11, 15-Тетраметилгексадекановая	0,7594 ^{1*}
Циклопарафинкарбоновые кислоты		
C_5H_9COOH	Циклопентанкарбоновая	0,6314 ^{1*}
$C_6H_{11}COOH$	2-Метилциклопентанкарбоновая	0,6584 ^{1*}
$C_6H_{11}COOH$	3-Метилциклопентанкарбоновая	0,6584 ^{1*}
$C_7H_{13}COOH$	2,2-Диметилциклопентанкарбоновая	0,6797 ^{1*}
$C_8H_{15}COOH$	1, 2, 3-Триметилциклопентанкарбоновая	0,6972 ^{1*}
Циклогексанкарбоновые кислоты		
$C_6H_{11}COOH$	Циклогексанкарбоновая	0,6518 ^{1*}
$C_7H_{13}COOH$	4-Метилциклогексанкарбоновая	0,6737 ^{1*}
$C_9H_{17}COOH$	2, 2, 6-Триметилциклогексанкарбоновая	0,7178 ^{1*}
Циклопентилуксусные кислоты		
$C_6H_{11}COOH$	Циклопентилуксусная	0,6518 ^{1*}
$C_7H_{13}COOH$	3-Метилциклопентилуксусная	0,6737 ^{1*}

Таблица 1.9 (окончание)

Формула	Соединение	$-\chi_p \cdot 10^6, 1/\text{г}$
$\text{C}_8\text{H}_{15}\text{COOH}$	2-3-Диметилциклопентилуксусная	0,6917 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_{15}\text{COOH}$	2-Метилциклопентилпропионовая	0,6863 ^{1*}
$\text{C}_9\text{H}_{17}\text{COOH}$	3, 3, 4-Триметилциклопентилуксусная	0,7178 ^{1*}
$\text{C}_9\text{H}_{17}\text{COOH}$	2-Метилциклопентилмасляная	0,6968 ^{1*}
$\text{C}_9\text{H}_{17}\text{COOH}$	2, 3-Диметилциклопентилпропионовая	0,7017 ^{1*}
Кетоны		
$\text{C}_2\text{H}_6\text{CO}$	Метилкетон	0,5847
$\text{C}_3\text{H}_8\text{CO}$	Метилэтилкетон	0,6322
$\text{C}_4\text{H}_{10}\text{CO}$	Метил- <i>n</i> -пропилкетон	0,6667
$\text{C}_4\text{H}_{10}\text{CO}$	Метил-изопропилкетон	0,6788
$\text{C}_5\text{H}_{12}\text{CO}$	Метил- <i>n</i> -бутилкетон	0,6902 ^{1*}
$\text{C}_5\text{H}_{12}\text{CO}$	Этил-изопропилкетон	0,6895 ^{1*}
Фенолы		
$\text{C}_6\text{H}_5\text{OH}$	Фенол	0,6480
$\text{C}_7\text{H}_7\text{OH}$	<i>o</i> -Крезол	0,6800
$\text{C}_7\text{H}_7\text{OH}$	<i>m</i> -Крезол	0,6800
$\text{C}_7\text{H}_7\text{OH}$	<i>p</i> -Крезол	0,6648
$\text{C}_8\text{H}_9\text{OH}$	2, 3-Ксиленол	0,6907 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_9\text{OH}$	2, 4-Ксиленол	0,6907 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_9\text{OH}$	3, 4-Ксиленол	0,6907 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_9\text{OH}$	3, 5-Ксиленол	0,6907 ^{1*}
$\text{C}_{10}\text{H}_{13}\text{OH}$	Диэтилфенол	0,7168
$\text{C}_{12}\text{H}_{17}\text{OH}$	Триэтилфенол	0,7368
$\text{C}_6\text{H}_6\text{O}_2$	Диоксibenзол	0,5866
$\text{C}_6\text{H}_6\text{O}_3$	Триоксibenзол	0,5811 ^{1*}
$\text{C}_{10}\text{H}_7\text{OH}$	β -Нафтол	0,6728

Таблица 1.10

Удельная магнитная восприимчивость сернистых соединений, выделенных из нефтей

Формула	Соединение	$-\chi_{\rho} \cdot 10^6, 1/\text{г}$
Тиолы		
Алкилтиолы		
CH_3SH	Метантиол	0,6715
$\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$	Этантиол	0,7164
$\text{C}_3\text{H}_7\text{SH}$	1-Пропантиол	0,7679
$\text{C}_3\text{H}_7\text{SH}$	2-Пропантиол	0,7347
$\text{C}_4\text{H}_9\text{SH}$	1-Бутантиол	0,7784
$\text{C}_4\text{H}_9\text{SH}$	2-Бутантиол	0,7661 ^{1*}
$\text{C}_4\text{H}_9\text{SH}$	2-Метил-1-пропантиол	0,7475 ^{1*}
$\text{C}_5\text{H}_{11}\text{SH}$	1-Пентантиол	0,7801
$\text{C}_5\text{H}_{11}\text{SH}$	2-Пентантиол	0,7564 ^{1*}
$\text{C}_5\text{H}_{11}\text{SH}$	3-Пентантиол	0,7564 ^{1*}
$\text{C}_5\text{H}_{11}\text{SH}$	2-Метил-1-бутантиол	0,7564 ^{1*}
$\text{C}_5\text{H}_{11}\text{SH}$	2-Метил-2-бутантиол	0,7564 ^{1*}
$\text{C}_5\text{H}_{11}\text{SH}$	3-Метил-1-бутантиол	0,7564 ^{1*}
$\text{C}_5\text{H}_{11}\text{SH}$	3-Метил-2-бутантиол	0,7564 ^{1*}
$\text{C}_5\text{H}_{11}\text{SH}$	2, 2-Диметил-1-пропантиол	0,7645 ^{1*}
$\text{C}_6\text{H}_{13}\text{SH}$	1-Гексантиол	0,7624
$\text{C}_6\text{H}_{13}\text{SH}$	2-Гексантиол	0,7632 ^{1*}
$\text{C}_6\text{H}_{13}\text{SH}$	3-Гексантиол	0,7632 ^{1*}
$\text{C}_7\text{H}_{15}\text{SH}$	2-Метил-3-гексантиол	0,7685 ^{1*}
$\text{C}_6\text{H}_{13}\text{SH}$	2-Метил-1-пентантиол	0,7704
$\text{C}_6\text{H}_{13}\text{SH}$	2-Метил-2-пентантиол	0,7775 ^{1*}
$\text{C}_6\text{H}_{13}\text{SH}$	2-Метил-3-пентантиол	0,7775 ^{1*}
$\text{C}_6\text{H}_{13}\text{SH}$	3-Метил-1-пентантиол	0,7775 ^{1*}
$\text{C}_6\text{H}_{13}\text{SH}$	3-Метил-2-пентантиол	0,7775 ^{1*}
$\text{C}_6\text{H}_{13}\text{SH}$	4-Метил-2-пентантиол	0,7775 ^{1*}

Таблица 1.10 (продолжение)

Формула	Соединение	$-\chi_p \cdot 10^6, \text{л/г}$
$C_6H_{13}SH$	2, 2-Диметил-1-бутантиол	0,7775 ^{1*}
$C_6H_{13}SH$	2, 3-Диметил-1-бутантиол	0,7775 ^{1*}
$C_6H_{13}SH$	2, 3-Диметил-2-бутантиол	0,7847 ^{1*}
$C_6H_{13}SH$	3, 3-Диметил-1-бутантиол	0,7775 ^{1*}
$C_6H_{13}SH$	2-Этил-1-бутантиол	0,7704 ^{1*}
$C_7H_{15}SH$	1-Гептантиол	0,7677 ^{1*}
$C_7H_{15}SH$	2-Гептантиол	0,7677 ^{1*}
$C_7H_{15}SH$	3-Гептантиол	0,7677 ^{1*}
$C_7H_{15}SH$	4-Гептантиол	0,7677 ^{1*}
$C_7H_{15}SH$	2-Метил-2-гексантиол	0,7685 ^{1*}
$C_8H_{17}SH$	1-Октантиол	0,7780
$C_8H_{17}SH$	2-Октантиол	0,7787 ^{1*}
$C_9H_{19}SH$	1-Нонантиол	0,7764
Циклоалкантиолы		
C_5H_9SH	Циклопентан	0,7237 ^{1*}
$C_6H_{11}SH$	1-Метилциклопентантиол	0,7412 ^{1*}
$C_6H_{11}SH$	2-Метилциклопентантиол	0,7412 ^{1*}
$C_6H_{11}SH$	Циклогексантиол	0,7339 ^{1*}
Сульфиды		
Алкилсульфиды		
C_2H_6S	2-Тиопропан	0,7307
C_3H_8S	2-Тиобутан	0,7453
$C_4H_{10}S$	2-Тиопентан	0,7569 ^{1*}
$C_4H_{10}S$	3-Тиопентан	0,7569 ^{1*}
$C_4H_{10}S$	2-Метил-2-тиобутан	0,7663 ^{1*}
$C_5H_{12}S$	2-Тиогексан	0,7645 ^{1*}
$C_5H_{12}S$	3-Тиогексан	0,7645 ^{1*}
$C_5H_{12}S$	3-Метил-2-тиопентан	0,7727 ^{1*}

Таблица 1.10 (продолжение)

Формула	Соединение	$-\chi_{\rho} \cdot 10^6, \text{л/г}$
$C_5H_{12}S$	2-Метил-3-тиопентан	0,7727 ^{1*}
$C_5H_{12}S$	3, 3-Диметил-2-тиобутан	0,7727 ^{1*}
$C_6H_{14}S$	2-Тиопентан	0,7704 ^{1*}
$C_6H_{14}S$	3-Тиогептан	0,7704 ^{1*}
$C_6H_{14}S$	4-Тиогептан	0,7704 ^{1*}
$C_6H_{14}S$	3-Метил-2-тиогексан	0,7775 ^{1*}
$C_6H_{14}S$	3, 3-Диметил-2-тиопентан	0,7847 ^{1*}
$C_6H_{14}S$	3, 4-Диметил-2-тиопентан	0,7775 ^{1*}
$C_6H_{14}S$	3-Этил-2-тиопентан	0,7775 ^{1*}
$C_6H_{14}S$	2, 2-Диметил-3-тиопентан	0,7847 ^{1*}
$C_6H_{14}S$	2, 4-Диметил-3-тиопентан	0,7847 ^{1*}
$C_6H_{14}S$	5-Метил-3-тиогексан	0,7775 ^{1*}
$C_7H_{16}S$	2-Метил-3-тиопентан	0,7727 ^{1*}
$C_7H_{16}S$	3-Метил-4-тиопентан	0,7727 ^{1*}
$C_7H_{16}S$	2-Метил-4-тиопентан	0,7727 ^{1*}
$C_7H_{16}S$	4-Метил-3-тиопентан	0,7727
$C_7H_{16}S$	4-Этил-3-тиогексан	0,7814 ^{1*}
$C_7H_{16}S$	2, 2-Диметил-3-тиогексан	0,7878 ^{1*}
$C_7H_{16}S$	2, 4-Диметил-3-тиогексан	0,7878 ^{1*}
$C_7H_{16}S$	2, 5-Диметил-3-тиогексан	0,7878 ^{1*}
$C_7H_{16}S$	4, 4-Диметил-3-тиогексан	0,7878 ^{1*}
$C_7H_{16}S$	4, 5-Диметил-3-тиогексан	0,7878 ^{1*}
$C_7H_{16}S$	4, 5-Тиооктан	0,7749 ^{1*}
$C_7H_{16}S$	2-Метил-4-тиогептан	0,7814 ^{1*}
$C_8H_{18}S$	3, 5-Диметил-4-тиогептан	0,7903 ^{1*}
$C_8H_{18}S$	2, 4-Диметил-3-тиогептан	0,7903 ^{1*}
$C_8H_{18}S$	2-Метил-4-этил-3-тиогексан	0,7961 ^{1*}
$C_8H_{18}S$	3-Этил-4-тиогептан	0,7903 ^{1*}
$C_8H_{18}S$	4-Этил-3-тиогептан	0,7903

Таблица 1.10 (продолжение)

Формула	Соединение	$-\chi_p \cdot 10^6, \text{л/г}$
$\text{C}_8\text{H}_{18}\text{S}$	5-Метил-4-тиооктан	0,7845 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_{18}\text{S}$	4-Метил-3-тиооктан	0,7845 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_{18}\text{S}$	3-Метил-4-тиооктан	0,7845 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_{18}\text{S}$	2-Метил-3-тиооктан	0,7845 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_{18}\text{S}$	2-Тионonan	0,7787 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_{18}\text{S}$	5-Тионonan	0,7787 ^{1*}
$\text{C}_9\text{H}_{20}\text{S}$	2-Тиодекан	0,7817 ^{1*}
$\text{C}_{10}\text{H}_{22}\text{S}$	7-Тиоундекан	0,7843 ^{1*}
Циклические сульфиды		
$\text{C}_4\text{H}_8\text{S}$	Тиоциклопентан	0,7094 ^{1*}
$\text{C}_5\text{H}_{10}\text{S}$	2-Метилтиоциклопентан	0,7320 ^{1*}
$\text{C}_5\text{H}_{10}\text{S}$	3-Метилтиоциклопентан	0,7320 ^{1*}
$\text{C}_5\text{H}_{10}\text{S}$	Тиоциклогексан	0,7237 ^{1*}
$\text{C}_6\text{H}_{12}\text{S}$	2, 2-Диметилтиоциклопентан	0,7492 ^{1*}
$\text{C}_6\text{H}_{12}\text{S}$	2-Этилтиоциклопентан	0,7444 ^{1*}
$\text{C}_6\text{H}_{12}\text{S}$	2-Метилтиоциклопентан	0,7444 ^{1*}
$\text{C}_6\text{H}_{12}\text{S}$	3-Метилтиоциклопентан	0,7444 ^{1*}
$\text{C}_6\text{H}_{12}\text{S}$	4-Метилтиоциклопентан	0,7444 ^{1*}
$\text{C}_7\text{H}_{14}\text{S}$	2- <i>n</i> -Пропилтиоциклопентан	0,7626 ^{1*}
$\text{C}_7\text{H}_{14}\text{S}$	2, 2, 5-Триметилтиоциклопентан	0,7626 ^{1*}
$\text{C}_7\text{H}_{14}\text{S}$	2, 3, 5-Триметилтиоциклопентан	0,7626 ^{1*}
$\text{C}_7\text{H}_{14}\text{S}$	2, 3, 4-Триметилтиоциклопентан	0,7626 ^{1*}
$\text{C}_7\text{H}_{14}\text{S}$	3, 4-Диметилтиоциклогексан	0,7561 ^{1*}
$\text{C}_7\text{H}_{14}\text{S}$	2, 6-Диметилтиоциклогексан	0,7561 ^{1*}
$\text{C}_7\text{H}_{14}\text{S}$	2-Этил-5-метилтиоциклопентан	0,7561 ^{1*}
$\text{C}_7\text{H}_{14}\text{S}$	3-Этилпропилтиоциклопентан	0,7561 ^{1*}

Таблица 1.10 (продолжение)

Формула	Соединение	$-\chi_p \cdot 10^6, 1/\Gamma$
$C_7H_{14}S$	3-Метил-4-этилтиоциклопентан	0,7516 ^{1*}
$C_8H_{16}S$	2, 4-Диэтилтиоциклопентан	0,7619 ^{1*}
$C_8H_{16}S$	2, 4-Диметил-5-этилциклопентан	0,7678 ^{1*}
$C_8H_{16}S$	2, 3, 6-Триметилтиоциклогексан	0,7678 ^{1*}
$C_8H_{16}S$	2, 3-Диэтилтиоциклопентан	0,7619 ^{1*}
$C_8H_{16}S$	2, 5-Диметил-3-этилтиоциклопентан	0,7619 ^{1*}
$C_8H_{16}S$	2, 5-Диэтилтиоциклопентан	0,7619 ^{1*}
$C_8H_{16}S$	2, 2, 5, 5-Тетраметилтиоциклопентан	0,7737 ^{1*}
$C_8H_{16}S$	2-Метил-5-пропилтиоциклопентан	0,7619 ^{1*}

Тиофены

Алкилтиофены

$C_4H_{11}S$	Тиофен	0,6820
C_5H_6S	2-Метилтиофен	0,6758
C_5H_6S	3-Метилтиофен	0,7125 ^{1*}
C_6H_8S	2-Этилтиофен	0,7251 ^{1*}
C_6H_8S	3-Этилтиофен	0,7251 ^{1*}
C_6H_8S	2, 3-Диметилтиофен	0,7326 ^{1*}
C_6H_8S	2, 4-Диметилтиофен	0,7326 ^{1*}
C_6H_8S	2, 5-Диметилтиофен	0,7326 ^{1*}
C_6H_8S	3, 4-Диметилтиофен	0,7326 ^{1*}
$C_7H_{10}S$	2-Изопропилтиофен	0,8055 ^{1*}
$C_7H_{10}S$	2-н-Пропилтиофен	0,7981 ^{1*}
$C_7H_{10}S$	2, 3, 4-Триметилтиофен	0,8128 ^{1*}
$C_8H_{12}S$	2-Этил-3, 4-диметилтиофен	0,8129 ^{1*}
$C_8H_{12}S$	3-Этил-2, 4-диметилтиофен	0,8129 ^{1*}

Таблица 1.10 (окончание)

Формула	Соединение	$-\chi_{\rho} \cdot 10^6, 1/\text{г}$
$\text{C}_8\text{H}_{12}\text{S}$	4-Этил-2, 3-диметилтиофен	0,8129 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_{12}\text{S}$	2, 3, 4, 5-Тетраметилтиофен	0,8194 ^{1*}
$\text{C}_9\text{H}_{14}\text{S}$	2-Этил-3, 4, 5-триметил- тиофен	0,8188 ^{1*}
Тиофаны		
$\text{C}_4\text{H}_8\text{S}$	Тиофан	0,7084
$\text{C}_5\text{H}_{10}\text{S}$	2-Метилтиофан	0,7308 ^{1*}
$\text{C}_5\text{H}_{10}\text{S}$	3-Метилтиофан	0,7308 ^{1*}
$\text{C}_5\text{H}_{10}\text{S}$	Пентаметиленсульфид	0,7225 ^{1*}
$\text{C}_6\text{H}_{12}\text{S}$	2, 5-Диметилтиофан	0,7479 ^{1*}
$\text{C}_6\text{H}_{12}\text{S}$	2, 3, 4-Метилпентаметилен- сульфид	0,7406 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_{16}\text{S}$	3-Бутилтиофан	0,7549 ^{1*}
$\text{C}_9\text{H}_{18}\text{S}$	Пентилтиофан	0,7586 ^{1*}
$\text{C}_{10}\text{H}_{20}\text{S}$	Гексилтиофан	0,7628 ^{1*}
$\text{C}_{11}\text{H}_{22}\text{S}$	Гептилтиофан	0,7664 ^{1*}
$\text{C}_{12}\text{H}_{24}\text{S}$	<i>n</i> -Октилтиофан	0,7692 ^{1*}
$\text{C}_{12}\text{H}_{24}\text{S}$	<i>n</i> -Октилтиофан	0,7692 ^{1*}
$\text{C}_{13}\text{H}_{26}\text{S}$	Нопилтиофан	0,7721 ^{1*}
$\text{C}_{14}\text{H}_{28}\text{S}$	Децилтиофан	0,7745 ^{1*}
$\text{C}_{15}\text{H}_{30}\text{S}$	Ундецилтиофан	0,7765 ^{1*}
$\text{C}_{18}\text{H}_{36}\text{S}$	Тетрадецилтиофан	0,7815 ^{1*}
$\text{C}_{20}\text{H}_{40}\text{S}$	Гексадецилтиофан	0,7840 ^{1*}
$\text{C}_{22}\text{H}_{44}\text{S}$	Октадецилтиофан	0,7861 ^{1*}

Таблица 1.11

Удельная магнитная восприимчивость азотистых соединений, выделенных из нефтей

Формула	Соединение	$-\chi_p \cdot 10^6, \text{л/г}$
Пиридины		
$\text{C}_6\text{H}_7\text{N}$	2-Метилпиридин	0,6467
$\text{C}_6\text{H}_7\text{N}$	3-Метилпиридин	0,6678
$\text{C}_6\text{H}_7\text{N}$	4-Метилпиридин	0,6636
$\text{C}_7\text{H}_9\text{N}$	2, 3-Диметилпиридин	0,6485 ^{1*}
$\text{C}_7\text{H}_9\text{N}$	2, 6-Диметилпиридин	0,6702
$\text{C}_7\text{H}_9\text{N}$	3, 5-Диметилпиридин	0,6495 ^{1*}
$\text{C}_7\text{H}_9\text{N}$	2, 5-Диметилпиридин	0,6495 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_{11}\text{N}$	3-Метил-5-этилпиридин	0,6675 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_{11}\text{N}$	2, 3, 4-Триметилпиридин	0,6745 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_{11}\text{N}$	2, 3, 5-Триметилпиридин	0,6745 ^{1*}
$\text{C}_8\text{H}_{11}\text{N}$	2, 5, 6-Триметилпиридин	0,6741
$\text{C}_8\text{H}_{11}\text{N}$	3-Этил-5-метилпиридин	0,6675 ^{1*}
$\text{C}_{10}\text{H}_{15}\text{N}$	2, 3-Диметил-6-изопропилпиридин	0,7063 ^{1*}
Хинолины		
$\text{C}_9\text{H}_7\text{N}$	Хинолин	0,6657
$\text{C}_{10}\text{H}_9\text{N}$	2-Метилхинолин	0,6624
$\text{C}_{11}\text{H}_9\text{N}$	2, 3-Диметилхинолин	0,6815 ^{1*}
$\text{C}_{11}\text{H}_9\text{N}$	2, 4-Диметилхинолин	0,6815 ^{1*}
$\text{C}_{11}\text{H}_9\text{N}$	2, 8-Диметилхинолин	0,6815 ^{1*}
$\text{C}_{12}\text{H}_{15}\text{N}$	2, 3, 8-Триметилхинолин	0,6970 ^{1*}
$\text{C}_{12}\text{H}_{15}\text{N}$	2, 4, 8-Триметилхинолин	0,6970 ^{1*}
$\text{C}_{12}\text{H}_{15}\text{N}$	2-Метил-8-этилхинолин	0,7042 ^{1*}
$\text{C}_{13}\text{H}_{15}\text{N}$	2, 3, 4, 8-Тетраметилхинолин	0,7108 ^{1*}
$\text{C}_{13}\text{H}_{15}\text{N}$	2, 3-Диметил-8-этилхинолин	0,7058 ^{1*}
$\text{C}_{13}\text{H}_{15}\text{N}$	2, 4-Диметил-8-этилхинолин	0,7058 ^{1*}

Таблица 1.11 (окончание)

Формула	Соединение	$-\chi_{\rho} \cdot 10^6, \text{л/г}$
$C_{14}H_{17}N$	2, 3, 4-Триметил-8-этилхинолин	0,7174 ^{1*}
$C_{14}H_{17}N$	2, 3, 8-Триметил-8-этилхинолин	0,7174 ^{1*}
$C_{14}H_{17}N$	2, 3-Диметил-8- <i>n</i> -пропилхинолин	0,7138 ^{1*}
$C_{14}H_{17}N$	2, 4-Диметил-8- <i>n</i> -пропилхинолин	0,7138 ^{1*}
$C_{15}H_{19}N$	2, 3, 4-Триметил-8- <i>n</i> -пропилхинолин	0,7248 ^{1*}
$C_{15}H_{19}N$	2, 3, 4-Триметил-8-изопропилхинолин	0,7248 ^{1*}
$C_{15}H_{19}N$	2, 3-Диметил-4, 8-диэтилхинолин	0,7248 ^{1*}
$C_{16}H_{21}N$	2, 3-Диметил-4-этил-8- <i>n</i> -пропилхинолин	0,7783 ^{1*}
$C_9H_{11}N$	5, 6, 7, 8-Тетрагидрохинолин	0,6810 ^{1*}
$C_{12}H_9N$	Карбазол	0,7021

Смит, 1971; Спирс, Уайтхед, 1974; Whitehead, Breger, 1963] и цитируемых ниже оригинальных работ.

Выделению и идентификации кислородных соединений нефти посвящены исследования как зарубежных, так и отечественных авторов [Сергеенко, 1964; Ball e.a., 1959; Cason, Crachem, 1965; Cason, Khodair, 1966; Lochte, Littman, 1955]. Низкомолекулярные кислородные соединения представлены в основном нефтяными кислотами и фенолами, причем последние присутствуют в нефтях в значительно меньшем количестве, чем первые. Нефтяные кислоты содержатся преимущественно в керосиновых и газойлевых фракциях. В бензиновых фракциях, а также в тяжелых смазочных маслах концентрация их незначительна.

Карбоновые кислоты нефти, имеющие менее 8 атомов углерода, относятся почти полностью к кислотам жирного ряда. Нефтяные кислоты моноциклического строения, как правило, содержат от 9 до 13 атомов углерода, а кислоты бициклического строения — от 12 до 14 атомов углерода. В зависимости от типа нефти (парафиновой или нафтяной) в ней преобладают жирные или моно- и дициклические карбоновые кислоты.

Авторы работы [Lochte, Littman, 1955] выделили из нефтей изоалкановые карбоновые кислоты до C₆ включительно и кислоты нормального строения до C₉. Имеются сведения о том, что карбоновые кислоты нормального ряда содержат и большее число атомов углерода: в газойлевых фракциях японской нефти обнаружены мистриновая, пальмитиновая, стеариновая кислоты [Такака е.а., 1928а,в]. Среди нафтеновых кислот обнаружены также соединения, содержащие как пятичленные (например, циклопентанкарбоновая кислота), так и шестичленные (например, циклогексанкарбоновая кислота) кольца.

Преимущественно из продуктов крекинга выделено большое число разнообразных фенолов [Спирс, Уайтхед, 1974; Brooks, 1959; Fild e.a., 1940]. Х.Смит [1971] считает, что часть из них может легко образоваться из высокомолекулярных соединений в процессе пиролиза и поэтому правильная идентификация фенолов в нефтях в значительной степени затруднена. Сам фенол, а также крезолы присутствуют в нефти в очень незначительных количествах.

Ряд авторов [Lochte, Littman, 1955; Cason, Grahman, 1965; Latham e.a., 1962] обнаружили в нефтях алкилкетоны и циклические кетоны.

Среди более сложных кислородных соединений нефти следует отметить псевдокумол, β-нафтол, триметилгидрохинон и ряд других веществ [Майр, 1964; Смит, 1971; Fild e.a., 1940; Lochte, Littman, 1955].

Серосодержащие соединения нефти представлены тиолами (меркаптанами), алифатическими, моно- и полициклическими сульфидами, дисульфидами, а также рядом других соединений с различными циклическими структурами [Айвазов, 1972; Караулова, 1970; Оболенцев, Байкова, 1973; Смит, 1971; Coleman e.a., 1965; Obolentzew, 1957; Thomson e.a., 1964, 1965а, b, 1966; Whitehead, Breger, 1963]. Есть достоверные указания на то, что в некоторых нефтях найдена элементарная сера [Thomson e.a., 1965а, b], присутствие которой показывает, что содержащая ее нефть не подвергалась воздействию температур выше 100°C.

В настоящее время из легких фракций бензина и очистки керосина выделено около 50 индивидуальных тиолов (см. табл. 1.10). Из них 30% имеют нормальную цепь, 50% — разветвленную, около 10 соединений представляют собой циклоалкантиолы. Алкантиолы с разветвленной цепью в основном представлены изомерами с одной или двумя метильными группами, реже — этильной группой.

Сульфиды присутствуют во всех фракциях нефти, причем в керосине и легком газойле преобладают циклические насыщенные сульфиды, а в более высококипящих фракциях основную часть составляют сульфиды с ароматическими и полиароматическими циклами. Поскольку дисульфиды легко образуются из тиолов при окислении их на воздухе, они присутствуют во всех легких фракциях нефти, причем многие из них, по-видимому, имеют вторичное происхождение.

Тиофеновые и тиофеново-полициклические сернистые соединения, содержащиеся в составе молекул тиофеновые, бензотиофеновые и ряд других полиароматических циклов, идентифицированы в основном во фракциях, выкипающих при температуре выше 200°C.

Точное строение молекул сернистых соединений, содержащихся в высококипящих нефтяных фракциях, до сих пор не установлено [Смит, 1971; Спирс, Уайтхед, 1974]. Предварительные результаты, в частности, показывают, что в молекулах исследуемых соединений могут присутствовать различные комбинации нескольких ароматических и нафтеновых колец.

Азотсодержащие соединения нефти изучались как отечественными так и зарубежными исследователями [Байкова и др., 1975; Безингер и др., 1962; Бейкер, 1974; Ball e.a., 1951, 1962; Carruthers, 1968; Jewell e.a., 1964, 1965; Latham e.a., 1965; Richter e.a., 1952; Saraceno e.a., 1961]. Основные представители азотсодержащих соединений и величины их магнитных восприимчивостей приведены в табл. 1.11. Часть из них выделена из дистиллятов, выкипающих до 250°C, однако наибольшее количество азотистых соединений сконцентрировано в остатках, выкипающих выше 300°C.

В зависимости от состояния атома азота, придающего молекуле азотистого соединения основной или нейтральный характер, соединения принято делить на две группы — основные и нейтральные [Jewell e.a., 1965; Latham e.a., 1965]. Авторы работ [Ball e.a., 1959; Lochte, Littman, 1955] выделили и идентифицировали в нефти обширный ряд (свыше 50 наименований) основных азотистых соединений, преимущественно представленных рядами пиридина, изохинолина и их производными, содержащими насыщенные и ароматические связи.

Среди нейтральных азотистых соединений, входящих в состав нефтей, можно назвать индолы, пирролы, карбазолы и бензокарбазолы [Смит, 1971; Snyder, Buell, 1965].

Особый интерес представляют соединения, в состав молекул которых азот входит в сочетании с кислородом и некоторыми металлами (порфирины). Первые их присутствие в нефтях было открыто в работе [Treibs, 1936]. В настоящее время они идентифицированы практически во всех нефтях, причем содержатся в основном только в высококипящих фракциях и остатках. Поскольку структура порфиринов похожа на структуру растительных хлорофиллов, ряд исследователей [Костантинидес, Эрих, 1970; Ходжсон и др., 1970] считают их присутствие доказательством биогенного происхождения нефти.

Идентификации, выделению и подробному изучению порфиринов нефти посвящено много обзоров и оригинальных работ [Бейкер, 1974; Ходжсон и др., 1970; Ball e.a., 1960; Corwin e.a., 1962; Smith e.a., 1959].

Коротко перечислим лишь основные работы по исследованию порфиринов нефти методом электронного парамагнитного резонанса (ЭПР). Впервые сигнал ЭПР в нефтях был обнаружен в работах

Гарифьянова, Козырева [1954], Gutowsky e.a., [1958], O'Reilly, [1958]. Существование его объясняется присутствием в нефтях порфириновых комплексов ванадия, никеля, железа, а также свободных углеродных радикалов.

В дальнейшем метод ЭПР стали использовать для количественного определения концентрации ванадия и свободных радикалов как в сырых нефтях, так и в различных нефтепродуктах [Баженов и др., 1969; Ильясов и др., 1961; Roberts e.a., 1961; Saraceno e.a., 1961].

В настоящее время принято считать, что ванадий и никель в виде порфириновых комплексов являются основными металлами, содержащимися в нефти [Костантинидес, Эрих, 1970; Ходжсон и др., 1970], хотя вначале особенно важную роль придавали присутствию в нефтях комплексов железа [Глебовская, Волькенштейн, 1948; Treibs, 1936]. Авторы [Dunning e.a., 1960] методом ЭПР показали, что в типичных нефтях различных месторождений в виде порфириновых комплексов содержится до 5–10% ванадия, а в ряде наиболее богатых неуглеводородными компонентами нефтях содержание ванадия и никеля может достигать 40% и даже более [Sugihara, Bean, 1962].

Три основных типа ванадиевых комплексов, присутствующих в нефтях, методом ЭПР подробно исследовали в работах [Yep e.a., 1962, 1969], а наиболее широко распространенные ванадиевые и никелевые комплексы дезоксофиллоэритроэтипорфирина – в работах [Erdman e.a., 1956a, b].

Выше уже отмечалось, что в литературе [Foëx e.a., 1957; Landolt-Börnstein, 1967] содержатся весьма скудные сведения о магнитных восприимчивостях веществ, представляющих собой неуглеводородные компоненты нефти.

Поэтому большинство значений χ_ρ , приведенных в табл. 1.9 – 1.11, были рассчитаны нами по схеме магнетохимии Паскаля. Это обстоятельство, несмотря на достаточно хорошее совпадение рассчитанных и экспериментальных значений χ_ρ , не дает возможности подробно, как, например, для углеводородов, обсудить характер изменений восприимчивости соответствующих классов соединений в зависимости от их строения.

Тем не менее данные табл. 1.8–1.11, приведенные в виде диаграммы на рис. 1.1, позволяют отметить следующие характерные особенности магнитных свойств неуглеводородных компонентов нефти. Наиболее диамагнитными из них являются сернистые соединения, магнитные восприимчивости большинства которых близки к значениям χ_ρ бензола и его гомологов. Значительно менее диамагнитными являются азотистые и кислородные соединения, причем некоторым из последних (в особенности ряду монокарбоновых кислот) свойствен наименьший диамагнетизм.

Отмеченные закономерности изменения магнитной восприимчивости неуглеводородных компонентов нефти по сравнению друг с другом и углеводородной частью в общих чертах можно объяснить как особенностями электронного строения соответствующих молекул,

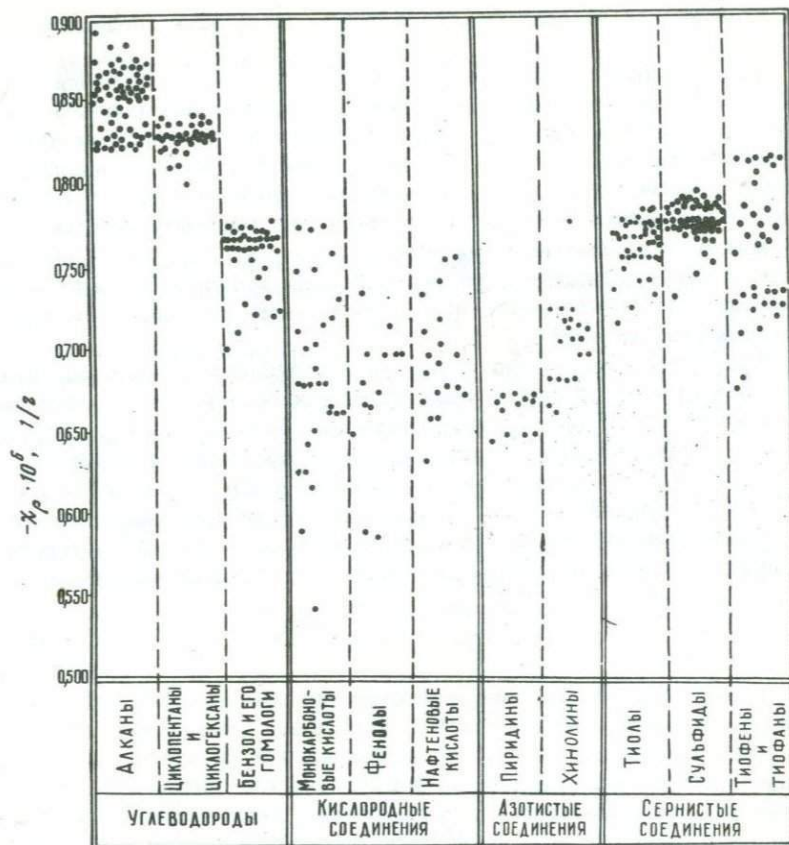


Рис. 1.1. Удельная магнитная восприимчивость ($\chi_p \cdot 10^6$) основных компонентов углеводородной и неуглеводородной части нефти

так и характером взаимодействия между ними в конденсированной фазе.

Например, сравнивая пиридин, хинолин, акридин с циклогексанином и бензолом, можно, следуя Я.Г.Дорфману [1961], проследить за постепенным увеличением ван-флековского парамагнетизма двойных связей C—C в ряду гетероциклических соединений, имеющих в ароматическом кольце атом азота. Это обстоятельство, по-видимому, позволяет объяснить большие значения магнитных восприимчивостей ряда азотистых соединений по сравнению с ароматическими углеводородами.

Сравнивая магнитные восприимчивости пятичленных гетероциклов (производные тиофена), Я.Г.Дорфман [1961] отмечает тот факт, что ван-флековский парамагнетизм двойной связи C—C в этих соединениях весьма близок к величинам χ_{pM} той же связи в бензоле, что в нашем случае согласуется с небольшими расхождения-

ми в величинах восприимчивостей соответствующих соединений и т. д.

При рассмотрении диамагнетизма кислородных соединений следует обязательно учитывать не только специфику электронного строения молекул, но и тот факт, что по сравнению со многими другими компонентами нефти в большинстве из них (карбоновые кислоты, фенолы) реализуются межмолекулярные водородные связи. Существование последних приводит к сравнительно большим вкладам ван-Флекковского парамагнетизма [Ергин и др., 1972], что в общих чертах также объясняет при рассмотрении магнитных свойств неуглеводородных компонентов нефти наименьший диамагнетизм соответствующих соединений.

Таким образом, несмотря на немногочисленные экспериментальные результаты по измерению магнитных восприимчивостей отдельных компонентов нефти, диаграмма, приведенная на рис. 1.1, позволяет получить общую картину характера изменений величин χ_p отдельных классов соединений, выделенных и идентифицированных в нефтях. В дальнейшем она понадобится для объяснения различия значений величин магнитных восприимчивостей нефтей по территориальному признаку и другим их геохимическим особенностям.

МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1. Отбор проб нефтей,
их фракционирование и подготовка к измерениям

Исследователям хорошо известно, что одна и та же нефть по своим свойствам не остается постоянной во времени. Это обстоятельство обнаруживается по таким основным характерным параметрам нефтей, как плотность, вязкость, содержание смол, серы и выход легких фракций. Нефть претерпевает изменения и в недрах Земли: в одной и той же залежи в различных ее частях нефть может заметно отличаться по своим свойствам. Известны также многочисленные факты, показывающие изменчивость свойств нефти в процессе разработки залежи и в результате различных воздействий на пласт с целью увеличения притока нефти (кислотная и термическая обработка, закачка газа, горячего воздуха, воды и т.д.).

Поэтому, прежде чем приступить к анализу образцов нефти, необходимо: во-первых, правильно отобрать пробы нефтей из скважины и подготовить их к исследованиям; во-вторых, учесть промышленно-геологические условия каждой конкретной залежи. Так, наличие в пробе нефти всего лишь нескольких процентов воды заметно искажает ее истинную плотность и затрудняет фракционное разделение, а при изучении электрических свойств даже незначительное содержание влаги в нефти неприемлемо для производства анализа. Содержание механических примесей (песка, глины, частиц металлов и карбонатных пород) сильно сказывается на плотности нефти, а также на ее магнитных и электрических свойствах, микроэлементном составе и т. д. Продолжительность хранения отобранной пробы даже в герметически закрытом сосуде, как показывает практика, отражается на плотности, содержании смол и, особенно, легких фракций нефти.

При определении микроэлементов в нефтях имеет значение, в какой (металлической, стеклянной или пластмассовой) емкости хранилась нефть.

Учитывая эти обстоятельства, при отборе нефтей избегали сильно обводненных скважин и таких, которые недавно вышли из подземного ремонта. Тем не менее в пробах нередко оказывалось определенное количество воды и механических примесей. Поэтому перед анализом, как правило, нефти обезвоживали ангидроном (иногда два-три раза), от механических примесей очищали тонким фильтром. До проведения измерений нефть хранилась в герметически закрытых

полихлорвиниловых и стеклянных бутылках в темном и прохладном помещении.

Относительно учета промыслово-геологических условий изучаемой залежи отметим следующее. В промысловой практике давно уже замечено, что в залежи с глубиной залегания нефти увеличивается ее плотность, т.е. в сводовой части структуры обычно скапливается легкая нефть, а к периклиналям, как правило, приурочены более тяжелые смолистые нефти. Это явление характерно и для неструктурных ловушек, еще более оно усиливается в резко структурных и массивных залежах, подстилаемых подошвенной водой. В пластовых малоамплитудных ловушках при небольшой площади водонефтяного контакта такая дифференциация плотности обычно выражена значительно слабее.

Во всех залежах нефти из скважин, расположенных на крыльях структуры в водонефтяной зоне, отличаются от нефтей из сводовой части залежей несколько большими значениями плотности и вязкости, содержания смолистых веществ и серы и меньшим содержанием легких фракций. Причина такого различия нефти в залежи объясняется явлением гравитационной дифференциации и в какой-то мере воздействием подошвенной воды на нефть. Поэтому при сравнительной характеристике нефтей различных залежей необходимо знать, к какой части залежи приурочена нефть. Если не учитывать это обстоятельство, может оказаться, что краевая нефть одной залежи будет сравниваться со сводовой нефтью другой. Пробы нефтей, исследованных в настоящей работе, обычно представляли образцы нефти из сводовой части залежи.

Замечено также, что в приразломных скважинах нефти являются несколько более тяжелыми, вязкими, чем в сводовой и ненарушенной части залежи. Вероятно, в первом случае проявляется отрицательное влияние разрыва на сохранность залежи нефти.

Исследовали нефти из месторождений, некоторые из которых находятся в разработке по несколько десятков лет, а также и новые нефти. Анализ физико-химических характеристик нефтей в процессе разработки залежи выявил, что период разработки нередко сказывается на свойствах нефтей. Например, в большинстве случаев первоначальные пробы нефтей как по отдельным скважинам, так и в целом по залежи оказываются менее вязкими, с меньшими плотностями, чем пробы более позднего этапа разработки залежи.

Разгонка нефтей, исследованных в настоящей работе, проводилась в БашНИИНП и Уфимском нефтяном институте на аппарате АРН-2, имеющем колонку с числом теоретических тарелок около 20 [Ивченко, Севастьянова, 1967]. Легкие фракции, выкипающие до 200°C, отбирались при атмосферном давлении, а более тяжелые — при давлении несколько миллиметров ртутного столба.

Групповой углеводородный состав бензиновых фракций определялся по методу анилиновых точек с применением силикагеля для удаления ароматических углеводородов, шестичленные нафтеновые углеводороды каталитического дегидрирования определялись на железо-

платиновом катализаторе. Для определения группового углеводородного состава фракций, выкипающих выше 200°C, использовался метод адсорбционного разделения на силикагеле.

Содержание в нефтях асфальтенов и ванадия определялось методом ЭПР.

2.2. Методика измерений магнитной восприимчивости

Сами нефти, их фракции (с температурой кипения ниже 500°C) и остатки (с температурой кипения выше 500°C) являются слабомагнитными веществами, удельная магнитная восприимчивость которых очень мала. По величине она такого же порядка, как удельная магнитная восприимчивость наиболее распространенного диамагнетика - воды, для которой при 20°C $\chi_p = -0,7200 \cdot 10^{-6}$ 1/г [Селвуд, 1958].

Наиболее точными методами измерения магнитной восприимчивости слабомагнитных тел до сих пор остаются пондеромоторные методы, основанные на измерении силы втягивания или выталкивания исследуемого образца в неоднородном магнитном поле [Дорфман, 1955; Клемм, 1939; Селвуд, 1958; Чечерников, 1963; Zijlstra, 1967; Mulay, 1966; Râcos, 1965]. Использование их в настоящее время предполагает лишь применение различных приспособлений для повышения точности и быстроты измерений указанных сил (автокомпенсационные устройства, электрическое демпфирование, автоматическая запись и другие приспособления).

Описанные в литературе автоматические магнитные весы различных конструкций, как правило, позволяют сравнительно легко регистрировать изменения диамагнитной восприимчивости $\Delta\chi_p = 10^{-7} - 10^{-9}$ 1/г [Казицын и др., 1975; Куинн, Кнауэр, 1972; Моррис, Уолд, 1968; Смирнов и др., 1973; Соул и др., 1964] с погрешностью от долей процента до 1-2%, лучшие из них [Евдокимов, Ли Фын-и, 1963; Лашкарев, Шевченко, 1974; Cini, Torrini, 1968; Dellby, Ekström, 1971; Regaya, Gasparoux, 1971] имеют чувствительность $\approx 10^{-10}$ 1/г.

Поскольку отечественной промышленностью установки для измерений магнитной восприимчивости диамагнетиков не выпускаются, перед экспериментатором, как правило, встает вопрос о самостоятельном изготовлении комплекса соответствующей аппаратуры. Этому должна предшествовать не только оценка пределов измерений непосредственно измеряемых величин, но и анализ погрешностей, вызываемых другими причинами, которые явно не входят в формулы для расчета магнитной восприимчивости [Соколова, 1954; Яновский, 1947; Яновский, Спиридович, 1940].

Поскольку наиболее распространенными в практике магнитных измерений слабомагнитных веществ являются методы Гуи и Фарадея [Дорфман, 1955; Клемм, 1939; Селвуд, 1958; Чечерников, 1963], проанализируем погрешности, определяющие точность измерений магнитной восприимчивости при применении этих методов.

По методу Гуи сила F , действующая на тело объемом v и объемной магнитной восприимчивостью χ в магнитном поле H , равна

$$F = \frac{\chi}{2} \iiint \text{grad } H^2 dv.$$

Раскладывая величину $\text{grad } H^2$ на составляющие вдоль координатных осей X, Y, Z и полагая, что образец имеет форму цилиндра с площадью поперечного сечения S , вытянутого вдоль оси Z (рис. 2.1, а), получим

$$F = \chi S \left[\overset{Z_0}{\int_0} H \frac{\partial H}{\partial x} dZ + \overset{Z_0}{\int_0} H \frac{\partial H}{\partial y} dZ + \overset{Z_0}{\int_0} H \frac{\partial H}{\partial Z} dZ \right], \quad (2.1)$$

где Z_0 - высота цилиндра; dZ - элемент высоты.

Интегрируя последнее выражение и обозначая через H_1 и H_0 напряженности магнитных полей при $Z = 0$ и $Z = Z_0$, имеем для составляющих силы

$$F_Z = \frac{\chi S}{2} (H_1^2 - H_0^2); F_X = \frac{\chi S}{2} \int_0^{Z_0} H \frac{\partial H}{\partial x} dZ; F_Y = \frac{\chi S}{2} \int_0^{Z_0} H \frac{\partial H}{\partial y} dZ. \quad (2.2)$$

Погрешность в определении вертикальной составляющей F_Z легко опенить, считая χ функцией температуры, H -функцией координат и тока i в обмотках электромагнита. При учете симметрии магнитного поля относительно оси полюсных наконечников (ось Z) и малости величин $\partial H_1 / \partial x = \partial H_1 / \partial y$ (ввиду однородности поля H), а также H_0^2 / H_1^2 имеем

$$\frac{\Delta F_Z}{F_Z} = \frac{\Delta \chi}{\chi} + \frac{\Delta S}{S} + \frac{1}{F_Z} \frac{\partial F_Z}{\partial Z} \Delta X + \frac{2 \Delta H_1}{H_1} + \frac{2}{H_1} \frac{\partial H_1}{\partial i} \Delta i + \mu \Delta t, \quad (2.3)$$

где $\mu = 1/\chi \cdot \partial \chi / \partial t$ - температурный коэффициент магнитной восприимчивости исследуемого образца.

Легко показать [Яновский, 1947], что смещение ΔX в направлении оси X для образца массы m , подвешенного в межполюсном пространстве на нити длиной l , определяется соотношением $\Delta X = F_X l / mg$.

$F_X / F_Z = \partial F_X / \partial Z \cdot l / mg$ - систематическая погрешность, вызванная наличием горизонтальных сил притяжения, является величиной, зависящей лишь от конструкции прибора.

Поскольку уравновешивание силы F_Z производится обычно с помощью весов, обозначим через M - массу разновесов, необходимую для установления весов при включении тока в обмотке электромагнита. При проведении относительных измерений предполагают справедливость записи уравнения, подобного (2.3), как для исследуемого образца с восприимчивостью χ , так и для стандартного образца с известной магнитной восприимчивостью $\chi_{\text{ЭТ}}$. В дальнейшем через $M_{\text{ЭТ}}$ будем обозначать массу разновесов, необходимую для установления равновесия стандартного образца в магнитном поле.

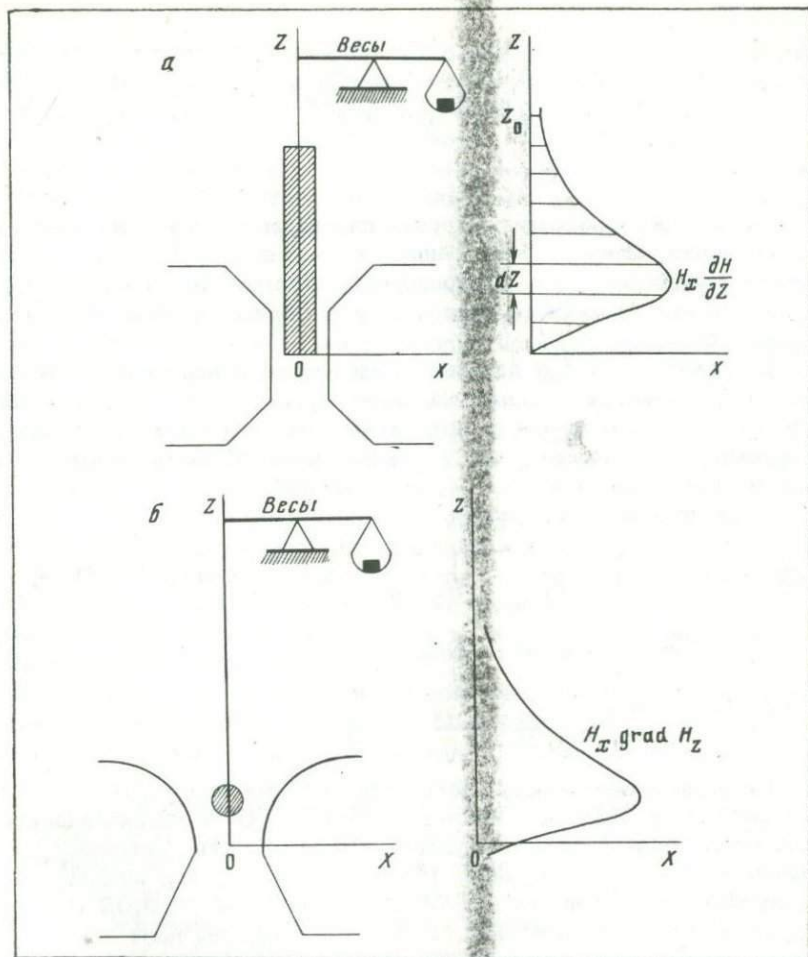


Рис. 2.1. Принципиальные схемы измерений магнитной восприимчивости методом Гуи (а) и Фарадея (б).

Тогда из (2.3) легко получить, что средняя квадратичная погрешность при абсолютном способе определения магнитной восприимчивости методом Гуи выражается формулой

$$\frac{\Delta X}{X} = \pm \sqrt{\left(\frac{\Delta M}{M}\right)^2 + \left(\frac{\Delta S}{S}\right)^2 + 4\left(\frac{\Delta H_1}{H_1}\right)^2 + \frac{4}{H_1^2} \left(\frac{\partial H_1}{\partial i}\right)^2 \Delta i^2 + \mu^2 \Delta l^2 + \left(\frac{F_X}{F_Z} \frac{\partial F_X}{\partial Z} \frac{l}{mg}\right)^2}, \quad (2.4)$$

а при относительном способе, считая, что

$$|\Delta i| = |\Delta i|_{\text{эТ}}, \quad |\Delta l| = |\Delta l|_{\text{эТ}}, \quad \left| \frac{l}{mg} \frac{F_X}{F_Z} \frac{\partial F_X}{\partial Z} \right| = \left| \frac{l}{mg} \frac{F_{X, \text{эТ}}}{F_{Z, \text{эТ}}} \frac{\partial F_{X, \text{эТ}}}{\partial Z} \right|,$$

формулой

$$\frac{\Delta X}{X} = \pm \sqrt{\left(\frac{\Delta X}{X}\right)_{\text{ЭТ}}^2 + \left(\frac{\Delta M}{M}\right)_{\text{ЭТ}}^2 + \left(\frac{\Delta M}{M}\right)_{\text{ЭТ}}^2 + \frac{8}{H_1^2} \left(\frac{\partial H_1}{\partial i}\right)^2 \Delta i^2 + 2\mu_{\text{ЭТ}} \Delta t^2 + 2\left(\frac{F_x}{F_Z} \frac{\partial F_x}{\partial Z} \frac{l}{mg}\right)^2}. \quad (2.5)$$

При измерении восприимчивости диамагнитных веществ методом Гуи последние члены в подкоренных выражениях в (2.4) и (2.5) пренебрежимо малы, так как однородность магнитного поля между полюсами электромагнита исследуемыми образцами практически не искажается.

Если считать, что отдельные погрешности в величине χ , вызываемые погрешностями каждой входящей в (2.4) и (2.5) измеряемой величины, одинаковы, легко установить, что для определения восприимчивости χ с погрешностью $\pm \gamma$ необходимо, чтобы погрешности в определении величин M , S , H , i и t не превышали:

а) при абсолютном способе

$$\frac{\Delta M}{M} \leq \frac{\gamma}{2}; \quad \frac{\Delta S}{S} \leq \frac{\gamma}{2}; \quad \frac{\Delta H_1}{H_1} \leq \frac{\gamma}{4}; \quad \frac{1}{H_1} \frac{\partial H_1}{\partial i} \Delta i \leq \frac{\gamma}{4}; \quad \frac{\partial \chi}{\partial t} \Delta t \leq \frac{\gamma}{2}; \quad (2.6)$$

б) при относительном способе

$$\frac{\Delta M}{M} \leq \frac{\gamma}{2}; \quad \frac{1}{H_1} \frac{\partial H_1}{\partial i} \Delta i \leq \frac{\gamma}{16}; \quad \frac{1}{\chi} \frac{\partial \chi}{\partial t} \Delta t \leq \frac{\gamma}{4}. \quad (2.7)$$

Рядовые аналитические весы с предельной нагрузкой 100-200 г имеют относительную чувствительность¹ = 10^6 , а микроаналитические весы с предельной нагрузкой 10-20 г - чувствительность порядка $10^6 - 10^7$ [Сарахов, 1968]. Например, при использовании аналитических весов типа ВЛАО-100 ($\Delta M = \Delta M_{\text{ЭТ}} = 0,05$ мг) и рабочей ампулы сечением $S = 1$ см² в магнитном поле 10-15 кЭ сила выталкивания типичного диамагнитного образца (воды) составляет около 150-100 мг. Поэтому без больших затруднений величина M может быть измерена с ошибкой не более 0,03%.

Поскольку для диамагнитных жидкостей температурный коэффициент $1/\chi \partial \chi / \partial t$ составляет около 10^{-4} 1/см³·град, поправка, вызванная при измерениях нестабильностью температуры в $0,1^\circ$ (обычный термостат с контактным термометром), не превышает 0,001%. Однако следует иметь в виду, что при вычислении удельной магнитной восприимчивости $\chi_\rho = \chi/\rho$ в выражение для χ_ρ входит плотность ρ исследуемого образца, величина которой заметно за-

¹ Относительная чувствительность - отношение максимальной нагрузки весов к их абсолютной чувствительности. Абсолютная чувствительность - минимальное изменение массы, которое в состоянии отметить весы.

висит от температуры. Поэтому при определении удельной магнитной восприимчивости χ_p с погрешностью $\pm \gamma$ требуется поддержание температуры образца с наименьшей точностью.

Так, например, задаваясь величиной $\gamma = \pm 0,02\%$, необходимо поддерживать температуру исследуемого вещества с погрешностью не более $\pm 0,01\%$. В этом случае для измерения плотности жидкости очень удобно использовать стандартные пикнометры с капиллярным отверстием.

При проведении исследований магнитной восприимчивости нефтей, их фракций и остатков для термостатирования образца был использован простой регулятор с программным изменением температуры в режиме непрерывного контроля за ее изменением [Антипин и др., 1977]. Он представлял собой электронную схему, используемую совместно со стандартным термостатом и фотокомпенсационным усилителем постоянного тока типа Ф-116/1. Этот терморегулятор обеспечивал в рабочей камере объемом около 300 см^3 , вынесенной из водяного термостата ТС-16, следующие характеристики: в режимах программного нагрева - охлаждения в диапазоне температур $0-100^\circ \text{C}$ - скорости изменения температуры $0,1-1,0$ град/мин и линейность развертки температуры с погрешностью $0,2\%$, а в фиксированных точках - поддержание температуры с точностью $0,010-0,005^\circ$.

Установка для измерения магнитной восприимчивости нефтей по методу Гуи была собрана на основе электромагнита ФЛ-1 производства экспериментальных мастерских МГУ. При полюсных наконечниках диаметром 50 мм и с расстоянием между ними $30-50 \text{ мм}$ в его рабочем пространстве создаются магнитные поля до $15-17 \text{ кЭ}$. При этом ток i через обмотки электромагнита достигает $8-10 \text{ А}$, а приращение поля с увеличением тока характеризуется величиной $\partial H_1 / \partial i \approx 50 \text{ Э/А}$. Поэтому в соответствии с (2.6) и (2.7) при измерении магнитной восприимчивости образцов нефти с погрешностью не более $0,01\%$ было необходимо поддерживать постоянство тока ($\approx 10 \text{ А}$) в обмотках электромагнита с точностью $1-1 \text{ мА}$.

Для этих целей использовали регулируемый стабилизатор тока на тиристорах [Антипин, Ергин, 1974]. Непосредственно после включения в сеть переменного тока 220 В он обеспечивал при токе нагрузки $i_H = 10-13 \text{ А}$ следующие параметры: нестабильность тока при изменении напряжения в сети $-5 \div 10\%$ не более $\sim 10^{-4}$, при изменении величины нагрузки ΔR_H в пределах $\pm 20\%$ - порядка 10^{-4} ; пульсации тока i_H с частотой 100 Гц - менее 10^{-5} ; дрейф i_H - не более 10^{-4} мин^{-1} .

При проведении измерений магнитной восприимчивости абсолютным способом требуется определить сечение жидкого образца S . Наиболее точно это можно сделать, наполняя рабочую ампулу какой-либо жидкостью с достаточно большой плотностью (например, ртутью) несколько выше и ниже фиксированной отметки путем взвешивания ампулы и измерения разности высот столбика ртути с помощью катетометра. Практически трудно провести определение ве-

личины S с погрешностью менее 0,1%. Поэтому наибольшую погрешность в экспериментальном определении величины χ методом Гун при относительном способе вызывает изменение тока в обмотках электромагнита, а при абсолютном, кроме этого, погрешность в определении площади сечения исследуемого образца.

Необходимо также отметить, что в приведенные оценочные формулы не вошли погрешности, вызванные неоднородностью поля между полюсами электромагнита. Соответствующая погрешность, вызванная неоднородностью поля вдоль оси Z , выражается формулой

$$\frac{\Delta\chi}{\chi} = \frac{2}{H_1} \frac{\partial H_1}{\partial Z}$$

При измерении силы выталкивания образца из магнитного поля с помощью аналитических весов амплитуда колебаний их подвижной части ΔZ может достигать 2–4 мм. Поэтому, например, в нашем случае (весы ВЛАС–100, $H_1 \approx 15$ кЭ, $\Delta Z \approx 2,5$ мм) для проведения измерений с погрешностью около 0,01% необходимо иметь полюсные наконечники, обеспечивающие однородность поля в межполюсном пространстве не менее 0,3 Э/мм. Для электромагнита ФЛ–1 (стандартные полюса диаметром 50 мм, зазор 30 мм) величина $\partial H_1 / \partial Z$ составляет около 10 Э/мм. Это обстоятельство предполагает для проведения прецизионных измерений магнитной восприимчивости использование нулевого метода, что не возможно сделать без существенных переделок большинства выпускаемых промышленностью аналитических и микроаналитических весов.

Для определения магнитной восприимчивости твердых тел обычно используют метод Фарадея. Метод основан на измерении силы притяжения или отталкивания, действующей на исследуемый образец объемом V , помещенный в неоднородное магнитное поле. В этом случае

$$F = \frac{1}{2} \chi_v \text{ grad } H^2, \quad (2.8)$$

где χ_v – объемная магнитная восприимчивость; H – средняя величина напряженности магнитного поля в объеме v (рис. 2.1, б).

Экспериментально удобно измерять составляющую силы F_Z , действующую в направлении оси Z . Удельная магнитная восприимчивость χ_ρ исследуемого вещества определяется по формуле

$$\chi_\rho = \frac{F_Z}{mH \partial H / \partial Z}. \quad (2.9)$$

Для исключения неизвестной величины $H \frac{\partial H}{\partial Z}$ обычно используют относительный способ измерения, экспериментально определяя, кроме величины силы F_Z , также и силу $F_{Z,ЭТ}$, действующую на тело с известной магнитной восприимчивостью $\chi_{\rho,ЭТ}$, массой $m_{ЭТ}$ и примерно с тем же объемом, что и объем исследуемого вещества.

Легко видеть, что в этом случае

$$\chi_{\rho} = \chi_{\rho, \text{ЭТ}} \frac{F_Z}{F_{Z, \text{ЭТ}}} \frac{m_{\text{ЭТ}}}{m} \quad (2.10)$$

Нетрудно показать, что средняя квадратичная погрешность, связанная с тем, что образцы массами m и $m_{\text{ЭТ}}$ при измерениях могут быть установлены, вообще говоря, в разные точки межполюсного пространства H и H_1 , выразится формулой

$$\frac{\Delta \chi_{\rho}}{\chi_{\rho}} = \pm \sqrt{\left(\frac{\Delta \chi_{\rho}}{\chi_{\rho}}\right)_{\text{ЭТ}}^2 + \left(\frac{\Delta F_Z}{F_Z}\right)^2 + \left(\frac{\Delta F_Z}{F_Z}\right)_{\text{ЭТ}}^2 + \left(\frac{\Delta m}{m}\right)^2 + \left(\frac{\Delta m}{m}\right)_{\text{ЭТ}}^2 + \left(\frac{\Delta A}{A}\right)^2 + \left(\frac{\Delta A}{A}\right)_{\text{ЭТ}}^2} \quad (2.11)$$

В выражении (2.11) произведения $H \partial H / \partial Z$ и $(H \partial H / \partial Z)_{\text{ЭТ}}$ обозначены соответственно через A и $A_{\text{ЭТ}}$.

Для того чтобы погрешность в определении восприимчивости χ_{ρ} не превышала величины δ , необходимо проводить измерения сил F_Z и $F_{Z, \text{ЭТ}}$, масс m и $m_{\text{ЭТ}}$, а также иметь постоянство величин A и

$A_{\text{ЭТ}}$ с погрешностями, не превышающими $\delta' = \delta / \sqrt{T} = \delta / 2,65$.

Например, при $\delta = 0,1\%$ погрешность δ' составляет около $0,04\%$. Измерения величин m и $m_{\text{ЭТ}}$ с такой точностью не представляют больших затруднений. Гораздо сложнее обстоит дело с прецизионным измерением силы выталкивания образца из магнитного поля.

Действительно, допустим, что в установке для измерения магнитной восприимчивости по методу Фарадея используются микроаналитические весы, имеющие чувствительность $0,001$ мг при максимальной нагрузке 20 г. В магнитном поле ≈ 15 кЭ электромагнита ФЛ-1 на диамагнитный образец (вода) массой около 1 г действует сила выталкивания около 5 мг. Таким образом, даже при самых благоприятных условиях погрешности в измерении величин сил F_Z и $F_{Z, \text{ЭТ}}$ достигают $0,02\%$, что значительно превышает погрешности в измерениях величин m и $m_{\text{ЭТ}}$.

Использование образца массой около 1 г требует постоянства произведений $H \partial H / \partial Z$ и $(H \partial H / \partial Z)_{\text{ЭТ}}$ на расстоянии 10 – 15 мм в направлении, перпендикулярном оси симметрии. Экспериментальное изготовление таких полюсных наконечников представляет собой не простую задачу [Иванов и др., 1970; Карасик, 1964; Кац, и др., 1964; Zijlstra, 1967]. В нашем случае, как отмечалось, для достижения точности измерений восприимчивости $\delta = 0,1\%$ необходимо соблюдение по длине образца постоянства произведения $H \text{ grad } H$ с погрешностью не более $0,04\%$, а при $\delta = 0,5$ – не более $0,2\%$.

Оценим допустимую погрешность ΔZ в установке образца в определенную точку поля при заданной точности измерения величины χ_{ρ} в $0,1\%$. Легко видеть, что

$$\Delta Z = \frac{\Delta A}{A} A \cdot \left(\frac{\Delta Z}{\Delta A}\right).$$

В нашем случае величина $A = H \partial H / \partial Z$ имеет порядок 10^8 Э/мм, при максимальном отклонении шкалы весов смещение образца вдоль оси Z составляет около 1 мм. Поэтому изменение величины $\Delta A / A$ должно быть менее, чем $4 \cdot 10^4$ Э²/мм, т.е. составлять 0,04%. С такой же точностью необходимо иметь постоянство произведения $H \partial H / \partial Z$ по объему всего исследуемого образца.

Из сказанного следует, что основная погрешность в определении магнитной восприимчивости по методу Фарадея обусловлена прежде всего изменением величины $A = H \text{ grad } H$ по объему образца и неточностью его установки в одном и том же положении в магнитном поле.

Уменьшение погрешности можно достичь при использовании полусных наконечников специальной формы, такой, чтобы значения произведения $A = H \text{ grad } H$ оставались постоянными с заданной точностью. В нашем случае при $\delta = 0,5\%$ величина A должна сохраняться постоянной с погрешностью не более 0,2% на расстоянии 10–15 мм [Гизаткулов, Ергин, 1976]. Увеличение массы измеряемого образца в этом случае значительно повышает также и чувствительность установки, что дает возможность при соблюдении определенных предосторожностей измерять магнитную восприимчивость диамагнетиков $\approx 10^{-10}$ 1/г с погрешностью 0,5–1,0%. Однако, как и в случае метода Гуи, необходимо фиксировать положение образца в определенной точке межполюсного пространства с большей точностью, что возможно только при использовании нулевого метода взвешивания. Что касается точности поддержания тока в обмотках электромагнита, ситуация при использовании метода Фарадея полностью совпадает с аналогичной ситуацией для метода Гуи.

Коротко опишем автоматические магнитные весы, использованные для измерения магнитных свойств нефтей [Антипин, Ергин, 1975]. Для измерения магнитной восприимчивости порядка 10^{-10} – 10^{-11} 1/г была разработана и изготовлена электронная схема, которая в сочетании с отечественными весами ВЛАО–100 компенсирует изменение веса в пределах ± 600 мг. При этом чувствительность весов повышается не менее чем в 10–20 раз, осуществляется нулевой метод взвешивания, уменьшается время взвешивания за счет электрического демпфирования и становится возможной регистрация показаний весов с помощью самопишущего прибора, или, с большей точностью, с помощью потенциометра постоянного тока.

В автокомпенсационной схеме (рис. 2.2) использована система уравновешивания типа подвижный сердечник – неподвижный соленоид [Кацнельсон, 1970]. Сердечник представляет собой постоянный магнит в виде цилиндра диаметром 3 мм и длиной 30 мм, изготовленный из сплава викаллой. Соленоид имеет две обмотки: первая (W_1) служит для установки исходного, "нулевого" положения коромысла весов, а вторая (W_2) предназначена для компенсации веса в магнитном поле. Для удвоения тягового усилия соленоида каждая обмотка состоит из двух симметричных половин, которые наматываются в противоположных направлениях. Для ослабления действия

магнитного поля ФЛ-1 неподвижный соленоид помещен в экран цилиндрической формы из железа Армко, где имеются небольшие отверстия для ввода и вывода растяжек, на которых висит магнит и ампула с исследуемым веществом. Соленоид установлен под коромыслом весов на месте снятой с коромысла грузоподъемной чашки с дужкой. Верхняя растяжка крепится так, чтобы постоянный магнит находился в середине неподвижного соленоида.

Посередине проекционной микрошкалы весов ВЛАО-100 укреплен непрозрачный волос, что позволяет получить на экране, где проектируется изображение шкалы; темную полосу шириной около 4 мм. Она проектируется не только на экран, но и на середину дифференциального фотосопротивления R_1 типа ФСК-7Г, помещенного для устранения отраженного и рассеянного света в специальной трубе.

Фотосопротивление R_1 входит в состав моста (R_1-R_4), который питается от двухкаскадного параметрического стабилизатора (D_1-D_7). Сигнал раскомпенсации с диагонали моста фотодатчика поступает на дифференциальный трехкаскадный усилитель постоянного тока (УПТ) на транзисторах (T_9-T_{15}). Для обеспечения термостабильности УПТ его первый каскад выполнен на кремниевых транзисторах T_{11} , T_{12} и работает в режиме микротоков со стабилизатором тока в цепи эмиттеров T_{13} [Менджицкий, 1967]. Нуль УПТ устанавливается потенциометром R_{18} при замкнутом выключателе ВК₂. Выходной каскад УПТ нагружен на обмотку соленоида W_2 . Для обеспечения устойчивой работы весов (эффективное успокоение, подавление автоколебаний) в ток катушки W_2 вводится составляющая, пропорциональная величине отклонения и скорости движения коромысла весов [Сарахов, 1968; Кацнельсон, Эдельштейн, 1970; Севастьянов, Харахтян, 1960].

Дифференцирование сигнала осуществляется с помощью нескольких корректирующих цепочек ($R_8R_9C_1$), ($R_{10}C_2R_{17}C_2R_{24}$), ($R_{11}C_{13}$), (C_4R_{23}), ($C_6R_{26}R_{27}$), а время успокоения весов регулируется изменением постоянных цепочек ($R_{11}C_{13}$) и ($R_{23}C_4$).

Обмотка соленоида установки "нулевого" положения W_1 питается от стабилизатора напряжения, представляющего собой источник повторитель на полевом транзисторе T_1 с нормальным элементом НЭ в качестве опорного источника. Грубая и точная установка "нуля" производится потенциометрами R_5 и R_6 , а полярность напряжения, приложенного к обмотке W_1 , изменяется переключателем П₁.

Для устранения влияния колебаний напряжений сети на параметры автокомпенсационной схемы все ее узлы питаются от стабилизированных источников питания. Для постоянства светового потока осветительной лампы (Л) весов ее питание осуществляется от стабилизированного источника (T_5-T_8).

Изменение веса образца в магнитном поле регистрируется по падению напряжения на образцовом сопротивлении R_{28} . Для такой регистрации удобно использовать самопишущий прибор или потенциометр постоянного тока. Для этой цели использован полуавтоматический потенциометр Р-348 класса точности 0,0015. Для устра-

нения небольших вибраций и помех с частотой сети напряжение с сопротивления R_{28} подается на выход регистратора через фильтр, который представляет собой двойной Т-образный мост ($R_{29}-R_{31}$, C_7-C_9), настроенный на частоту 50 Гц.

Магнитные системы уравнивания неоднократно использовались рядом авторов, особенно с помощью сложных электронных схем [Алексеев и др., 1971; Кашнельсон, Эдельштейн, 1970; Сарахов, 1968]. На их основе в настоящее время сконструированы высокочувствительные весы, дрейф которых в основном определяется стабильностью свойств магнита, примененного в компенсирующей системе. Описанный автокомпенсатор отличается сравнительной простотой, приближаясь к указанным по своим техническим характеристикам.

Отметим также, что переделывать в автоматические весы для магнитных измерений следует, как правило, одноплечные весы (в нашем случае ВЛАО-100), несомненным достоинством которых (из-за постоянной нагрузки) является постоянная чувствительность в широких пределах измерений.

2. 3. Градуировка установок и оценка погрешностей измерений магнитной восприимчивости

Градуировка установок Гуи и Фарадея для проведения измерений магнитной восприимчивости относительным методом проводилась по дистиллированной воде.

Этому предшествовало предварительное определение (при 20°C) магнитной восприимчивости воды абсолютным методом. Измерения проводили на установке Гуи в двойной цилиндрической ампуле, одна из половин которой эвакуировалась до вакуума $\approx 10^{-7}$ мм рт. ст., а другая заполнялась дистиллированной водой. Магнитное поле в центре ампулы составляло $H_1 = 1,7 \cdot 10^4$ Э, а на концах: $H_0 \approx 50$ Э, поэтому при вычислениях величины χ по формуле (2.2) квадратом поля H_0^2 можно было пренебречь.

Площадь сечения ампулы определялась указанным способом из измерений массы ртути и длины столбика ртути с помощью катетометра КМ-6 и оказалась равной $S = (1,483 \pm 0,003)$ см². Магнитное поле H_1 измерялось с помощью ядерного измерителя напряженности Е-11/2 с ошибкой около 0,05%. Температура образца поддерживалась с точностью $\approx 0,01^\circ$.

Для измерений использовали два образца воды, полученной в различное время (вода I и вода II). Первый образец (вода I) был получен перегонкой в вакууме и имел при 20°C удельную электропроводность около $4 \cdot 10^{-8}$ Ом⁻¹. см⁻¹, а второй образец (вода II), перегнаный в присутствии воздуха, около $2 \cdot 10^{-6}$ Ом⁻¹. см⁻¹. Указанные значения электропроводностей образцов воды находятся в хорошем согласии с общепринятыми [Landolt - Börnstein, 1967].

Таблица 2.1

Результаты определения объемной магнитной восприимчивости

Дата	ΔM , мг	$-\chi_i \cdot 10^6$, л/см ³
Вода I, группа измерений 1		
25/I	157,300	0,7204
25/I	157,365	0,7207
26/I	157,230	0,7201
27/I	157,340	0,7206
27/I	157,300	0,7204
Группа измерений 2		
1/II	157,280	0,7209
1/II	167,365	0,7207
2/II	157,230	0,7201
2/II	157,280	0,7203
2/II	157,210	0,7200
Вода II		
5/II	157,430	0,7210
5/II	157,450	0,7211
5/II	157,385	0,7208
6/II	157,340	0,7206
6/II	157,410	0,7209

Полученные экспериментальные данные и результаты расчета объемных магнитных восприимчивостей для воды I и II с учетом того, что для Уфы $g = 981,397$ см/с², приведены в табл. 2.1.

Оценим погрешности абсолютных измерений магнитной восприимчивости, следуя общеизвестным методикам [Рабинович, 1962; Румшиский, 1971; Смирнов, Дуин-Барковский, 1965] и используя таблицы математической статистики [Большев, Смирнов, 1968].

Вода. Рассмотрим случайные погрешности измерений χ , выполненных в разное время (см. табл. 2.1) и по временному признаку разбитых на две группы. Результаты измерений группы 1 приведены в табл. 2.2¹.

Вычислим оценку дисперсии 1-й группы измерений по формуле

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\chi_i - \bar{\chi}_1)^2 = \frac{21,20}{4} \cdot 10^{-8} = 5,30 \cdot 10^{-8}.$$

¹В дальнейшем при оценке погрешностей измерений в таблицах и промежуточных расчетах будем опускать коэффициент (10^{-6}) и размерности магнитной восприимчивости, оценок дисперсий и стандартных отклонений.

Таблица 2.2

Обработка результатов измерений объемной магнитной восприимчивости воды I (1-я группа измерений)

i	x_i	$\delta_i \cdot 10^4 = (x_i - x_1) 10^4$	$\delta_i^2 \cdot 10^8$
1	0,7204	-0,4	0,16
2	0,7207	+2,6	6,76
3	0,7201	-3,4	11,56
4	0,7206	+1,6	2,56
5	0,7204	-0,4	0,16
$n = 5$	$x_1 = 0,72044$	$\Sigma \delta_i = 0$	$\Sigma \delta_i^2 = 21,20 \cdot 10^{-8}$

Таблица 2.3.

Обработка результатов измерений объемной магнитной восприимчивости воды I (2-я группа измерений)

i	x_i	$\delta_i \cdot 10^4$	$\delta_i^2 \cdot 10^8$
1	0,7203	+0,4	0,16
2	0,7207	+4,4	19,36
3	0,7201	-1,6	2,56
4	0,7203	+0,4	0,16
5	0,7200	-2,6	6,76
$n = 5$	$x_2 = 0,72026$	$\Sigma \delta_i = 1,0 \cdot 10^{-4}$	$\Sigma \delta_i^2 = 29,0 \cdot 10^{-8}$

Тогда оценка стандартного отклонения для этой группы измерений составляет

$$S_1 = \sqrt{5,30 \cdot 10^{-8}} = 2,30 \cdot 10^{-4}.$$

Проведем оценку дисперсии и стандартного отклонения среднего арифметического

$$S_1^2 = \frac{S_1^2}{n} = \frac{5,30 \cdot 10^{-8}}{5} = 1,06 \cdot 10^{-8},$$

$$S_1 = \sqrt{1,06 \cdot 10^{-8}} = 0,325 \cdot 10^{-4}.$$

Для проверки, существуют ли в 1-й группе погрешности, вычислим критерий

$$t_{\max} = \frac{|x_i - x_1|}{S_1} = \frac{3,4}{2,3} = 1,47.$$

Коэффициент Стьюдента для доверительной вероятности $\alpha = 0,95$ и числа степеней свободы $k = n - 1 = 4$ равен

$$t(0,95; 4) = 2,78.$$

Поскольку $t_{\max} < t(0,95; 4)$, то данные 1-й группы не содержат грубых промахов.

Аналогичные вычисления по данным наблюдений группы 2-й дали следующие результаты (табл. 2.3).

$$S_2^2 = \frac{29,0 \cdot 10^{-8}}{4} = 7,25 \cdot 10^{-8};$$

$$S_2 = \sqrt{7,25 \cdot 10^{-8}} = 2,69 \cdot 10^{-4};$$

$$S_2^2 = \frac{7,25 \cdot 10^{-8}}{5} = 1,45 \cdot 10^{-8};$$

$$S_2 = \sqrt{1,45 \cdot 10^{-8}} = 1,20 \cdot 10^{-4};$$

$$t_{\max} = \frac{4,4}{2,69} = 1,64; \quad t(0,95; 4) = 2,78;$$

$$t_{\max} < t(0,95; 4).$$

Среднее арифметическое объемной магнитной восприимчивости воды

$$\chi_1 = 1/2 (\chi_1 + \chi_2) = \frac{1}{2}(0,72044 + 0,72026) = 0,72035.$$

Оценим допустимость разброса оценок дисперсии измерений групп 1 и 2. Для этого вычислим отношение оценок дисперсий

$S_2^2/S_1^2 = 7,25/5,30 = 1,35$. Найдем верхнее предельное значение критерия Фишера для числа степеней свободы $k_1 = k_2 = 5 - 1 = 4$ и доверительной вероятности $\alpha = 0,95$. При этом $F_B = 9,6$ и $F_H = 1/F_B = 1/9,6 = 0,1$.

Известно, что различие дисперсий считается допустимым при соблюдении условия $P(F_H < \frac{S_2^2}{S_1^2} < F_B)$. В нашем случае $P(0,1 <$

$1,35 < 9,6)$, т.е. разброс оценок дисперсий 1-й и 2-й групп является допустимым.

Для рассмотрения вопроса о допустимости разброса средних арифметических значений этих групп вычислим критерий

$$t = |x_1 + x_2| \sqrt{\frac{n_1 n_2 (n_1 + n_2 - 2)}{(n_1 + n_2)(n_1 S_1^2 + n_2 S_2^2)}} = |0,72044 - 0,72026| \times \\ \times \sqrt{\frac{5 \cdot 5 (5 + 5 - 2)}{(5 + 5) \cdot (5 \cdot 5,3 \cdot 10^{-8} + 5 \cdot 7,25 \cdot 10^{-8})}} = 1,01.$$

Для доверительной вероятности $\alpha = 0,95$ и числа степеней свободы $k = n_1 + n_2 - 2 = 8$ коэффициент Стьюдента равен $t(\alpha, k) = (0,95; 8) = 2,31$.

Поскольку в нашем случае $t_{\max} < t(0,95; 8)$, то разброс средних арифметических 1-й и 2-й групп можно считать допустимым. Таким образом, они являются равнорассеянными и поэтому оценку стандартного отклонения среднего арифметического можно вычислить по формуле

$$S_I = \sqrt{\frac{1}{N(m-1)} \sum n_k (x_k - \bar{x}_I)^2} = \\ = \sqrt{\frac{1}{10 \cdot (2-1)} [(5 \cdot (0,72044 - 0,72035)^2) + 5(0,72026 - 0,72035)^2]} = \\ = 1,42 \cdot 10^{-4}.$$

Тогда предельная погрешность среднего арифметического будет составлять

$$\Delta_I = t(0,95; 8) S_I = 2,31 \cdot 1,42 \cdot 10^{-4} = 3,28 \cdot 10^{-4}.$$

Вода II. Результаты измерений и математической обработки объемной магнитной восприимчивости приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Результаты определения объемной магнитной восприимчивости воды II

t	x_i	$\delta_i \cdot 10^4$	$\delta_i^2 \cdot 10^8$
1	0,7210	+1,2	1,44
2	0,7211	+2,2	4,84
3	0,7208	-0,8	0,64
4	0,7206	-2,8	7,84
5	0,7209	+0,2	0,04
$n = 5$	$\bar{x}_i = 0,72088$	$\sum \delta_i = 0$	$\sum \delta_i^2 = 44,80 \cdot 10^{-8}$

$$S_2^2 = \frac{44,80}{4} \cdot 10^{-8} = 11,2 \cdot 10^{-8};$$

$$S_2 = \sqrt{11,2 \cdot 10^{-8}} = 3,35 \cdot 10^{-4};$$

$$S_{\bar{2}}^2 = \frac{11,2 \cdot 10^{-8}}{5} = 2,24 \cdot 10^{-8};$$

$$S_{\bar{2}} = \sqrt{2,24 \cdot 10^{-8}} = 1,5 \cdot 10^{-4};$$

$$t_{\max} = \frac{2,8}{3,35} = 0,83;$$

$$t_{\max} = 0,83 < t(0,95; 4) = 2,78.$$

Предельная погрешность арифметического среднего

$$\Delta_{II} = 2,78 \cdot 1,5 \cdot 10^{-4} = 4,17 \cdot 10^{-4}.$$

Оценим величину неисключенных систематических погрешностей в определении величины объемной магнитной восприимчивости воды, считая их распределение равномерным.

Известно, что в случае, когда уравнение измеряемой величины Q задается в виде выражения $Q = f(x, y, z, \dots)$, предельная погрешность ΔQ для равномерного распределения зависит от предельных погрешностей величин X, Y, Z, \dots ,

т. е. от $\Delta_x, \Delta_y, \Delta_z, \dots$,

$$\Delta Q = t(a) = \sqrt{\Delta X^2 + \Delta Y^2 + \Delta Z^2 + \dots}, \quad (2.12)$$

$$\text{где } \Delta X = \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x; \quad \Delta Y = \frac{\partial f}{\partial y} \Delta y;$$

$$\Delta Z = \frac{\partial f}{\partial z} \Delta z \dots;$$

$t(a)$ — коэффициент, зависящий от выбранной доверительной вероятности.

Формула (2.12) отличается от (2.4) лишь коэффициентом $t(a) = 1,1$. Полагая в нашем случае

$$\left(\frac{\Delta S}{S}\right)^2 = \left(\frac{3 \cdot 10^{-3}}{1,483}\right)^2 = 4,08 \cdot 10^{-6},$$

$$\frac{4}{H_1^2} \left(\frac{\partial H_1}{\partial i}\right)^2 \Delta i^2 = \frac{4}{(1,7 \cdot 10^4)^2} (5 \cdot 10)^2 (10^{-3})^2 = 0,35 \cdot 10^{-10},$$

$$4 \left(\frac{\Delta H_1}{H_1}\right)^2 = 4 \left(\frac{8,5}{1,7 \cdot 10^4}\right)^2 = 1 \cdot 10^{-6},$$

$$\left(\frac{\Delta M}{M}\right)^2 = \left(\frac{10^{-3}}{1,7 \cdot 10^2}\right)^2 = 0,34 \cdot 10^{-10},$$

$$\left(\frac{1}{\chi} \frac{\partial \chi}{\partial T}\right) \Delta T^2 = (1,26 \cdot 10^{-4} \times 10^{-2})^2 = 1,5 \cdot 10^{-12},$$

легко найти, что при $\alpha = 0,95$ предельная неисключенная систематическая погрешность составляет

$$\Delta_{III} = \sqrt{5,08 \cdot 10^{-6}} = 2,23 \cdot 10^{-3}.$$

Тогда общая предельная погрешность в измерениях магнитной восприимчивости воды, вычисленная путем суммирования случайной и систематической погрешностей, составляет для воды I

$$\Delta_{\chi} = \sqrt{\Delta_{I}^2 + \Delta_{III}^2} = 0,00263,$$

а для воды II

$$\Delta_{\chi} = \sqrt{\Delta_{II}^2 + \Delta_{III}^2} = 0,00272.$$

Таким образом, имеем, что при 20°C объемные магнитные восприимчивости воды равны

$$\chi = -(0,72035 \pm 0,00263) \cdot 10^{-6} \text{ 1/см}^3 \text{ (вода I);}$$

$$\chi = -(0,72088 \pm 0,00272) \cdot 10^{-6} \text{ 1/см}^3 \text{ (вода II).}$$

Поскольку плотность воды при 20°C равна 0,9982 г/см³ [Handbook of... , 1964], удельные восприимчивости для исследованных образцов воды составляют:

$$\chi_{\rho} = (0,72164 \pm 0,00263) \cdot 10^{-6} \text{ 1/г (вода I),}$$

$$\chi_{\rho} = (0,72217 \pm 0,00272) \cdot 10^{-6} \text{ 1/г (вода II).}$$

В пределах ошибки измерения ($\pm 0,2\%$) эти данные находятся в хорошем согласии с общепринятым значением удельной магнитной восприимчивости воды при 20°C, равной $-0,7205 \cdot 10^{-6}$ 1/г [Селвуд, 1958; Анег, 1933; Mullaу, 1966]. Поэтому в дальнейшем при градуировке полагали, что $\chi_{\rho} = -0,7200 \cdot 10^{-6}$ 1/г и что в формуле (2.5) величина $(\Delta_{\chi}/\chi)_{\text{от}} = 0$.

Оценку случайных погрешностей в определении объемной магнитной восприимчивости нефти проведем на примере одного из образцов нефтей (Юсуповская, нижний карбон, бобриковский горизонт, скв. 450). Измерения проводились несколько раз. По временному признаку они были разделены на комплексы I и II, отличающиеся по времени измерений на 25 сут. 2-я и 3-я группы комплекса II измерялись с интервалом 8 ч после тщательного перемешивания исследуемой пробы нефти (табл. 2.5-2.7).

Таблица 2.5

Комплекс I, 1-я группа измерений

i	x_i	$\delta_i \cdot 10^4 = (x_i - x_1) \cdot 10^4$	$\delta_i^2 \cdot 10^8$
1	0,7831	+1,2	1,44
2	0,7835	-2,8	7,84
3	0,7834	-1,8	3,24
4	0,7830	+2,2	4,84
5	0,7831	+1,2	1,44
$n = 5$	$x_1 = 0,78322$	$\Sigma \delta_i = 0$	$\Sigma \delta_i^2 = 18,80 \cdot 10^{-8}$

Таблица 2.6

Комплекс II, 2-я группа измерений

i	x_i	$\delta_i \cdot 10^4$	$\delta_i^2 \cdot 10^8$
1	0,7829	-3,6	12,96
2	0,7830	-2,6	6,76
3	0,7835	+2,4	5,76
4	0,7832	-0,6	0,36
5	0,7837	+4,4	19,36
$n = 5$	$x_2 = 0,78326$	$\Sigma \delta_i = 0$	$\Sigma \delta_i^2 = 45,20 \cdot 10^{-8}$

Таблица 2.7

Комплекс II, 3-я группа измерений

t	x_i	$\delta_i \cdot 10^4$	$\delta_i^2 \cdot 10^8$
1	0,7831	-3,0	9,0
2	0,7835	+1,0	1,0
3	0,7829	-5,0	25,0
4	0,7837	+3,0	9,0
5	0,7838	+4,0	16,0
$n = 5$	$x_3 = 0,78340$	$\Sigma \delta_i = 0$	$\Sigma \delta_i^2 = 60,0 \cdot 10^{-8}$

$$S_1^2 = \frac{18,80}{4} = 4,70 \cdot 10^{-8};$$

$$S_1 = \sqrt{4,70 \cdot 10^{-8}} = 2,17 \cdot 10^{-4};$$

$$S_{\bar{1}}^2 = \frac{4,7 \cdot 10^{-8}}{5} = 0,94 \cdot 10^{-8};$$

$$S_{\bar{1}} = \sqrt{0,94 \cdot 10^{-8}} = 0,969 \cdot 10^{-4};$$

$$t_{\max} = \frac{2,80 \cdot 10^{-4}}{2,17 \cdot 10^{-4}} = 1,29;$$

$$t_{\max} = 1,29 < t(0,95; 4) = 2,78.$$

Отсюда следует, что данные группы измерений 1 не содержат грубых погрешностей. Предельная погрешность арифметического среднего для данной группы составляет

$$\Delta_1 = 2,78 \cdot 0,969 \cdot 10^{-4} = 2,69 \cdot 10^{-4}.$$

$$S_2^2 = \frac{45,20}{4} \cdot 10^{-8} = 11,3 \cdot 10^{-8};$$

$$S_2 = \sqrt{11,3 \cdot 10^{-8}} = 3,36 \cdot 10^{-4};$$

$$S_{\bar{2}}^2 = \frac{11,3 \cdot 10^{-8}}{5} = 2,26 \cdot 10^{-8};$$

$$S_{\bar{2}} = \sqrt{2,26 \cdot 10^{-8}} = 1,5 \cdot 10^{-4};$$

$$t_{\max} = \frac{4,4 \cdot 10^{-4}}{3,36 \cdot 10^{-4}} = 1,3;$$

$$t_{\max} = 1,3 < t(0,95; 4) = 2,78.$$

Таким образом, во 2-й группе грубые погрешности отсутствуют.

$$S_3^2 = 60,0/4 \cdot 10^{-8} = 15 \cdot 10^{-8};$$

$$S_3 = \sqrt{15,0 \cdot 10^{-8}} = 3,87 \cdot 10^{-4};$$

$$S_{\bar{3}}^2 = \frac{15,0 \cdot 10^{-8}}{5} = 3,0 \cdot 10^{-8};$$

$$S_{\bar{3}} = \sqrt{3 \cdot 10^{-8}} = 1,73 \cdot 10^{-4};$$

$$t_{\max} = \frac{5 \cdot 10^{-4}}{3,87 \cdot 10^{-4}} = 1,29;$$

$$t_{\max} = 1,29 < t(0,95; 4) = 2,78.$$

Среднее арифметическое групп составляет

$$\bar{X}_{II} = \frac{1}{2} (0,78326 + 0,78340) = 0,78333.$$

Для определения допустимости разброса оценок дисперсий 2-й и 3-й групп вычислим отношение оценок дисперсий

$$\frac{S_3^2}{S_2^2} = \frac{15,0 \cdot 10^{-8}}{11,3 \cdot 10^{-8}} = 1,32.$$

Верхнее предельное значение критерия Фишера для числа степеней свободы $k_3 = k_2 = 5 - 1 = 4$ и доверительной вероятности $\alpha = 0,95$ составляет $F_B = 9,6$. Отсюда величина критерия Фишера

$$F_H = \frac{1}{F_B} = \frac{1}{9,6} = 0,1.$$

Поскольку для нашего случая ($0,1 < 1,0 < 9,6$), разброс оценок дисперсий 2-й и 3-й групп является допустимым.

Положительно решается вопрос о допустимости разброса средних арифметических значений 2-й и 3-й групп, так как критерий

$$t = |X_3 - X_2| \sqrt{\frac{n_3 n_2 (n_3 + n_2 - 2)}{(n_3 + n_2)(n_3 S_3^2 + n_2 S_2^2)}}$$

для нашего случая равен $t = 0,54 < t(0,95; 8)$.

Поскольку 2-я и 3-я группы являются равнорассеянными, по формуле

$$S_{II} = \sqrt{\frac{1}{N(m-1)} \sum n_k (X_k - \bar{X}_{II})^2}$$

находим оценку стандартного отклонения среднего арифметического

$$S_{II} = 0,7 \cdot 10^{-4}.$$

Вычислим предельную погрешность среднего арифметического X_{II}

$$\Delta_{II} = t(0,95; 8) \cdot S_{II} = 2,31 \cdot 7 \cdot 10^{-5} = 16,17 \cdot 10^{-5}.$$

Полученные результаты сведем в табл. 2.8.

Таблица 2.8

Результаты определения объемной магнитной восприимчивости нефти Юсуповского месторождения, скв. 450

k	X_k	n	$t(0,95; k)$	$S_k \cdot 10^4$	$\Delta_k \cdot 10^4$
I	0,78322	5	2,78	0,969	2,69
II	0,78333	10	2,31	0,700	1,62

Определим среднее взвешенное магнитной восприимчивости

$$\chi = \frac{g_I}{g} \chi_I + \frac{g_{II}}{g} \chi_{II},$$

$$\text{где } g_I = \frac{1}{s^2} = \frac{10^8}{0,94} = 1,06 \cdot 10^8, \quad g_{II} = \frac{1}{s^2} = \frac{10^8}{0,49} = 2,0 \cdot 10^8,$$

$$g = g_I + g_{II} = 3,06 \cdot 10^8,$$

$$\chi = \frac{1,06 \cdot 10^8}{3,06 \cdot 10^8} 0,78322 + \frac{2,0 \cdot 10^8}{3,06 \cdot 10^8} 0,78333 = 0,78329.$$

Оценка дисперсии и стандартного отклонения среднего взвешенного равны

$$s^2_{\chi} = \frac{1}{g} = \frac{1}{3,06 \cdot 10^8} = 0,33 \cdot 10^{-8},$$

$$s_{\chi} = \sqrt{33 \cdot 10^{-10}} = 5,74 \cdot 10^{-5}.$$

Отсюда находим, что предельная случайная погрешность измерений магнитной восприимчивости образца нефти составляет

$$\Delta_{\gamma} = t(0,95; 15) s_{\chi} = 2,15 \cdot 5,74 \cdot 10^{-5} = 1,2 \cdot 10^{-4}.$$

Таким образом, погрешность относительных измерений исследуемого образца методом Гуи не превышала 0,015%, а с учетом неисключенных систематических погрешностей относительная ошибка в измерении объемной восприимчивости составляет не более 0,3%.

Определим погрешность измерений магнитной восприимчивости образца нефти (Юсуповское месторождение, БашАССР, скв. 3788) методом Фарадея. Сначала оценим случайные погрешности измерений. Исходные данные и результаты их обработки приведены в табл. 2,9.

Таблица 2.9

Результаты определения удельной магнитной восприимчивости нефти

i	χ_i	$\delta_i \cdot 10^4$	$\delta_i^2 \cdot 10^8$
1	0,7830	-0,2	0,04
2	0,7822	-8,2	67,24
3	0,7832	+1,8	3,24
4	0,7840	+9,8	96,04
5	0,7827	-3,2	10,24
$n = 5$	$\chi_{\rho} = 0,78302$	$\sum \delta_i = 0$	$\sum \delta_i^2 = 176,80 \cdot 10^{-8}$

$$S^2 = \frac{176,8 \cdot 10^{-8}}{4} = 44,20 \cdot 10^{-8};$$

$$S = \sqrt{44,20 \cdot 10^{-8}} = 6,65 \cdot 10^{-4};$$

$$S_I^2 = \frac{44,20 \cdot 10^{-8}}{5} = 8,84 \cdot 10^{-8};$$

$$S_I = \sqrt{8,84 \cdot 10^{-8}} = 2,97 \cdot 10^{-4};$$

$$t_{\max} = \frac{9,80}{6,65} = 1,47;$$

$$t_{\max} = 1,47 < t(0,95; 4) = 2,78.$$

Отсюда следует, что результаты приведенных измерений не содержат грубых погрешностей.

Величину предельной погрешности арифметического среднего оценим обычным образом

$$\Delta_I = t(\alpha, k) S_I = 2,78 \cdot 2,97 \cdot 10^{-4} = 8,25 \cdot 10^{-4}.$$

При оценке неисключенных систематических погрешностей в измерениях магнитной восприимчивости методом Фарадея, как и прежде, будем считать, что их распределение является равномерным. Используем формулу (2.10), принимая предельные погрешности для исследуемого образца эталона (воды) приблизительно одинаковыми и равными:

$$\left(\frac{\Delta \chi_\rho}{\chi_\rho}\right)_{\text{эт}}^2 = (2,7 \cdot 10^{-3})^2 = 7,3 \cdot 10^{-6},$$

$$\left(\frac{\Delta F}{F}\right)^2 \approx \left(\frac{\Delta F}{F}\right)_{\text{эт}}^2 = \left(\frac{5 \cdot 10^{-3}}{10}\right)^2 = 0,25 \cdot 10^{-6},$$

$$\left(\frac{\Delta M}{M}\right)^2 \approx \left(\frac{\Delta M}{M}\right)_{\text{эт}}^2 = \left(\frac{10^{-2}}{1,5 \cdot 10^3}\right)^2 = 0,45 \cdot 10^{-12},$$

$$\left(\frac{\Delta A}{A}\right)^2 \approx \left(\frac{\Delta A}{A}\right)_{\text{эт}}^2 = (10^{-3})^2 = 10^{-6}.$$

Тогда, полагая $\alpha = 0,95$, легко определить величину неисключенных погрешностей, равную:

$$\Delta_S = 1,1 \sqrt{7,3 \cdot 10^{-6} + 0,5 \cdot 10^{-6} + 0,9 \cdot 10^{-12} + 2 \cdot 10^{-6}} = 3,5 \cdot 10^{-3}.$$

Таким образом, суммарная относительная погрешность измерений удельной восприимчивости образца методом Фарадея составила

$$\Delta \chi_\rho / \chi_\rho = \sqrt{(3,5 \cdot 10^{-3})^2 + (8,26 \cdot 10^{-4})^2} = 3,73 \cdot 10^{-3}, \text{ или } \sim 0,37\%.$$

Погрешность же относительных измерений магнитной восприимчивости методом Фарадея, т.е. в случае, когда $(\Delta \chi_\rho / \chi_\rho)_{\text{эт}} = 0$, $(\Delta A / A) = (\Delta A / A)_{\text{эт}} = 0$, значительно меньше. Она не превышает 0,07%.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ И МАГНИТНАЯ ВОСПРИИМЧИВОСТЬ НЕФТЕЙ

Размещение нефти и газа в земной коре обусловлено сочетанием ряда геологических факторов, ведущим из которых является региональная тектоника. Зоны нефтегазонакопления приурочены к структурно-фациальным элементам тектонических сооружений – сводовым поднятиям, прогибам, впадинам, валам и флексурам.

Геологическая история и современная структура нефтегазоносной области определяют основные условия концентрации, сохранения и различия физико-химических свойств и состава нефти и газа в разрезе литосферы. Учитывая это, авторы подвергли анализу нефти, представляющие возможно большее разнообразие геологических условий их залегания. При этом в основу районирования нефтегазоносных территорий положен тектонический принцип.

Нефтегазоносная область, по определению А.А. Бакирова [1973, с. 161], – это территория, приуроченная к одному из крупных геоструктурных элементов (сводовому поднятию, внутриплатформенной впадине, межгорной впадине и др.), характеризующихся общностью геологического строения и геологической истории развития, включая палеогеографические и литолого-фациальные условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение крупных этапов геологической истории.

Нефтегазоносная провинция – единая геологическая провинция, объединяющая ассоциации смежных нефтегазоносных областей и характеризующаяся сходством региональной геологии и в том числе общностью стратиграфического положения основных регионально-нефтегазоносных отложений в разрезе.

В пределах Русской платформы были изучены нефти ряда месторождений Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Предкавказской и Предкарпатской нефтегазоносных провинций. В Азиатской части страны изучены нефти Западной Сибири и Северного Сахалина. Указанные провинции отличаются друг от друга особенностями геологического строения, условиями залегания, составом и свойствами нефтей.

3.1. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция

В пределах Волго-Уральской провинции нефтегазонакопления связаны с Татарским, Пермско-Башкирским, Жигулевско-Оренбургским сводами, Бирской седловиной, Мелекесской и Серноводско-Абдулинской впадинами, Рязано-Саратовским прогибом, юго-восточным

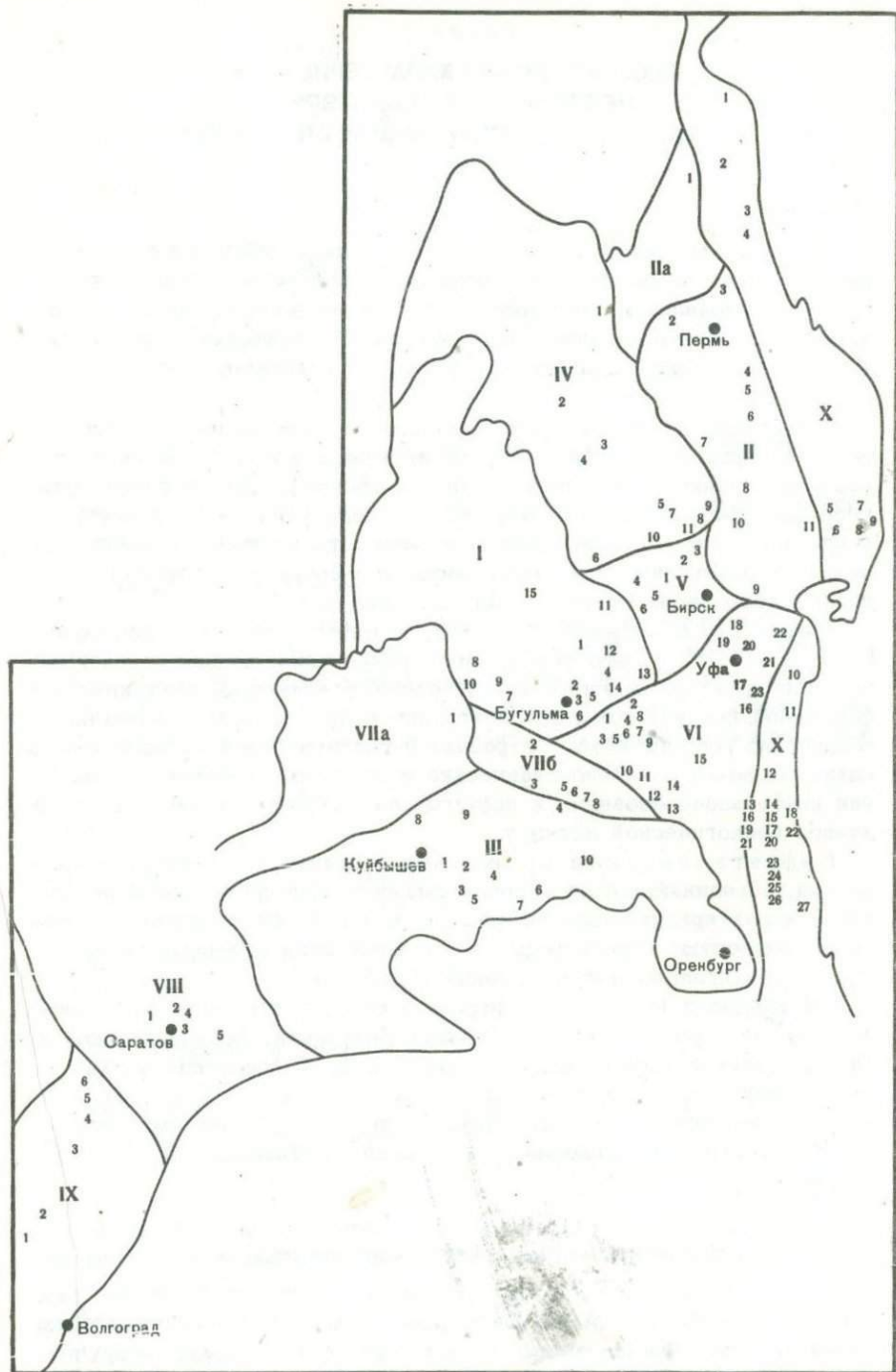


Рис. 3.1. Обзорная схема нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской провинции

I. Татарский свод. Месторождения: 1 - Ромашкинское, 2 - Акбашское, 3 - Крым-Сарайское, 4 - Туймазинское, 5 - Александровское, 6 - Бавлинское, 7 - Акташ-Новоеловское, 8 - Ивашкинское, 9 - Беркет-Ключевское, 10 - Ульяновское, 11 - Мензелино-Актанышское, 12 - Мустафинское, 13 - Копей-Кубовское, 14 - Субхангуловское, 15 - Ново-Суксинское; II. Пермско-Башкирский свод. Месторождения: 1 - Касибское, 2 - Краснокамское, 3 - Каменоложское, 4 - Кыласовское, 5 - Ергачское, 6 - Кокуйское, 7 - Бардымское, 8 - Батырбайское, 9 - Кушкульское, 10 - Казанчинское, 11 - Усть-Айское; III. Жигулевско-Оренбургский свод. Месторождения: 1 - Никольское, 2 - Лебяжинское, 3 - Баринское, 4 - Кулешовское, 5 - Верхне-Ветляинское, 6 - Бобровское, 7 - Долговское, 8 - Красноярское, 9 - Хилковское, 10 - Покровское; IV. Верхнекамская впадина. Месторождения: 1 - Сивинское, 2 - Киенгопское, 3 - Мишкинское, 4 - Гремихинское, 5 - Воядинское, 6 - Саузбашское, 7 - Игровское, 8 - Югомаш-Максимовское, 9 - Татышлинское, 10 - Орьебашское, 11 - Четырманское; V. Бирская седловина. Месторождения: 1 - Арланское, 2 - Кузбаевское, 3 - Бураевское, 4 - Андреевское, 5 - Менеузское, 6 - Манчаровское; VI. Юго-восточный склон. Месторождения: 1 - Стахановское, 2 - Серафимовское, 3 - Абдуловское, 4 - Троицкое, 5 - Суллинское, 6 - Суккуловское, 7 - Исмагиловское, 8 - Карамалы-Губеевское, 9 - Белебеевское, 10 - Знаменское, 11 - Шкаловское, 12 - Хомутовское, 13 - Вознесенское, 14 - Сатаевское, 15 - Раевское, 16 - Бузовязовское, 17 - Бекетовское, 18 - Рождественское, 19 - Волковское, 20 - Сергеевское, 21 - Юрмашское, 22 - Тавтимановское, 23 - Кармаскалинское; Мелекеская (VIIa) и Серноводско-Абдулинская (VIIб) впадины. Месторождения: 1 - Нурлатское, 2 - Байтуганское, 3 - Калиновское, 4 - Красноярское, 5 - Северо-Красноярское, 6 - Заглядинское, 7 - Султангуловское, 8 - Тархагское; VIII. Рязано-Саратовская впадина. Месторождения: 1 - Песчано-Уметское, 2 - Курдюмово-Елшанское, 3 - Соколовогорское, 4 - Гуселское, 5 - Советское; IX. Восточный склон Воронежской антеклизы. Месторождения: 1 - Шляховское, 2 - Кудиновское, 3 - Коробковское, 4 - Терсинское, 5 - Меловатское, 6 - Жирновское; X. Предуральский прогиб. Месторождения: 1 - Яборовское, 2 - Дуринское, 3 - Всеволодо-Вильевское, 4 - Тиховское, 5 - Метелинское, 6 - Кызылбаевское, 7 - Муслимовское, 8 - Яныбаевское, 9 - Апутовское, 10 - Архангельское, 11 - Табынское, 12 - Ишимбайское, 13 - Столярское, 14 - Северо-Зирганское, 15 - Введенское, 16 - Южно-Введенское, 17 - Тереклинское, 18 - Воскресенское, 19 - Грачевское, 20 - Старо-Казанское, 21 - Озеркинское, 22 - Арсланово-Волостновское, 23 - Кумертауское, 24 - Шабагишское, 25 - Казлаирское, 26 - Мурапталовское, 27 - Назаркинское

склоном Русской платформы, восточным склоном Воронежской антеклизы и Предуральским прогибом¹ (рис. 3.1).

Волго-Уральская провинция – крупнейшая провинция восточной части Русской платформы, охватывающая нефтяные и газовые месторождения Татарской АССР, Башкирской АССР, Удмуртской АССР, Пермской, Куйбышевской, Саратовской, Оренбургской и Волгоградской областей. Она характеризуется нефтегазоносностью от среднего девона в краевых областях (северных, западных и восточных) до верхней юры включительно в наиболее погруженной южной части бассейна (Саратовская и Волгоградская области).

Месторождения нефти в исследованных республиках и областях приурочены к крупным сводовым поднятиям, внутриплатформенным впадинам, краевому прогибу и валоподобным структурам склона платформы. Названные и другие крупные геоструктурные элементы представляются в виде выступов и погружений в складчатом докембрийском фундаменте с относительно небольшими амплитудами в осадочном комплексе палеозоя. Формирование всех этих структурных элементов, как и ряд других исследователей [Максимов и др., 1970; Бакиров, 1973; Юсупов, Веселов, 1973], мы связываем с блоковым движением кристаллического фундамента. Эти крупные тектонические сооружения и представляют области нефтегазоаккумуляции.

Область Татарского свода. Значительную часть Татарской АССР занимает Татарский свод, простирающийся с севера на юг на 350 км. Восточная часть свода входит в Туймазинский и Бакалинский районы западной Башкирии.

Татарский свод четко выражен по поверхности кристаллического фундамента и имеет две вершины: Альметьевскую на юго-востоке республики и Кукморскую на севере. Свод с юго-запада и запада граничит с Мелекесской впадиной и Вятской зоной дислокаций, развитой в Казанско-Кировском прогибе, с севера и востока – с Верхнекамской впадиной, Бирской седловиной, с юго-востока – с юго-восточным склоном Русской платформы, с юга – с Серноводско-Абдулинской впадиной (см. рис. 3.1).

Основные нефтяные месторождения Татарии приурочены к Альметьевской вершине свода. Альметьевский выступ Татарского свода имеет вид сводового поднятия с округлой формой диаметром около 150 км, амплитудой по фундаменту и терригенному девону 50–70 м, с очень пологими (10–20') склонами, лишь на востоке достигающими 5–7° [Юсупов, Веселов, 1973]. На выступе поверхность кристаллического фундамента залегает на глубинах 1975–1900 м, на северо-восток, восток и юг она погружается до 2500–5000 м, а в Мелекесском и Казанском прогибах – до 2000 м.

¹ Предуральский прогиб А.А. Бакировым [1973], Г.Е. Рябухиным и др. [1969] выделяется в качестве самостоятельной нефтегазоносной провинции. Оренбургский и Жигулевско-Пугачевский своды ими выделены в самостоятельные области.

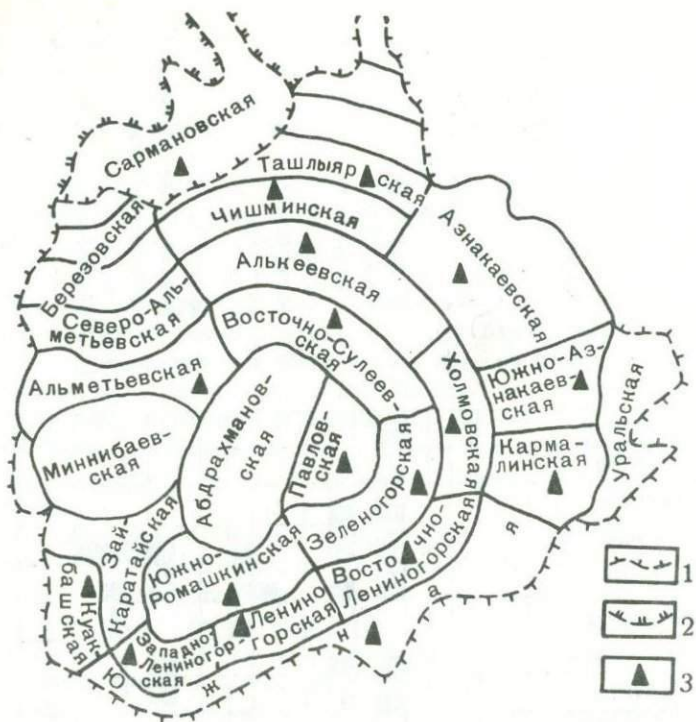


Рис. 3.2. Расположение площадей Ромашкинского месторождения. Внешний контур нефтеносности по пласту:

1 - Д1 пашийский горизонт; 2 - кыновский горизонт; 3 - изученные площади

Выступ фундамента покрыт осадочным чехлом, начиная со среднего девона по верхнепермские включительно. Протерозойские (бавлинские) образования залегают лишь по периферии выступа в смежных впадинах.

Альметьевская вершина Татарского свода по поверхности фундамента образует ряд пологих поднятий (Миннибаевское, Абдрахмановское, Азнакаевское, Сулеево-Ташлыярское) (рис. 3.2). По кровле терригенной толщи девона, каменноугольным и пермским отложениям структура Альметьевской вершины свода все более осложняется за счет появления большого количества мелких структур. По периферии Альметьевский выступ также осложнен линейными структурами Акташ-Новоелховского, Бавлинско-Туймазинского валов, Ямашкинско-Черемшанской и Ульяновской структурными ступенями и др.

В центральной части Альметьевской вершины свода располагается Ромашкинское поднятие с одноименным месторождением нефти. Большинство структур II порядка, осложняющих вершину и склоны

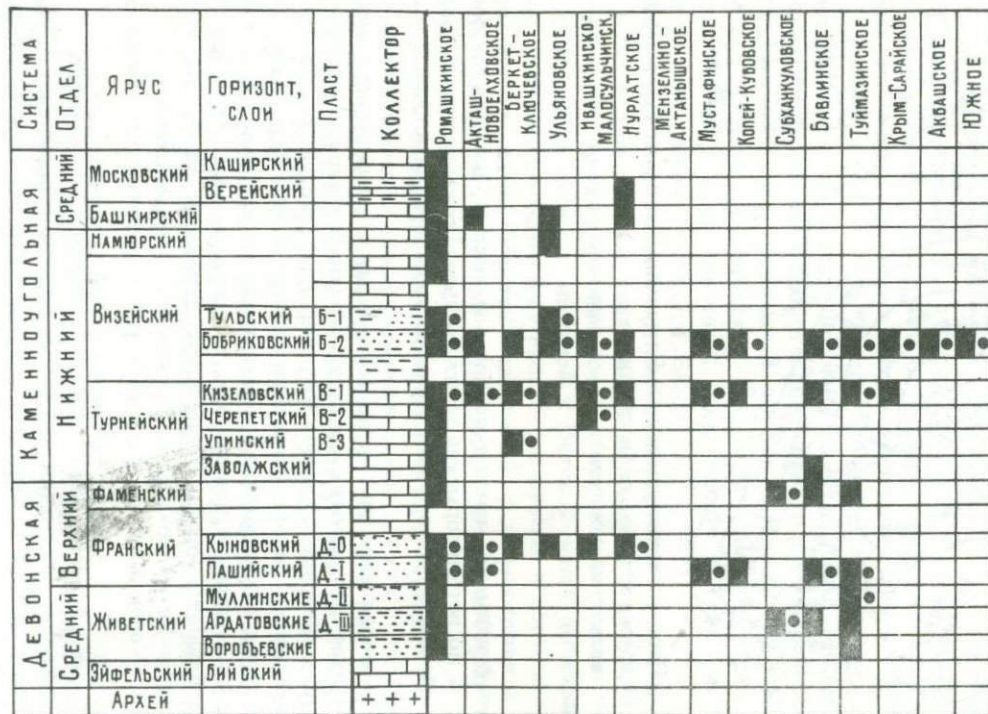
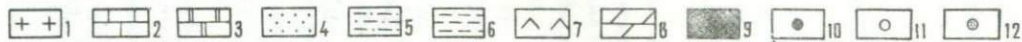


Рис. 3.3. Схема распространения залежей нефти по разрезу в области Татарского свода

- Здесь и на рис.3.4 - 3.14:
- 1 - породы кристаллического фундамента,
 - 2 - известняк,
 - 3 - доломит,
 - 4 - песчаник,
 - 5 - алевролит,
 - 6 - аргиллит,
 - 7 - гипс,
 - 8 - мергель,
 - 9 - нефтеносные пласты,
 - 10 - изученная нефть,
 - 11 - газ,
 - 12 - газоконденсат



выступа, довольно крупные: 40–80 км по длине, 20–30 км по ширине и 60–70 м по амплитуде. В свою очередь, эти структуры осложнены рядом куполовидных поднятий, образующих валы. Многие из них представляют ловушки нефти в девонских и каменноугольных отложениях.

Промышленные залежи нефти в пределах Альметьевской вершины свода установлены в живецких и франских отложениях девона, турнейском, визейском, башкирском и московском ярусах карбона (рис. 3.3).

Наибольшее распространение нефтеносные отложения среднего и верхнего девона имеют в пределах Ромашкинской, Акташ–Новоелховской, Туймазинской и Бавлинской крупных структур. Мощность терригенных толщ девона здесь колеблется от 100 до 200 м, из которых суммарная мощность нефтяных пластов (песчаников) только пашийского горизонта достигает 30 м и более. В нижележащих горизонтах пласты Д-IV, Д-III, Д-II, а также Д-0 имеют мощность от 0 до 10 м.

На Альметьевской вершине свода широко распространены песчаные пласты Д-II муллинских слоев среднего девона мощностью 10–20 м и Д-I пашийского горизонта верхнего девона (10–35 м), которые в большинстве случаев гидродинамически связаны. Наиболее богатые залежи нефти сосредоточены в этих двух пластах. Другие песчаные пласты обычно на коротком расстоянии выклиниваются, залежи нефти в них линзовидные и структурно-литологические. В основных же горизонтах залежи типа пластовых сводовых – крупные по размерам.

В пределах Альметьевской вершины свода промышленные залежи нефти открыты также в карбонатных отложениях верхнего девона, нижнего и среднего карбона (Ромашкино, западный и южный склоны).

Песчано-алевролитовые породы яснополянского надгоризонта нижнего карбона также регионально нефтеносны, но в меньшей степени, чем девонские, ввиду ограниченного распространения пористых коллекторов. Мощность пластов в этой толще не превышает 5–10 м.

К центральной части свода приурочены, кроме Ромашкинского, Акташ–Новоелховское, Ямашинское и другие месторождения. Промышленно нефтеносны в этих месторождениях песчаники пашийского и кыновского горизонтов (основные залежи), а также карбонатные отложения верхнего фамена, турнейского яруса и карбонатно-терригенные породы бобриковского и тульского горизонтов.

Распределение нефтей по физико-химическим свойствам в пределах Альметьевской вершины Татарского свода происходит следующим образом. По данным Н.Б. Валитова [1968], легкие ($\rho = 0,852–0,865$ г/см³) и малосернистые (0,97–1,20%) нефти приурочены к южной и западной частям Ромашкинского месторождения. В северном и восточном направлениях происходит возрастание плотности до 0,878–0,885 г/см³, увеличение содержания серы до 1,8–2,6%, соответственно изменяются и другие параметры нефти. Наиболее легкие нефти залегают на юго-восточном склоне Ромашкинского под-

нятия, на Бавлинско-Туймазинском валу: $\rho = 0,832-0,850 \text{ г/см}^3$, содержание серы до 1,2%.

На западном склоне Альметьевской вершины, на Акташ-Новоелховском валу, Черемшанско-Ямашинской и Ульяновской террасах наблюдаются следующие изменения свойств нефтей. На Акташ-Новоелховском месторождении в девонских горизонтах, в центральной, наиболее высокой части, приурочены тяжелые и сернистые нефти ($\rho = 0,866-0,872 \text{ г/см}^3$, содержание серы 1,3-1,6%). К северу и к югу от центра месторождения плотность нефти и содержание серы уменьшаются соответственно до $0,864-0,858 \text{ г/см}^3$ и 1,3-1,0%. Такое изменение нефтей Н.Б. Валитов [1968] связывает с миграцией девонской нефти в вышележащие отложения карбона.

В пределах Черемшанско-Ямашинской террасы наиболее легкие нефти ($\rho = 0,864-0,875 \text{ г/см}^3$) приурочены к центральной, повышенной части зоны. К северу и к югу от нее плотность нефти возрастает до $0,885-0,899 \text{ г/см}^3$. Еще западнее, в пределах восточного борта Мелекесской впадины нефти имеют $\rho = 0,871-0,908 \text{ г/см}^3$, серы в них содержится 1,56-1,8%.

Девонские нефти Нижнекамского района (севернее Ромашкино) более тяжелые и сернистые по сравнению с одновозрастными нефтями Ромашкинского месторождения.

Каменноугольные нефти Ромашкинского месторождения более тяжелые ($\rho = 0,885-0,927 \text{ г/см}^3$), сернистые (1,96-4,2%) и смолистые. Наиболее легкие из них, как и девонские, приурочены к южным площадям Ромашкинского месторождения.

На северных площадях плотность нефтей достигает $0,901-0,920 \text{ г/см}^3$. В целом по Татарии в региональном плане изменение нефтей в девонских и каменноугольных отложениях происходит с юго-востока на северо-запад, что проявляется в увеличении плотности, содержания серы, смолистых веществ и т.д. Нефти карбона и девона несколько отличаются по качествам (первые более тяжелые и сернистые), но генетически они взаимосвязаны: вышележащие образовались за счет вертикальной миграции девонских нефтей [Аширов, 1965; Валитов, 1968; и др.].

Исходя из особенностей изменения свойств нефтей на Татарском своде ряд исследователей полагает, что нефть поступила в горизонты девона и карбона этой крупной структуры в результате миграции из наиболее погруженных юго-восточных районов Русской платформы в северо-западном направлении [Валитов, 1968; Каримов, 1960; Юсупов, Веселов, 1973; и др.].

Изменения свойств нефтей месторождений Татарии, изученных авторами, показаны в табл. 3.1.

Область Пермско-Башкирского свода. Свод располагается в Пермской области и северной части Башкирской АССР, протягиваясь с севера на юг на 380 км при ширине до 130 км. На востоке свод граничит с Предуральским прогибом, на западе отделяется от Татарского свода Верхнекамской впадиной и Бирской седловиной, на севере от Камского свода его отделяет Чермозская

Таблица 3.1 Татарский свод

Месторождение, площадь	Скважина	Продуктивный горизонт	Глубина пер- форации, м	Плот- ность нефти ρ_{20} г/см ³	Магнит- ная вос- приимчи- вость $-X_p \cdot 10^6$, 1/г	Содержание, %	
						ванадий V	асфаль- тены ω
1	2	3	4	5	6	7	8
Ромашкинское Павловская	3859	В девон, паш. гор., Д-I То же	1777	0,8638	0,7966	0,0102	3,47
	702		1703	0,8635	0,7963	-	-
Зеленоградская	8324	"	1776	0,8658	0,7952	0,0139	10,01
	8557	"	1785	0,8684	0,7939	0,0143	8,77
Южно-Ромашкин- ская	9336-а	"	1797-1809	0,8669	0,7914	0,0085	8,72
	9342-а	"	1738-1741	0,8612	0,7945	0,0034	9,82
	9347	"	1743-1766	0,8584	0,7977	0,0078	9,24
	9291	"	1708-1727	0,8659	0,7967	-	-
	9347	"	1743-1766	0,8599	0,7937	-	-
	9401	"	1684-1698	0,8611	0,8011	0,0093	10,14
Восточно-Суле- вская	1297	"	1773-1793	0,8748	0,7963	0,0129	11,55
	7309	"	1647-1650	0,8754	0,7939	0,0111	10,22
	7382	"	1779-1782	0,8781	0,7899	0,0170	13,67
	7275	-	1770-1773	0,8866	0,7902	0,0164	13,76
	7387	"	1687-1689	0,8851	0,7754	0,0155	13,56
	1438	"	1764-1781	0,8770	0,7928	0,0169	15,05
	7248	"	1688-1709	0,8722	0,7922	0,0055	4,83
	4359	"	1740-1756	0,8733	0,7958	0,0122	10,43
Алькеевская	15907	Н. карбон, бобр. гор.	1102-1106	0,9126	0,7708	0,0414	12,49

Таблица 3.1 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8
	5514	В. девон, Д-I + + бобр. гор.	1666-1669 1033-1039	0,8944	0,7888	-	-
	10238	В. девон, паш. гор., Д-I	1683-1689	0,8709	0,7990	0,0185	10,62
	11358	То же	1770-1772	0,8856	0,7896	0,0149	12,42
	5346	"	1754-1758	0,8781	0,7933	0,0141	12,86
	5284	"	1761	0,8851	0,7890	0,0157	13,89
	5142	"	1632-1644	0,8772	0,7953	0,0210	8,22
	15902	"	1724-1725	0,8890	0,7863	0,0227	22,05
	5519	"	1804-1809	0,8870	0,7882	0,0112	8,61
	5226	"	1698-1716	0,8922	0,7839	0,0165	12,89
	5133	"	1767-1779	0,8780	0,7908	0,0119	11,09
	5223	"	1676-1696	0,9006	0,7883	0,0199	11,09
Холмовская	7018	"	1798	0,8759	0,7894	-	-
	7143	"	1792	0,8681	0,7877	-	-
	7177	-	1801	0,8663	0,7909	0,0150	9,02
Восточно-Ленино- горская	6320	"	1775	0,8560	0,7994	0,0117	10,99
	6179	"	1677	0,8547	0,7969	0,0103	16,50
	6256	"	1694	0,8796	0,7756	0,0117	10,27
Западно-Ленино- горская	79	"	1616-1639	0,8634	0,7969	0,0144	18,06
	6012	"	1849-1861	0,8978	0,7776	0,0111	11,91
	6128-a	"	1804-1812	0,9044	0,7682	-	-
	12439	"	1755-1770	0,8776	0,7902	0,0102	15,38
Лениногорская задежь	15543	Н. карбон, бобр. гор., Б-I	1004-1008	0,9055	0,7829	-	-
	3658	То же	1082-1088	0,9063	0,7780	0,0280	12,02
	15508	Н. карбон, бобр. гор., Б-I + Б-II	1143-1149	0,9182	0,7748	0,0403	13,07
	15378	Н. карбон, бобр. гор., пл: Б-II	1063-1075	0,9243	0,7718	0,0309	10,24
	15375	То же	1189-1196	0,9604	0,7540	-	-
	10315	Н. карбон, бобр. гор. + турн. ярус	1019-1036	0,9412	0,7642	0,0296	9,07
6299	6689	В. девон, паш. гор., Д-I	1683-1689	0,8751	0,7894	0,0151	13,48
	6693	То же	1714-1715	0,8727	0,7956	0,0159	14,09
	6765	"	1667-1671	0,8715	0,7924	0,0140	11,39
	6766	"	1689-1695	0,8714	0,7927	0,0135	11,02
	6979	"	1736-1742	0,8701	0,7921	0,0133	11,38
	6980	"	1694-1700	0,8706	0,7942	0,0152	11,6
	6981	"	1667-1672	0,8733	0,7915	0,0166	13,28
	6996	"	1689-1693	0,8742	0,7935	0,0138	13,04
	13300	"	1694-1707	0,9101	0,7652	0,0170	10,54
Ташлырская	7670	"	1602-1612	0,8709	0,7924	0,0178	12,17
	7711	"	1618-1628	0,8746	0,7921	0,0135	10,81
	7725	"	1604-1615	0,8642	0,8022	-	-
Сармановская	11744	В. девон, кынов. гор., Д-0	1708-1716	0,8719	0,7894	-	-
	11768	То же	-	0,8723	0,7942	0,0127	12,38
Азнакаевская	3030	Н. карбон, бобр. гор.	1093-1096	0,9107	0,7808	0,0345	8,46
Южно-Азнакаев- ская	4666	В. девон, паш. гор., Д-1	1682	0,8760	0,7939	0,0165	8,66
	9666	То же	1637	0,8751	0,7900	0,0173	9,79
Карамалинская	4941	"	1728	0,8566	0,7957	0,0093	8,73
	4992	"	1727	0,8575	0,7974	0,0096	8,89
Южная	10545	"	-	0,8839	0,7910	0,0045	10,46
Акбашское	1500	Н. карбон, бобр. гор.	-	0,9256	0,7824	0,0164	10,10
Крым-Сарайское	1352	То же	-	0,8831	0,7941	0,0160	11,78
	1348	"	-	0,8946	0,7885	0,0057	6,26
	1353	"	-	0,8918	0,7903	0,0051	6,62
Туймазинское	975	"	1055-1063	0,9160	0,7811	-	-
	927	"	1273-1280	0,8871	0,7950	0,0060	5,45
	1060	"	1059-1063	0,9032	0,7852	0,0093	5,24
	479	"	1055-1058	0,9370	0,7630	-	-
	398	Н. карбон, турн. ярус	1574-1591	0,8363	0,7900	0,0037	4,96
	1817	То же	1153-1161	0,8940	0,7863	0,0071	5,14
	1395	"	1251-1256	0,9230	0,7750	0,0134	6,58

Таблица 3.1 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7	8
	1419	В. девон, паш. гор., Д-I	1698-1710	0,8570	0,8011	0,0017	3,33
	945	С. девон, старооск. гор., Д-II	1731-1733	0,8683	0,8000	0,0035	7,36
Александровское	1114	В. девон, паш. гор., Д-I	1617-1630	0,8570	0,7930	0,0018	3,32
	400	С.+в. девон, Д-I + Д-II	1723-1731 1745-1761	0,8650	0,7831	0,0104	6,90
Бавлинское	546	Н. карбон, бобр. гор.	-	0,9045	0,7824	0,0066	10,33
	803	То же	-	0,8945	0,7895	-	-
	339	В. девон, Д-I	-	0,8367	0,8074	0,0063	8,09
	180	С.+в. девон, Д-I + Д-II	-	0,8870	0,7910	0,0158	12,85
	1089	С. девон, Д-III	-	0,8468	0,8099	0,0042	10,69
	1089	То же	-	0,8800	0,7953	0,0022	9,84
Акташ-Новоелховское	2317	В. девон, паш. гор., Д-I	1732-1735	0,8946	0,7877	0,0178	15,87
	407	То же	1763-1764	0,9181	0,7709	0,0653	12,52
	1114а	"	1723-1728	0,8791	0,7921	0,0128	11,07
	532	"	1758-1760	0,8836	0,7911	0,014	10,86
	230	"	1666-1669	0,8872	0,7867	0,0154	11,10
	2149	"	1791-1794	0,9300	0,7471	-	-
	779	"	1679-1689	0,8755	0,7772	0,0126	9,93
	2006	"	1774-1780	0,8805	0,7753	0,0138	11,06
	2007	"	1758-1762	0,8837	0,7911	0,0192	14,59
	2008	"	1680-1689	0,9126	0,7731	0,0131	9,74
	637	"	1752-1758	0,8792	0,7854	0,0138	10,57
	633	"	1752-1763	0,8766	0,7895	-	-
	937	"	1750-1759	0,8796	0,7879	-	-
	797	Н. карбон, турн. ярус	1127-1132	0,9287	0,7656	0,0669	12,59
	15284	То же	1126-1129	0,8915	0,7877	0,0285	8,14
Ивашкиноское	1510	"	1193-1205	0,9211	0,7682	0,0866	10,28
	461	"	1131-1160	0,9183	0,7725	0,0595	6,61
Беркет-Ключевское	1446	"	1134-1155	0,9053	0,7786	0,0494	10,31
	1438	"	1117-1140	0,9039	0,7816	0,357	-
	431	"	1141-1156	0,9143	0,7548	0,0618	-
Ульяновское	1606	Н. карбон, бобр. + тульск. гор.	1149-1152	0,9132	-	0,0683	-
	1619	То же	1142-1148	0,9841	0,7391	0,540	-
	1613	"	1138-1146	0,9237	0,7724	0,0723	-
	1617	"	1146-1156	0,9143	0,7751	-	-
Ново-Суксинское	1067	Н. карбон, бобр. гор.	-	0,9093	0,7833	0,0279	9,54
	591	То же	-	0,9116	0,7860	0,0285	10,32
Мензелино-Актанышское	112	"	1272-1273	0,9277	0,7764	0,0300	-
	120	Н. карбон, турн. ярус	1315-1319	0,9150	0,7765	0,0341	-
Мустафинское	76	Н. карбон, бобр. гор.	1070-1080	0,899	0,7870	0,0101	-
	77	Н. карбон, турн. ярус	1061-1078	0,898	0,7863	0,0098	-
	75	В. девон, паш. гор., Д-I	1678-1682	0,913	0,7400	0,0095	-
Копей-Кубовское	2	Н. карбон, бобр. гор.	1320-1323	0,889	0,7860	0,0085	-
Субханкуловское	477	В. девон, фамен. ярус	1383-1397	0,855	0,7971	0,0033	-
	9-5	То же	1348-1370	0,864	0,8240	0,0033	-
	487	С. девон, старооскол. гор., Д-IV	1741-1743	0,855	0,8053	-	-

Примечание. Здесь и далее: эйф. ярус - эйфельский ярус; бийск. гор. - бийский горизонт; живет. ярус - живетский; старооск. гор. - старооскольский; муллин. сл. - муллинские слои; паш. гор. - пашийский; кынов. гор. - кыновский; терр. толща - терригенная; сарг. гор. - саргаевский; доман. гор. - доманиковский; менд. гор. - мендымский; аск. св. - аскынская свита; семилук. гор. - семилукский; фран. ярус - франский; фамен. ярус - фаменский; турн. ярус - турнейский; кизел. гор. - кизеловский; в. турн. п/я - верхнетурнейский подъярус; чер. н/гор. - черепетский надгоризонт; яснопол. н/гор. - яснополянский надгоризонт; бобр. гор. - бобриковский; тульск. гор. - тульский; серп. н/гор. - серпуховский надгоризонт; окск. н/гор. - окский надгоризонт; баш. ярус - башкирский; кашир. гор. - каширский; сакмар. ярус - сакмарский; арт. ярус - артинский; калин. св. - калиновская свита.

седловина (Висимская впадина), а южный склон свода постепенно сливается с юго-восточным склоном Русской платформы. Это сложное тектоническое сооружение проявляется от кристаллического фундамента до пермских образований включительно (со значительными смещениями вершины в плане на отдельных участках). Наиболее высокое положение фундамента располагается на глубине 3,5–4 км в районе Северокамска и Красноуфимска. Окружающие свод впадины и седловины имеют глубины по фундаменту 7–10 км, и границы их совпадают с глубинными разломами.

На широте Кунгура одна из ветвей Камско-Кинельской впадины (Бабкинский прогиб) делит свод на две части – Пермскую вершину на севере и более крупную Башкирскую вершину на юге. Однако если под Пермской вершиной установлен четко выраженный выступ фундамента, то под Башкирской вершиной свода фундамент не образует самостоятельного выступа, здесь он плавно погружается на 5–7 км на юго-запад. Башкирская вершина свода рельефно обособляется лишь по бавлинским, девонским и каменноугольным отложениям.

Пермско-Башкирский свод по кристаллическому фундаменту погружен на 1,6–2 км ниже Альметьевской вершины Татарского свода, хотя уровень кровли терригенной толщи девона на обоих сводах почти одинаков. Над выступом кристаллического фундамента в отличие от Татарского свода залегают рифейские и вендские отложения протерозоя. Отложения среднего и верхнего девона в значительной мере размыты или выклиниваются в направлении к вершинам сводового поднятия. Устанавливается также весьма неравномерное распространение на площади свода додевонских, девонских, каменноугольных и пермских отложений. Различны также и условия залегания рифейских, вендских и палеозойских отложений.

Палеозойские отложения образуют ряд валов субмеридионального простирания, постепенно выходящих от пермских к девонским горизонтам. В пределах Пермской вершины свода наиболее крупными валами являются Краснокамско-Полазненский, Осинский, Лобановский, Пальский, Каменноложский, Межевский [Максимов и др., 1970; Рябухин и др., 1969]. Краснокамско-Полазненский вал установлен по девонским и каменноугольным отложениям, имеет длину 100 км и ширину 15–25 км, амплитуда его в отличие от других увеличивается от нижнепермских к девонским с 70 до 300 м. Каменноложский, Лобановский, Веслянский, Межевский валы выражены по горизонтам карбона, первый из них имеет размеры 45 × 5 км и амплитуду 150 м. Все указанные валы осложнены куполовидными поднятиями.

В пределах Северной Башкирии по поверхности бавлинских отложений, опорным горизонтам девона и карбона Башкирская вершина свода имеет овальную форму северо-западного простирания, размеры 130 × 220 км, амплитуда 220–330 м [Юсупов и др., 1974; Яруллин и др., 1974]. В юго-западной части она осложнена Кушкульским и Красноключевским поднятиями. Первое из них по кров-

ле кыновского горизонта представляет собой брахиантиклинальную складку с амплитудой 37 м, размером 20×20 км, в свою очередь осложненную мелкими куполовидными поднятиями. По поверхности бавлинских отложений, по кровле кыновского горизонта верхнего девона и всем опорным горизонтам карбона наиболее высокое положение Башкирской вершины свода устанавливается восточнее, вблизи Карагауского структурного комплекса [Юсупов и др., 1974].

Южный склон свода сравнительно крутой (до 1°) и менее осложнен структурами, чем пологие северо-западный, северный и восточные склоны. На северо-западном и северном склонах по всем горизонтам картируется постепенное погружение слоев с осложнениями в виде мысовидных выступов и отдельных структур. В пределах Пермской области мелкие структуры образуют систему крупных валов — Чернушинский, Уинский, Дороховский, а также Батырбайский выступ. Далее, к северу, в меридиональном направлении расположены Мазунинский и Веслянский валы.

Отмеченные выше структурные валы, выступы и Кушкульское поднятие представляют собой зоны нефтенакопления. На Пермской вершине свода наиболее продуктивными являются отложения визейского яруса нижнего карбона (рис. 3.4). Крупные месторождения приурочены к Краснокамско-Полазненскому, Каменноложскому, Межевскому и Лобановскому валам. В ряде месторождений (Краснокамское, Северокамское, Полазненское, Осинское, Батырбайское и др.) западных районов нефтеносна также терригенная толща, но залежи в них невелики. В бобриковском и тульском горизонтах нижнего карбона суммарной мощностью 100 м нефтеносны 3–4 песчаных пласта мощностью по 20–30 м.

На Пермской вершине свода промышленно нефтегазоносны также карбонатные отложения турнейского и башкирского ярусов, карбонатно-терригенные каширского, верейского и подольского горизонтов.

В терригенной толще девона свойства нефтей в региональном плане изменяются с запада на восток, что проявляется в уменьшении плотности (от 0,896 до 0,826 г/см³), вязкости, содержания серы и смол и увеличении содержания бензиновых фракций [Рябухин и др., 1969]. В вышележащих карбонатных отложениях турнейского яруса нефть имеет плотность 0,817–0,920 г/см³, содержит от 0,65 до 4% серы. Свойства нефтей в этом продуктивном горизонте также улучшаются с запада на восток. В визейской терригенной толще нефть имеет плотность 0,804–0,920 г/см³ с попутным газом азотно-углеводородного состава. В этой толще и в вышележащих горизонтах улучшение качества нефти происходит также с запада на восток, что Н.Х. Абрикосов [1963] связывает с предполагаемой миграцией углеводородов из Предуральского прогиба на запад.

На территории Башкирской вершины Пермско-Башкирского свода нефтегазоносны те же девонские и каменноугольные отложения, но в отличие от Пермской вершины здесь располагается крупное де-

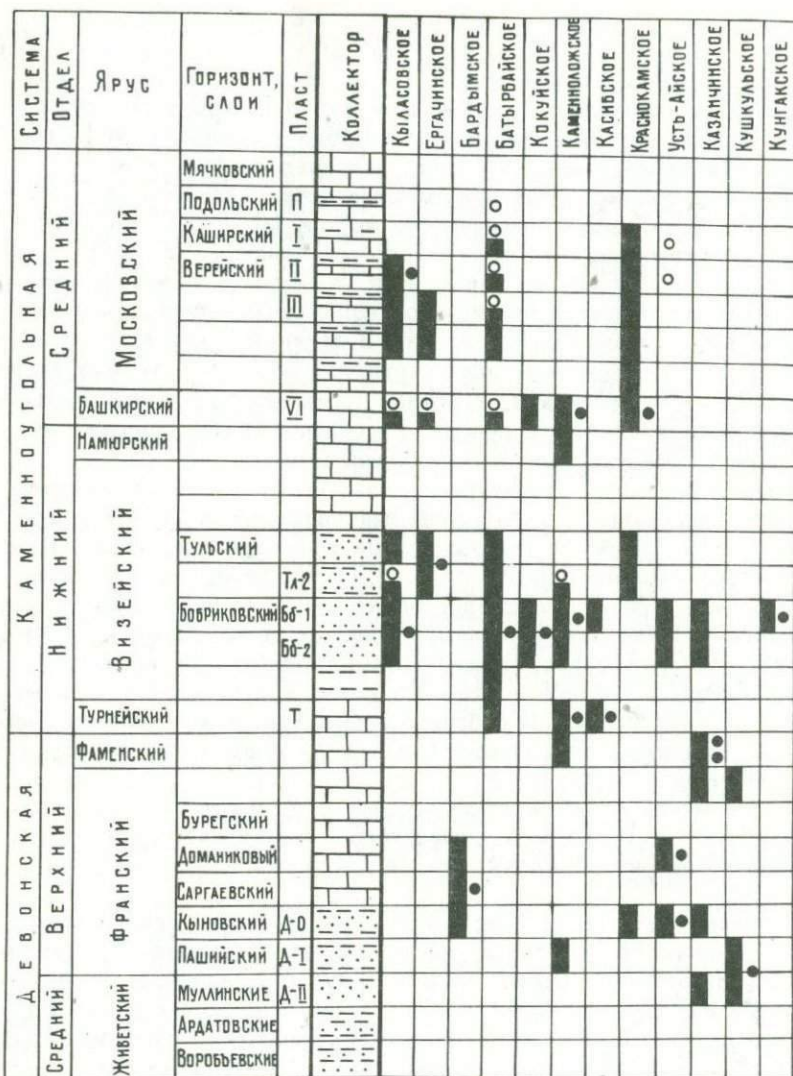


Рис. 3.4. Схема распространения залежей нефти и газа по разрезу в области Пермско-Башкирского свода

вонское месторождение (Кушкульское), а также значительно больше месторождений в отложениях нижнего карбона. Вместе с тем терригенная толща девона в пределах Башкирской вершины представлена в более сокращенном объеме и меньшей мощностью, чем в западных районах Башкирии.

На Кушкульском месторождении мощность продуктивного пласта Д-2 (муллинский горизонт) составляет 1-7 м, пласта Д-1 (кы-

новский и пашийский горизонты) – 2–7 м. Мощность песчаников увеличивается к своду Кушкульского поднятия, на склонах песчаники почти полностью выклиниваются. От Кушкульского месторождения на восток песчаные пласты сокращаются в мощности и полностью выклиниваются к Предуральскому прогибу, а в северном, северо-западном и западном направлениях терригенная толща и ее песчаные пласты, наоборот, увеличиваются в мощности. Продуктивные пласты на многих участках сливаются и разрабатываются совместно. Залежь пластовая сводовая, нефть тяжелая ($\rho = 0,895 - 0,913 \text{ г/см}^3$), содержит от 2,9 до 3,2% серы и более 2% парафина (табл. 3.2).

В доманиковых карбонатных отложениях притоки нефти получены в отдельных скважинах на Кушкульском, Ямбаевском и Усть-Айском месторождениях. Небольшие скопления нефти обнаружены также в аскинско-мендымском, фаменском и турнейском отложениях, но основные запасы нефти сконцентрированы в терригенной толще девона на Кушкульском месторождении.

Промышленная нефтеносность терригенной толщи нижнего карбона в пределах Башкирской вершины и ее склонов связана с песчаными породами бобриковского и тульского горизонтов. Залежи нефти обычно небольших размеров ($1 \times 3 - 3 \times 5 \text{ км}$, этаж до 10 м). Более широкое распространение залежей нефти в сторону вершины характерно для тульского горизонта.

Нефтегазоносны карбонатные отложения среднего карбона башкирского яруса (Кубиязы), верейского (Казанчи, Кубиязы, Бияваш) и каширского (Усть-Ай) горизонтов, причем восточнее Татышлинского месторождения в верейском горизонте залежи преимущественно газовые. Залежи нефти и газа в каширских отложениях территориально совпадают с верейскими, но меньше по размерам и продуктивности. В целом площадь нефтегазоносности среднекаменноугольных отложений расширяется в сторону Башкирской вершины по сравнению с продуктивными горизонтами нижнего карбона [Яруллин и др., 1974].

Область Жигулевско-Оренбургского свода. На территории Волго-Уральской провинции располагается Жигулевско-Оренбургское сводовое поднятие. Эта структура выделяется по поверхности кристаллического фундамента, по девонским и каменноугольным отложениям. Одни исследователи [Бакиров, 1973; Рябухин и др., 1969] рассматривают ее как самостоятельные два свода: Жигулевско-Пугачевский (Средневожский) и Оренбургский, – другие [Максимов и др., 1970] – в виде единого Жигулевско-Оренбургского свода с двумя вершинами (Жигулевско-Пугачевская и Оренбургская), разделенными шовной Кинельско-Самаркинской системой линейных дислокаций.

Кристаллический фундамент этой нефтегазоносной структуры вытянут в виде крупного глыбового массива с запада на восток на протяжении 550 км при ширине от 200 км (на меридиане Сызрани) до 100 км на востоке. В этом же направлении поверхность

Таблица 3.2

Пермско-Башкирский свод

Место-рождение	Скважина	Продуктивный горизонт	Глубина перфорации, м	Плотность нефти ρ_{20} , г/см ³	Магнитная восприимчивость $\chi_p \cdot 10^6, 1/\Gamma$	Содержание, %	
						V	ω
Кыласовское	9	С. карбон, верейский гор.	-	0,8839	0,7995	0,0050	13,23
	7	С. карбон, баш. ярус	-	0,8422	0,8042	0,0005	2,73
Ергачинское	36	Н. карбон, тульск. гор.	-	0,8425	0,8020	0,0057	23,03
Бардымское	72	В. девон, кынов. + сарг. + семилук. гор.	-	0,9329	0,7744	0,0023	2,72
Батырбайское	144	Н. карбон, тульск. + бобр. гор.	-	0,8812	0,7988	0,0058	5,45
Кокуйское	78	Н. карбон, бобр. гор.	1566-1581	0,8775	0,7938	0,0051	7,29
Каменноложское	424	С. карбон, баш. ярус	-	0,8531	0,8021	0,0009	2,70
	287	Н. карбон, бобр. + тульск. гор.	1688-1714	0,8127	0,8197	-	0,49
	410	Н. карбон, турн. ярус	1666-1682	0,8269	0,8157	-	0,67
	411	То же	-	0,8200	0,8170	-	-
Касибское	3	"	1787-1795	0,8279	0,8142	0,0004	1,10
		"	-	0,8140	0,8180	-	-
Краснокамское	238	С. карбон, баш. ярус	-	0,8507	0,8042	0,0024	5,25
	237	То же	-	0,8750	0,8000	-	-
Кунгакское	181	Н. карбон, бобр. гор.	1809-1818	0,9060	0,7861	0,0015	12,1
Усть-Айское	54	В. девон, доман. гор.	2213-2223	0,9210	0,7340	0,0007	2,69
	56	В. девон, кынов. + доман. гор.	2220-2254	0,8961	0,7783	0,0012	5,9
Казанчинское	32	В. девон, фамен. ярус	987	0,9261	0,7090	0,0066	3,35
	32	То же	1424-1433	0,9203	0,7293	0,0005	0,296
	32	"	1688-1697	0,9130	0,7170	0,0090	6,25
Кушкульское	150	С. + в. девон, Д-I + Д-II	1721-1729	0,9281	0,7690	0,0141	4,66
	169	То же	1708-1717	0,9230	0,7751	0,0121	5,2
	236	"	1733-1741	0,9071	0,7770	0,0114	6,04
Шахта им. Ленина		Н. карбон, кизел. гор.	-	0,7979	0,8190	-	0,17

фундамента постепенно погружается от -1419 до -2980 м в Оренбургской области. Северный борт массива круто обрывается по расколам, амплитуда его на западе составляет 140 м, на востоке выше 3250 м, в южном направлении погружается на 1300-1400 м на расстоянии 90-150 км [Максимов и др., 1970]. Рифейско-вендские отложения в разрезе почти повсюду отсутствуют, появляются лишь в восточных районах Оренбургской вершины. В наиболее поднятых западной и северной частях свода местами выпадает также нижняя часть девонских отложений.

Жигулевско-Пугачевская вершина свода по кристаллическому фундаменту занимает значительную территорию (350-200 км). Наиболее высокое положение вершины установлено на севере в районе Сызрани (отметка поверхности - 1419 м), в районе восточного склона Жигулевско-Покровского купола поверхность фундамента вскрыта на отметке -1995 м и на юге, на Балаковском куполе, на отметке - 2036-1854 м. Оба купола четко прослеживаются в девонских и каменноугольных отложениях. Северный край Жигулевско-Покровского купола осложнен резко выраженным крупным (длиной до 250 км) Жигулевским валом, с наклоном крутого северного крыла до 30-45° и пологого южного до 1°40'. Центральная платообразная часть купола характеризуется отсутствием бавлинских отложений и выпадением почти всего разреза терригенной толщи девона. В центральной части Балаковского купола размыты отложения среднего девона, франские, местами и фаменские отложения верхнего девона.

Юго-восточный склон Жигулевско-Пугачевской вершины по фундаменту погружен до 2 км по сравнению с Покровским куполом и осложнен прогибами, выступами, валами. В северной части склона располагаются Кулешовский и Лебяжинский прифлексурные валы, вытянутые субширотно на 110 км. Они погружаются на восток на 400-500 м и прослеживаются в пределах западных районов Оренбургской области.

В пределах Жигулевско-Пугачевской вершины и Бузулукской впадины залежи нефти и газа открыты в терригенных и карбонатных отложениях девонской, каменноугольной и пермской систем. Большинство месторождений приурочено к северным и восточным районам вершины. В Жигулевско-Покровском куполе нефтеносны отложения верхнего девона, нижнего и среднего карбона. Восточный склон вершины нефтеносен от среднего девона по нижний карбон включительно, вышележащие отложения карбона и перми содержат нефть и газ.

Оренбургская вершина сводового поднятия по фундаменту имеет форму гряды субширотного направления в северных районах Куйбышевской и Оренбургской областей. Она расширяется в восточном направлении от 30-40 км на западе до 140 км на востоке. Северной и северо-западной границей ее служат Мелекесская и Серноводско-Абдулинская впадины, юго-западной - Кинельско-Самаркинские дислокации, южная и юго-восточные границы еще отчетливо не определены.

Фундамент ступенчато погружается по разломам с запада на юго-восток в виде блоков Узюковского, Орлянского, Пилюгинского и Ивановского. В западной (Узюковской) части он залегает наиболее высоко (отметка -2369 м), юго-восточная (Ивановская) часть погружена относительно первой на 611 м [Максимов и др., 1970].

Оренбургской гряде фундамента по палеозойским отложениям соответствует обширный моноклиальный склон, местами осложненный различными структурами. По девонским слоям она погружается с севера на юго-восток на 374 м, а по среднему карбону - на 234 м. По этим отложениям наиболее высокое положение занимает Орлянский купол.

На Оренбургской вершине свода промышленно нефтеносны отложения живетского яруса среднего девона, франского яруса верхнего девона, турнейского и визейского ярусов нижнего карбона, башкирского яруса и верейского горизонта среднего карбона. Пермские отложения в нижнем отделе нефтегазоносны, а в верхнем - преимущественно газоносны. Коллекторами нефти и газа являются карбонатные и терригенные отложения.

Жигулевско-Пугачевская и Оренбургская вершины свода разделены, как уже отмечалось, Кинельско-Самаркинскими дислокациями, являющимися, по С.П. Максиму и др. [1970], своеобразными главными межблоковыми структурами. Эта зона структур вытянута субширотно на 150 км при ширине 10-30 км и представляет собой крупный нефтегазоносный район в Куйбышевской области.

Кинельско-Самаркинская зона дислокаций состоит из ряда валов, веерообразно расширяющихся с запада на восток и юго-восток. Амплитуды валов сверху вниз увеличиваются от 15-30 м в верхнепермских до 100-150 м по поверхности фундамента.

Залежи нефти в этой зоне дислокаций приурочены к девонским и каменноугольным терригенным и карбонатным отложениям, а в пермских отложениях наряду с нефтяными присутствуют и чисто газовые залежи.

Терригенная толща визейского яруса нижнего карбона в Жигулевско-Оренбургской нефтеносной области наиболее богата по запасам нефти (рис. 3.5), что обусловлено приуроченностью продуктивных горизонтов значительной мощности к зоне Камско-Кинельской впадины, расположенной в центральной части области в субмеридиональном направлении.

Изменения свойств нефтей Жигулевско-Оренбургской области по разрезу в общем виде следующие (средние значения по С.П. Максиму и др. [1970]).

Рис. 3.5. Схема распространения залежей нефти по разрезу в области Жигулевско-Оренбургского свода

К-С - Кинельско-Самаркинская система дислокаций, О - Оренбургская вершина

Самый верхний в разрезе нефтесный кунгурский ярус содержит в основном легкие нефти ($\rho = 0,839-0,870$ г/см³, серы 1,6-2,5%, смолистые, с высоким содержанием легких фракций 56-59%). В артинском ярусе нижней перми имеются и легкие нефти ($\rho = 0,833-0,856$ г/см³, серы - 1,1-1,9%, парафина 3,8-6,9%, выход легких фракций 46-70%) и тяжелые ($\rho = 0,884-0,965$ г/см³, серы - 2,7-3,8%, парафина - 4,9% и выход легких фракций до 44%).

В песчаниках верейского горизонта среднего карбона нефти легкие ($\rho = 0,815-0,839$ г/см³, серы - 0,64-2,4%, легких фракций - 44-57%).

В башкирском ярусе среднего карбона, сложенном доломитизированными известняками, нефти как легкие ($\rho = 0,804$ г/см³), так и тяжелые (до 0,897 г/см³), как малосернистые (0,48%), так и высокосернистые (до 2,4%) с выходом легких фракций от 33 до 69%.

Песчаники визейского яруса нижнего карбона содержат в основном легкие сернистые нефти, выход легких фракций которых колеблется от 33 до 57%.

Нефти турнейского яруса и верхнего девона также в большинстве случаев легкие (0,799-0,860 г/см³) с выходом легких фракций 34-68%, среди них встречаются как малосернистые, так и сернистые нефти. Девонские нефти Оренбургской области более тяжелые, чем нефти Куйбышевской области.

Магнитные свойства нефтей этой области приведены в табл. 3.3.

Области Верхнекамской впадины и Бирской седловины расположены между Татарским, Пермско-Башкирским и Камским сводовыми поднятиями.

Верхнекамская впадина четко выделяется по поверхности фундамента (глубина 6-8 км), в южной части она сливается с Бирской седловиной. Поверхность фундамента нигде скважинами не вскрыта, хотя забои некоторых из них достигали более 5 км. По геофизическим данным, поверхность фундамента во впадине погружена на глубину не менее 8 км. Она заполнена верхнепротерозойскими терригенно-карбонатными отложениями. Эта впадина по фундаменту и нижнему додевонскому комплексу отложений называется Бирско-Верхнекамским авлакогеном. Авлакоген в значительной мере заполнен верхнепротерозойскими отложениями, поэтому глубина его по горизонталю палеозоя относительно прилегающих сводовых поднятий не превышает 250-300 м. По палеозойским отложениям впадина проявляется слабо. Вместе с тем для Верхнекамской впадины и Бирской седловины характерно наиболее мощное развитие (до 140 м) терригенной толщи нижнего карбона.

По пермским и мезозойским отложениям Верхнекамская впадина сильно расширяется к западу и накладывается на соседние сводовые поднятия. Каменноугольные отложения во впадине смяты в ряд крупных валов и зон поднятий [Максимов и др., 1970]: Нылгинский, Киенгопский, Очерский валы, Гремихинская, Ижевская, Но-

Таблица 3.3

Жигулевско-Оренбургский свод

Месторождение	Скважина	Продуктивный горизонт	Глубина перфорации, м	Плотность нефти ρ_{20° г/см ³	Магнитная восприимчивость $\chi_p \cdot 10^6$, л/г	Содержание, %	
						V	ω
Красноярское	47	Н.карбон, турн. ярус, В-1	1570-1574	0,8652	0,8017	0,0105	5,09
Хилковское	15	В.девон, ДI + ДII	-	0,8470	0,7992	0,0236	5,43
Покровское	405	С.карбон, верейск. гор., А-3	1709-1719	0,8634	0,7980	0,0088	3,94
	123	С.карбон, баш. ярус, А-4	1781-1794	0,8516	0,8043	0,0100	3,52
	370	Н.карбон, бобр. гор., Б-2	2379-2396	0,8593	0,7992	-	-
	114	То же	2301-2324	0,8463	0,8053	0,0056	2,78
	103	"	-	0,8562	0,7990	0,0082	4,09
	136	"	2296-2309	0,8654	0,7931	0,0127	4,74
	254	"	-	0,8599	0,8019	-	-
	252	"	-	0,8522	0,8033	0,0063	3,4
	110	"	-	0,8577	0,8021	0,0077	1,05
	403	"	-	0,8585	0,8032	0,0077	3,61
	256	"	-	0,8609	0,7982	0,0084	2,56
	152	"	-	0,8482	0,8044	0,0043	21,1
	175	"	-	0,8456	0,8033	0,0075	3,55

Таблица 3.3 (окончание)

Месторождение	Скважина	Продуктивный горизонт	Глубина, перфорации, м	Плотность нефти ρ_{20} , г/см ³	Магнитная восприимчивость $\chi_{\rho} \cdot 10^6$, 1/Г	Содержание, %	
						V	ω
	255	"	-	0,8542	0,8009	0,0058	2,17
	113	"	-	0,8637	0,7970	0,0151	3,82
	408	"	1773-1780	0,8593	0,8004	0,0104	3,72
	404	"	-	0,8471	0,8067	0,0014	4,91
	151	"	-	0,8512	0,8030	0,0048	2,29
	251	"	-	0,8798	0,7936	0,0144	5,0
	239	"	2275-2294	0,8550	0,8025	0,0058	2,81
	733	"	2345-2358	0,8537	0,7983	0,0051	2,81
	314	Н.карбон, турн.яр., В-I	2312-2322	0,8446	0,8040	0,0038	1,78
	66	Н.карбон, бобр. гор.	-	0,8176	0,8092	0,0007	1,1
	108	То же	-	0,8549	0,8028	0,0065	1,87
	250	"	-	0,8499	0,8021	0,0052	2,65
Герасимовское	316	С.карбон, баш. яр., А-4	2110-2114	0,8168	0,8087	0,0007	6,98
	123	То же	2088-2096	0,7888	0,8216	0,0006	0,71
	25	"	2087-2103	0,8029	0,8152	0,00068	0,75
Никольское	221	Н.карбон, бобр. гор., Б-2	2411-2422	0,8488	0,8065	0,0012	4,83
	231	То же	2347-2357	0,8636	0,8008	0,0014	4,98
	247	Н.карбон, турн. ярус, В-I	2444-2460	0,8407	0,8049	0,0004	3,09
	410	То же	2369-2377	0,8554	0,7998	0,0012	3,74
Лебяжинское	76	С.девон, старооск. гор., Д-III	-	0,8387	0,8018	-	0,62
Баринское	212	То же	-	0,8224	0,8071	-	0,83
Кулешовское	382	С.карбон, верейск. гор., А-3	-	0,8341	0,8108	0,0266	2,31
	449	С.карбон, баш. ярус, А-4	-	0,8683	0,8005	0,0385	2,63
	504	Н.карбон, бобр. гор., Б-2	-	0,8758	0,7928	0,0041	5,59
Верхне-Ветляинское	29	То же	-	0,9009	0,7904	0,0089	9,55
	21	Н.карбон, в. турн. п/я, В-I	-	0,8811	0,7901	0,0801	7,73
	20	В.девон, фамен. ярус + н.карбон, заволжские слои, Д-Л	-	0,8486	0,8074	0,0013	1,83
Бобровское	78	С.карбон, баш. ярус, А-4	2054-2058	0,8375	0,8022	0,0037	2,39
	254	То же	2053-2076	0,8342	0,8027	0,0026	1,83
	260	"	2076-2082	0,8280	0,8058	0,0017	1,33
	325	Н.карбон, окс. н/гор, II+III	2427-2460	0,8335	0,8118	0,0036	2,64
	253	Н.карбон, окс. н/гор., IV	2487-2498	0,8344	0,8090	0,0051	4,07
	98	Н.карбон, О-II	2520-2529	0,8393	0,8079	0,0038	3,46
Долговское	13	Н.карбон, бобр. гор., Б-2	2740-2758	0,7962	0,8215	0,0005	1,90
Баринское		С. девон, старооск. гор.	-	0,8000	0,8131	-	-
		То же	-	0,815	0,8070	-	-
Лебяжинское		"	-	0,8301	0,8042	-	-

жовская и Воядино-Шумовская зоны поднятий и ряд поднятий в южной части впадины (Игровское, Югомаш-Максимовское, Татышлинское, Орьебаш-Четырманское).

В Бирской седловине по каменноугольным отложениям также выделяются протяженные валы (с запада на восток): Базинский, Чекмагушевский, Андреевский, Ивановский и Карабаевский, — имеющие северо-западное простирание. Амплитуда наиболее крупного (100 × 30 км) Ивановского вала достигает 70 м. Менее четко по девонским отложениям прослеживаются Чекмагушевский и Карабаевский валы.

На бортовых частях Бирской седловины и Верхнекамской впадины, а также в осевой части установлено развитие карбонатных массивов верхнефаменского и турнейского возраста, представляющих собой биогермные образования или образования типа барьерных рифов в виде небольших куполовидных поднятий с амплитудой 30–90 м [Юсупов и др., 1974].

На территории Верхнекамской впадины залежи нефти установлены в кыновском и доманиковом горизонтах верхнего девона, турнейском, визейском, намюрском и башкирском ярусах, верейском, каширском и подольском горизонтах московского яруса и сакмарском ярусе нижней перми. Небольшое скопление нефти в верхнебавлинских отложениях венда открыто на Сивинской площади (рис. 3.6, вкл.).

Коллекторами нефти являются терригенные (верхний девон, нижний карбон) и карбонатные (турней, намюр, средний карбон и нижняя пермь) отложения.

Наибольшее количество залежей связано с песчаниками визейского яруса (бобриковский и тульский горизонты) и пористыми, карвернозными и трещиноватыми известняками башкирского и московского ярусов (верейский, каширский и подольский горизонты). В девонских отложениях нефтеносны песчаники кыновского, пашийского, муллинского горизонтов ряда месторождений юго-восточной части впадины (Орьебаш-Чераул, Югомаш-Максимова, Татышлы и др.).

С.П. Максимов и др. [1970] отмечают повышение плотности нефти в Верхнекамской впадине с востока на запад от 0,87–0,88 до 0,90–0,92 г/см³. Обычно это сернистые и парафинистые нефти. Исследованные нефти приведены в табл. 3.4 и 3.5.

Область юго-восточного склона Русской платформы. В краевой части Русской платформы, западнее Предуральяского краевого прогиба и в зоне сочленения трех рассмотренных крупных сводовых поднятий — Жигулевско-Оренбургского, Татарского и Пермско-Башкирского выделяется обширная (площадью до 25 тыс. км²) область нефтенакпления — юго-восточный склон Русской платформы (см. рис. 3.1). Границы этой нефтеносной области проводятся исследователями по-разному. Так, авторы последней монографии по данной провинции [Максимов и др., 1970] западную клиновидную часть склона включают в состав Татарского свода, называя ее Белебеевской вершиной. В работе Г.П. Оване-

Верхний венд	Девонская		Каменноугольная					Пермская		Система					
	Средний	Верхний	Нижний		Средний			Верхний	Нижний		Отдел				
		Живетский	Франский	Турнейский	Визейский	Намюрский	Башкирский		Московский		Асеевский	Самарский	Артисский	Кунгурский	Ярус
Верхнекамская - Русская	Пашайский	Кыновский	Сартаевский	Доманиковский	Бурегский	Аскинская	Фамгский	Турнейский	Бобряковский	Тульский	Верецкий	Каширский	Подольский	Мячковский	Горизонт, свита
У	А-II	А-I	А-I	А-I	А-I	А-I	А-Ф	Т	Б-2	А-0	В	К	А-0	А-3	Верхнекамская впадина
	А-II	А-I	А-I	А-I	А-I	А-I	А-Ф	В-1	Б-2	А-0	В	К	А-0	А-3	Бирская седловина
Коллектор															
Сивинское															
Киевское															
Юж. Киевское															
Мишкинское															
Гремихинское															
Воядинское															
Саузбашское															
Арланское															
Чераул-Орьебаш															
Тепляковское															
Бураевское															
Кузбаевское															
Четырманское															
Игровское															
Югомаш-Максимово															
Татышлинское															
Андреевское															
Менеузское															
Манчаровское															

Рис. 3.6. Схема распространения залежей нефти по разрезу в области Верхнекамской впадины и Бирской седловины

Таблица 3.14

Характеристика физико-химических свойств и состава нефтей Сургутского и Нижневартовского сводов

Месторождение	Скважина	Пласт	Глубина перфорации, м	Магнитная восприимчивость $\rightarrow \rho \cdot 10^6, 1/\text{г}$	Плотность $\rho_{20}^0, \text{г/см}^3$	Вязкость кинематическая, сСт	Сургутский свод		Содержание, %			Фракционный состав, %						
							Ванадий	Асфальтены	Смолы	Парафин	Сера	НК	До 100°	До 150°	До 200°	До 250°	До 300°	До 350°
Мамонтовское	516	БС-10	2398-2415	0,7885	0,8823	27,2	0,0078	6,76	7,8	3,19	1,6	55	5	13	20	26,5	34	-
	552	БС-10	2397-2416	0,7924	0,8794	25,7	0,0103	9,03	9,63	3,65	1,33	52	5	13	20	27,5	35	46
	537	БС-10	2401-2416	0,7948	0,8778	27,1	0,0074	6,7	8,16	-	1,54	52	-	-	-	-	-	-
	553	БС-10	2391-2404	0,7936	0,8761	25,6	0,0096	15,64 (7,98)	8,26	2,85	1,66	44	5	12	19	26,0	35	47
Западно-Сургутское	519	БС-10	2518-2552	0,7945	0,8799	29,5	0,0089	14,55	8,25	1,56	1,56	53	5	10	18	25	33	42
	148	БС-2-3	2046-2059	0,7890	0,8872	32,1	0,0133	15,33	10,33	-	1,98	48	4	10	16	22,5	30	41
	35	БС-10	2357-2362	0,7918	0,8834	49,5	0,0097	16,96	8,5	-	2,02	53	4	9,5	17	23,5	39	41,5
	273	БС-10	2288-2320	0,7929	0,8884	33,1	0,0014	6,09	8,6	3,07	1,76	75	3	9	15,5	24	31	42
Федоровское	278	БС-10	2330-2328	0,7871	0,8884	41,4	0,0095	3,06	9,22	3,5	1,9	64	3,5	8	14,5	20,5	29	38
	484	БС-10	2454	0,8007	0,8470	7,2	0,0022	3,12	4,66	3,9	1,0	40	9,5	20	30	38,5	48,5	57
	518	БС-10	2341-2369	0,7962	0,8504	8,9	0,0024	3,77	6,17	5,56	0,98	52	8	20	30	38,5	48	57
	508	БС-10	2331-2361	0,7937	0,8607	9,5	0,0029	4,20	6,7	4,8	0,74	39	9	20	29	39	49	60
Быстринское Правдинское	521	БС-10	2362-2380	0,7930	0,8583	10,8	0,0020	3,62	6,78	4,99	1,16	63,5	5	16	29	40	49	61
	519	БС-10	2317-2380	0,8027	0,8418	11,7	0,0019	3,59	6,57	4,46	0,97	32	14	25	35	42,5	52	61,5
	132	БС-1	2074-2078	0,7866	0,8821	23,7	0,0071	11,6	7,024	4,30	1,66	58	4,5	12	20	28	38	50
	426	БС-5	2322-2328,4	0,8070	0,8601	30,5	0,0012	20,00	5,54	6,78	1,02	60	4	9	18	29	37	48
Холмогорское	714	БС-6	2448-2486	0,8077	0,8441	11,3	0,0023	12,20	4,05	3,42	1,09	44	6	18	29	39	51,5	63
	712	БС-6	2467-2481	0,8051	0,8488	11,1	0,0019	9,26	3,86	3,74	0,99	48	6	15	25	34	43	52
	55	БС-6	2334-2350	0,7944	0,8495	9,8	0,0010	8,24	4,39	5,19	0,83	52	5,5	15	24	33	42,5	59
	501	БС-6	2452-2463	0,7997	0,8573	13,0	0,0020	12,36	7,02	4,79	0,98	53	5	14	23	31,5	40	50
Холмогорское	911	БС-8	2693-2702	0,8037	0,8614	19,4	0,0078	19,27	11,16	4,72	0,92	47	5,5	13	23	31	40	51
	510P	Ю	-	0,8094	0,8374	7,4	0,0009	0,91	3,93	3,55	0,76	25	7,5	17,5	27,5	38,5	50	62
Холмогорское	1	БС-10	2520-2536	0,7985	0,8654	13,5	0,0036	24,04	5,25	6,14	1,06	58	10	15,5	25,5	35,5	45,5	58
	16	БС-10	2520-2536	0,7964	0,8623	13,5	0,0031	23,7	5,25	6,14	1,06	58	10	15	25	35	45	58
Нижневартовский свод									7,8	-	1,28	48	6	16,5	26,5	35	46	56
Самотлорское	1584	A _{1,2,3}	1808-1852	0,7982	0,8561	7,7	0,0016	8,61										
Самотлорское	3343	A _{1,2,3}	-	0,7994	0,8546	-	0,0038	13,74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3515	AB _{2,3}	2005-2008	0,8002	0,8573	8,4	0,0019	8,34	6,31	4,24	0,91	46	6,5	18	28	39	49,6	63
	2151	AB _{2,3}	1832-1870	0,8007	0,8630	9,6	0,0020	7,79	5,81	3,9	0,98	70	3,5	14	25	34	46	53
	3702	AB _{2,3}	1835-1853	0,7971	0,8565	8,6	0,0020	7,81	4,8	-	1,15	45	6	17	27	39	50	59,5
Самотлорское	2060	AB _{4,5}	1877-1910	0,7914	0,8870	18,0	0,0009	14,77	7,71	2,53	1,15	49	7	17	29	39	55	70
	302	БВ-8	2211-2234	0,7921	0,8599	7,1	0,0020	5,79	5,1	3,5	0,96	49	6	17,5	29	39	50	62,5
	471	БВ-8	2166-2190	0,7973	0,8498	6,9	0,0015	4,71	4,79	-	1,13	-	-	-	-	-	-	-
	4737	БВ-8	2115-2160	0,8000	0,8535	6,7	0,0013	5,06	4,4	3,59	0,9	62	5	18	29	40	51	65
Ветинское	40	БВ-8	2172-2182	0,8006	0,8457	5,2	0,0009	3,67	3,62	3,22	0,92	46	10	24	37	48	59	70
	48	БВ-8	2164-2173	0,7929	0,8596	5,9	0,0012	4,49	3,8	2,68	1,08	50	13	25	36	47	58	71
	22	БВ-10	2306-2326	0,8000	0,8458	5,6	0,0011	5,08	4,60	3,68	0,87	52	12	23	34	45	56	68
	36	БВ-10	2156-2171	0,8043	0,8418	5,5	0,0014	4,17	3,54	4,58	0,85	55	9,5	25	34,5	45	55	68
Мегйонское	509	БВ-8	2127-2144	0,8010	0,8464	6,1	0,0014	7,51	3,74	3,28	1,16	44	7	18	29	39	50	62
	559	БВ-8	2221-2234	0,8063	0,8409	5,9	0,0020	7,47	3,42	2,7	1,13	39	8	19	30,5	39,5	55,5	60,5
	589	БВ-8	2122-2142	0,8074	0,8389	5,7	0,0014	7,39	3,31	2,12	1,17	37	8	18,5	29,5	39	50	60
	99	БВ-6	Не отр.	0,8000	0,8325	4,6	0,0076	2,81	5,61	2,81	0,78	40	9,5	21,5	33,6	43,5	55	65
Аганское	326	-	2312-2333	0,8052	0,8452	5,9	0,0014	3,94	4,61	3,28	0,97	41	8	19	30	40	52	64
	324	БВ-9, БВ-8	2318-2338	0,8000	0,8461	5,9	0,0020	6,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	97	БВ-10	2482-2483	0,8070	0,8300	4,5	0,0022	3,53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	99b	БВ-10	2248-2264	0,8053	0,8364	3,8	0,0006	2,94	2,92	1,58	1,02	46	7,5	20,5	34	45,5	56,5	67,6
Мало-Черногорское	152	БВ-10-1	2530-2548	0,8034	0,8271	3,3	0,0007	2,91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вань-Еганское	101	БВ-10-1	2606-2613	0,8117	0,8292	4,6	0,0002	3,82	1,92	-	0,61	43	16	32	44	57	68	78
	11	БВ-7	2068-2073	0,8153	0,8294	4,8	0,0001	1,63	2,81	4,61	0,40	32	8	20	30	39,5	51	62
	P-21	БВ-8	2080-2086	0,8007	0,8288	4,9	0,0004	5,45	5,41	3,59	0,43	32	15,5	27,5	35,5	45,5	58	71
	102	БВ-9	2175-2179	0,8171	0,8021	2,5	0,0002	9,68	5,31	5,16	0,46	42	11,1	24	34	44	54	64,5
Махпайское Солкинское	P-11	БВ-10	2241-2253	0,8103	0,8112	4,2	0,0001	1,17	-	3,1	-	35	16,5	32	43	52,5	61,5	71
	35	Ю-1	2714-2757	0,8134	0,8084	1,9	0,0016	1,20	4,30	4,66	0,50	40	14	29,5	46	57,5	69	71
	761	БВ-8	2091-2149	0,7958	0,8519	6,6	0,0016	0,55	1,35	3,55	0,36	38	19	40	52	62	73	84
	554	АВ-8	1947-1952	0,7835	0,8842	24,9	0,0013	5,14	6,0	2,59	0,82	45	8,5	20	28,5	45,5	57	63
Махпайское Солкинское	1230	БВ-1	2104-2113	0,7887	0,8815	30,2	0,0075	23,64	10,56	3,57	1,64	57	4	11,5	18	26	34	41,5
	1060	БВ-1	2413-2424	0,7954	0,8760	26,6	0,0098	11,34	10,51	4,35	1,48	40	6,5	15	20	27,5	36,5	45
	1050	БВ-1	2147-2154	0,7938	0,8742	25,7	-	-	8,18	4	1,36	52	4	11	17,5	25	35	41
	1030	БВ-1	2404-2409	0,7926	0,8766	26,3	0,0091	14,27	11,16	4	1,46	60	5	9,5	18,5	27,5	38	50
	1285	БВ-1	2135-2146	0,7946	0,8764	24,4	0,0015	14,26	9,20	-	1,5	51	4,5	10	18	26	35	45,5
	1215	БВ-10	2231-2239	0,7901	0,7901	27,1	0,0079	15,29	7,21	4,2	1,5	66	3	13	20	28	38	49

Таблица 3.4

Верхнекамская владина

Месторождение	Скважина	Продуктивный горизонт	Глубина перфорации, м	Плотность нефти $\rho_{20}^0, \text{ г/см}^3$	Магнитная восприимчивость $-\chi_{\rho} \cdot 10^6, \text{ г}$	Содержание, %	
						V	ω
Сивинское	1	В. венд., верхнекаировская свита	2788-2800	0,955	-	-	7,33
Гремихинское	113	С. карбон, баш. ярус	1064-1123	0,9156	0,7840	0,0284	7,97
Мишкинское	1606	Н. карбон, бобр. + тульск. гор., Тл-1-Бб-2	1444-1455	0,9023	0,7885	0,0143	9,09
	1413	Н. карбон, турн. ярус, чер. гор.	1516-1533	0,9252	0,7645	0,0202	10,7
Киенгопское	688	С. карбон, баш. ярус	1243-1260	0,8910	0,7893	0,0080	8,42
	493	То же	1229-1245	0,8749	0,7944	0,0084	11,2
	365	"		0,8964	0,7884	0,0078	7,81
Южно-Киенгопское	340	Н. карбон, яснопол. н/гор.	1426-1457	0,8698	0,8011	0,0014	2,03
Воядинское	1799	С. карбон, верейск. гор.	1032-1038	0,8830	0,7863	0,0041	6,03
	1710	Н. карбон, бобр. гор. VI	1393-1392	0,9131	0,7790	-	-

Таблица 3.4 (окончание)

Месторождение	Скважина	Продуктивный горизонт	Глубина перфорации, м	Плотность нефти ρ_{20° , г/см ³	Магнитная восприимчивость $\chi_\rho \cdot 10^6$, 1/Г	Содержание, %	
						V	ω
Саузбашское	2638	Н.карбон, тульск. гор., I	1290-1297	0,8942	0,7824	0,0125	4,90
	2659	То же	1272-1276	0,8950	0,7830	0,0167	7,65
	2278	Н.карбон, тульск. гор., IV	1265-1278	0,8950	0,7823	0,0167	7,16
Игровское	2225	С.+н.карбон, верейск.+ бобр. гор.	1052-1058	0,8821	0,7802	0,0028	4,58
	656-а	С.+н.карбон, верейск.+ бобр.+ баш. гор.	1109-1129	0,8782	0,7778	0,0243	4,14
Югомаш-Максимова	847	Н.карбон, тульск. гор., II	1411-1420	0,8951	0,7854	0,0068	5,65
	2224	Н.карбон, бобр. гор.	1396-1400	0,9070	0,7793	0,0086	4,90
	2221	Н.карбон, бобр. гор., VI	1366-1370	0,9120	0,7752	0,0092	6,50
	600	То же	1367-1379	0,9081	0,7821	0,0090	4,26
	2223	Н.карбон, турн. ярус	1392-1408	0,9222	0,7698	0,0105	-
	1472	С.карбон, кашир. гор.	1061-1067	0,9022	0,7793	0,0064	5,32
	2520	С.карбон, верейск. гор.	1037-1041	0,9043	0,7810	0,0065	5,17
	1496	То же	1014-1020	0,9200	0,7792	0,0027	2,98
	1482	"	1058-1067	0,8850	0,7850	0,0029	4,17
	2555	С. карбон, баш. ярус	1088-1101	0,9054	0,7740	0,0090	7,15
	1425	То же	1038-1053	0,9054	0,7831	0,0068	5,62
	56	"	1025-1035	0,8965	0,7842	0,0058	5,95
	2545	Н.карбон, тульск. гор., II	1378-1382	0,9080	0,7790	0,0077	5,48
	2538	Н.карбон, бобр. гор., VI	1336-1344	0,9013	0,7830	-	-
	Татышлинское	2518	То же	1397-1406	0,9273	0,7741	0,0113
1398		"	1391-1394	0,9080	0,7823	0,0067	5,8
1352		В.девон, паш. гор.	1960-1968	0,9070	0,7814	0,0083	4,0
9		В.девон, паш. гор., Д-I	1988-1992	0,8921	0,7860	0,0058	9,12
1677		Н.карбон, бобр. гор.	1428-1438	0,9162	0,7712	0,0088	6,25
1607		То же	1399-1401	0,9073	0,7791	0,0111	9,55
1577		"	1380-1395	0,9140	0,7731	0,0104	4,36
1576		"	1382-1384	0,9130	0,7771	0,0097	3,74
1574		"	1392-1393	0,9200	0,7732	0,0127	6,64
1570		"	1343-1354	0,9063	0,7793	0,0118	6,29
1604		Н.карбон, турн. ярус	1454-1466	0,9235	0,7730	0,0125	6,12
Чераул-Орьебаш	1603	То же	1406-1424	0,9210	0,7744	0,0129	6,17
	1678	"	1344-1367	0,8980	0,7855	0,0085	4,87
	1505	В.девон, паш. гор., Д-I	1974-1982	0,9044	0,7800	0,0053	4,85
	179	С.карбон, баш. ярус	1024-1055	0,8771	0,7930	0,0030	4,04
	193	Н.карбон, бобр. гор.	1368-1366	0,9073	0,7771	-	-
	202	То же	1274-1304	0,9072	0,7800	0,0062	4,90
	20	"	1406-1408	0,9021	0,7831	0,0119	-
	7	В.девон, паш. +кынов. гор.	1928-1936	0,8970	0,7892	0,008	2,12
	62	С.карбон, верейск. гор.	928-945	0,8900	0,7832	0,0048	7,36
	62	С.карбон, баш. ярус	968-952	0,9321	0,7702	0,0129	1,09
Четырманское	2017	С.карбон, верейск. гор.	1014-1021	0,8824	0,7860	0,0034	4,44
	947а	С.карбон, баш. ярус	1022-1042	0,8945	0,7820	0,0003	0,449
	2058	Н.карбон, тульск. гор., II	1403-1408	0,9096	0,7733	0,0087	5,71
	2174	Н.карбон, бобр. гор., VI	1364-1382	0,9810	0,7340	-	-
	8	В.девон, паш. гор., Д-I	1984-1994	0,9050	0,7800	0,0067	1,02

Таблица 3.5
Бирская седловина

Месторождение, площадь	Скважина	Продуктивный горизонт	Глубина перфорации, м	Плотность нефти ρ_{20} , г/см ³	Магнитная восприимчивость $-\chi \cdot 10^6$, л/г	Содержание, %		
						V	ω	
Арланское Ашитская	1470	С.карбон, кашир. гор.	797-817	0,8750	0,7890	0,0037	5,48	
	24	Н.карбон, тульск. гор.	1272-1282	0,8861	0,7900	0,0095	4,90	
Шариповская	3	Н.карбон, бобр. гор., II, VI	1250-1257	0,8922	0,7851	-	-	
	391	Н.карбон, турн. ярус	1217-1262	0,8852	0,7951	0,0095	3,67	
	4113	Н.карбон, тульск. гор., II	1226	0,8860	0,7932	0,0114	5,60	
	3404	То же	1241	0,8873	0,7942	0,0089	4,58	
	3049	"	1245	0,8830	0,7880	0,0089	4,28	
	4233	"	1251	0,8930	0,7930	0,0132	8,21	
	3050	"	1254	0,8863	0,7891	0,0091	4,25	
	4412	"	1259	0,8890	0,7921	0,0105	6,07	
	4766	"	1265	0,8890	0,7931	0,0105	6,52	
	4136	"	1316	0,8960	0,7943	0,0030	7,40	
	5197	"	1342	0,8983	0,7880	0,0156	8,80	
	4026	V	1239	0,8960	0,7900	0,0130	6,30	
	4424	V	1301	0,8900	0,7940	0,0105	4,85	
	4472	V	1356	0,8943	0,7911	0,0102	5,00	
	4089	Н.карбон, бобр.гор., VI	1280	0,8890	0,7931	0,0111	5,25	
3415	То же	1297	0,8954	0,7890	0,0152	7,45		
3451	"	1342	0,8950	0,7841	0,0100	5,34		
4218	"	1344	0,8951	0,7850	-	-		
Ново-Хазинская	4759	Н.карбон, тульск. гор., II	1201	0,8920	0,7900	-	-	
	3542	То же	1205	0,8900	0,7920	0,0117	6,20	
	3730	"	1214	0,8921	0,7871	0,0109	6,55	
	3323	Н.карбон, бобр. гор., VI	1212-1219	0,8931	0,7782	0,0105	5,28	
	5013	То же	1238	0,9090	0,7772	0,0111	5,93	
	3587	"	1220	0,8973	0,7812	0,0123	4,58	
	5213	"	1281	0,8900	0,7871	0,01	5,83	
	Юсуповская	3788	Н.карбон, тульск. гор., II	1237	0,8901	0,7831	0,0096	5,33
		5074	Н.карбон, тульск. гор., V	1213-1230	0,8920	0,7851	0,011	4,60
		3941	Н.карбон, тульск. гор., V+VI	1296	0,8950	0,7822	0,0125	5,44
3956		То же	1266	0,8981	0,7800	0,0129	5,94	
435		Н.карбон, бобр. гор.	1165-1169					
			1180-1182	0,9033	0,7801	0,0118	5,57	
482		То же	1187-1195					
			1174-1179	0,8901	0,7851	0,0082	4,80	
92		"	1196-2006	0,9093	0,7781	0,0137	6,12	
450		"	1209-1226	0,9020	0,7823	0,0120	5,17	
580		"	1236-1248	0,9010	0,7821	0,0120	5,20	
89		"	1170-1176	0,8971	0,7841	0,0101	4,46	
118		"	1194-1197	0,8931	0,7861	0,0111	5,35	
502		"	1204-1216	0,8900	0,7881	0,0080	4,13	
3962		"	1212-1244	0,8941	0,7841	0,0144	5,76	
5148	"	1227	0,9010	0,7840	0,0134	5,60		
3085	"	1252	0,8991	0,7821	0,0135	5,13		
3970	"	1254	0,8910	0,7874	0,0123	4,81		
Кузбаевское	6036	Н.карбон, турн.ярус	1253-1284	0,9111	0,7815	0,0114	5,44	
	13	С.карбон, баш. ярус	972-982					
			990-998	0,8810	0,7876	0,0025	4,04	
			1003-1016	0,8700	0,7902	-	-	
	477	Н.карбон, бобр. гор.	1343-1351	0,8981	0,7830	0,0083	6,41	

Таблица 3.5 (окончание)

Месторождение, площадь	Сква- жина	Продуктивный горизонт	Глубина пер- форации, м	Плот- ность нефти ρ_{20} , г/см ³	Магнит- ная вос- прим- чивость $-\chi_{\rho} \cdot 10^6$, л/г	Содержание, %	
						V	ω
Бураевское	72	С. карбон, верейск. гор.	914-918	0,8923	0,7800	0,0033	5,80
	72	То же	941-948	0,8964	0,7761	0,0047	8,31
	72	"	901-907	0,8972	0,7771	0,0038	5,42
	2917	Н. карбон, бобр. гор.	1368-1374	0,9003	0,7842	0,0069	4,44
Андреевское	1139	То же	1299-1313	0,9070	0,7841	0,0159	5,01
	1129	"	1332-1351	0,9065	0,7822	0,0119	4,27
Менеузское	1088	"	1283-1285	0,9020	0,7792	0,0173	5,51
	1046	"	1300-1312	0,8980	0,7833	0,0142	4,43
	999	"	1301-1310	0,8981	0,7821	0,0143	6,00
	1067	Н. карбон, турн. ярус	1301-1312	0,9323	0,7674	0,030	6,44
Манчаровское							
Манчаровская	541	Н. карбон, бобр. гор.	1309-1314	0,9222	0,7711	0,0191	5,90
	68	То же	1319-1328	0,9040	0,7771	0,0129	4,10
	547	Н. карбон, турн. ярус	1344-1398	0,9000	0,7820	-	3,51
	431	То же	1393-1407	0,9081	0,7740	0,0156	5,81
Игеметовская	196	Н. карбон, бобр. гор.	1302-1313				
			1317-1328	0,9311	0,7671	0,0184	5,12
Абдуллинская	325	То же	1283-1307	0,9010	0,7800	0,0117	5,10
Крещено-Буляк- ская	144	"	1327-1333	0,9031	0,7813	0,0153	5,21
Яркевская	385	"	1265-1268	0,8990	0,7834	0,0124	4,70
Тамьяновская	524	Н. карбон, турн. ярус	1389-1422	0,8750	0,8030	-	4,90

сова [1962], Б.М. Юсупова и др. (1974) доказываются необоснованность выделения такой самостоятельной крупной структурной единицы, как Белебеевская вершина Татарского свода, поскольку на этой территории кристаллический фундамент глубоко погружен (до абсолютной глубины 5 км), погребен бавлинскими отложениями и не образует обособленной вершины, кроме мысовидного выступа.

К востоку и юго-востоку от Татарского свода фундамент испытывает общее региональное погружение от 2 до 7–9 км. Погружение происходит не плавно, а ступенчато, сопровождаясь крупными разломами субмеридионального и субширотного простирания (Туймазинско-Бавлинский, Каргалинский, Шкаповский, Сидоровский, Сергеевский, Уразметовско-Уршакский и др.). Крайним восточным является шовный разлом, отделяющий Предуральский краевой прогиб от типично платформенных структур. Эта глубокая древняя впадина заполнена бавлинскими отложениями, мощность которых увеличивается от нескольких десятков метров на западе до 5–7 км на востоке. По размытой поверхности бавлинских отложений рельеф фундамента не проявляется, но общее региональное погружение бавлинских слоев остается такое же, что и у поверхности фундамента.

Характерным для области являются проникновение разломов фундамента в осадочную толщу до кровли кыновского горизонта верхнего девона и формирование узких грабенообразных прогибов и приразломных валов. На фоне пологого юго-восточного склона выявлены Сергеевско-Хомутовский, Бекетово-Тавтимановский и Загорский валы с грабенообразными прогибами по их западным крыльям. По бавлинским, девонским, каменноугольным отложениям валы вырисовываются в виде удлиненных, воздымающихся к северо-востоку структурных носов юго-западного простирания, плоских локальных поднятий и террас, с запада ограниченных неглубокими узкими локальными прогибами.

Формирование Сергеевско-Хомутовского и других грабенообразных прогибов связано с дизъюнктивными дислокациями, происшедшими в предкыновское время. В кыновское время дно прогибов продолжало опускаться и заполняться тонкими терригенными породами, что предопределило увеличение в несколько раз мощности кыновско-пашийских отложений в грабене относительно прилегающих к ним зон.

Приразломные структуры и литологические экраны на склоне платформы играют роль ловушек нефти, главным образом в терригенных отложениях девона. Но нередко скопления нефти в карбоне также оказываются приуроченными к локальным поднятиям этих валов. Эти неглубокие грабены почти выравнены кыновскими и более молодыми отложениями.

Структурный план юго-восточной части платформы по тульскому и верейскому горизонтам карбона отображает строение нижележащих горизонтов, но в более сглаженной форме.

Тектоническое строение пермских отложений, особенно верхнепермских, совершенно отличается от структуры глубоких горизон-

Д Е В О Н С К А Я				К а м е н н о у г о л ь н а я				П Е Р М С К А Я	С И С Т Е М А
С Р Е Д Н И Й		В Е Р Х Н И Й		Н и ж н и й		С Р Е Д Н И Й		Н и ж н и й	О Т Д Е Л
Зябелдский	Живетский	Франский	Фаменский	Турнейский	Вязейский	Намюрский	Башкирский	Московский	Я р у с
Бийский	Старо-оскардский	Муллинские	Мендымск + Дюдань	Кыновский	Бобринковский	Тулбский			Г о р и з о н т, с а д и
Талатинский А-IV	А-IV	А-II	А-I	А-К	В-1	Б-1			П л а с т
									К о л л е к т о р
									С т а х а н о в с к о е
									Л е о н и д о в с к о е
									С е р а ф и м о в с к о е
									К о н с т а н т и н о в с к о е
									А б д у л о в с к о е
									Т р о и ц к о е
									С у л и н с к о е
									С у к к у л о в с к о е
									И с м а г л о в с к о е
									К а р а м а л ы - Г у б е е в с к о е
									Б е л е в е е в с к о е
									З н а м е н с к о е
									Ш к а п о в с к о е
									Х о м у т о в о - В о з н е с е н с к о е
									С а т а е в с к о е
									Б у з о в ь я з о в с к о е
									Б е к е т о в с к о е
									Р о ж д е с т в е н с к о е
									В о л к о в с к о е
									С е р г е е в с к о е
									Н о р м а ш с к о е
									Т а в т и м а н о в с к о е
									К а р м а с к а л и н с к о е

Рис. 3.7. Схема распространения залежей нефти по разрезу в области юго-восточного склона Русской платформы

тов палеозоя тем, что склон платформы как таковой не проявляет себя. Характерной особенностью региональной структуры верхнепермских образований юго-восточного склона платформы, принципиально отличающей ее от структуры более нижних горизонтов палеозоя, является общий слабый наклон комплекса верхнепермских отложений в западном и северо-западном направлениях.

На юго-восточном склоне платформы промышленно нефтеносны отложения терригенной толщи девона и нижнего карбона, карбонатные отложения среднего и верхнего девона, нижнего и среднего карбона, а на отдельных участках и нижней перми (рис. 3.7).

Залежи нефти приурочены как к одиночным структурным поднятиям (Серафимово-Балтаевский вал, Шкаповское, Белебеевское, Знаменское, Стахановское поднятия), так и к приразломным валам Хомутовско-Сергеевского и Уршак-Тавтимановского типов, сопряженным с грабенообразными прогибами в верхнедевонских отложениях. На размещение залежей на Хомутовско-Сергеевском валу, как и на всем юго-восточном крае платформы, большое влияние оказывает литологический фактор [Драгунский и др., 1973].

В формировании структуры данной территории немаловажную роль играл и седиментационный фактор: в компенсировании прогибов и образовании структур уплотнения непосредственно на тектонических валах, в развитии верхнедевонских рифовых массивов, а также структур облекания над ними. В связи с этим в строении области существенная роль принадлежит Актаньш-Чишминскому некомпенсированному прогибу Камско-Кинельской системы дислокаций, который отчетливо проявляется здесь в отложениях верхнего девона (фаменский ярус) и нижнего карбона.

Физико-химические свойства и состав нефтей области характеризуются значительным разнообразием по стратиграфическому разрезу отложений и территориально. Наиболее легкие и лучшего качества нефти залегают в продуктивном пласте Д-IV среднего девона в крайних западных месторождениях (Шкаповское, Аксаковское, Леонидовское). Плотность нефти здесь 0,821-0,834 г/см³, содержание серы 0,6-0,9%, асфальтенов и смол 5,3-7,9%, выход легких фракций (до 300°C) 47-52%. Юго-западнее названных пунктов на южном окончании Хомутовско-Сергеевского вала нефть этого же пласта несколько утяжеляется, осерняется и осмоляется ($\rho = 0,859-0,868$ г/см³, серы 1,35%, смол и асфальтенов 11%, выход легких фракций 46-47%).

Свойства нефтей пласта Д-I пашийского горизонта изменяются в таком же направлении, как и нижнего пласта Д-IV: в западных месторождениях плотность 0,839-0,854 г/см³, в Хомутовско-Вознесенском 0,876 г/см³, серы соответственно 1,4-1,8%, 1,8-1,9%. Нефть этого пласта в северо-восточном направлении вдоль Хомутовско-Сергеевского вала по мере погружения пласта становится заметно более тяжелой ($\rho = 0,851-0,874$ г/см³) и более сернистой (от 1,6 до 2,2%). На восточных Тавтимановском и Загорском валах нефти пласта Д-I такие же тяжелые и сернистые,

как и на Сергеевском и Благовещенском месторождениях. Характеристика свойств и результаты исследования магнитных свойств даны в табл. 3.6.

Область Мелекесской и Серноводско-Абдулинской впадин. Татарский, Токмовский и Жигулевско-Оренбургский своды отделяются друг от друга Мелекесской и Серноводско-Абдулинской впадинами (см. рис. 3.1). Наиболее обширную территорию занимает Мелекесская впадина изометрической формы. Серноводско-Абдулинская впадина представляет собой узкую и короткую грабенообразную форму, ограниченную с севера и юга Серафимовско-Байтуганским и Большекинельским разломами в кристаллическом фундаменте. Серноводско-Абдулинская впадина полностью выполнена бавлинскими отложениями, с востока на запад она суживается и мелеет, о чем свидетельствуют постепенное сокращение мощности (от 4500 до 250 м) и ограничение полосы распространения бавлинских осадков в этом направлении от 45 до 5 км шириной [Юсупов и др., 1974]. В результате последующей тектонической инверсии возникло структурное несоответствие между рельефами фундамента и поверхности бавлинских образований. В вышележащих комплексах отложений эта впадина не находит отражения.

Мелекесская впадина, судя по результатам бурения, также имеет авлакогенную природу [Максимов и др., 1970; Юсупов и др., 1974]. Наиболее глубокая ее часть выявлена у южных границ с относительно крутым западным бортом. Общая глубина впадины по фундаменту достигает 400 м.

В палеозойских отложениях впадина выполаживается от 300 м в девонских до 150 м в пермских отложениях. По нижнекаменноугольным отложениям на центральную часть впадины накладывается Усть-Черемшанская ветвь Камско-Кинельской системы прогибов.

Северо-восточный борт впадины осложнен различными структурами - Пичкаско-Бугровским валом, Нурлатской, Вишнево-Полянкой и Аканской структурными террасами.

По общности формирования Мелекесской и Серноводско-Абдулинской впадин, геологического строения и особенностям нефтегазоаккумуляции их обычно объединяют в единую нефтегазоносную область [Бакиров, 1973; Максимов и др., 1970; Рябухин и др., 1969]. Мы также рассматриваем эту территорию как единую область нефтегазоаккумуляции, но в отличие от С.П. Максимова и др. [1970] крайние юго-восточные месторождения (зона Пономаревско-Хомутовских месторождений) включаются нами не в область впадины, а в область юго-восточного склона платформы, поскольку условия формирования структур и характер нефтеносности этого района различны.

В Мелекесской впадине нефтяные месторождения известны только на юго-восточном борту в нижне- и среднекаменноугольных отложениях. Южный борт Серноводско-Абдулинской впадины нефтеносен по верхнему девону, нижнему и среднему карбону. На юго-восточном борту нефтеносны отложения верхнего девона, нижнего и

Таблица 3.6

Юго-восточный склон

Месторождение	Скважина	Продуктивный горизонт	Глубина перфорации, м	Плотность нефти ρ_{20}° , г/см ³	Магнитная восприимчивость $-X_p \cdot 10^6$, л/г	Содержание, %	
						V	ω
Стахановское	14	Н. карбон, бобр. гор.	1241-1244	0,8911	0,7821	0,0076	4,27
	39	Н. карбон, турн. ярус	1282-1292	0,8880	0,7922	0,0074	5,35
Леонидовское	268	Н. карбон, бобр. гор.	1270-1272	0,8570	0,7963	0,0023	3,31
	799	То же	1244-1246	0,8911	0,7880	0,0067	4,46
	357	"	1340-1342	0,9151	0,7834	0,0158	5,17
	523	"	1375-1377	0,9132	0,7790	0,0148	5,91
	282	В. девон, фамен. ярус	1425-1438	0,9232	0,7710	-	-
	256	В. девон, паш. гор., Д-I	1762-1765	0,8562	0,7994	0,0023	3,78
	327	То же	1830-1835	0,8550	0,8033	0,0034	6,49
	379	С. девон, старооск. гор., Д-II	1723-1724	0,8271	0,8221	0,0096	2,12
	424	С. девон, старооск. гор., Д-III	1907-1909	0,8361	0,8052	0,0004	2,76
	522	То же	1900-1903	0,8331	0,8082	-	0,319
211	С. девон, старооск. гор., Д-IV	1820-1822	0,8330	0,8130	0,0005	2,41	
513	То же	1933-1935	0,8303	0,8141	-	-	

Таблица 3.6 (продолжение)

Месторождение	Скважина	Продуктивный горизонт	Глубина перфорации, м	Плотность нефти ρ_{20} , г/см ³	Магнитная восприимчивость $-\chi \cdot 10^6$, 1/Г	Содержание, %	
						V	ω
Серафимовское	110	В. девон, паш. гор., Д-I	1740-1755	0,8483	0,8021	0,0023	4,01
	190	То же	1745-1753	0,8490	0,8021	-	-
	4	С. девон, старооск. гор., Д-II	1745-1758	0,8584	0,8000	-	-
	277	С. девон, старооск. гор., Д-III	1990-2133	0,8881	0,7791	0,0031	7,30
	189	С. девон, старооск. гор., Д-IV	1764-1767	0,8711	0,7962	0,0022	11,5
Константиновское	600	В. девон, кынов. гор., Д-K	1673-1690	0,8280	0,8093	0,0015	4,37
	168	В. девон, паш. гор., Д-I	1708-1722	0,8441	0,8040	0,0009	4,74
	170	То же	1700-1706	0,8481	0,8033	0,0014	3,51
	238	"	1667-1675	0,8621	0,7954	0,0018	3,52
	171	В. девон + с. девон, старооск. + паш. гор., Д-I + Д-II	1692-1726	0,8390	0,8000	0,0007	2,85
	591	То же	-	0,8391	0,8001	0,0005	2,51
	163	С. девон, муллин. сл., Д-II	1699-1705	0,8410	0,8091	-	-
Троицкое	251	С. девон, муллин. сл., Д-II	1672-1710	0,8471	0,7973	0,0008	3,00
	293	С. девон, старооск. гор., Д-IV	1754-1760	0,8293	0,8051	0,0004	1,78
	558	В. девон, паш. гор., Д-I	1834-1848	0,8301	0,8041	-	-
	37	То же	-	0,8471	0,8032	0,0011	3,38
	495	С. девон, муллин. сл., Д-II	1803-1806	0,8401	0,8021	0,0010	3,00
		588	То же	1812-1816	0,8291	0,8031	0,0005
	597	С. девон, муллин. сл.	1923-1926	0,8401	0,8082	0,0081	6,13
	941	То же	-	0,8320	0,8091	0,0004	1,21
Суллинское	598	"	1916-1920	0,8341	0,8111	0,0007	4,92
	10	Н. карбон, турн. ярус	1375-1383	0,8913	0,7893	0,0036	5,92
	40	В. девон, фамен. ярус	-	0,9021	0,7841	0,0024	4,25
Суккуловское	594	С. девон, старооск. гор., Д-IV	1864-1867	0,8291	0,8111	-	1,81
Исмагиловское	79	Н. карбон, турн. ярус	1427-1435	0,9211	0,7740	0,0127	4,96
	76	Н. карбон, турн. ярус + бобр. гор.	1443-1472	0,8972	0,7891	0,0073	4,19
	56	В. девон, кынов. гор., Д-K	1925-1930	0,8971	0,7831	0,0072	6,42
Карамалы-Губеевское	56	В. девон, кынов. гор.	1925-1930	0,8970	0,7841	-	-
	47	В. девон, в. фамен. п./я.	1531-1550	0,8933	0,7910	0,0052	3,91
	74	В. девон, кынов. гор., Д-I	1827-1880	0,8681	0,7931	0,0025	5,95
Белебеевское	62	С. девон, муллин. сл., Д-II	1902-1906	0,8261	0,8101	0,0086	5,71
	33	В. девон, паш. гор.	1968-1972	0,8751	0,7913	0,0034	5,47
	108	С. девон, старооск. гор., Д-IV	2065-2066	0,8213	0,8112	0,0004	1,87
Знаменское	114	Н. карбон, бобр. гор.	1542-1548	0,9091	0,7791	0,0149	4,00
	27	Н. карбон, турн. ярус	1529-1535	0,8751	0,7923	0,0052	4,81
Шкаповское	2	Н. карбон, бобр. гор.	1476-1479	0,9290	0,7761	-	-
	51	В. девон, паш. гор., Д-I	1976-2060	0,8251	0,8090	-	1,48
	561	То же	1950-2024	0,8660	0,7961	0,0022	4,15
	568	"	1969-1981	0,8644	0,8023	0,0030	4,65
	569	"	1956-2039	0,8665	0,8001	0,0042	5,12
	262	С. девон, старооск. гор., Д-IV	2005-2089	0,8211	0,8124	0,0002	2,25

Таблица 3.6 (окончание)

Месторождение	Скважина	Продуктивный горизонт	Глубина перфорации, м	Плотность нефти ρ_{20} , г/см ³	Магнитная восприимчивость $-\chi_{\rho} \cdot 10^6$, л/г	Содержание, %	
						V	ω
Шкаповское	499	То же	2090-2093	0,8303	0,8095	0,0003	1,19
	446	С.девон, бийск. гор.	2012-2104	0,8304	0,8101	-	-
Хомутовское	139	С.девон, старооск. гор., Д-IV	2315-2319	0,8694	0,7951	0,0018	4,22
Вознесенское	74	В.девон, паш. гор., Д-I	2145-2148	0,8611	0,7946	0,0020	5,81
	103	С.девон, старооск. гор.	2259-2273	0,8561	0,8012	0,0015	2,33
	151	С.девон, старооск. гор., Д-IV	2232-2241	0,8543	0,7981	0,0029	8,93
Сатаевское	17	В.девон, паш. гор., Д-I	2051-2058	0,8591	0,7962	0,0019	3,91
	32	С.девон, старооск. гор., Д-IV	2124-2127	0,8640	0,7981	0,0016	5,51
Раевское	10	В.девон, паш. гор., Д-I	1991-1997	0,8921	0,7863	0,0069	4,08
Бузовьязовское	112	Н.карбон, турн. ярус	2201-2229	0,9151	0,7781	0,0118	5,40
	111	В.девон, менд. + доман. гор.	2512-2578	0,9060	0,7861	0,8080	3,37
Бекетовское	90	В.девон, кынов. + паш. гор.	2324-2329	0,9044	0,7700	0,0072	8,24
	60	Н.карбон, турн. ярус	1925-1957	0,9015	0,7873	0,0041	5,04
	73	В.девон, кынов. + паш. гор.	2256-2260	0,9321	0,7761	0,0092	6,45
	60	В.девон, кынов. + паш. гор.	2273-2302	0,8991	0,7833	0,0079	5,25
Рождественское	22	То же	2054-2069	0,8913	0,7901	0,0021	7,70
Волковское	55	Н.карбон, турн. ярус.	1501-1527	0,8781	0,7924	-	-
Сергеевское	509	Н.карбон, бобр. гор.	1807-1814	0,8601	0,8135	0,0041	2,41
	511	То же	1780-1818	0,8621	0,8016	0,0088	3,70
	766	"	1767-1769	0,8640	0,7911	0,0141	3,01
	62	Н.карбон, турн. ярус	1823-1831	0,9164	0,7771	-	-
	13	То же	1868-1889	0,8745	0,7960	0,0043	4,83
	402	В.девон, фамен. ярус	2132-2164	0,8676	0,7991	0,0033	1,81
	91	В.девон, кынов. гор.	2090-2101	0,8781	0,7964	0,0070	2,10
	299	То же	2168-2176	0,8651	0,7985	0,0016	2,38
	582	"	2093-2108	0,8700	0,7991	0,0054	2,43
	440	"	2073-2081	0,8921	0,7881	0,0157	4,11
	16	"	2159-2165	0,8613	0,8050	0,0036	2,00
	595	В.девон, кынов. + паш. гор.	2080-2096	0,8711	0,7981	0,0054	3,12
	30	В.девон, паш. гор., Д-I	2015-2184	0,8680	0,7961	0,0028	2,34
	420	То же	2062-2077	0,9111	0,7810	0,0158	3,44
	419	"	2069-2072	0,9073	0,7774	0,0142	3,33
	436	"	2069-2099	0,8991	0,7813	0,0133	3,22
	58	"	2098-2108	0,8801	0,7926	0,0064	4,42
738	В.девон + с., Д-I + Д-II	2069-2102	0,8851	0,7911	0,008	2,83	
Юрмашское	3064	Н.пермь, кунгур, ярус	383-397	0,9053	0,7908	0,0099	3,59
	3009	То же	389	0,9121	0,7771	0,0042	2,88
Тавтимановское	74	Н.карбон, турн. ярус	1938-1977	0,8963	0,7933	0,0046	4,05
	23	То же	1989-2067	0,9101	0,7811	0,0042	6,04
Кармаскалинское	123 В	В.девон, аскын. + менд. гор.	2432-2512	0,9020	0,7871	0,0112	-
	123	В.девон, кынов. + паш. гор.	2518-2516	0,8751	0,7920	0,0027	-

ДЕВОНСКАЯ				КАМЕННОУГОЛЬНАЯ						ПЕРМСКАЯ			СИСТЕМА		
СРЕДНИЙ		ВЕРХНИЙ		НИЖНИЙ			СРЕДНИЙ			ВЕРХНИЙ	НИЖНИЙ		ВЕРХНИЙ	ОТДЕЛ	
Звездальский	Живетский	ФРАНСКИЙ		Фламенский	Туренский	ВИЗЕЙСКИЙ			Башкирский	МОСКОВСКИЙ			Казанский	Ярус	
Куплевский	Бийский	Афонинский	Богородицкое	Ардатовское	Пашинский	Куплевский	Дугетский	Турковский	Турковский	Турковский	Турковский	Турковский	Турковский	Калининский	Горизонт, слои
					А-I	А-II	А-0	В-1	В-2	А-4	А-3	А-2	А-1	А-1	КС
[Stratigraphic column with various patterns representing geological layers]															
КОЛЛЕКТОР															
НУРАТСКОЕ															
БАЙТУГАНСКОЕ															
КАЛИНОВСКОЕ															
КРАСНОЯРСКОЕ															
СЕВЕРО-КРАСНОЯРСКОЕ															
ЗАГАЯДИНСКОЕ															
СУЛТАНГУЛОВСКОЕ															
ТАРХАНСКОЕ															

среднего карбона и преимущественно газоносны пермские отложения (рис. 3.8).

Нефти месторождений Вишнево-Полянской, Нурлатской и Аканской структурных террас тяжелые ($\rho = 0,926-0,947 \text{ г/см}^3$), высокосернистые (3,4-4,1%) и смолистые.

Свойства нефтей Серноводско-Абдулинской впадины отличаются большим разнообразием: в девонских отложениях имеют место легкие нефти ($\rho = 0,802-0,807 \text{ г/см}^3$), малосернистые (0,35-0,44%), малосмолистые (1,7-6,5%), парафинистые (4-5%), с выходом легких фракций до 50-60% и тяжелые ($\rho = 0,886-0,950 \text{ г/см}^3$), серы - 1,2-3,4% (табл. 3.7).

Нефти турнейского яруса в основном тяжелые ($\rho = 0,86 - 0,91 \text{ г/см}^3$), высокосернистые (1,1-3,5%), с выходом легких фракций 29-63%. Нефти визейского яруса (бобриковский горизонт) также тяжелые ($\rho = 0,86-0,93 \text{ г/см}^3$), сернистые (1,96-4%), с выходом легких фракций 27-44%.

В среднем карбоне и пермских отложениях нефти также в основном тяжелые (плотность 0,88-0,90 г/см^3 в среднем карбоне и 0,87-0,97 г/см^3 в нижней перми). Вместе с тем для месторождений южного обрамления впадины характерны более легкие нефти, чем для западных и северных месторождений.

Юго-восточный борт Серноводско-Абдулинской впадины характеризуется приуроченностью многочисленных нефтегазовых месторождений Большекинского вала. Здесь нефтеносны отложения верхнего девона (пласты Д-I и Д-II), турнейского яруса и бобриковского горизонта нижнего карбона. Пермские отложения содержат залежи нефти и газа.

По месторождениям Большекинского вала в общем можно отметить, что с запада на восток нефти в девонских отложениях утяжеляются и в них увеличивается содержание серы, уменьшается выход легких фракций. Нефти, залегающие в каменноугольных отложениях, несколько тяжелее девонских и содержат больше серы, но установить территориальные изменения свойств нефтей не удается. Также мало данных для суждения об изменениях пермских нефтей.

Область Рязано-Саратовской впадины с северо-востока ограничена Жигулевско-Оренбургским сводом, с юго-запада - Воронежским сводом, на юго-востоке сливается с Прикаспийской синеклизой (см. рис. 3.1). В Волго-Уральскую провинцию входит лишь юго-восточная нефтегазоносная часть впадины. Развитые здесь дислокации характеризуются резкими несоответствиями современных и древних структурных форм, субширотной, субдолготной или северо-восточной ориентировкой.

По поверхности кристаллического фундамента довольно отчетливо обособляются четыре крупные дислокации: Саратовская и Латрык-

Рис. 3.8. Схема распространения залежей нефти и газа по разрезу в области Мелекесской и Серноводско-Абдулинской впадин

Таблица 3.7

Мелекесская и Серноводско-Абдулинская впадины

Месторождение	Скважина	Продуктивный горизонт	Глубина перфорации, м	Плотность нефти ρ_{20° г/см ³	Магнитная восприимчивость $\chi_p \cdot 10^6$, 1/г	Содержание, %	
						V	ω
Нурлатское	62	В. девон, кынов. гор., Д-0	1924-1933	0,8799	0,7906	0,0165	12,27
	1710	То же	1891-1898	0,8774	0,7891	0,0165	12,20
	1701	"	1934-1937	0,8898	0,7849	-	-
Байтуганское	56	Н. карбон, бобр. гор.		0,8939	0,7883	0,0282	6,49
Калиновское	330	В. пермь, калин. св.	248-250	0,8879	0,7894	0,0099	5,52
Красноярское	204	Н. карбон, бобр. гор., Б-2	1656-1663	0,8800	0,7925	0,0068	5,57
	16	В. девон, паш. гор., Д-1	2248-2250	0,9080	0,7810	-	12,89
Северо-Красноярское	195	Н. карбон, турн. ярус, В-1	1605-1618	0,9012	0,7819	-	7,99
Заглядинское	132	Н. карбон, турн. ярус	1601-1610	0,8866	0,7925	0,0177	3,72
	89	То же	1611-1618	0,8852	0,7904	0,0167	4,07
	252	В. девон, паш. гор., Д-1	2269-2281	0,8913	0,7904	0,0206	20,08
Султангуловское	55	Н. карбон, турн. ярус	1608-1626	0,8778	0,7957	0,0147	3,76
	206	В. девон, паш. гор., Д-1	2272-2280	0,8920	0,7857	0,0175	19,84
Тарханское	10	Н. карбон, турн. ярус, В-1	1685-1694	0,8896	0,7906	0,0158	2,14
	18	То же	1702-1707	0,8858	0,7905	0,0135	7,45
	76	В. девон, паш. гор., Д-1	2327-2333	0,8798	0,7980	0,0013	11,03

ско-Карамышская впадины, Аткарский и Степановский выступы. Последние два выступа имеют куполовидные формы размером 40-50 км в поперечнике. Латрыско-Карамышская дислокация представляет собой обширную (40×100 км) широко вытянутую структурную террасу. Кристаллический фундамент в зоне Саратовских дислокаций вскрыт на отметке - 2726 м, на Аткарском выступе - на отметке - 1869 м, Латрыско-Карамышская структурная терраса приподнята относительно южного вала Саратовских дислокаций на 100-332 м [Максимов и др., 1970]. Поверхность террасы наиболее высоко приподнята по северному краю и осложнена параллельными субдолготными грядами пологих поднятий, погружающимися в южном направлении.

В общем виде структура поверхности фундамента сохраняется и по слоям палеозойского комплекса, но по ним характерно выполаживание впадины. В мезозойском структурном ярусе сохраняются структурные элементы палеозоя, хотя имеет место резко несогласное залегание их на повсеместно размытой поверхности палеозоя.

Аткарский выступ фундамента в низах палеозоя выглядит наклоненной к югу структурной ступенью, а начиная с горизонтов карбона и в мезозойских отложениях на его месте вырисовывается Аткарская котловина. По всем горизонтам палеозоя и в мезозойских отложениях рельефно выделяются Карабулакский вал и Саратовская кольцеобразная система дислокаций. Строение Степновского купола изменяется незначительно, но в западной части некоторые структуры не прослеживаются вверх по разрезу. Гипсометрическое положение Присаратовского района по палеозойским отложениям очень высокое, соизмеримое с уровнем вершин Жигулевско-Оренбургского свода. Карамышская структурная терраса по горизонтам палеозоя находится значительно глубже Елшано-Сергиевского вала и Саратовских дислокаций. Начиная со среднего карбона и мезозойских отложений структурная терраса принимает форму депрессионной зоны и выделяется как Латрыско-Карамышская депрессия.

Отмеченные крупные структурные элементы Рязано-Саратовской впадины осложнены валами и системами дислокаций Керенско-Чембарской, Саратовской, Степановско-Квасниковской и рядом валов в Карамышской котловине. Это протяженные (от 30-40 до 100-200 км), рельефно выраженные (с амплитудами от 50 до 400 м), сложные по структурным соотношениям верхних и нижних горизонтов тектонические сооружения, имеющие важное значение в размещении нефтяных и газовых месторождений в Рязано-Саратовской впадине.

Нефтегазоносны во впадине отложения от эйфельского яруса среднего девона до московского яруса среднего карбона (рис. 3.9). В районе Саратовских дислокаций месторождения преимущественно нефтяные, в Латрыско-Карамышской впадине и Степновском выступе преимущественно газовые.

Нами изучены нефти Песчано-Уметского и Курдюмо-Елшанского месторождений, приуроченных к Елшано-Сергиевскому валу Саратов-

СИСТЕМА	КАМЕННОУГОЛЬНАЯ		ПЛАСТ	КОЛЛЕКТОР	ПЕСЧАНО-УМЕТСКОЕ	СОКОЛОВОГОРСКОЕ	ГУСЕЛСКОЕ	СОВЕТСКОЕ	КУРАЧОВО-ЕЛШАНСКОЕ
	ОТДЕЛ	СРЕДНИЙ							
Ярус	Московский	Вере́йский							
	Башкирский					○			
Горизонт	Памюрский					●			
	Визейский	Алекси́нский							
		Тульский			○				○
		Бобриковский			○	○	●		
	Турнейский	Черепетский			○				○
Упинский									
Мале́вский					○				
Фаменский	Данково-Лебе́дянский								
	Задо́нско-Еле́цкий								
Франский	Семилу́кский					■	■		
	Саргае́вский								
Живетский	Кыно́вский + Паши́йский		A ₃ -I		●		■	■	
			A ₃ -II						
			A ₃ -III						
			A ₃ -IV						
Эйфельский			A ₂ -V					○	
			A ₂ -VI					○	

Рис. 3.9. Схема распространения залежей нефти и газа по разрезу в области Рязано-Саратовской впадины

ской дислокации, Гуселского и Соколовогорского месторождений Гуселско-Квасниковского вала Латрыско-Карамышской впадины и Советского месторождения, приуроченного к Генеральско-Советскому валу Степановского выступа фундамента.

В Песчано-Уметском и Курдюмо-Елшанском месторождениях нефтегазоносны отложения турнейского (черепетский горизонт), визейского (бобриковский и тульский горизонты) ярусов нижнего карбона и нефтеносны нижнешигровские отложения (кыновский + пашийский горизонты) франского яруса верхнего девона.

В обоих месторождениях в девоне нефть залегает в песчаниках, образуя залежи пластового сводового типа. В нижнем карбоне залежи нефти обладают обычно газовой шапкой, в некоторых преобладает газ, а нефть представляет лишь небольшую оторочку. Имеются и чисто газовые залежи.

В Гуселском месторождении Латрыско-Карамышской впадины установлены только нефтяные месторождения в средне- и верхнедевонских отложениях. В Соколовогорском месторождении этой же впадины девонские отложения нефтеносны, а ниже- и среднекаменноугольные нефтегазоносны.

Нефти Рязано-Саратовской впадины легкие ($\rho = 0,75-0,84 \text{ г/см}^3$) малосернистые (0,2-0,5%), малосмолистые (акцизных 7-13%), со значительным выходом легких фракций (47-64%). Результаты исследования магнитных свойств и некоторых параметров отдельных образцов нефтей приведены в табл. 3.8.

Область восточного склона Воронежской антеклизы. Структура области обусловлена Воронежским сводом, погребенной юго-восточной частью складчатого Донецкого бассейна и Прикаспий-

Таблица 3.8

Рязано-Саратовский прогиб

Месторождение	Скважина	Продуктивный горизонт	Плотность нефти ρ_{20} , г/см ³	Магнитная восприимчивость $\chi_p \cdot 10^6$, 1/г	Содержание, %	
					v	ω
Песчано-Уметское	30	В. девон, фран. ярус, Д ₃ -1	0,8393	0,8115	0,0006	11,32
Соколовогорское	86	С. девон, живет. ярус, Д ₂ -1	0,8731	0,7842	0,0004	5,15
	99	То же	0,8475	0,8098	0,0003	4,72
Гуселское	34	"	0,8485	0,8058	0,0003	4,01
Советское	21	С. девон, живет. ярус, Д ₂ -IV а	0,8136	0,8133	-	0,25
Курдюмо-Елшанское	215	Н. карбон, бобр. гор.	0,8451	0,8009	0,0010	3,55

ской синеклизой. Формирование современной структуры в значительной мере связано с глубинными разломами кристаллического фундамента, который, начиная с верхнего девона, непрерывно погружался по отдельным блокам в восточном и юго-восточном направлениях. Глубина поверхности фундамента минимальна на склоне Воронежского свода (от нескольких десятков до сотен метров), а в прибортовой зоне Прикаспийской впадины опускается до 10–12 км.

На юге области выделяется Задонский выступ фундамента, а на северном продолжении прослеживаются несколько приподнятых зон. Вдоль борта Прикаспийской впадины установлены Дубовский и Камышинский выступы, а севернее Камышина выявлена глубокая (до 8–8,5 км) впадина.

Поверхность кристаллического фундамента неровная, эти неровности и впадины заполнены девонскими, а местами нижнекаменноугольными отложениями. Девонские образования отсутствуют на южном склоне Задонского выступа.

По отложениям верхнего девона и карбона выделяются следующие крупные структуры: на западе Хоперская моноклираль, на востоке – Терсинская и Михайловская впадины, в крайней восточной части Терсинской впадины – Кленовско-Нижнедобринская антиклинальная зона. На Задонском выступе фундамента и северо-восточнее его простирается Доно-Медведицкий вал (по карбону), который объединяет Бахметьевско-Линевскую (на севере), Коробковскую (в центре) и Арчедино-Донскую (на юго-западе) группу поднятий. Между Доно-Медведицким валом и Прикаспийской впадиной находится Приволжская моноклираль. На последней по пермским отложениям закартированы поднятия, объединяемые в Пермский вал. По мезозойским отложениям выделяются те же структуры, что и по карбону, но более резко выраженные.

Залежи нефти и газа в пределах восточного склона Воронежского свода открыты в девонских, каменноугольных, пермских и юрских отложениях (рис. 3.10). Большая часть залежей приурочена к отложениям нижнего и среднего карбона, меньшая – к отложениям девона. К девонским и нижнекаменноугольным отложениям приурочены как газовые, так и нефтяные залежи (Кленовское, Бахметьевское, Жирновское, Иловлинское, Коробковское, Арчединское, Зимовское месторождения).

На Миронычевско-Карасевском валу (на западе области) в разрезе девона и всего карбона открыты только газовые месторождения. Начиная от среднего карбона и выше в области преобладают чисто газовые залежи.

По физико-химическим характеристикам устанавливается различие нефтей по девону и нижнему карбону. Вообще, по разрезу наблюдается следующее изменение свойств и состава углеводородов: с глубиной уменьшается плотность (0,82–0,83 г/см³), сернистость (0,1–0,3%) и смолистость (5–10%) нефтей. Содержание парафина увеличивается (до 4–8%), в газах увеличивается количество тяжелых углеводородов и азота и уменьшается содержание метана.

СИСТЕМА	Периская		ПЛАСТ	КОЛЛЕКТОР	КУДИНОВСКОЕ	ТЕРСИСКОЕ	МЕЛОВАТСКОЕ	ШАХОВСКОЕ	КОРОБОВСКОЕ	ЖИРНОВСКОЕ
	ОТДЕЛ	Средн.								
Ярус	Байосский									
КАМЕННУГОЛОВАЯ	СРЕДНИЙ	Московский	Каширский							
			Верецкий							
		Башкирский								
	НИЖНИЙ	Визейский	Мамюрский							
			Серпуховский							
			Веневский							
			Алексинский							
Тульский	А-1									
	А-2									
	Бовриковский	Б-1								
Турнейский										
ДЕВОНСКАЯ	СРЕДНИЙ	Фракийский	Задонско-елецкий							
			Евлановско-ливенский							
		Фракийский	Воронежский							
			Алатырско-петинский							
			Семилукский							
		Пашийский								
	Живетский	Воробьевский								
	Эйфельский									

Рис. 3.10. Схема распространения залежей нефти и газа по разрезу в области восточного склона Воронежской антеклизы

X - залежь приурочена к саргаевскому горизонту

Таблица 3.9

Восточный склон Воронежской антеклизы

Место- рождение	Сква- жина	Продуктивный горизонт	Глубина перфорации, м	Плотность нефти ρ_{20}^3 , г/см ³	Магнит- ная вос- приимчи- вость $-X_{\rho} \cdot 10^6$, 1/г	Содержание, %	
						V	ω
Кудинов- ское	97	С. девон, воробьевские слои	3086-3092	0,8331	0,8186	-	-
		То же	-	0,8210	0,8190	-	-
		"	-	0,8101	0,8221	-	-
Терсин- ское	5	"	2062-2067	0,8438	0,8096	0,00001	1,70
		"	-	0,8283	0,8161	-	-
Меловат- ское	4	В. девон, саргаевск. гор.	2592-2598	0,8104	0,8238	-	-
		То же	-	0,8230	0,8200	-	-
		"	-	0,8151	0,8213	-	-
Шляхов- ское	7	В. девон, фамен. ярус задно- елецкий гор.	1852-1855	0,8469	0,8108	0,00002	4,84
		В. девон	-	0,8353	0,8151	-	-
		В. девон, фамен. ярус	-	0,8471	0,8110	-	-
Коробков- ское	188	Н. карбон, бобр. гор.	1707-1710	0,8276	0,8189	-	-
		То же	-	0,8270	0,8191	-	-
		"	-	0,8200	0,8203	-	-
Жирнов- ское	19 282	С. карбон, баш. ярус	618-620	0,9096	0,7929	0,00002	5,28
		Н. карбон, бобр. гор.	1088-1092	0,8603	0,8117	0,00006	4,05
		То же	-	0,8601	0,8103	-	-
		"	-	0,8503	0,8150	-	-
		"	-	0,8351	0,8151	-	-

Выше приводятся значения свойств нефтей некоторых месторождений области и результаты исследований магнитной восприимчивости (табл. 3.9).

Область Предуральяского прогиба протягивается вдоль всего западного Урала — от Заполярного до Южного погружения, отделяя Русскую платформу от Уральского горного сооружения. Протяженность прогиба достигает 2000 км при ширине от 40 до 150 км.

Среди исследователей не существует единого мнения по нефтегеологическому районированию этой крупной структурной и нефтегазонасной области. Г.Е.Рябухин, М.С.Бурштар, Н.М.Музыченко и др. [1969], А.А.Бакиров [1973] выделяют Предуральский прогиб как самостоятельную нефтегазонасную провинцию. В работах С.П.Максимова, В.А.Кирова, В.А.Клубова и др. [1970] и А.А.Кремса, Б.Я.Вассермана, Н.Д.Матвиевской [1974] и других исследователей северная часть прогиба включается в Тимано-Печорскую провинцию, более протяженная южная часть отнесена к Волго-Уральской провинции как нефтеносная область. В последнем варианте районирования территории в прогибе можно выделить ряд впадин, разделенных седловинами: Соликамскую, Юрюзано-Сылвенскую и Бельскую. Первые две отделены друг от друга Косьвинско-Чусовской седловиной, Юрюзано-Сылвенская от Бельской седловины — Каратауским структурным комплексом. Часть прогиба в пределах северной Башкирии часто именуют Юрюзано-Айской впадиной.

Предуральский прогиб заполнен мощными отложениями пермской, мезозойской и кайнозойской систем. Девонские и каменноугольные отложения здесь не отличаются значительно от платформенных ни по мощности осадков, ни по фаціальным признакам. Для пермских отложений характерна фаціальная и тектоническая зональность.

По западному борту прогиба, где предполагается глубинный разлом, отделяющий прогиб от платформы, распространены погребенные рифовые массивы в виде узкой прерывистой цепочки. Восточнее их залегают глубоководные карбонатные отложения, смятые в антиклинальные складки, и на восточном борту развиты карбонатно-терригенные и грубообломочные породы нижнепермского возраста. В этой зоне располагаются узкие, резко выраженные, часто нарушенные разломами, осложненные надвигами структуры — передовые складки Урала.

Наиболее высокое положение (по поперечному профилю прогиба) занимают восточные складки, затем центральные и рифовые массивы. Западнее рифов нижнепермские отложения платформенного типа воздымаются на запад, образуя пологие брахиантиклинальные складки краевой части склона платформы.

От Каратауского структурного комплекса на юг Предуральский прогиб в виде отдельных блоков, погруженных и приподнятых относительно друг друга, погружается в южном направлении. К югу увеличивается мощность кунгурских и уфимских отложений.

Промышленно нефтегазонасны Соликамская впадина, Косьвинско-Чусовская седловина (К-Ч.С.) и Юрюзано-Сылвенская впадина (рис. 3.11).

ДЕВОНСКАЯ		КАМЕННОУГОЛЬНАЯ				ПЕРМСКАЯ		СИСТЕМА	
ВЕРХНИЙ		НИЖНИЙ		СРЕДНИЙ С ₃		НИЖНИЙ		ОТДЕЛ	
ФРАНКСКИЙ		ВИЗЕЙСКИЙ		ОКСКО-СЕРЛУХОВСКИЙ НАДПОРИЗОНТ		АСЕЛЬСКИЙ		ЯРУС	
КЫНОВСКИЙ		БОВРИКОВСКИЙ		ТУЛЬСКИЙ		САКМАРСКИЙ		ГОРИЗОНТ	
ПАШИНСКИЙ		МАЛИНОВСКИЙ				АССЕЛЬСКИЙ		КОЛЛЕКТОР	
								ЯБОРСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ВСЕВОЛОДО-ВИЛЬВСКОЕ	
								ТИХОВСКОЕ	
								МЕТЕЛИНСКОЕ	
								КЫЗЫЛБАЕВСКОЕ	
								МУСЛУМОВСКОЕ	
								ЯНЫБАЕВСКОЕ	
								АПУТОВСКОЕ	
								ИШИМБАЙСКОЕ	
								СТОЛЯРОВСКОЕ	
								СЕВЕРО-ЗИРГАН.	
								ВВЕДЕНОВСКОЕ	
								ТЕРЕКЛИНСКОЕ	
								ГРАЧЕВСКОЕ	
								СТАРО-КАЗАНКОВСКОЕ	
								ОЗЕРКИНСКОЕ	
								КУМЕРТАУСК.	
								КАЗЛАЙРСКОЕ	
								АРХАНГЕЛЬСКОЕ	
								ТАБЫНСКОЕ	
								ВОСКРЕСЕНСКОЕ	
								АРАСЛАНОВС.	
								ВОЛОСТНОВС.	
								МУРАПТАЛОВС.	
								НАЗАРКИНСКОЕ	
								БЕЛЫЙСКОЕ	
								КАЗАНСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	
								ЯБОРСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								САМАРСКОЕ	
								УФАЙСКОЕ	
								КАМАРСКОЕ	
								СЕРЛУХОВСКОЕ	
								ДУРИНСКОЕ	

Значительная часть погребенных рифов Бельской впадины представляет собой ловушки нефти и газа, приуроченные к карбонатным отложениям ассельского, сакмарского и артинского ярусов пермской системы. Коллекторами нефти и газа в рифовых массивах являются кавернозные и пористые известняки и губчатые доломиты, реже — трещиноватые известняки. Распространены они неравномерно, в виде отдельных участков и линз, выделяющихся в качестве основных продуктивных горизонтов.

Непроницаемой толщей над залежами нефти и газа служат галогенные отложения кунгурского яруса. Высота залежей в рифовых массивах в среднем составляет 100–300 м, небольшие залежи имеют высоты 55–70 м, некоторые крупные (Восточный массив Ишимбая, Южный массив, Введенское, Старо-Казанковское, Канчуриновское) достигают 400–537 м. Мощность непроницаемой толщи достигает 100–1800 м с увеличением в южном направлении.

Нефть, газ и вода заполняют коллекторы в рифе согласно их плотностям, образуя массивный тип залежи. Часть залежей полностью заполнена нефтью, часть — с "газовой шапкой", в южных месторождениях количество свободного газа преобладает над нефтью.

Другой тип месторождений, так называемый Карлинско-Кинзебулатовский, расположенный восточнее рифовых массивов, характеризуется приуроченностью залежей к сводам крутых узких складок меридионального простирания. Коллекторами нефти являются плотные мергели и известняки сакмарского и артинского ярусов, разбитые трещинами. В северной и южной частях Бельской впадины и в Юрюзано-Айской части нефтегазоносны более древние отложения (верхний девон, средний и верхний карбон-Табынское, Архангельское, Арасланово-Волостновское, Беркутовское, Метелинское, Алегазовское, Муслюмовское и другие месторождения).

Нефти рифовых массивов и брахиантиклинальных складок Бельской части прогиба изменяются закономерно (с некоторыми отклонениями) с севера на юг. В этом направлении уменьшается плотность нефти, содержание серы, смол и асфальтенов, повышается содержание ароматических углеводородов в легких фракциях [Каримов, Яруллин, 1960]. Такое изменение свойств нефтей объясняется воздействием на них в пластовых условиях факторов метаморфизма. В таком направленном характере изменения свойств имеются и исключения: небольшие месторождения Казлаирское, Шабагишское и другие содержат необычные для южных районов тяжелые и смолистые нефти. На них, вероятно, большое воздействие оказали гипергенные процессы.

На западном борту Юрюзано-Айской впадины известны газонефтяные месторождения в центральной части впадины с залежами в верхнем и среднем карбоне. Отдельные скопления нефти установлены также и в девонских отложениях на других площадях западного борта. В Юрюзано-Айской части прогиба впадина по нижнепермским и каменноугольным отложениям осложнена узкими структурными ступенями, погружающимися к осевой части. Устанавливается пять

Таблица 3.10

Предуральский прогиб

Место- рождение, массив	Сква- жина	Продуктивный горизонт	Глубина перфо- рации, м	Плотность нефти ρ_{20}^* г/см ³	Магнит- ная вос- приимчи- вость $\chi \cdot 10^6$, 1/г	Содержание, %	
						V	ω
Яборов- ское	130	В, девон +н, карбон, турн, ярус	-	0,8041	0,8221	0,0020	4,10
Дуринское	33	Н, карбон, бобр, гор.	2242-2262	0,8370	0,8120 ^б	0,0002	2,34
Всеволо- до- Виль- вское	5	То же	2241-2245	0,8345	0,8081	-	0,97
	35	Н, карбон, окск.+ +сери, н/гор.	1376-1416	0,8088	0,8161	-	0,68
Тиховское	17	Н, пермь, сак- мар, ярус	916-960	0,9132	0,7733	0,0002	4,49
Кызыл- баев- ское	118	С, карбон, верейск, гор. + баш, ярус	1370-1409	0,9561	0,7671	0,0112	2,17
	118	Н, карбон, турн, ярус	1953-1959	0,8740	0,7630	-	-
	141	В, девон, кы- нов, + паш, гор.	2505-2511	0,8811	0,7731	0,0008	9,15
	123	То же	2541-2570	0,9063	0,7833	0,0023	2,31
	141	"	2505-2511	0,8960	0,7721	0,0011	11,01
Муслю- мов- ское	123	В, девон	2484-2550	0,8731	0,7990	0,0001	0,76
	11	В, карбон, гжельск, ярус	1158-1162	0,8423	0,8004	0,0007	-
	67	То же	1105-1123	0,8701	0,7994	-	0,16
	52	С, карбон, баш, ярус	1672-1682	0,9010	0,7733	0,0003	1,94
	67	С, карбон, верейск, гор. + баш, ярус	1598-1645	0,8991	0,7960	0,0005	3,05
	69	С, карбон, верейск, гор	1695-1704	0,8811	0,7893	0,0032	1,53
	69	То же	1695-1704	0,8880	0,7870	0,0004	1,51
	67	Н, карбон, тульск, гор.	2069-2195,3	0,8631	0,7831	-	-
	-	То же	-	0,8853	0,7701	-	-
	Яныбаев- ское	9	В, карбон, гжельск, ярус	-	0,8581	0,7891	-
Ишимбай- ское	14	То же	1167-1178	0,8350	0,8044	-	0,06
	1123	"	1070-1123	0,8441	0,8041	-	3,51
	12	С, карбон	2274-2286	0,8863	0,7883	-	0,16
Западный	29	Н, пермь, арт, ярус	512-760	0,8841	0,7940	0,0069	0,81
Восточный	88	То же	874-1600	0,8750	0,7992	0,0017	0,81
Южный	149	Н, пермь	438-838	0,8751	0,7801	0,0027	1,40
Термень- Елгин- ский	3	То же	798-840	0,8750	0,7971	0,0062	2,41
Кузьмино- ский	11	Н, пермь, арт, ярус	550-837	0,8761	0,7981	0,0013	0,43

Таблица 3.10 (окончание)

Место- рождение массив	Сква- жина	Продуктивный горизонт	Глубина перфо- рации, м	Плотность нефти ρ_{20}^0 г/см ³	Магнит- ная вос- приимчи- вость -х. 10 ⁶ , 1/г	Содержание, %	
						v	ω
Столярв- ское	44	Н. пермь, арт. + + сакмар. ярус	624-660	0,8411	0,8313	-	-
Северо- Зирган- ское	10	То же	788-1087	0,9174	0,7821	0,0089	1,91
Введенв- ское	175	"	680-1159	0,8624	0,8041	0,0011	0,78
	35	"	1024-1229	0,8681	0,8023	0,0026	1,55
	311	"	1348-1410	0,8480	0,8051	0,0004	0,60
	325	Н. пермь, арт. ярус	1019-1295	0,8511	0,8033	0,0009	0,70
Тереклин- ское	542	Н. пермь, арт. + + сакмар. ярус	1213-1372	0,8550	0,7961	0,0010	0,81
Грачевское	591	То же	1265-1500	0,8753	0,7991	0,0050	2,71
Старо-Ка- занков- ское	43	"	1036-1235	0,8781	0,7973	0,0050	2,73
	152	"	1114-1300	0,8821	0,7961	0,0037	1,91
	137	"	742-1266	0,8871	0,7890	0,0058	3,10
Озеркин- ское	316	Н. пермь, арт. ярус	-	0,8600	0,8091	-	-
Кумертау- ское	105	Н. пермь, арт. + + сакмар. ярус	1902	0,9041	0,7870	0,0112	5,01
	135	То же	1620-1810	0,9473	0,7591	-	-
Сабагиш- ское	34	"	1885-1895	0,9141	0,7813	0,0089	5,23
Казнаир- кое	6	"	1780-1846	0,9001	0,7841	0,0059	5,01
Архангель- ское	22	В. девон, н. кар- бон. турн. + фа- мен. ярус	2255-2370	0,8771	0,7800	0,0019	4,62
Табынское	65	Н. карбон + в. девон, турн. ярус + дом. + + менд. гор.	1464-1604	0,9060	0,7951	0,0202	6,93
	10	Н. карбон + в. девон, менд. гор. + аск. слои	1583-1638	0,9103	0,7861	0,0144	4,91
	11	Н. карбон + с. девон, турн. + + живет. ярус	1525-1600	0,9111	0,7862	0,0155	6,11
	62	В. девон, дом. + + менд. гор. Н. карбон	1516-1568	0,9173	0,7851	0,0185	7,00
	21	В. девон, дом. + + менд. гор.	1384-1566	0,9090	0,7861	0,0191	7,50
Воскресен- ское	60	С. карбон	1531-1548	0,8674	0,6903	-	-
	58	То же	1565-1577	0,8704	0,6951	-	1,81
Арасла- новское	81	Н. пермь + с. карбон	2088-2129	0,8250	0,8080	-	-
	55	С. карбон	1900-2174	0,8451	0,8126	-	0,53
	55	То же	2062-2133	0,8401	0,8065	-	4,50
	111	"	-	0,8402	0,8074	-	0,32
Волостнов- ское	24	"	2350-2515	0,8112	0,8213	-	-
	109	"	2323-2363	0,8170	0,8181	0	0,16
Назаркин- ское	10	"	2770-2930	0,7921	0,8140	-	-

таких структурных ступеней (с запада на восток): Кызылбаевская, Алегазовская, Устыкинская, Муслимовская и Месягутово-Ногушинская. Структурные ступени осложнены небольшими куполовидными поднятиями. Известные месторождения нефти и газа приурочены к поднятиям названных структурных ступеней [Саитов и др., 1974; Юсупов и др., 1974].

Ввиду малочисленности открытых залежей пока трудно говорить о закономерностях изменения свойств нефтей в Юрюзано-Айской впадине Предуральяского прогиба. Однако уже сейчас выявились две зоны: западная газонефтеносная и восточная газоносная. Последняя приурочена к осевой части впадины. В общем виде намечается и улучшение свойств нефти в восточном направлении (табл. 3.10).

3.2. Тимано-Печорская провинция

Тимано-Печорская провинция располагается на северо-востоке Русской платформы, между Уралом, Пай-Хоем и Тиманом, включая в свой состав краевую часть платформы и предгорные прогибы. Западная граница ее проходит вдоль Тиманского кряжа, восточная — вдоль Уральского и Пай-Хойского горных сооружений, южная ограничена Ксенофонтовско-Колвинским валом, северная открывается в Печорское море.

Складчатый фундамент Тимано-Печорской провинции разновозрастный, по вещественному составу и возрасту выделяется три крупных блока фундамента, разделенные глубинными разломами: западный — Притиманский, центральный — Канино-Тиманский и восточный — Большеземельский [Кремс и др., 1974]. Первый из них выделяется к западу от Западно-Тиманской системы разломов, он погружен до 4,5 км. Центральный блок располагается между Западно-Тиманской и Припечорской системами разломов, включая в себя территорию Тимана и Ижма-Печорской впадины. Каждый из этих блоков, в свою очередь, разбит на более мелкие блоки, разделенные разрывными нарушениями различной интенсивности, протяженности и возраста. Выделяются также выступы и впадины различных размеров и ориентации. Над складчатым фундаментом залегает толща осадочных образований от нижнего кембрия до неоген-четвертичных общей мощностью от нескольких сотен метров над выступами фундамента до 8-10 км в глубоких впадинах. По характеру отложений осадочного чехла и геоструктурным особенностям в Тимано-Печорской провинции выделяются несколько структурных этажей (ярусов), разделенных стратиграфическими перерывами. Наиболее существенные различия наблюдаются между тремя этажами: нижним (от верхнего протерозоя — нижнего кембрия — до верхнего девона), средним (верхний девон — триас) и верхним (юра, мел, кайнозой).

Для нижнего структурного этажа характерны: резкие колебания мощностей на коротких расстояниях, прямая связь тектоники с фундаментом, резкая дислоцированность (поднятия типа сводов и глубокие впадины, сопряженные с разломами фундамента).

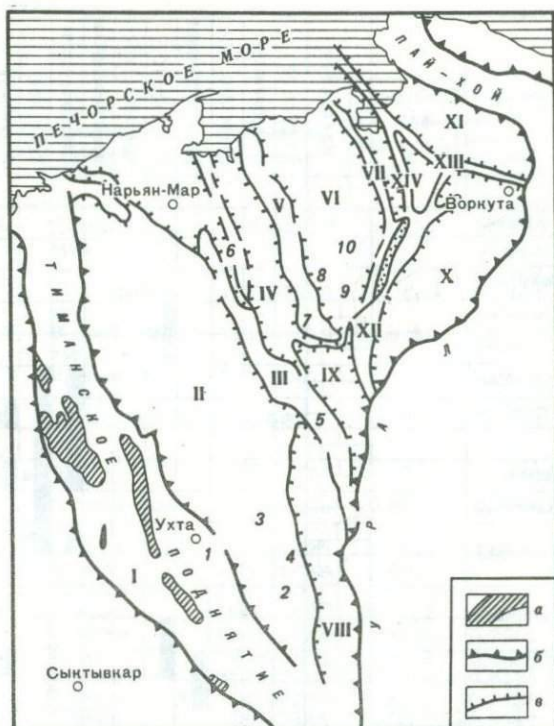


Рис. 3.12. Схема размещения месторождений Тимано-Печорской провинции [Кремс и др., 1974]

a – выходы на поверхность метаморфических сланцев рифейского фундамента Тимана, *б* – границы Тимана, Урала и Пай-Хоя, *в* – границы основных тектонических элементов по отложениям верхнего палеозоя; крупные структуры: *I* – Тиманское поднятие, *II* – Ижма-Печорская платформенная впадина, *III* – Печоро-Ковжинский мегавал, *IV* – Денисовская платформенная впадина, *V* – Колвинский мегавал, *VI* – Хорейверская платформенная впадина, *VII* – Варандейский и Хоседаюский валы; впадины Предуралья: *VIII* – Верхне-Печорская, *IX* – Большесынинская, *X* – Косью-Роговская, *XI* – Коротайхинская, *XII* – гряда Чернышова, *XIII* – гряда Чернова, *XIV* – гряда Гамбурцева; месторождения, нефти которых изучены: *1* – Ярегское, *2* – Нижнеомринское, *3* – Западно-Тэбукское, *4* – Пашнинское, *5* – Кыртаюльское, *6* – Южно-Шапкинское, *7* – Усинское, *8* – Возейское, *9* – Среднемакарихинское, *10* – Салюкинское

Средний структурный этаж определяется региональными перерывами в предфранское и раннеюрское время, для него характерна выдержанная мощность отложений в 2,5–3,5 км, развитие высокоамплитудных структур, антиклинальных зон, структурных террас, осложненных брахиантиклиналями или куполовидными поднятиями.

СИСТЕМА		Горизонт, свита	КОЛЛЕКТОР	ЯРЕГСКОЕ	НИЖЕОМРИНСКОЕ	ТЭБУКСКОЕ	ЗАПАДНО-ТЭБУКСКОЕ	ПАШИНСКОЕ	КЫРТАНОВСКОЕ	БЕРЕГНЕГРУБЕШСКОЕ	ЮЖНО-ПАШИНСКОЕ	УСИНСКОЕ	ВОЗЕЙСКОЕ	СРЕДНЕМАКАРИНСКОЕ	САЛЮКСКОЕ
ОТДЕЛ	ТРИАС														
ПЕРМСКАЯ	Верхний	ТАТАРСКИЙ													
		КАЗАНСКИЙ													
		УФИМСКИЙ													
	Нижний	КУНГУРСКИЙ													
		АРТИНСКИЙ													
		САКМАРСКИЙ													
АССЕЛЬСКИЙ															
КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	Средний	МОСКОВСКИЙ													
		БАШКИРСКИЙ													
		ВИЗЕЙСКИЙ													
	Нижний	ТУРНЕЙСКИЙ													
		ФАМЕНСКИЙ													
		ФРАНСКИЙ													
ДЕВОНСКАЯ	Верхний	ДОМАНКОВЫЙ													
		КЫНОВСКИЙ													
		ПАШИЙСКИЙ													
	Средний	ЖИВЕТСКИЙ													
		СТАРО-ОСКОЛЬСКИЙ													
		АФРИНЬСКИЙ													
Нижний	ЭЙФЕЛЬСКИЙ														
	КОЙВЕНСКИЙ														
Силур	ВАСЬКЕРСКАЯ														
Кембрий-Правдик															
Протерозой															

Рис. 3.13. Схема распространения залежей нефти и газа по разрезу в Тимано-Печорской провинции

Отложения верхнего этажа залегают с угловым и стратиграфическим несогласием на подстилающих отложениях. Характерны развитие наложенных пологих депрессий и слабая дислоцированность слоев. Резко выраженные валы среднего этажа в верхнем комплексе почти не отображаются [Кремс и др., 1974]. С точки зрения нефтегазоносности наибольший интерес представляют нижний и средний этажи.

Таблица 3.11

Тимано-Печорская провинция

Месторождение	Скважина	Продуктивный горизонт	Глубина перфорации, м	Плотность нефти ρ_{20} , г/см ³	Магнитная восприимчивость $\chi_p \cdot 10^6$, 1/г	Содержание, %	
						V	ω
Западно-Тэбукское	63	В. девон, в. фран. п/ярус	1362-1377	0,8937	0,7896	0,0226	7,59
	1	С. девон, III	-	0,8626	0,7967	0,0057	7,41
	29	С. девон, эйф. ярус	1973-1968	0,8683	0,8144	-	-
Нижнеомринское	190	В. девон, паш. гор., I-a	1014-1019	0,8430	0,8154	0,0008	2,05
	337	В. девон, паш. гор., I-b	999-1007	0,8694	0,8042	0,0013	9,51
	345	С. девон, живет. ярус, I-b	954-962	0,8623	0,8093	0,0010	3,71
	57	С. девон, эйф. ярус, III	1106-1112	0,8277	0,8141	0,0003	1,03
Тэбукское	1	С. девон, живет. ярус I	1916-1929	0,8500	0,8134	0,0063	7,64
Салокское	6	Н. пермь	1405-1423	0,8744	0,8009	-	-
	8	В. карбон	1603-1638	0,8831	-	0,0080	26,04
Ярегское	1	С. девон, III	100-200	0,9455	-	0,0093	9,51
Возейское	75	Н. пермь	1596-1630	0,9102	0,790	0,0020	8,20
	82	С. карбон	1937-1644	0,8806	0,7991	0,0035	13,03
	82	То же	1658-1665	0,8868	0,7910	0,0037	20,86
	79	В. девон	2145-2280	0,8502	0,8139	0,0009	9,29
	79	То же	2146-2280	0,8473	0,8158	0,0001	7,08
Усинское	64	С. девон, староск. гор.	3454-3445	0,8225	0,8337	-	3,18
	21	Н. карбон, визейск. ярус	1668-1693	0,8463	0,8187	-	-
	21	То же	1668-1693	0,8457	0,8169	0,0045	10,52
	23	С. девон	3214-3228	0,8306	0,8187	-	-
Кыртаинское	10	То же	2380-2587	0,8331	-	0,0009	1,56
	70	Н. пермь	1005-1015	0,8845	0,7949	0,0065	10,08
Пашинское	58/2	То же	988-1002	0,8700	0,8002	0,0080	11,78
	51	"	-	0,900	0,7850	-	-
	53	С. девон	2667-2674	0,8279	0,8341	0,0009	3,62
	72	То же	2749-2753	0,8322	0,8250	0,0003	2,88
	50	"	3206-3223	0,8243	0,8160	-	0,38
Среднемакаринское	7	Силур	3120-3180	0,9297	-	0,0149	4,52
Усинское	31	С. карбон	1228-1390	0,8861	0,7951	-	-
		То же	-	0,9001	0,7873	-	-
Южно-Шапкинское	21	Н. карбон, визейск. ярус	-	0,8351	0,8230	-	-
	23	То же	-	0,860	0,8111	-	-
	28	"	-	0,8402	0,8201	-	-
	36	В. карбон	2040-2045	0,8620	0,7819	-	1,86
	23	С. карбон	2040-2045	0,8720	0,8001	-	-

Основными геоструктурными элементами Тимано-Печорской провинции являются (с запада на восток): Тиманское поднятие, Ижма-Печорская впадина, Печоро-Кожвинский мегавал (Печорская тектоническая гряда), Денисовская впадина, Колвинский мегавал, Хорейверская впадина Большеземельского свода и ряд крупных структур в восточной части. Предуральский прогиб также расчленен рядом впадин: Верхнепечорской на юге, Большесынинской и Косью-Роговской в центральной части и Кортаихинской на севере (рис. 3.12).

Стратиграфическое распределение продуктивных горизонтов исследованных нефтей показано на рис. 3.13 и в табл. 3.11.

3.3. Предкавказская провинция

В предкавказскую провинцию входят передовые прогибы Северного склона Большого Кавказа: Индоло-Кубанский на западе (восточный Крым и Западное Предкавказье) и Терский на востоке (Восточное Предкавказье и Дагестан), расчлененные Лабино-Малкинским поперечным выступом.

Предкавказская провинция ограничивается с севера резко погруженной областью склона эпипалеозойской платформы Предкавказья, с юга — зоной продольного глубинного Ахтырского разлома, за которым протягивается складчатое сооружение Большого Кавказа [Рябухин и др., 1969].

Предкавказские передовые прогибы характеризуются накоплением мощных толщ мезозойских и кайнозойских образований, достигающих, по геофизическим данным, 8–12 км, и резко выраженной асимметрией — узким и крутым южным бортом, пологим и широким северным платформенным склоном. Осевая часть прогиба (шириной до 50 км) заполнена неогеновыми и четвертичными отложениями, погружающимися к западу. Характерно также наличие большого количества продольных и поперечных разломов, которые распространяются от фундамента на значительное расстояние в осадочную толщу, рассекая разнородные геоструктуры.

В разрезе осадочных образований преобладают терригенные породы, известняки и мергели значительной мощности залегают в эоцене, в верхнем отделе мела, в верхней юре и среднем триасе.

Провинция передовых прогибов северного склона Большого Кавказа включает четыре нефтегазоносные области: Западно-Кубанскую, Терско-Сунженскую, Дагестанскую и Прикаспийско-Кубинскую. Каждая из них соответствует определенному крупному тектоническому элементу, в частности первая из них, нефтями которой мы располагали, соответствует Западно-Кубанскому передовому прогибу.

В Западно-Кубанской нефтегазоносной области в настоящее время открыты залежи только в третичных образованиях — в палеоценовом, эоценовом, олигоценном, миоценовом и плиоценовом нефтегазоносном комплексе, причем наибольшее значение по запасам углеводородов имеют олигоценный и миоценовый комплексы. Неф-

Таблица 3.12

Предкавказский передовой прогиб

Место-рождение	Сква-жина	Продуктив-ный гори-зонт	Плот-ность нефти ρ_{20° г/см ³	Магнитная восприимчи-вость $-X\rho \cdot 10^6$, 1/г	Содержание, %	
					V	ω
Кудако-Киев-ское	54	Миоцен	0,9527	0,7415	-	6,19
Ново-Ук-раин-ское	-	"	0,9405	0,7746	0,0215	11,38
Ахтырское	456	Палеоцен	0,8710	0,8060	0,0002	9,82
	-	"	0,8850	0,7575	0,0002	7,68
Зыбзин-ское	494	"	0,9728	0,7682	0,0008	10,69
Холмское	155	"	0,8382	0,8129	-	3,05
Ильское	17	Н. палеоген, майкоп. свита	0,8501	0,8073	0,0003	14,47
Горячеклю-чевское	84	То же	0,8606	0,8039	0,0002	9,76

тевмещающими отложениями являются песчано-алевролитовые породы (редко карбонаты в эоцене и миоцене). Мощность основных продуктивных горизонтов колеблется от 15 до 200 м, и залегают они на глубинах от 200 до 3000 м.

В Западно-Кубанском передовом прогибе основными ловушками нефти служат валоподобные поднятия, брахиантиклинальные складки и отчасти выклинивающиеся песчаники на моноклинальных склонах или на крыльях антиклинальных структур. Прогиб осложнен рядом антиклинальных зон: Калужской (на севере), Азовской (в центре), и Абинской (на юге). Простираение почти всех структур юго-восточное, подчиненное общему простираению складчатой системы Большого Кавказа. Для прогиба характерно усложнение складок с востока на запад и с севера на юг.

Нефти Западно-Кубанского прогиба различной плотности (от 0,82 до 0,98 г/см³), заметно уменьшение плотности с глубиной.

Нефтяные залежи в прогибе приурочены к внутреннему и внешнему бортам; нефти центральной части легче, в них содержится больше метаново-нафтеновых углеводородов. С севера на юг (от Калужской зоны к Азовской) наблюдается утяжеление нефти.

В Ильско-Холмском районе находятся Холмское, Зыбза-Глубокий Яр, Ахтырско-Бугундырское, Абино-Украинское и другие месторождения.

В нижнем структурном этаже (мел, палеоген) складки сложного строения, опрокинутые к северу, срезанные и погребенные под моноклинально залегающими майкопскими или вышележащими отложениями, рассеченные системой поперечных и продольных сбросов и крупных надвигов.

Залежи нижнего этажа сводовые, тектонически или стратиграфически экранированные, залежи верхнего этажа в основном литологически экранированные.

В месторождении Зыбза-Глубокий Яр свод поднятия размыт и к отложениям олигоцена - плиоцена, образующим моноклираль, приурочена залежь тяжелой нефти. Залежь тяжелой нефти находится на глубине 300-850 м, легкой - более 1100 м.

Севернее Азовской антиклинальной зоны располагается Калужская зона, из которой нами исследованы нефти Кудак-Киевского, Украинского, Холмского, Ильского и Горячеключевского месторождений (табл. 3.12).

В Ильско-Холмском районе месторождения приурочены к погребенным размытым антиклинальным складкам мелового и палеоцен-эоценового возраста.

3.4. Карпатская провинция

Нефтяные месторождения этой области приурочены к Предкарпатскому нефтегазоносному бассейну, который относится к типу молодых предгорных бассейнов с платформенным склоном, частично обнаженным на поверхности. Предгорный прогиб заполнен значительной мощности (3 км) отложениями миоцена, залегающими на палеогеновых и верхнемеловых образованиях. Западный горно-складчатый борт прогиба смят в изоклинальные складки сложенными нижнемиоценовыми отложениями, залегающими на палеогеновых и верхнемеловых отложениях, и в своей внутренней краевой части перекрыт крупным надвигом. Внешняя граница бассейна проходит по крупному разлому, отделяющему краевой прогиб от Львовской палеозойской впадины и Русской платформы.

Нефтяные и газовые месторождения в Карпатском бассейне приурочены к трем структурным областям: внутренней (Бориславско-Покутской) структурной зоне предгорного прогиба, средней и внешней (на платформенном борту). Внешняя часть Предкарпатского прогиба газоносна, внутренняя часть - нефтеносна.

Нами изучены нефти только Бориславско-Покутской структурной зоны. Ловушками залежей нефти в этой зоне являются линейные, сильно нарушенные взбросами и поперечными разрывами и наклоненные на восток антиклинальные складки, на значительной территории перекрытые Береговым надвигом. Нефтевымещателями являются верхнемеловые, палеоценовые (Бориславское месторождение), эоценовые (Борислав, Майданское, Битково и другие), олигоценовые (Борислав, Долина, Рымненское) и аквитанские (Долина, Борислав) отложения. Коллекторами нефти служат песчаники палео-

Таблица 3.13

Предкарпатский прогиб

Место-рождение	Скважина	Продуктивный горизонт	Глубина перфорации, м.	Плотность нефти ρ_{20}^t , г/см ³	Магнитная восприимчивость $\chi_p \cdot 10^6$, 1/г	Содержание, %	
						γ	ω
Бориславское	1605	Палеоген, н. эоцен, ямненск. песчаник	350-440	0,8604	0,7996	0,0007	11,62
Битковское	1000	Перменилит	2328-2368	0,8535	0,7944	0,0005	9,49
	261	Перменилит, олигоцен, менилит	950	0,8197	0,8205	0,0002	2,35
	648	То же	1570-1880	0,8524	-	0,0007	18,18
	489	"	1400-1600	0,8526	0,8084	0,0006	9,82
	215	"	950	0,8310	0,8090	0,0002	3,61
Долинское	417	Стронт.	715	0,7625	0,8144	0,0010	1,51
	633	Палеоген, менилит, свита	2150	0,8528	0,8042	-	-
	154	Палеоген, выгодские песчаники	2556	0,8499	0,7962	0,0001	5,47
Таянское	15	Палеоген, н. эоцен, ямненск. свита	2410-2460	0,7976	0,8108	0,0004	19,31

цена (ямненский песчаник мощностью до 100 м), эоцена (манявский и выгодский песчаник мощностью 13-40 м) и олигоцена (менилитовый песчаник до 50-60 м). Глубины залегания изученных нефтей составляют минимальные 350-440 м, средние 715-950 м и максимальные 1400-2550 м (табл. 3.13).

В изменении свойств нефтей области отмечена определенная закономерность [Рябухин и др., 1969]: с глубиной уменьшается плотность, смолистость, сернистость, содержание нафтеновых и ароматических углеводородов, увеличивается содержание твердого парафина и метановых углеводородов. Плотность нефтей колеблется в пределах 0,75-0,85 г/см³. Г.Н. Доленко [Рябухин и др., 1969] и другие исследователи отмечают отсутствие закономерностей в изменении свойств нефти в зависимости от возраста вмещающих отложений. В формировании свойств нефтей большую роль играла вертикальная миграция нефти по разломам.

3.5. Западно-Сибирская провинция

Площадь Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции превышает 3,5 млн. км², включая в себя территорию Тюменской, Омской, Курганской, Томской и других областей и краев.

Провинция ограничена с запада складчатым Уралом, с востока - Енисейским кряжем и Средне-Сибирской платформой, с юга - склад-

СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	СВИТА	ПЛАСТ	МАМОНТОВСКОЕ	УСТЬ-БАЛЫКСКОЕ	ФЕДОРОВСКОЕ	САЛАИРА-СУРГУТСКОЕ	БЫСТРИНСКОЕ	ПРАВДИНСКОЕ	ХОЛМОГОРСКОЕ		
МЕЛОВЯЯ	НИЖНИЙ	БАРРЕМ	ВАРТОВСКАЯ										
				ГОТЕРИВ	БС-1								
		БС-2											
		БС-3											
		БС-4											
		БС-5											
		БС-6											
	ВАЛАНЖИН	БС-8											
		БС-10											
ЮРСКАЯ	НИЖНИЙ+СРЕДНИЙ	БЕРРИАС-КЕЛЛОВЕЙ	МЕГИОНСКАЯ										
			ВАСЮГАНСКАЯ	Ю-0-1									
		БАТ-ДАЛЕН	ТЮМЕНСКАЯ										

Рис. 3.14. Схема распространения залежей нефти и газа по разрезу в области Сургутского (а) и Нижневартовского (б) сводов

чатями сооружениями Казахской каледонско-герцинской системы, древними структурами Алатау, Салаира, Западного Саяна, Алтая и др. Северная часть провинции занимает акваторию Карского моря, ограничиваясь герцинской системой Новой Земли.

К фундаменту Западно-Сибирской плиты относится структурный комплекс, подстилающий мезозойско-кайнозойский платформенный чехол, начинающийся с ниже-среднеюрских отложений в районах консолидированного фундамента и триасовых (местами юрских) в районах более древней его стабилизации [Конторович и др., 1975].

СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ПЛАСТ	САМОТЛОРСКОЕ	ВАТНСКОЕ	МЕГИОНСКОЕ	АГАНСКОЕ	МАЛО-ЧЕРНОГОРСКОЕ	ВАНД-ЕГАНСКОЕ	ВАРЬ-ЕГАНСКОЕ	МОХЛАЙСКОЕ	СОЛКИНСКОЕ	
МЕЛОВЯИЙ	К ₂	БЕНОМАН										
		А П Т	АВ-1	•	•	•	•					
	БАРРЕМ		АВ-2	•	•	•						
			АВ-3	•								
			АВ-4	•								
			АВ-5	•								
			АВ-8									
	ГОТЕРИВ		БВ-1								•	
	БАЛАНЖИН		БВ-6									
			БВ-7									
			БВ-8	•	•	•	•					
			БВ-9									
			БВ-10	•	•		•					
	ЮРА	ВЕРХ.	БЕРРИАС-КЕЛЛОВЕЙ									
			Ю-1									

Фундамент Западно-Сибирской плиты разновозрастный: к востоку от Урала он герцинский, к северу от Казахских складчатых сооружений – каледонский, в центральной части на байкальских и архейских породах залегают палеозойские отложения, вероятно, платформенной формации. Глубина залегания фундамента колеблется от 1–4 км в центральной части плиты до 8–10 км на севере.

Западно-Сибирская плита представляет собой огромную асимметричную впадину, заполненную мезозойско-кайнозойскими отложениями. Мощность осадочного чехла увеличивается от бортов к центру и на северо-запад. Западно-Сибирская плита разделяется на три региональные тектонические области – Внешний пояс, Центральную и Северную области. В пределах интересующей нас Центральной области

преобладают крупные структуры типа сводов, мегавалов, валов, мегавпадин, впадин и прогибов. Своды и мегавалы имеют большие амплитуды — по поверхности фундамента до 400–600 м. Вверх по разрезу амплитуда их уменьшается примерно в 10 раз по отложениям верхнего мела и палеогена.

В Центральной тектонической области по поверхности фундамента выделяются Сургутский и Нижневартовский сводовые поднятия, Александровский, Средневазюганский и Пудинский мегавалы, Ханты–Мансийская, Юганская и Нюрольская мегавпадины.

Сургутский и Нижневартовский своды занимают площадь по 20 тыс. км² каждый, залегают на глубинах около 3 км, куполы этих поднятий оконтуриваются по фундаменту на абсолютных глубинах — 2,9 км на первом и 2,7 км на втором. Купола Александровского, Средневазюганского и Пудинского мегавалов замыкаются по изолинии 2,5 км. В пределах Ханты–Мансийской и Юганской мегавпадин фундамент залегают на глубинах 3,6–4 км, а амплитуды впадин достигают 0,5–0,7 км [Конторович и др., 1975].

Основным типом структур платформенного чехла также являются сводовые поднятия, мегантиклинали, мегавалы, мегасинклинали: Сургутский и Нижневартовский своды, Александровский, Вазюганский мегавалы и др. Эти положительные структуры и разделяющие их желоба имеют северо–северо–восточную ориентировку, а осложняющие их антиклинали и синклинали, наследующие складчатые структуры фундамента, — северо–западную.

Нами изучены нефти из месторождений Сургутского (а) и Нижневартовского (б) сводов (рис. 3.14). В месторождениях обоих сводов нефть и газ приурочены к песчаным пластам юрской и меловой систем, общая мощность которых составляет около 600 м от 3-километровой толщи осадочного чехла. Все месторождения свода многопластовые, залежи пластового сводового типа, многие с большой высотой залежи (20–80 м, иногда 100–120 м) залегают на глубинах 1,6–2,7 км, для многих характерны высокие пластовые давления (180–280 кгс/см²) и пластовые температуры (60–100°C).

Общие региональные изменения свойств и состава нефтей в мезозойских отложениях Западно–Сибирской плиты весьма сложны. По данным А.Э. Конторовича и др. [1975], в юрских и нижнемеловых отложениях намечаются закономерное облегчение нефтей, уменьшение их смолистости и сернистости от центральных районов плиты в северном направлении и к границам нефтегазоносной провинции. По разрезу намечается тенденция к смене нефтеносно–метановых и метановых нефтей в нижне–среднеюрских отложениях ароматическо–нефтеносно–метановыми и нефтеносно–метановыми нефтями в отложениях верхней юры, берриаса, валанжина и готерива.

В готерив–аптском нефтегазоносном горизонте наряду с нефтями, характерными для подстилающих горизонтов нижнего мела, появляются метаносно–нефтеносные и нефтеносные нефти. В апт–сеноманских отложениях преобладают нефтеносные и ароматическо–нефтеносные нефти.

Наиболее тяжелые, смолистые и сернистые нефти в нижне-среднеюрском и частично келловейском нефтегазоносном горизонте приурочены к юго-восточному склону Сургутского свода. Плотность этих нефтей превышает $0,87 \text{ г/см}^3$, содержание серы 1,0-1,5%. В верхнеюрском горизонте наиболее тяжелые и сернистые нефти залегают также на юго-восточном погружении свода. Плотность нефтей этого района $0,84 \text{ г/см}^3$, содержание серы 1,5%. По периферии района распространены нефти средней плотности и сернистости.

Нефти берриас-валанжинского и валанжин-готеривского нефтегазоносных горизонтов, по данным А.Э. Конторовича и др. [1975], имеют большое сходство по составу. Зона легких нефтей в этом горизонте охватывает Сальмскую и Восточно-Сальмскую структуры и юго-западную часть Сургутского свода, доходя до Мамонтовского месторождения. Здесь плотность нефтей не выше $0,85 \text{ г/см}^3$ на юг и север от этой зоны нефти имеют плотность около $0,89 \text{ г/см}^3$, на Нижневартовском своде нефти средней плотности и сернистости.

Наиболее тяжелые нефти валанжин-готеривского горизонта ($\rho_{20} = 0,89 \text{ г/см}^3$) приурочены к юго-восточной части Сургутского свода, наиболее легкие ($\rho_{20} < 0,85 \text{ г/см}^3$) - к северо-восточной части Нижневартовского свода.

Основная масса нефтей готерив-аптского нефтегазоносного горизонта сходна по составу и свойствам с нефтями берриаса и валанжина (Нижневартовский свод). На Сургутском своде нефти повсеместно тяжелые, сернистые и смолистые.

По ряду залежей (Мамонтовское, Усть-Балыкское, Самогортское и другие месторождения) четко установлено повышение плотности нефти, сернистости и смолистости от свода залежи к водо-нефтяному разделу.

Физико-химическая характеристика исследованных нефтей месторождений Сургутского и Нижневартовского сводов приводится в табл. 3.14 (см. вкл.).

3.6. Дальневосточная провинция

В этой провинции промышленно нефтегазоносной в настоящее время является лишь Северо-Сахалинская нефтегазоносная область. Структура о.Сахалина представляет собой крупный мегантиклинорий, состоящий из трех структурных элементов: Восточно-Сахалинского и Западно-Сахалинского антиклинорий и разделяющих их Центрально-Сахалинского синклинория [Ратнер и др., 1967; Рябухин и др., 1969]. Каждая из этих геоструктур осложнена многочисленными антиклинальными зонами и локальными структурами. Нефтегазоносна северная часть Восточно-Сахалинского антиклинория, носящая название Охинского тектонического и нефтегазоносного района. Здесь развиты Эхабинская, Паромайская, Сабинская и ряд других антиклинальных зон меридионального простирания, протягивающиеся на сотни километров. Наиболее погруженной и сильно дислоцированной является восточная зона.

Широкое распространение в области имеют палеогеновые и неогеновые отложения мощностью более 8 км, из которых толща неогеновых терригенных образований (мощностью до 3 км) нефтегазонасна. Это дагинская (нижняя), окобыкайская и эхабинская свиты.

В Северо-Сахалинской нефтегазонасной области выделяются (с севера на юг): Шмидтовский, Охинский и Катанглийский районы.

В Охинском районе нефть и газ приурочены к антиклиналям, к восточным приурочены месторождения нефти, к западным — преимущественно газовые месторождения. Антиклинальные складки асимметричны, восточные крылья более крутые и для них характерны продольные разрывы и флексуры.

Основными продуктивными горизонтами являются песчаные пласты верхнемиоценового комплекса (до 20 пластов мощностью от 5 до 60 м). Глубина залегания пластов от 300 до 2000 м. На восточно-Эхабинском, Катанглинском месторождениях нефтеносны песчаники среднего миоцена (дагинская свита), мощность их колеблется от нескольких метров до 45 м.

Свойства нефтей в рассматриваемой провинции изменяются в широких пределах: от легких плотностью 0,81–0,813 г/см³ (Паромайское, Некрасовское) до тяжелых плотностью 0,925–0,950 г/см³ (Оха, Катангли), содержащих соответственно смол от 2–3% в легких, до 30% в тяжелых нефтях. На Охинском месторождении установлена зависимость свойств нефтей от глубин залегания продуктивных пластов [Ратнер и др., 1968]. Здесь плотность нефти с увеличением глубины залегания уменьшается от 0,935–0,949 г/см³ для пласта III до 0,874–0,918 г/см³ для пласта XII. Для нефтей пластов XIII и XIV наблюдается некоторое повышение плотности, но она остается ниже, чем у нефтей верхних пластов.

В региональном плане изменения свойств и состава нефтей в области происходит следующим образом. В направлении от Восточного Эхаби до Южной Охи плотности нефтей изменяются от 0,875 до 0,838 г/см³, содержание парафина — от 0,35 до 6%, содержание метановых углеводородов во фракции, выкипающей до 150°, от 16,3 до 34%. Также закономерно изменяется содержание смол, количество бензиновой фракции и др. Формирование указанных месторождений связывается с латеральной миграцией нефти из относительно глубоководных отложений и прибрежных участков миоценового бассейна и концентрацией их в тектонических ловушках.

В районе месторождений Паромай и Нурово размещаются нефти с малой плотностью (0,812–0,835 г/см³), сравнительно небольшим содержанием смол (3–6%) и высоким содержанием ароматических углеводородов во фракции с температурой кипения до 150° (28,8%). Образование этих нефтей связывают с воздействием тепла интрузивного тела на обогащенные органическим веществом породы нижнего миоцена, а формирование месторождений — с вертикальной миграцией через толщу пород.

Таблица 3.15

Северо-Сахалинская нефтегазоносная область

Место- рождение	Сква- жина	Продуктивный горизонт	Плотность нефти ρ_{20} , г/см ³	Магнит- ная вос- приимчи- вость $-X_{\rho} \cdot 10^6$, 1/г	Содержание, %	
					V	ω
Оха	172	Неоген, мио- цен, VII	0,9191	0,7827	0,0002	8,05
Катангли	76	Неоген, плио- цен, II	0,9432	0,7779	0,0004	8,06
Эхаби	193	Неоген, мио- цен, XIII	0,8397	0,8522	-	1,96
	193	То же	0,8394	0,8057	-	2,20
	325	Неоген, плио- цен, XV	0,8596	0,7984	-	-
Восточный Эхаби	226	Неоген, XXVI	0,8684	0,7927	0,0007	6,56
	279	Неоген, XXVII	0,8582	0,8041	-	4,54

В месторождениях Катангли и Уйглекуты нефти с высокой плотностью (0,94–0,936 г/см³), с большим содержанием смол (38–39%) и нафтеновых углеводородов во фракции до 300⁰ (до 93,4%). Выше приводятся результаты исследования нефтей (табл. 3.15).

3.7. Связь магнитной восприимчивости нефтей различных регионов с особенностями их геологического залегания

Для установления зависимостей изменений удельной магнитной восприимчивости X_{ρ} нефтей от плотности ρ , содержания ванадия V и асфальтенов ω по возрасту нефтевмещающих отложений для различных нефтегазоносных областей и провинций воспользуемся методами корреляционного анализа [Румшинский, 1971]. Представим линейные корреляции между величинами X_{ρ} и ρ , V, ω в виде

$$X_{\rho} \cdot 10^6 = a\rho + b,$$

$$X_{\rho} \cdot 10^6 = mV + n,$$

$$X_{\rho} \cdot 10^6 = p\omega + q.$$

Графики зависимости удельной магнитной восприимчивости X_{ρ} от ρ , V, ω для нефтей Волго-Уральской провинции представлены на рис. 3.15, а–в. Обработка результатов измерений проводилась на ЭВМ БЭСМ-4 и Наир-2. Значения средних величин и средних квадратичных погрешностей магнитной восприимчивости, плотности, со-

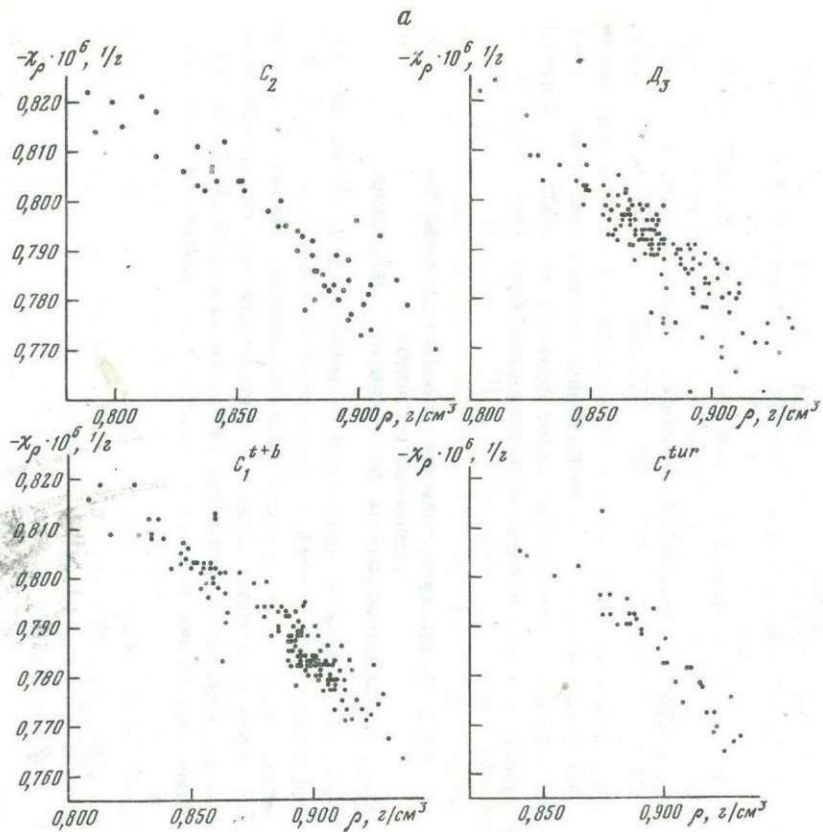


Рис. 3.15. Зависимость магнитной восприимчивости

a — нефтей карбона и верхнего девона Волго-Уральской провинции от плотности, *б* — нефтей пермских, каменноугольных и девонских отложений Волго-Уральской провинции от содержания в них ванадия, *в* — нефтей каменноугольных и девонских отложений Волго-Уральской провинции от содержания в них асфальтенов

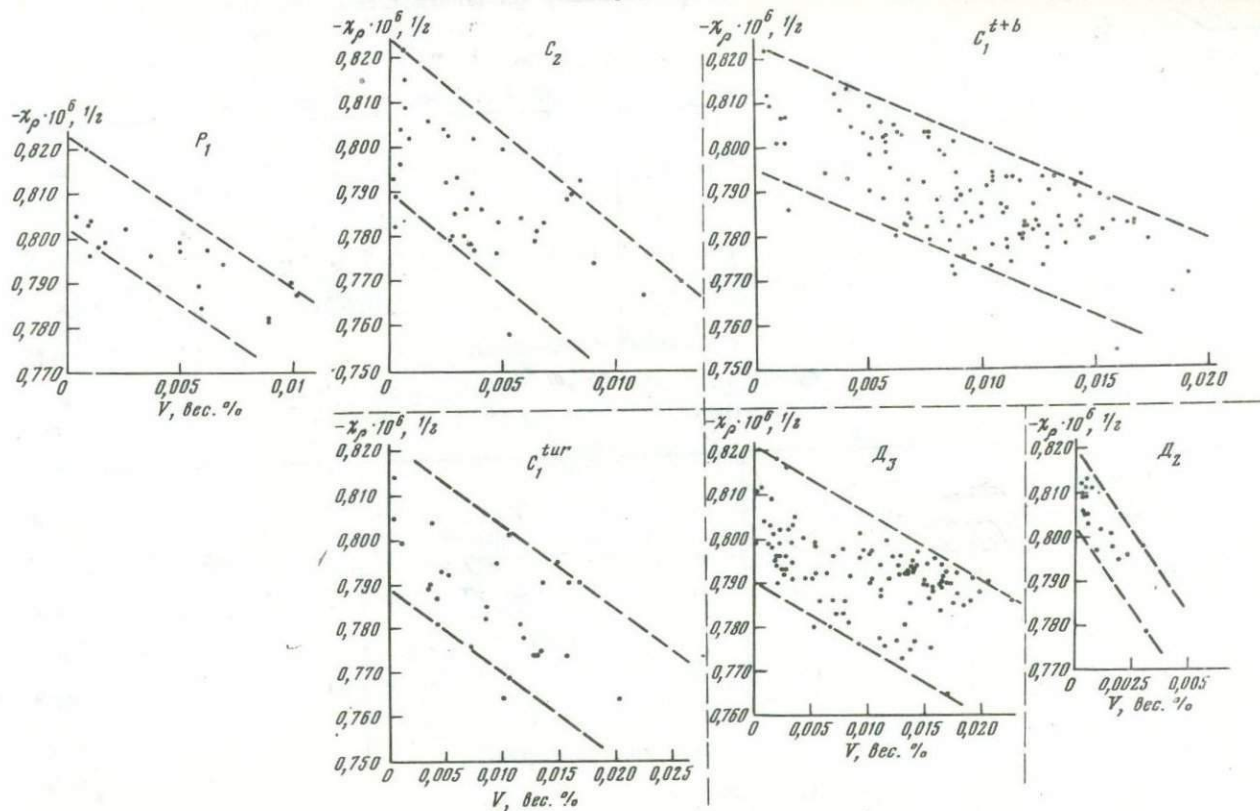


Рис. 3.15 (продолжение)

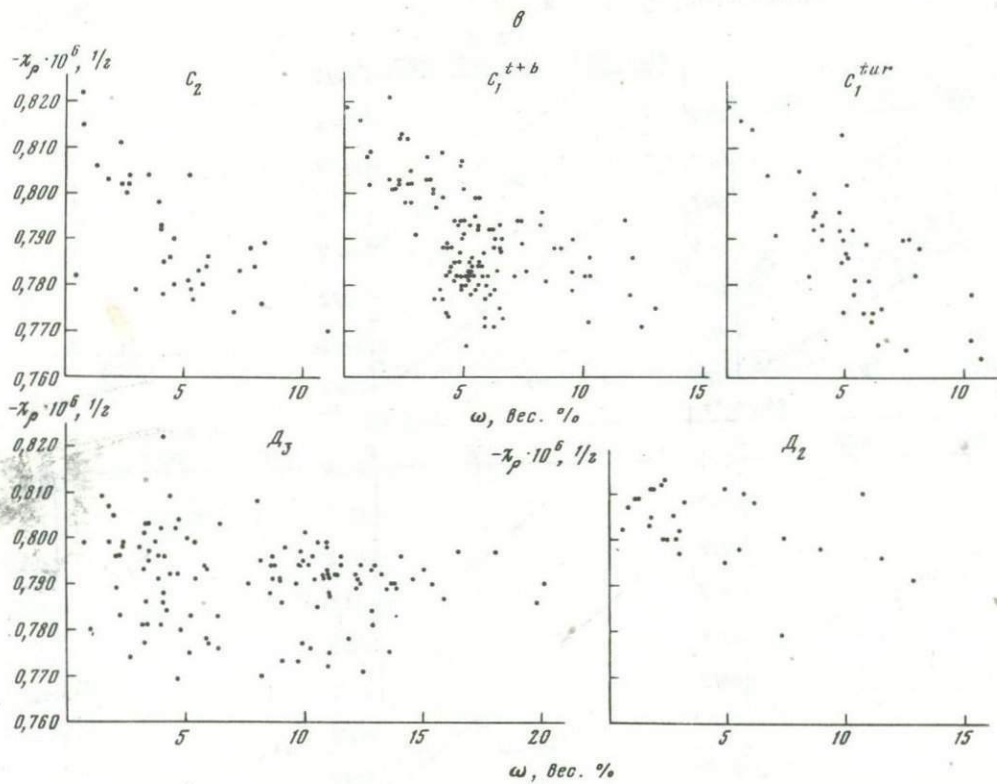


Рис. 3.15 (окончание)

Таблица 3.16 Результаты математической обработки зависимости магнитной восприимчивости нефтей от их плотности (размерности a и b опущены)

Возраст	Число измерений	$-(\chi_{\rho}^{cp} \pm \Delta \chi_{\rho}) \cdot 10^6, 1/\Gamma$	$(\rho^{cp} \pm \Delta \rho), \Gamma/\text{см}^3$	$-a$	b	$K_{\chi_{\rho}, \rho}$
Северо-Сахалинская область (Дальневосточная)						
Неоген	7	0,8019±0,0244	0,8753±0,0401	1,1931	0,4460	0,73
Предкарпатский прогиб						
"	9	0,8063±0,009	0,8311±0,033	0,9530	0,1772	0,76
Предкавказский прогиб						
"	2	0,7580±0,023	0,947±0,009			
Палеоген	6	0,7926±0,024	0,9796±0,048	1,0970	0,3470	0,71
Нижневартовский свод						
Баррем	16	0,8001±0,0109	0,8734±0,0225	1,1627	0,4151	0,86
Готерив	6	0,7916±0,0026	0,8826±0,0102	0,9701	0,2021	0,78
Валанжин	37	0,8041±0,0065	0,8439±0,0092	1,1001	0,3507	0,50
В.юра	4	0,8092±0,0044	0,8240±0,0108	0,9651	0,1892	0,46
Сургутский свод						
Готерив	12	0,7969±0,0072	0,8687±0,0158	1,0935	0,3414	0,75
Валанжин	16	0,7949±0,0047	0,8687±0,0148	1,0037	0,2402	0,76
Предуральский прогиб						
Н.пермь	22	0,7939±0,0144	0,8800±0,0284	1,2078	0,4703	0,93
В.карбон	5	0,7991±0,0061	0,8498±0,0140	1,0069	0,2444	0,56

Таблица 3.16 (продолжение)

Возраст	Число измерений	$-(\chi_{\rho}^{CP} \pm \Delta\chi_{\rho}) \cdot 10^6, 1/\Gamma$	$(\rho^{CP} \pm \Delta\rho), \text{ г/см}^3$	-a	b	$K_{\chi_{\rho}, \rho}$
Предуральский прогиб						
С.карбон	15	0,7992±0,0166	0,8594±0,0447	1,1004	0,3505	0,94
Н.карбон (бобр.+ тульск. гор.)	5	0,7998±0,0169	0,8483±0,0348	1,1812	0,4496	0,92
В.девон	5	0,7898±0,0210	0,8720±0,0401	1,1947	0,4644	0,89
Тимано-Печорская провинция						
Н.пермь	5	0,7942±0,0067	0,8873±0,0170	1,1042	0,3500	0,88
С.карбон	5	0,7949±0,0056	0,8852±0,0101	1,2429	0,5068	0,92
Н.карбон (бобр.+ тульск. гор.)	5	0,8179±0,0044	0,8455±0,0093	1,2105	0,4642	0,97
В.девон	5	0,8075±0,0114	0,8607±0,0210	1,2724	0,540	0,99
С.девон	10	0,8174±0,0112	0,8408±0,0179	1,1950	0,4490	0,72
Воронежский склон						
Н.карбон (бобр.+ тульск. гор.)	5	0,8157±0,0039	0,8386±0,0163	1,0080	0,2292	0,95
В.девон	5	0,8181±0,0051	0,8240±0,10142	0,1006	0,3428	0,94
С.девон	5	0,8169±0,0044	0,8269±0,0124	1,0899	0,3300	0,92
Жигулевско-Оренбургский свод						
С.карбон	10	0,8069±0,0073	0,8324±0,0249	1,0320	0,2703	0,92
Н.карбон (бобр.+ тульск. гор.)	30	0,8024±0,70059	0,8528±0,0184	1,0560	0,2973	0,92
Н.карбон (турн. ярус)	5	0,8002±0,0060	0,8571±0,0163	1,0858	0,3332	0,91
С.карбон	5	0,8065±0,0041	0,8211±0,0148	1,0322	0,2748	0,98
Юго-восточный склон						
Н.карбон (бобр.+ тульск. гор.)	10	0,7888±0,0116	0,8891±0,0268	1,1217	0,3744	0,86
В.девон	43	0,7929±0,0098	0,8751±0,0254	1,1099	0,3621	0,93
С.девон	28	0,8037±0,0079	0,8428±0,0183	1,1256	0,3818	0,89
Мелекесская и Серноводско-Абдулинская впадина						
Н.карбон (турн. ярус)	6	0,7901±0,0045	0,8874±0,0075	1,3077	0,5830	0,96
В.девон	7	0,7885±0,0053	0,8879±0,0100	1,1559	0,4135	0,77
Татарский свод						
Н.карбон (бобр.+ тульск. гор.)	25	0,7788±0,0127	0,9131±0,0226	1,2677	0,5353	0,95
Н.карбон (турн. ярус)	8	0,7778±0,0092	0,9089±0,0172	1,2354	0,5033	0,95
В.девон	76	0,7887±0,0110	0,8776±0,0174	1,2705	0,5490	0,86
С.девон	5	0,8002±0,075	0,8674±0,0166	1,1940	0,4540	0,99

Таблица 3.16 (окончание)

Возраст	Число измерений	$-(\chi_{\rho}^{cp} \pm \Delta\chi_{\rho}) \cdot 10^6, \text{ л/г}$	$(\rho^{cp} \pm \Delta\rho), \text{ г/см}^3$	-a	b	$K_{\chi_{\rho}, \rho}$
Верхне-Камская впадина						
С.карбон	19	0,7830 \pm 0,0059	0,8954 \pm 0,0156	1,0036	0,2464	0,65
Н.карбон (бобр.+тульск. гор.)	25	0,7781 \pm 0,0110	0,9086 \pm 0,0185	1,2971	0,5712	0,96
Н.карбон (турн.ярус)	5	0,7729 \pm 0,0077	0,9177 \pm 0,00111	1,3544	0,6334	0,91
В.девон	5	0,7832 \pm 0,0040	0,9010 \pm 0,0062	1,2620	0,5316	0,82
Бирская седловина						
С.карбон	6	0,7833 \pm 0,0064	0,8851 \pm 0,0114	1,2718	0,5519	0,98
Н.карбон (бобр.+ тульск.гор.)	54	0,7849 \pm 0,0057	0,8963 \pm 0,0084	1,2899	0,5634	0,82
Н.карбон (турн.ярус)	6	0,7836 \pm 0,0132	0,9018 \pm 0,0201	1,3557	0,6343	0,96
Пермско-Башкирский свод						
С.карбон	5	0,8017 \pm 0,0022	0,8610 \pm 0,0176	0,9085	0,1239	0,96
Н.карбон (бобр.+ тульск.гор.)	5	0,7999 \pm 0,0122	0,8638 \pm 0,0364	1,0760	0,3195	0,95
Н.карбон. (турн.ярус)	5	0,8167 \pm 0,0019	0,8174 \pm 0,0122	0,9308	0,1395	0,89
В.девон	8	0,7734 \pm 0,0297	0,9182 \pm 0,0125	1,1481	0,4297	0,18

Таблица 3.17

Результаты математической обработки зависимости магнитной восприимчивости нефтей от содержания (%) ванадия и асфальтенов (размерности m, n, p, q опущены)

Возраст	Число измерений	$V_{cp} \pm V$	-m	n	$K_{\chi_{\rho}, V}$	Число измерений	$\omega^{cp} \pm \Delta\omega$	-p	q	$K_{\chi_{\rho}, \omega}$
Предуральский прогиб										
Н.пермь	17	0,004 \pm 0,003	0,802	1,815	0,72	19	2,22 \pm 1,64	0,801	0,004	0,68
С.карбон	19	0,008 \pm 0,007	0,785	0,186	0,22	18	5,70 \pm 2,40	0,785	0,0004	0,20
Н.карбон (бобр.+тульск. гор.)	21	0,001 \pm 0,0004	0,785	0,513	0,28	20	5,76 \pm 1,77	0,884	0,0006	0,17
Жигулевско-Оренбургский свод										
С.карбон	8	0,003 \pm 0,004	0,812	1,385	0,64	9	2,16 \pm 1,13	0,818	0,005	0,78
Н.карбон (бобр.+ тульск.гор.)	28	0,005 \pm 0,003	0,810	1,170	0,73	27	3,55 \pm 1,70	0,810	0,002	0,53
Н.карбон (турн. ярус)	4	0,004 \pm 0,004	0,803	0,075	0,15	5	4,29 \pm 2,26	0,815	0,002	0,99
Юго-восточный склон Русской платформы										
Н.карбон (бобр.+ тульск.гор.)	9	0,009 \pm 0,005	0,804	1,374	0,64	9	4,02 \pm 2,26	0,823	0,008	0,78
Н.карбон (турн.ярус)	9	0,006 \pm 0,004	0,796	1,513	0,75	9	5,15 \pm 0,61	0,811	0,005	0,38
В.девон	41	0,004 \pm 0,004	0,804	1,721	0,50	240	4,32 \pm 1,64	0,795	0,0001	0,02
С.девон	22	0,002 \pm 0,002	0,804	0,622	0,21	24	3,70 \pm 2,70	0,810	0,001	0,23
Татарский свод										
Н.карбон (бобр.+ тульск.гор.)	14	0,020 \pm 0,013	0,792	0,417	0,76	14	9,42 \pm 2,62	0,7999	0,002	0,60

Таблица 3.17 (окончание).

Возраст	Число изме- рений	$\bar{VCP} \pm V$	$-t$	n	$K_{\chi_p, V}$	Число изме- рений	$\bar{\omega}^{CP} \pm \Delta\omega$	$-p$	q	$K_{\chi_p, \omega}$
Н.карбон. (турн.ярус)	8	0,039 \pm 0,030	0,788	0,252	0,83	8	8,07 \pm 2,75	0,797	0,002	0,69
В.девон	61	0,013 \pm 0,007	0,781	0,105	0,01	61	11,20 \pm 3,20	0,797	0,001	0,22
С.девон	3	0,007 \pm 0,007	0,808	1,067	0,81	3	10,31 \pm 2,76	0,813	0,001	0,36
Верхне-Камская впадина										
Н.карбон (бобр.+ тульск.гор.)	21	0,010 \pm 0,004	0,785	0,512	0,33	20	5,76 \pm 1,77	0,784	0,0006	0,17
Н.карбон (турн. ярус)	19	0,008 \pm 0,004	0,785	0,186	0,21	18	5,71 \pm 2,46	0,785	0,0004	0,21
Бирская седловина										
Н.карбон (бобр.+ тульск.)	50	0,011 \pm 0,002	0,798	1,177	0,56	50	5,47 \pm 1,00	0,777	0,001	0,23
Н.карбон. (турн. ярус)	4	0,016 \pm 0,002	0,796	1,054	0,84	6	4,95 \pm 1,16	0,827	0,007	0,49
С.карбон.	5	0,003 \pm 0,001	0,798	4,230	0,64	5	5,62 \pm 1,66	0,802	0,004	0,81
Пермско-Башкирский свод										
С.карбон	4	0,002 \pm 0,002	0,804	0,974	0,84	4	5,97 \pm 1,98	0,805	0,003	0,84
Н.карбон (бобр.+ тульск.гор.)	-	-	-	-	-	3	5,53 \pm 4,53	0,814	0,002	0,92
Н.карбон (тур. ярус)	-	-	-	-	-	3	0,64 \pm 0,46	0,820	0,005	0,99
В.девон	-	-	-	-	-	9	4,12 \pm 2,00	0,723	0,005	0,42

держания ванадия, асфальтенов, а также коэффициенты a , b , m , n , p и q приведены в табл. 3.16 и 3.17. В тех же таблицах приведены значения коэффициентов корреляции $K_{\chi_{\rho}, \rho}$, $K_{\chi_{\rho}, V}$, $K_{\chi_{\rho}, \omega}$, которые служат мерой линейной зависимости между соответствующими величинами.

Между магнитной восприимчивостью нефтей и их плотностью наблюдается хорошая корреляция, при которой коэффициент $K_{\chi_{\rho}, \rho}$ достигает значений 0,9. Однако между магнитной восприимчивостью нефтей и содержанием в них ванадия и асфальтенов корреляция выражена слабее, соответствующие коэффициенты не более 0,5, а в ряде случаев корреляция вообще не установлена ($K < 0,3-0,4$). Эти обстоятельства в значительной степени объясняются, по-видимому, тем, что по некоторым нефтегазоносным областям количество измеренных образцов нефтей было недостаточным, а кроме того, низкой точностью определения содержания отдельных ингредиентов (например, ванадия при его весьма малой концентрации в нефтях).

На рис. 3.16 показаны средние значения величин магнитной восприимчивости и плотности нефтей различных по возрасту нефте-вмещающих отложений для отдельных нефтегазоносных областей.

Несмотря на существенные изменения величин магнитной восприимчивости нефтей, так же как и плотности (в пределах одного возраста отложений), к каждой крупной нефтеносной структуре или группе областей приурочены нефти с определенными значениями магнитных восприимчивостей. Например, по тульскому и бобриковскому горизонтам терригенной толщи нижнего карбона нефти с высокой магнитной восприимчивостью (χ_{ρ} от $-0,790 \cdot 10^{-6}$ до $-0,777 \cdot 10^{-6}$ 1/г), как правило, приурочены в основном к Татарскому своду, Верхнекамской впадине, Бирской седловине и юго-восточному склону Русской платформы. В этом же возрастном интервале довольно четко выделяются нефти с низкими значениями магнитной восприимчивости (от $-0,795 \cdot 10^{-6}$ до $-0,815 \cdot 10^{-6}$ 1/г), характерные для месторождений восточного склона Воронежского свода, Жигулевско-Оренбургского и Пермско-Башкирского сводов, а также Предуральяского прогиба. Более резкие колебания магнитной восприимчивости нефтей наблюдаются для карбонатной толщи турнейского яруса и терригенно-карбонатной толщи верхнего девона, соответствующие значения магнитной восприимчивости составляют от $-0,810 \cdot 10^{-6}$ 1/г до $-0,750 \cdot 10^{-6}$ 1/г.

В турнейском ярусе нефти с наиболее значительными величинами χ_{ρ} , так же как и в вышележащем, визейском ярусе, приурочены к Татарскому своду, Верхнекамской впадине и Бирской седловине. В верхнем девоне нефти с максимальными значениями χ_{ρ} характерны для Верхнекамской впадины и Башкирской вершины Пермско-Башкирского свода, а минимальные значения χ_{ρ} соответствуют нефтям восточного склона Воронежского свода и юго-восточного склона Русской платформы.

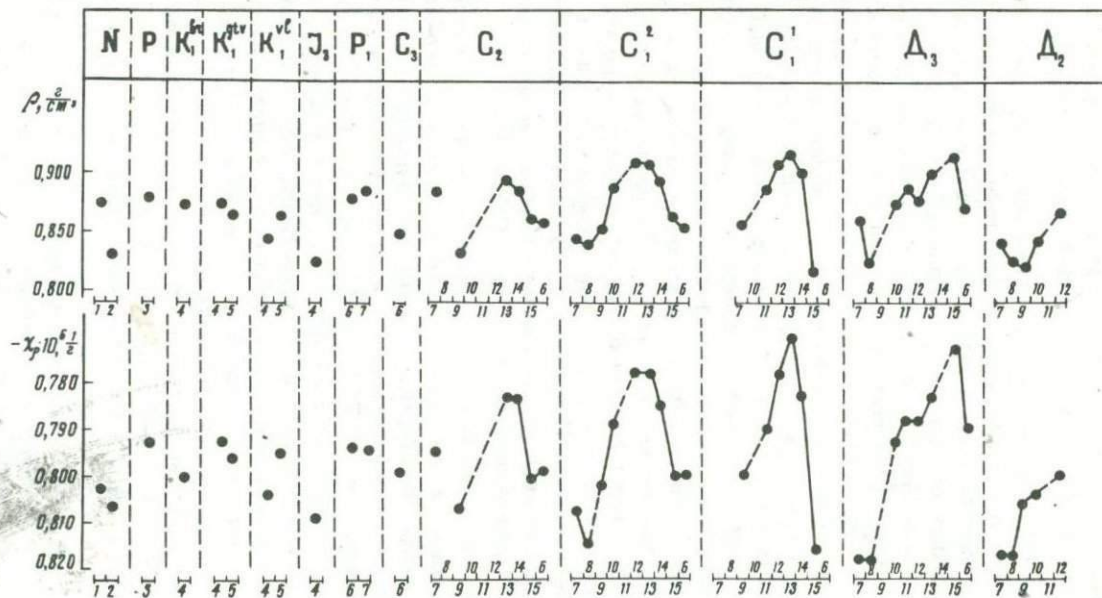


Рис. 3.16. Изменение средних значений магнитной восприимчивости и плотности нефтей по регионам
 Нефтегазоносные области: 1 – Северо-Сахалинская, 2 – Прѣдкарпатский прогиб, 3 – Предкавказский прогиб, 4 – Нижневартовский свод, 5 – Сургутский свод, 6 – Прѣдуральский прогиб, 7 – Тимано-Печорская провинция, 8 – восточный склон Воронежского свода, 9 – Жигулевско-Оренбургский свод, 10 – юго-восточный склон Русской платформы, 11 – Мелекесская и Серноводско-Абдулинская впадины, 12 – Татарский свод, 13 – Верхнекамская впадина, 14 – Бирская седловина, 15 – Пермско-Башкирский свод

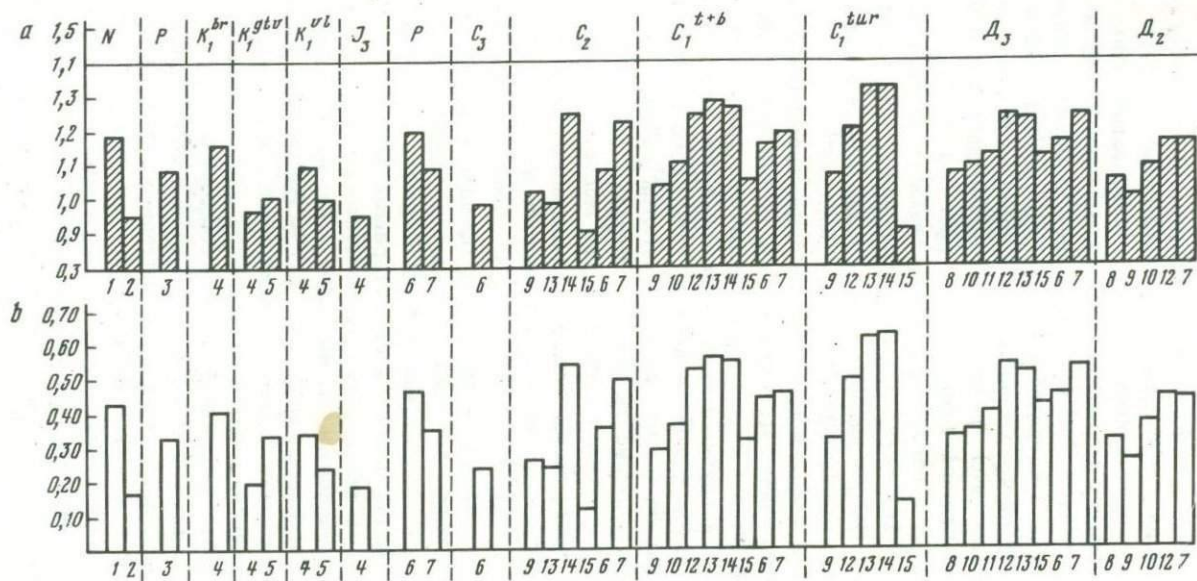


Рис. 3.17. Изменение коэффициентов a и b , полученных по линейной зависимости магнитной восприимчивости от плотности нефтей

Обозначения те же, что на рис. 3.16

Нефти среднего девона Волго-Уральской провинции характеризуются, как правило, небольшими значениями удельной магнитной восприимчивости (от $-0,800 \cdot 10^{-6}$ до $-0,817 \cdot 10^{-6}$ 1/г). Они принадлежат южным нефтеносным областям: восточному склону Воронежского свода и Жигулевско-Оренбургскому своду.

Тенденция приуроченности нефтей с наибольшей диамагнитной восприимчивостью к отрицательным тектоническим структурам (Верхнекамской впадине и Бирской седловине), а с наименьшей - к сводовым поднятиям (Жигулевско-Оренбургскому и Пермско-Башкирскому) видна на схеме изменения магнитной восприимчивости χ_p нефтей в зависимости от возраста нефтемещающих пород и по среднекаменноугольным отложениям (см. рис. 3.16).

К сожалению, представлены нефти верхнего карбона и нижней перми лишь по 1-2 областям, по значениям χ_p они занимают среднее положение между нефтями с максимальными и минимальными значениями (от $-0,795 \cdot 10^{-6}$ до $-0,800 \cdot 10^{-6}$ 1/г).

Обращает на себя внимание четко выраженный симбатный характер изменения величин магнитной восприимчивости и плотности как в возрастном подразделении нефтемещающих отложений, так и в приуроченности к крупным тектоническим элементам (см. рис. 3.16).

Нефти юрской и меловой систем Сургутского и Нижневартовского сводов Западной Сибири характеризуются небольшими значениями магнитной восприимчивости (от $-0,795 \cdot 10^{-6}$ до $0,810 \cdot 10^{-6}$ 1/г) с тенденцией понижения величины χ_p от молодых к древним отложениям. Еще более четко можно наблюдать уменьшение плотности нефти при переходе от верхних горизонтов мела к верхней юре.

Примерно такими же значениями χ_p обладают единичные образцы нефтей из отложений и палеогена Предкарпатя, Предкавказского прогиба и Северо-Сахалинской области. Однако следует отметить, что не все исследованные в настоящей работе нефти указанных трех провинций являются характерными для них.

Полученные по результатам математической обработки коэффициенты a и b в предположении линейной зависимости магнитной восприимчивости представлены на рис. 3.17. Видно, что наблюдается в основном симбатное изменение магнитной восприимчивости, а также коэффициентов a и b с плотностью нефтей. Следовательно, значения удельных магнитных восприимчивостей χ_p и, в особенности, сильное изменение по абсолютной величине коэффициентов a и b можно использовать для сравнительной характеристики нефтей в пределах конкретной нефтегазоносной области.

Интересно рассмотреть характер изменений удельной магнитной восприимчивости от глубины залегания нефти. На рис. 3.18 показаны зависимости χ_p и ρ от глубины залегания ряда исследованных образцов нефтей Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций, по которым имелись сведения о глубине перфорации продуктивного пласта, а на рис. 3.19 и 3.20 - зависимости χ_p от глубины залегания для ряда месторождений платформенной части Башкирии и Предуральяского прогиба.

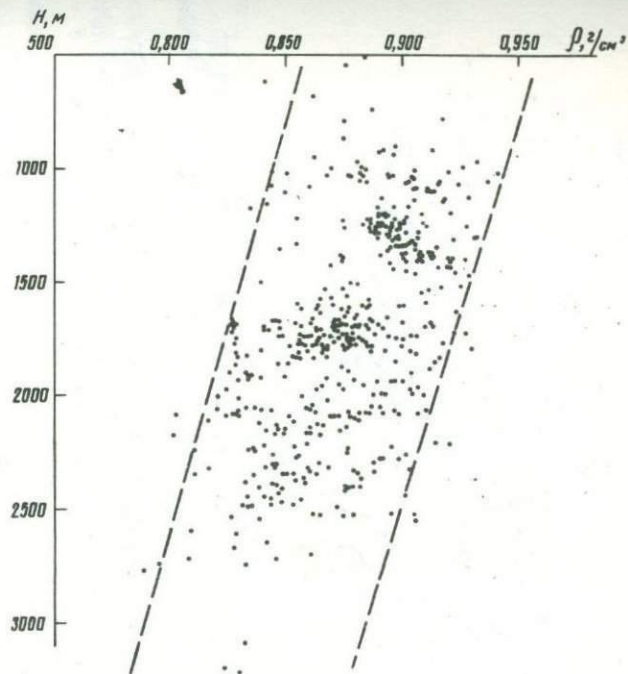
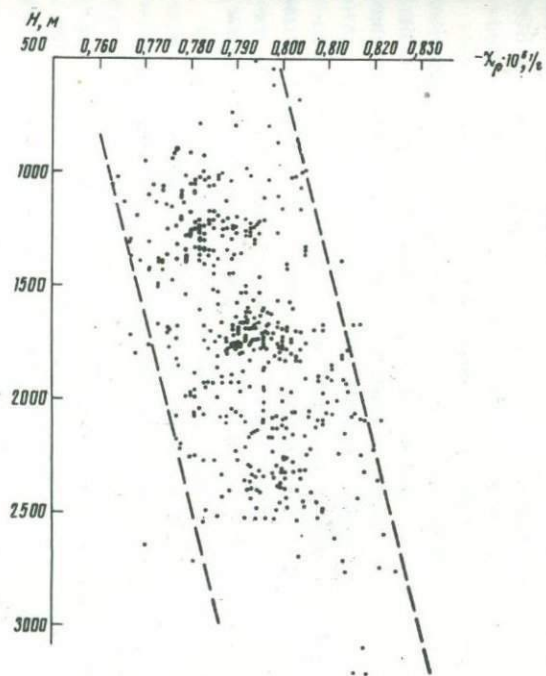


Рис. 3.18. Зависимость магнитной восприимчивости и плотности нефтей от глубины залегания по Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинциям

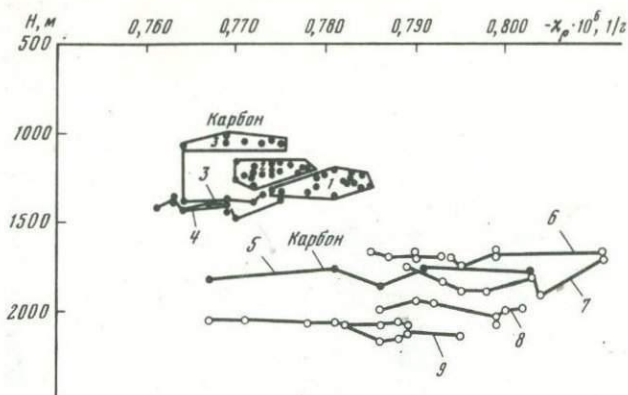


Рис. 3.19. Кривые зависимости магнитной восприимчивости от глубины залегания для месторождений платформенной части Башкирии

Нефть в каменноугольных отложениях: 1 — Шарипово, 2 — Юсупово, 3 — Югомаш-Максимово, 4 — Татышлы, 5 — Южно-Сергеевское; в девонских отложениях: 6 — Константиновка, 7 — Леонидовка, 8 — Шкалово, 9 — Южно-Сергеевка

Как видно на рисунках, с увеличением глубины залегания нефти значения магнитных восприимчивостей, как правило, уменьшаются. Такая же тенденция изменения с глубиной свойственна и плотности (см. рис. 3.18).

Смещение указанных параметров для некоторых нефтей от намечившейся тенденции в сторону низких величин χ_p на глубинах 500–900 м, вероятно, представляет собой исключение из общей закономерности превращения нефтей в недрах Земли. Как известно [Добрянский, 1961], в близких к дневной поверхности слоях земли увеличивается влияние гипергенных факторов на нефть, которые ведут к снижению содержания легких фракций, утяжелению и осмолению нефтей. Следовательно, в этих слоях должны были бы скапливаться нефти с большей плотностью и магнитной восприимчивостью. Однако данные по исследованным нефтям, наоборот, показывают концентрацию на этих глубинах легких нефтей. Вероятно, такие нефти в процессе вертикальной миграции через толщу трещиноватых и пористых пород претерпели естественную фильтрацию, потеряв часть асфальтенов и смол, стали более легкими, чем в нижних пластах, а подвергнуться воздействию гипергенных факторов еще не успели.

На примерах месторождений платформенной части Башкирии и Предуральяского прогиба можно попытаться выяснить, существует ли зависимость между величиной магнитной восприимчивости и глубиной залегания нефти в одновозрастных нефтемещающих отложениях. На рис. 3.19, 3.20 показаны соответствующие графики из-

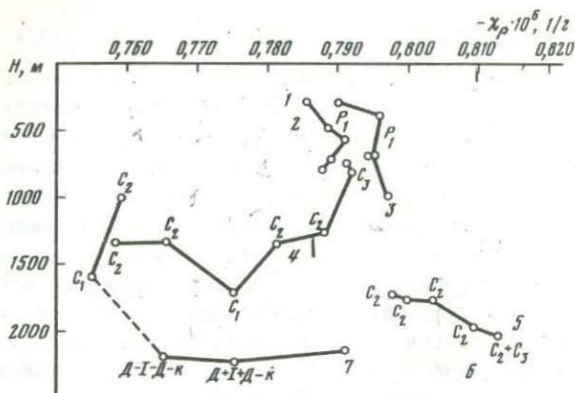


Рис. 3.20. Кривые зависимости магнитной восприимчивости от глубины залегания нефтей для месторождений Предуральяского прогиба

1 - Ишимбаевское, 2 - Староказанковское, 3 - Введенское, 4 - Муслюмовское, 5 - Волостновское, 6 - Араслановское, 7 - Кызылбаевское

менений χ_ρ от глубины. Видно, что при достаточно малых изменениях глубин залегания имеют место значительные колебания величин магнитной восприимчивости нефтей. При этом значения χ_ρ нефтей из каменноугольных отложений группируются в основном в области больших и средних значений восприимчивостей, нефтей из девонских отложений - в области малых величин χ_ρ .

Нефти Предуральяского прогиба залегают в широком интервале глубин, соответственно колебания их магнитных восприимчивостей также значительны (от $-0,750 \cdot 10^{-6}$ до $-0,820 \cdot 10^{-6}$ 1/г). Тем не менее значения восприимчивостей нефтей каменноугольных и девонских отложений Предуральяского прогиба при почти одинаковых глубинах залегания одновозрастных отложений на платформе несколько отличаются. В частности, нефти девона из Кызылбаевского месторождения обладают большей магнитной восприимчивостью, чем девонские нефти платформенной части Башкирии на тех же глубинах. Для нефтей среднего и нижнего карбона этого же месторождения характерны большие значения величин χ_ρ , чем для нефтей платформенных месторождений при почти одинаковых глубинах.

Следовательно, на изменение состава и свойств нефтей оказывают влияние не только глубины залегания, но и более сильные геологические факторы, например дизъюнктивная дислокация на нефтеносной структуре. В более спокойных, не нарушенных (или слабо затронутых) разрывной дислокацией районах, как, например, платформенная часть Башкирии, сохранность нефтей оказывается выше, чем в Предуральском прогибе.

Возникает вопрос, зависит ли магнитная восприимчивость и плотность нефтей от положения их на структуре, т.е. изменяются ли

эти параметры в пределах отдельных нефтяных залежей. Для выяснения этого вопроса были проанализированы данные по нефтям пашийского горизонта, приуроченные к песчаному пласту Д-I крупного Ромашкинского месторождения, и ряда мелких залежей Арланского, Туймазинского и Серафимовского месторождений (см. табл. 3.1). Рассмотрение характера изменения свойств нефтей пласта Д-I Ромашкинского месторождения показало, что наиболее плотные нефти, соответственно с наибольшей магнитной восприимчивостью, располагаются, как правило, по периферии антиклинальной структуры: на Сармановской, Ташлиярской, Азнакаевской, Чишминской, Южно-Азнакаевской, Кармалинской, Лениногорской и Южной площадях (см. рис. 3,2; табл. 3.1). По мере приближения к своду структуры (Алькеевская, Восточно-Сулеевская, Павловская, Южно-Ромашкинская площади) нефти становятся менее плотными и более диамагнитными. Точно такое же размещение плотных нефтей по периферии залежей наблюдается по Арланскому, Серафимовскому и другим месторождениям Башкирии.

Изменения величин магнитной восприимчивости в зависимости от положения на структуре, несомненно, взаимосвязаны и с фракционным составом этих нефтей, что будет подробно рассмотрено в следующей главе.

СВЯЗЬ МАГНИТНОЙ ВОСПРИИМЧИВОСТИ С СОСТАВОМ НЕФТЕЙ

В параграфах 1.3 и 1.4 были рассмотрены магнитные свойства отдельных компонентов нефтей, когда-либо выделенных из последних (магнетохимия нефти), а в 3.7 установлены корреляции магнитной восприимчивости нефтей с их плотностью, содержанием в них ванадия и асфальтенов.

В этой главе более подробно рассмотрен вопрос о связи магнитной восприимчивости нефтей с их составом. На примере нефтей месторождений Западной Сибири рассматриваются корреляции магнитной восприимчивости с более широким набором физико-химических свойств, а также составом нефтей (плотностью, вязкостью, содержанием ванадия, асфальтенов, смол, парафина и фракционным составом). Кроме того, анализируются экспериментальные данные по изучению магнитных свойств фракций нескольких типичных нефтей и делается попытка установить закономерности изменения их удельных магнитных восприимчивостей в зависимости от состава фракций. И наконец, на примере нефтей Башкирии прослеживается характер изменений магнитной восприимчивости фракций в зависимости от особенностей геологического залегания нефтей.

4.1. Связь магнитной восприимчивости с физико-химическими свойствами нефтей

Существование корреляции магнитной восприимчивости нефтей с их физико-химическими свойствами иллюстрируется на примере 60 западно-сибирских нефтей (см. табл. 3.14), достаточно хорошо представляющих месторождения Сургутского и Нижневартовского сводов. Поскольку геологические условия залегания нефтей этих сводов по основным физико-химическим параметрам близки друг к другу, в дальнейшем они будут рассматриваться совместно.

Для указанных нефтей установлены линейные корреляции удельной магнитной восприимчивости χ_ρ с ρ , V , ω , σ и π в виде

$$-\chi_\rho \cdot 10^6 = a\rho + b, \dots$$

$$-\chi_\rho \cdot 10^6 = mV + n, \dots$$

$$-\chi_\rho \cdot 10^6 = p\omega + q, \dots$$

$$-\chi_\rho \cdot 10^6 = r\sigma + s, \dots$$

$$-\chi_\rho \cdot 10^6 = x\pi + y, \dots$$

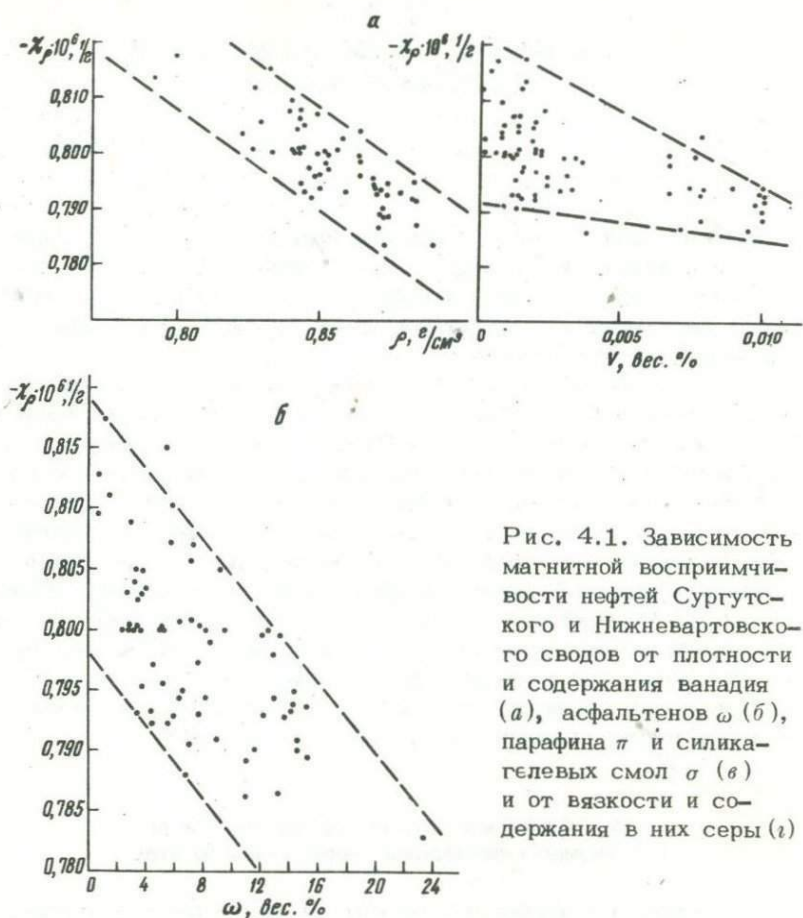
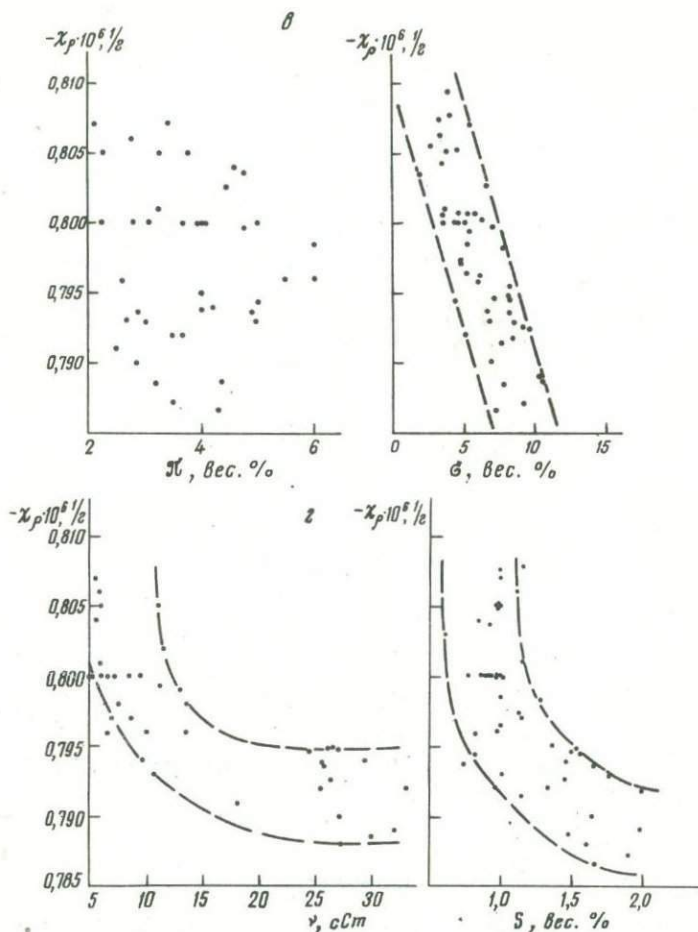


Рис. 4.1. Зависимость магнитной восприимчивости нефтей Сургутского и Нижневартовского сводов от плотности и содержания ванадия (а), асфальтенов ω (б), парафина π и силикагелевых смол σ и от вязкости и содержания в них серы (в)

На рис. 4.1, а-в приведены зависимости магнитной восприимчивости от физико-химических параметров и состава нефтей. Результаты математической обработки зависимостей χ_ρ от ρ , V , ω , σ , π нефтей Сургутского и Нижневартовского сводов представлены ниже.

K = 0,857		K = 0,481		K = 0,284	
a	b	m	n	p	q
1,0541	0,298	-0,8027	1,053	-0,8017	0,0003
K = 0,832			K = 0,139		
r	s	x	y		
-0,8094	0,0018	-0,7947	-0,0010		



Хорошие линейные корреляции с коэффициентами $K \approx 0,6-0,7$ наблюдаются между магнитной восприимчивостью и плотностью, а также содержанием смол в нефтях. Хуже линейная корреляция между магнитной восприимчивостью и содержанием в нефтях асфальтенов и ванадия. По-видимому, вообще отсутствует какая-либо связь между величинами и содержанием в нефтях парафина. Между магнитной восприимчивостью и вязкостью, а также содержанием серы в нефтях существует нелинейная зависимость (см. рис. 4.1, в).

К сожалению, в нашем распоряжении не было данных по содержанию в исследованных западно-сибирских нефтях металлов (в первую очередь никеля и железа). Однако для ряда нефтей Башкирии (рис. 4.2), по-видимому, наблюдается хорошая корреляция величины χ_p с содержанием в нефти некоторых парамагнитных металлов (скандий, хром, кобальт).

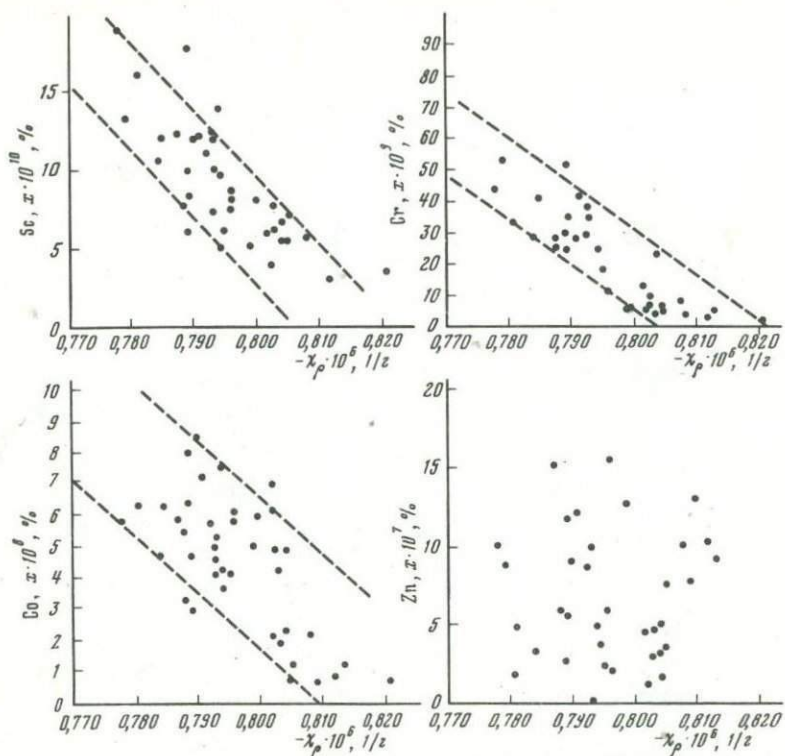


Рис. 4.2. Зависимость магнитной восприимчивости нефтей Башкирии от содержания металлов

4.2. Магнитная восприимчивость фракций нефтей

С целью более полного объяснения отличия магнитных свойств нефтей различных месторождений в зависимости от их состава была исследована удельная магнитная восприимчивость χ_p 50-градусных фракций шести типичных нефтей, основные физико-химические характеристики которых представлены в табл. 4.1.

Результаты исследований магнитной восприимчивости бензиновых фракций этих нефтей, выкипающих до 200°C , сведены в табл. 4.2, дистиллятной части – в табл. 4.3, а магнитные свойства исходных нефтей, остатков и содержание в них металлов (V, Ni) – в табл. 4.4.

На рис. 4.3, а–в показаны кривые изменения магнитной восприимчивости фракций в зависимости от исследуемого интервала температур кипения, а на рис. 4.4 – кривые изменения восприимчивости исходных нефтей и остатков нефтей в функции содержания в них V и Ni.

Обращает на себя внимание ряд интересных особенностей. Несмотря на определенное различие магнитных восприимчивостей ис-

Таблица 4.1

Групповой углеводородный состав бензиновых фракций, выкипающих до 200°C

Номер нефти	Выход, %	Нафтенновые, %	Парафиновые, %			Ароматические, %
			всего	нормальное строение	изомерное строение	
$T_{\text{кип}} = 28-60^{\circ}\text{C}$						
1	2,4	1,5	98,5	57,0	41,5	-
2	2,5	1,4	98,6	51,2	47,4	-
3	2,5	-	-	-	-	-
4	0,8	-	-	-	-	-
5	2,5	2,1	97,9	58,1	39,8	-
6	2,6	12,5	87,5	18,6	68,9	-
$T_{\text{кип}} = 60-95^{\circ}\text{C}$						
1	3,2	17,7	79,5	42,6	36,9	2,8
2	3,2	22,2	74,7	37,0	37,7	3,1
3	3,4	20,9	76,9	29,6	47,3	2,2
4	2,2	33,2	42,7	32,5	10,2	24,1
5	4,7	35,6	62,3	33,3	29,0	2,4
6	2,9	22,1	75,5	16,6	58,9	2,4
$T_{\text{кип}} = 95-122^{\circ}\text{C}$						
1	2,8	18,2	74,4	36,1	38,3	7,4
2	3,2	25,1	68,4	28,4	40,0	6,5
3	2,8	22,2	73,4	24,1	49,3	4,4
4	4,8	30,7	40,9	25,1	15,8	28,4
5	3,9	36,7	57,4	25,0	32,4	5,9
6	2,3	23,4	72,4	16,5	55,9	4,2
$T_{\text{кип}} = 122-150^{\circ}\text{C}$						
1	3,4	14,7	71,0	29,5	41,5	14,3
2	3,9	24,7	64,7	26,5	38,2	10,6
3	3,6	22,9	69,3	21,6	47,7	7,8
4	6,9	22,7	46,8	24,0	22,8	30,5
5	4,5	30,5	58,0	22,8	35,2	11,5
6	2,9	24,5	67,3	17,3	50,9	7,3

Таблица 4.1 (окончание)

Номер нефти	Выход, %	Нафтеновые, %	Парафиновые, %			Ароматические, %
			всего	нормальное строение	изомерное строение	
$T_{\text{кип}} = 150-200^{\circ}\text{C}$						
1	6,5	8,5	67,0	28,4	38,6	24,5
2	7,6	16,8	65,5	25,7	39,4	18,1
3	6,0	21,1	63,0	19,3	43,7	15,9
4	11,4	15,3	55,6	23,7	31,9	29,1
5	8,3	27,1	52,9	21,8	31,8	20,0
6	7,4	13,9	66,3	18,1	48,2	19,8

Примечание. Здесь и в табл. 4.2-4.4 нефть: 1 - сирийская, 2 - азнакаевская, 3 - исхандеровская, 4 - оренбургская, 5 - западно-сибирская, 6 - кандринская.

ходных нефтей, величины χ_p первых фракций, выкипающих в интервале температур $28-60^{\circ}\text{C}$, для всех исследованных нефтей (за исключением оренбургской нефти) близки друг к другу и составляют приблизительно $-(0,860-0,870) \cdot 10^{-6}$ л/г.

Это обстоятельство становится понятным, если обратить внимание на то, что выход первой фракции и ее групповой углеводородный состав для пяти нефтей (сирийской, азнакаевской, западно-сибирской, исхандеровской, кандринской) близки друг к другу (см. табл. 4.1). Принимая во внимание тот факт, что в интервале температур кипения $28-60^{\circ}\text{C}$ в составе углеводородной части содержится лишь ограниченное число компонентов (из алканов только *n*-пентан; 2,2-диметилбутан; 2,3-диметилбутан; 2-метилпентан, из нафтенов - лишь циклопентан, ароматика отсутствует совсем), и взяв из табл. 1.8 значения их величин χ_p , можно рассчитать удельную магнитную восприимчивость первой фракции нефти, величина которой приблизительно составляет около $-0,8690 \cdot 10^{-6}$ л/г. Это значение хорошо согласуется с величинами магнитных восприимчивостей фракций, выкипающих до 60°C , для всех исследуемых нефтей, за исключением оренбургской нефти.

К сожалению, не имелось данных о групповом углеводородном составе фракции оренбургской нефти, выкипающей в интервале $28-60^{\circ}\text{C}$. Однако такие данные в следующей фракции, выкипающей в интервале $60-95^{\circ}\text{C}$ (см. табл. 4.1), показывают, что углеводородный состав первой фракции этой нефти также, по-видимому, значительно отличается от состава первых фракций всех других исследованных нефтей.

Таблица 4.2

Удельная магнитная восприимчивость и плотность бензиновых фракций, выкипающих до 200°C

Номер нефти	ρ_{20} , г/см ³	$-\chi_p \cdot 10^6$, 1/г
$T_{\text{кип}} = 28-60^\circ\text{C}$		
1	0,6297	0,8682
2	0,6327	0,8653
3	0,6406	0,8700
4	0,6773	0,8170
5	0,6430	0,8611
6	0,6455	
$T_{\text{кип}} = 28-100^\circ\text{C}$		
1	0,6664	0,8643
2	0,6730	0,8550
3	0,6683	0,8661
4	0,7354	0,8158
5	0,6830	0,8530
6	0,6834	0,8640
$T_{\text{кип}} = 100-150^\circ\text{C}$		
1	0,7374	0,8452
2	0,7403	0,8409
3	0,7372	0,8400
4	0,7626	0,8081
5	0,7455	0,8470
6	0,7458	0,8431
$T_{\text{кип}} = 150-200^\circ\text{C}$		
1	0,7796	0,8299
2	0,7766	0,8320
3	0,7761	0,8269
4	0,7889	0,8102
5	0,7829	0,8300
6	0,7821	0,8313

Действительно, во второй фракции оренбургской нефти содержание ароматических углеводородов приблизительно в 10 раз превышает их содержание в соответствующих фракциях стальных нефтей. Это обстоятельство, по-видимому, объясняет значительно меньший диамагнетизм как самой оренбургской нефти, так и всех ее первых фракций, что особенно наглядно видно из сопоставления графиков на рис. 4.4 и рис. 4.3, а-в.

Таблица 4,3

Удельная магнитная восприимчивость и групповой углеводородный состав дистиллятной части нефтей, выкипающей выше 200°C

Номер нефти	Выход, %	Содержание во фракции, %			$-X_{\rho} \cdot 10^6$, 1/г
		парафино-нафтеновые	ароматические	асфальтены+ смолы	
$T_{кип} = 200-250^{\circ}C$					
1	6,7	79,3	20,5	0,2	0,8199
2	8,1	78,6	21,3	0,1	0,8221
3	7,3	78,7	20,8	0,5	0,8090
4	10,2	79,5	20,1	0,4	0,8085
5	8,4	77,3	22,5	0,2	0,8164
6	6,9	72,4	27,3	0,3	0,8166
$T_{кип} = 250-300^{\circ}C$					
1	6,8	68,9	30,8	0,3	0,8058
2	9,5	68,1	31,5	0,4	0,8145
3	7,8	65,4	34,1	0,5	0,7965
4	12,0	69,5	28,9	0,6	0,8015
5	9,0	69,5	30,2	0,3	0,7975
6	9,9	56,3	41,6	2,1	0,8044
$T_{кип} = 300-350^{\circ}C$					
1	8,4	57,4	42,0	0,6	0,8000
2	8,4	59,3	39,7	1,0	0,8086
3	8,1	58,3	40,8	0,9	0,7942
4	12,1	63,8	34,5	1,7	0,7903
5	9,7	65,3	33,7	0,7	0,7842
6	9,2	49,5	47,9	2,6	0,7955
$T_{кип} = 350-400^{\circ}C$					
1	7,8	45,8	52,8	1,4	0,7873
2	8,0	49,1	48,5	2,0	0,8030
3	8,6	55,7	52,5	1,8	0,7823
4	7,6	56,0	40,5	3,5	0,7877
5	9,5	56,1	42,7	1,2	0,7705
6	9,1	39,2	47,1	3,7	0,7919
$T_{кип} = 400-450^{\circ}C$					
1	8,0	36,1	62,1	1,8	0,7847
2	8,4	40,1	57,5	2,4	0,8001
3	8,0	39,7	57,1	3,2	0,7660
4	8,2	52,9	41,9	5,2	0,7869
5	9,5	41,6	56,1	2,0	0,7642
6	7,4	31,3	62,4	6,3	0,7785

Таблица 4.4

Удельные магнитные восприимчивости нефтей и их остатков (выше 450°C)

Номер нефти	$-\chi_p \cdot 10^6, 1/\text{г}$		V, %		Ni, %	
	Нефть	Остаток	Нефть	Остаток	Нефть	Остаток
1	0,7801	0,7282	0,0110	0,0230	0,0034	0,0074
2	0,7807	0,6961	0,0110	0,0280	0,0040	0,0110
3	0,7806	0,7448	0,0130	0,0200	0,0033	0,0060
4	0,7994	0,7958	0,0026	0,0100	0,0005	0,0026
5	0,7951	0,7711 ^{1*}	0,0036	0,0160 ^{1*}	0,0009	0,0048 ^{1*}
6	0,7761	0,6670	0,0130	0,0340	0,0057	0,0146

^{1*} Для остатка выше 500°C.

Расчитать условные значения восприимчивостей фракции нефтей, следующих за первой (выкипающей до 60°C), практически невозможно, несмотря на то что для большинства из них имеются сведения об индивидуальном составе углеводородов, выкипающих вплоть до 120°C. Это связано, с одной стороны, с тем, что при такого рода расчетах следует учитывать присутствие в соответствующих фракциях большого числа не слишком точно идентифицированных (в основном по температурам кипения) индивидуальных углеводородов, а с другой стороны, с очень приближенным определением содержания отдельных углеводородов в нефти.

Тем не менее обращает на себя внимание то обстоятельство, что восприимчивости бензиновых фракций, выкипающих вплоть до 200°C и следующих за ними керосиновых фракций (вплоть до 250-300°C), для всех исследованных нефтей близки друг к другу (см. 4.3, а-в), несмотря на различие состава и магнитных восприимчивостей исходных нефтей. Этот факт, по-видимому, объясняется довольно сходным групповым углеводородным составом соответствующих фракций всех исследованных нефтей в рассматриваемом интервале температур (см. табл. 4.1).

Из данных табл. 4.3 и рис. 4.3, а-в видно также, что по мере перехода от бензиновых фракций к керосиновым и газойлевым фракциям, а также смазочным маслам доля парафино-нафтеновых углеводородов сильно уменьшается, а содержание ароматики увеличивается. Поэтому, как видно на рис. 4.3, а-в, по мере возрастания температур выкипания магнитная восприимчивость фракций нефтей неуклонно увеличивается. При этом значения удельной магнитной восприимчивости χ_p последних фракций, выкипающих в интервалах 350-400°C и 400-450°C, и, в особенности, остатков нефтей в ряде случаев очень сильно отличаются друг от друга. Это обстоятельство, несомненно, объясняется изменением группового угле-

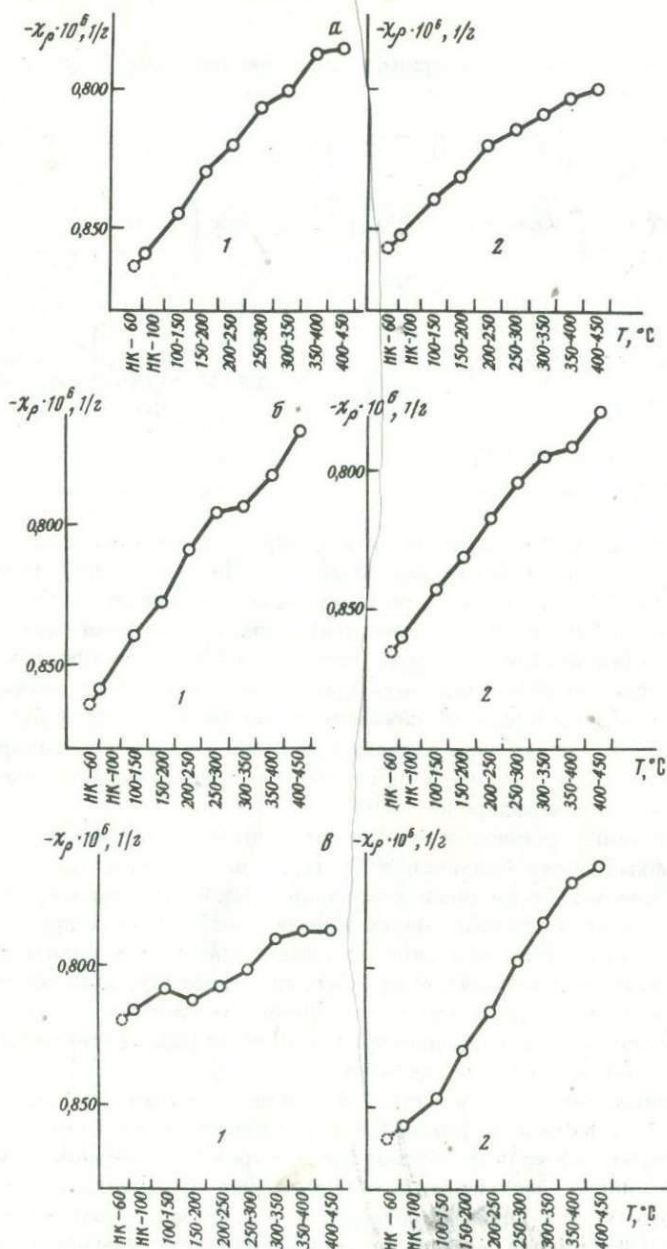


Рис. 4.3. Кривые изменения удельной магнитной восприимчивости фракций нефтей в зависимости от интервала температур кипения

Нефть: *a* – сирийская (1) и азнакаевская (2), *б* – искандеровская (1) и кандринская (2), *в* – оренбургская (1) и западно-сибирская (2)

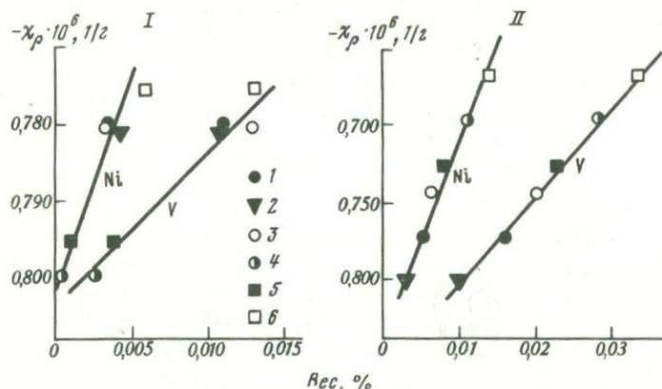


Рис. 4.4. Кривые изменения магнитной восприимчивости исходных нефтей (I) и остатков нефтей (II) в зависимости от содержания в них ванадия и никеля

1 – сирийская, 2 – азнакаевская, 3 – оренбургская, 4 – западно-сибирская, 5 – искандеровская, 6 – кандринская

водородного состава и содержания асфальто-смолистой части соответствующих фракций.

Поскольку из парамагнитных компонентов исследуемых нефтей мы располагали сведениями о содержании в них и остатках нефтей лишь ванадия и никеля (в значительной степени содержащихся в нефтях в виде порфиринов), представляло интерес проследить зависимость удельной магнитной восприимчивости исходных нефтей и их остатков (выше 450°C) от содержания указанных металлов.

Результаты представлены в табл. 4,5 и на рис. 4.4; из которых видно, что для всех исследованных нефтей и остатков нефтей наблюдается хорошая корреляция между величинами χ_p и содержанием ванадия и никеля. Для остатков нефтей эта корреляция выражена значительно сильнее, чем для исходных нефтей.

Кроме исследованных выше 50-градусных фракций шести типичных нефтей, на примере нефти пашийского горизонта Добровольского месторождения Башкирии были изучены более узкие (10-градусные) фракции. Основные физико-химические характеристики этой нефти следующие: $\rho_{40}^{20} = 0,8770$ г/см³, кинематическая вязкость $\nu^{50} = 8,57$ сСт, содержание смол (силикагелевых) – 12,5%, асфальтенов – 4,8%.

Элементный состав рассматриваемой нефти (%), следующий:

C	H	S	N	O	V	Ni
85,1	12,07	2,38	0,24	0,24	0,0064	0,0025

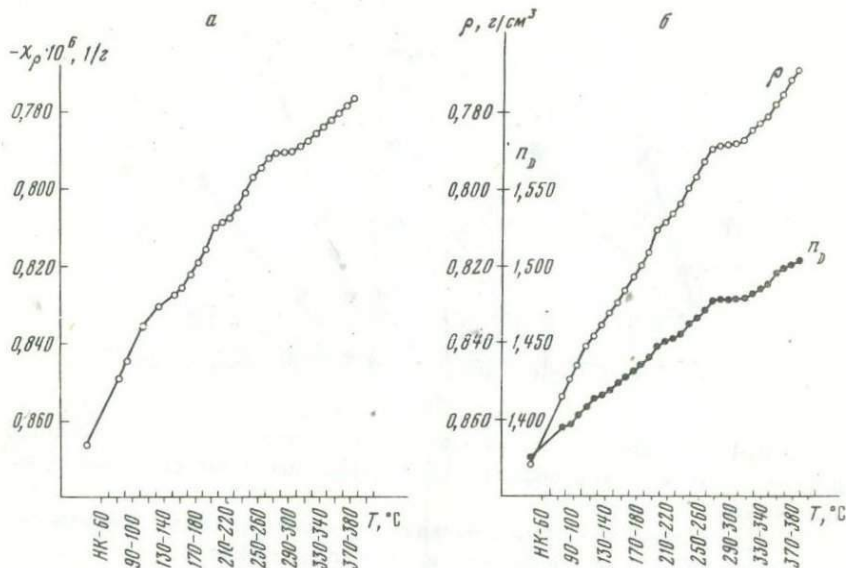


Рис. 4.5. Кривые изменения магнитной восприимчивости (а), плотности и показателя преломления (б) 10-градусных фракций добровольской нефти в зависимости от интервала температур кипения

Кроме удельной магнитной восприимчивости фракций, измерялись их плотность и показатель преломления. Полученные результаты представлены на рис. 4.5, а, б.

Видно, что величина χ_{ρ} первой фракции добровольской нефти, выкипающей в интервале 28–60°C, равная $-0,8670 \cdot 10^{-6}$ 1/г, и в этом случае хорошо совпадает с "теоретически рассчитанной" выше ($-0,8690 \cdot 10^{-6}$ 1/г). Характер изменения удельной магнитной восприимчивости в зависимости от интервала температур кипения также не является (как и для 50-градусных фракций) монотонным, что, вообще говоря, объясняется сложным углеводородным составом нефти. При этом изменения χ_{ρ} полностью совпадают (даже в мелких деталях) с изменением плотности ρ и показателя преломления n_D (см. рис. 4.5, а, б).

СВЯЗЬ МАГНИТНОЙ ВОСПРИИМЧИВОСТИ НЕФТЕЙ И ИХ ФРАКЦИЙ С УСЛОВИЯМИ ЗАЛЕГАНИЯ НА ПРИМЕРАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКИРИИ

На примере изучения фракций шести типичных нефтей различных месторождений была показана связь магнитной восприимчивости χ_{ρ} нефтей с их составом. Поскольку фракционный и групповой состав нефтей в значительной степени характеризуют χ_{ρ} , сделана попытка на примере ряда месторождений Башкирии проследить за изменением магнитных свойств нефтей по стратиграфическому разрезу, глубине и условиям залегания, территориальным и другим особенностям распределения нефтей.

Прежде всего рассматриваются изменения свойств нефтей в пределах отдельных залежей. С этой целью исследованы физико-химические свойства около 100 нефтей семи месторождений, представляющих основные типы природных резервуаров-ловушек в Башкирии (табл. 5.1). Пластовые сводовые залежи, в которых нефтемещающими породами являются песчаники терригенной толщи девона, представлены Сергеевским и Добровольским месторождениями, расположенными на восточной окраине Русской платформы (рис. 5.1, *а, б*). Это залежи незначительной амплитуды (до 20–30 м), сформировавшиеся в приразломных структурных ловушках.

В следующем типе залежей (Узыбашское месторождение) нефть приурочена к карбонатным (биогермным) отложениям турнейского яруса нижнего карбона и верхнего фамена девона. Пористые и проницаемые породы в вершине небольшого (высотой до 35 м) рифового массива платформенного типа служат вместилищем нефти, образуя массивную залежь.

В Предуральском прогибе изученные нефти приурочены к массивному типу залежей с двумя разновидностями, отличающимися друг от друга лишь условиями формирования ловушек. Нефть в Южно-Введенском месторождении (рис. 5.2, *а*) залегает в пористых карбонатных породах рифового массива нижнепермского возраста. В Бакракском, Табынском и Араслановском месторождениях нефть залегает в сводах антиклинальных складок, нарушенных разломами (рис. 5.2, *б, в*). Здесь коллекторами нефти являются трещиноватые известняки и доломиты среднего карбона (Арасланово), нижнего карбона и частично верхнего девона (Бакрак, Табынское).

Выявляется довольно четкая закономерность: относительно легкие нефти во всех изученных залежах занимают наиболее высокие части структуры или массива. По мере приближения к периферии залежи или водонефтяному разделу нефти становятся все более плотными, по контуру залежи распространены наиболее тяжелые нефти. Эти особенности находят отображение и на других парамет-

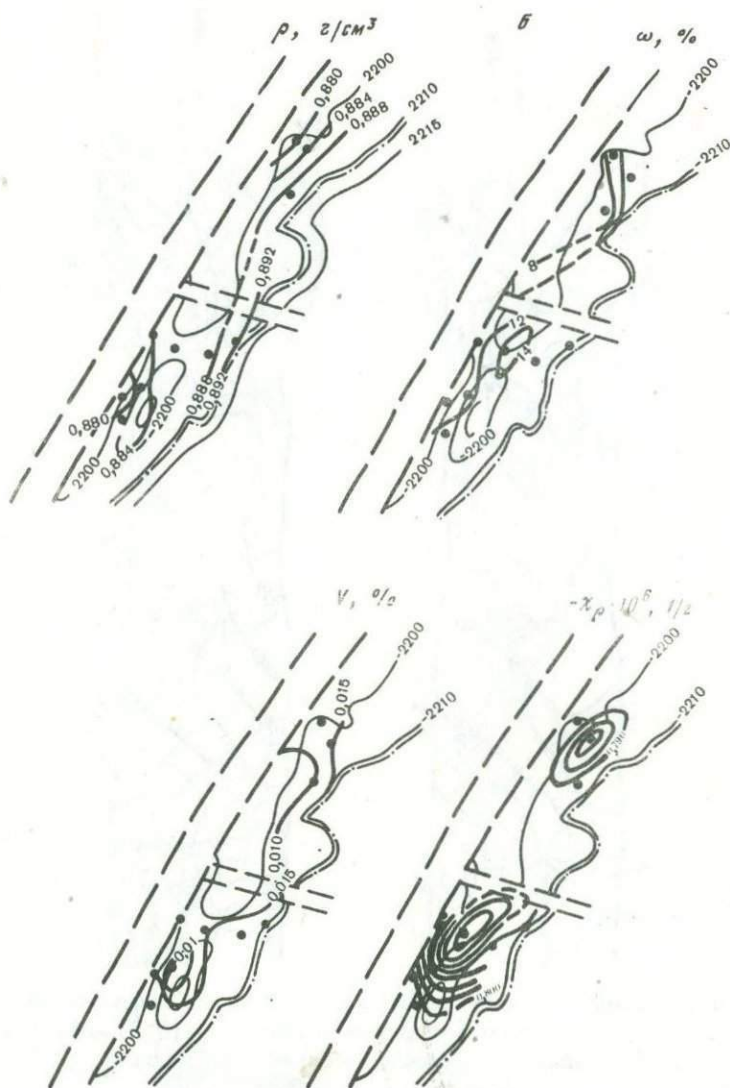


Рис. 5.1 (окончание)

рах нефтей: содержании асфальтенов и ванадия, а также значениях магнитной восприимчивости. Как правило, в сводовой части залежи нефти характеризуются меньшим содержанием асфальтенов и ванадия и меньшими значениями удельной магнитной восприимчивости.

Несколько более сложная картина изменения свойств нефти в залежи наблюдается для Сергеевского месторождения. Оно отличается от всех других нами изученных тем, что структура не представляет собой замкнутую ловушку, она воздымается с юга на север вдоль восточного борта узкого грабенообразного прогиба в виде "структурного носа", осложняясь лишь на отдельных участках небольшими малоамплитудными поднятиями. Северная периклиналь структуры еще слабо разведана, но она, по-видимому, не содержит больших скоплений нефти. Вероятно, залежи нефти по восстановлению пластов ограничены литологическими и тектоническими экранирами.

Тем не менее разведанная часть месторождения по продуктивному пласту терригенного девона представляет собой как бы единую залежь, наиболее погруженная часть которой находится на юге (абсолютная отметка кровли пласта Д-II равна -2050 м), а высокое положение ее установлено на севере (отметка -1975 м).

Как видно на рис. 5.1, на юге в погруженной части месторождения залегают сравнительно легкие нефти ($\rho = 0,861-0,869 \text{ г/см}^3$), на приподнятой северной части - тяжелые нефти ($\rho = \text{до } 0,910 \text{ г/см}^3$). В наиболее узкой центральной части залежи (район скв. 58 и 16) намечается разделительная зона между тяжелыми и легкими нефтями.

Соответственно с изменениями плотности нефти изменяются и другие ее параметры. В южной части месторождения содержание асфальтенов в нефтях колеблется от 2 до 3%, на севере от 2,7 до 4,2%, содержание ванадия соответственно от 0,001 до 0,004 и от 0,005 до 0,015%. Магнитная восприимчивость нефтей на юге равна $-(0,790 - 0,805) \cdot 10^{-6} \text{ 1/г}$, на севере $-(0,777 - 0,799) \cdot 10^{-6} \text{ 1/г}$.

На свойствах нефтей в продуктивном горизонте девона в Сергеевском месторождении отразилось влияние двух геолого-геохимических факторов: с одной стороны, гравитационной дифференциации нефти внутри залежи (четко прослеживается утяжеление нефти на восточном крыле структуры) и, с другой - фактора глубины залегания, который оказался наиболее действенным и привел к значительному уменьшению плотности нефти в погруженном южном окончании месторождения.

Как видно на рисунках, разрывные нарушения на структурах не оказали особого влияния на изменение свойств нефтей. Так, можно отметить, что независимо от близости скважины от разлома нефти для всех исследованных залежей не претерпели заметных ухудшений по своим качествам. Наиболее наглядно это устанавливается для нефтей Сергеевского, Добровольского, Бакракского и, особенно, двусторонне разорванного Табынского месторождения. Вероятно,

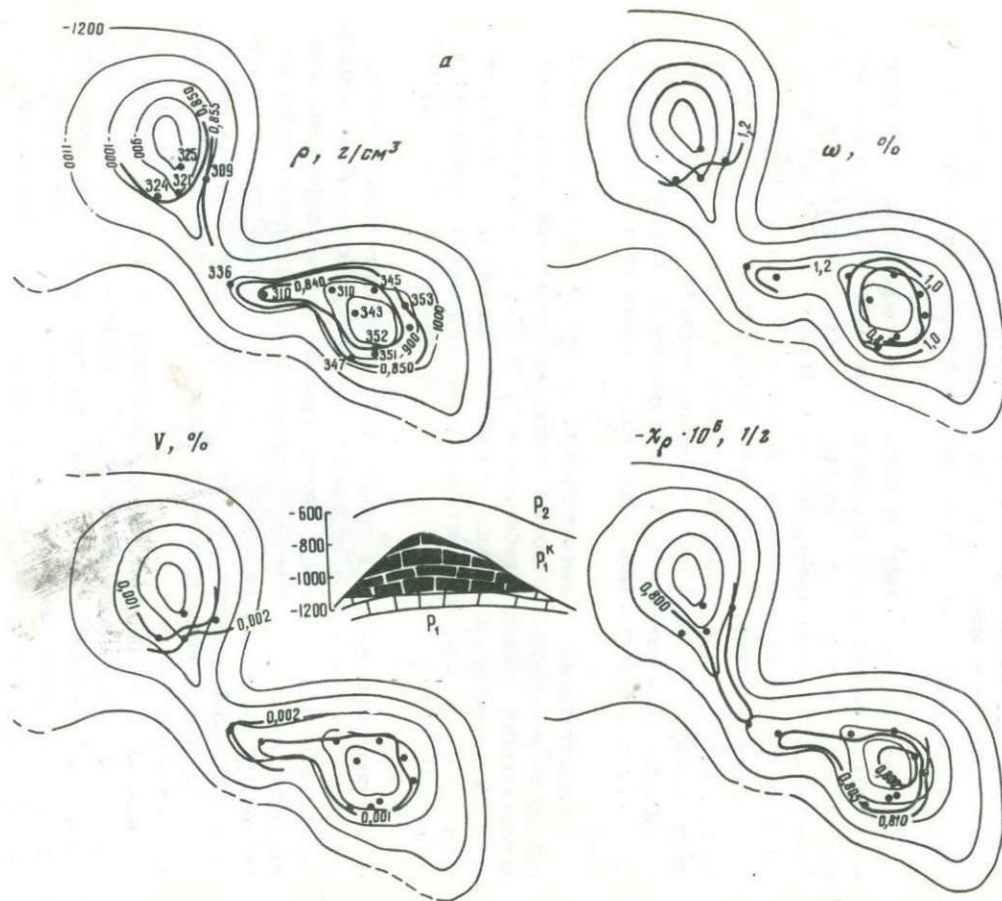


Рис. 5.2. Изменение плотности (ρ), содержания асфальтенов (ω) и ванадия (V), магнитной восприимчивости нефтей

а – нижнепермские отложения Южно-Введенского месторождения (структурная карта по кровле артинского яруса);

б – нижний карбон и верхний девон Бакраковского месторождения (структурная карта по поверхности подалатауской свиты нижнего карбона);

в – средний карбон Араслановского месторождения (структурная карта по кровле среднего карбона)

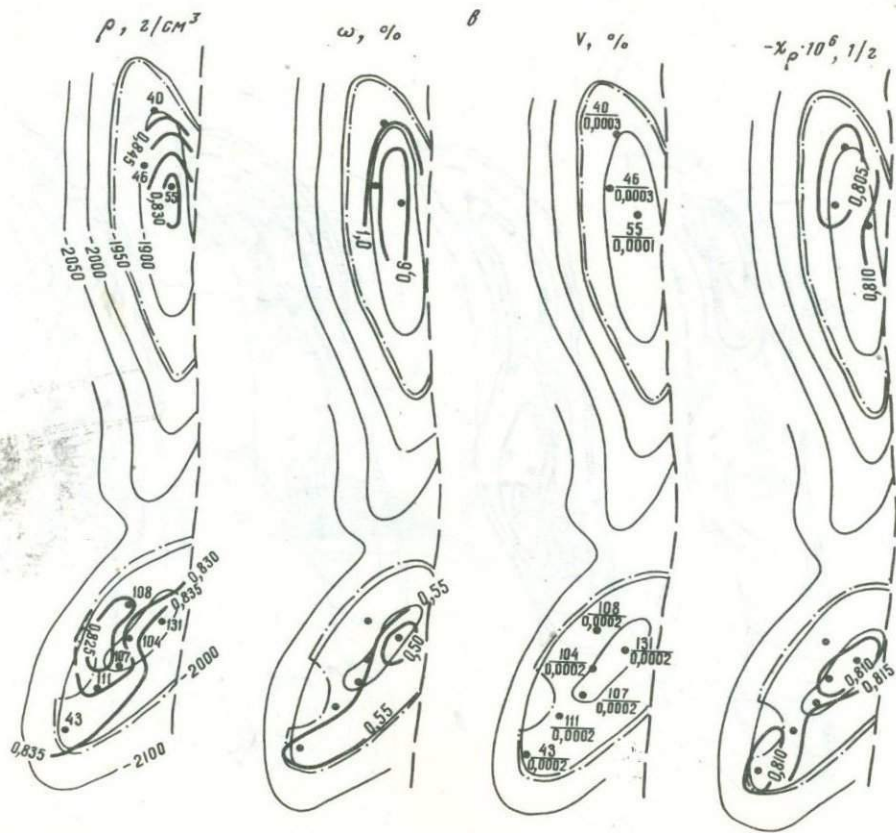


Рис. 5.2 (окончание)

Таблица 5.1

Физико-химические характеристики нефтей отдельных залежей Башкирии

Месторождение	Скважина	Продуктивный горизонт	ρ , г/см ³	Содержание, %		$-\chi\rho \cdot 10^6$, л/г	Абсолютная отметка кровли продуктивного горизонта, -м
				V	ω		
Араслановское	40	С. карбон	0,8497	0,0003	1,02	0,8027	1912
	46	То же	-	0,0003	0,76	-	1866
	55	"	0,8298	0,0001	0,60	0,8106	1903
	108	"	0,8250	0,0002	0,59	0,8131	1942
	43	"	0,8327	0,0002	0,53	0,8088	1969
	111	"	0,8296	0,0002	0,56	0,8123	1941
	107	"	0,8259	0,0002	0,59	0,8149	1899
	104	"	0,8304	0,0002	0,56	0,8140	1904
	131	"	0,8395	0,0002	0,48	0,8070	1874
	Южно-Введенское	353	Н. пермь	0,8503	0,0013	0,86	0,8007
345		То же	0,8390	0,0008	0,63	0,8051	891
311		"	0,8433	0,001	0,84	0,8098	1002
351		"	0,8414	0,0009	0,64	0,8043	923
352		"	0,8381	0,0008	0,63	0,8045	815
306		"	0,8397	0,0007	0,66	0,8010	778
343		"	0,8398	0,001	1,02	0,8058	896
310		"	0,8397	0,001	1,13	0,8049	917
324		"	0,8474	0,001	1,03	0,8025	936
321		"	0,8502	0,002	1,36	0,7993	900
336		"	0,8522	0,002	1,29	0,8004	995
347		"	0,8459	0,0007	0,92	0,8048	807
309		"	0,8558	0,001	1,17	0,8003	940

Таблица 5.1 (окончание)

Месторождение	Скважина	Продуктивный горизонт	ρ , г/см ³	Содержание, %		$-X_{\rho} \cdot 10^6$, л/г	Абсолютная отметка кровли продуктивного горизонта, -м	
				V	ω			
Добровольское	560	С. девон, живет. ярус	0,8784	0,015	10,3	0,8031	2200	
	566	В., с. девон	0,8826	0,017	12,5	0,8025	2204	
	35	То же	0,8833	0,006	11,7	0,7857	2202	
	321	С. девон	0,8850	0,015	14,4	0,7614	220,6	
	324	То же	0,8841	0,015	11,2	0,7909	2203	
	319	"	0,8867	0,017	12,8	0,7806	2208	
	339	"	0,8923	0,016	12,4	0,7816	2210	
	303	"	0,8893	0,01	7,3	0,7922	2204	
	278	"	0,8849	0,015	11,0	0,7788	2204	
	331	"	0,8775	0,013	9,8	0,7918	2203	
	Бакракское	86	В. девон, н. карбон (фамен., турн. ярусы)	0,9024	0,0009	0,25	0,7744	1479
94		В. девон, н. карбон	0,9070	0,025	8,7	0,7780	1485	
93		То же	0,9125	0,031	9,2	0,7716	1496	
97		"	0,9091	0,028	5,7	0,7824	1486	
84		"	0,9075	0,025	4,9	0,7660	1473	
81		"	0,9240	0,028	8,0	0,7742	1524	
9		"	0,9241	0,028	8,4	0,7680	1507	
96		"	0,9080	0,027	7,3	0,7709	1509	
92		"	0,9130	0,023	5,6	0,7796	1497	
101		"	0,8996	0,024	5,4	0,7752	1468	
Узыбашское		30	В. девон, н. карбон (фамен., турн. ярусы)	0,8772	0,012	2,7	0,7814	1508,5
	130	"	0,8853	0,021	3,3	0,7865	1511	
	119	"	0,8758	0,016	2,8	0,7858	1509,7	
	187	"	0,8826	0,019	2,3	0,7846	1536,8	
	189	"	0,8840	0,014	2,7	0,7842	1489,7	
	134	"	0,8805	0,017	3,6	0,7823	1482,8	
	140	"	0,8775	0,015	2,9	0,7947	1495,2	
	Сергеевское	548	В. девон, тер. толща	0,8694	0,004	3,0	0,7905	2040
		296	То же	0,8644	0,004	2,9	0,7925	2042
		302	"	-	0,004	3,8	-	2041
		586	"	0,8712	0,008	3,5	0,7936	2012
728		"	0,8832	0,009	3,9	0,7844	2015	
1091		"	0,8853	0,008	2,7	0,7873	2008	
217		"	0,8828	0,009	4,6	0,7823	2014	
490		"	0,8809	0,01	3,1	0,7849	1998	
763		"	0,8738	0,008	2,5	0,7835	2050	
91		"	0,8743	0,008	2,8	0,7908	2024	
1060		"	0,8828	0,009	2,9	0,7793	1998	
76	"	0,8785	0,007	3,2	0,7845	2041		
211	"	0,8710	0,007	3,0	0,7882	2006		
208	"	0,8717	0,008	3,3	0,7859	2005		
870	"	0,8695	0,007	3,0	0,7878	2004		
1072	"	0,8875	0,012	4,2	0,7820	1995		
1102	Н. карбон, бобр. гор.	0,8637	0,002	2,9	0,7975	1612		
71	То же	-	0,003	2,6	-	1610		
511	"	0,8690	0,003	3,3	0,7859	1607		
294	"	0,8690	0,003	2,9	0,7887	1617		

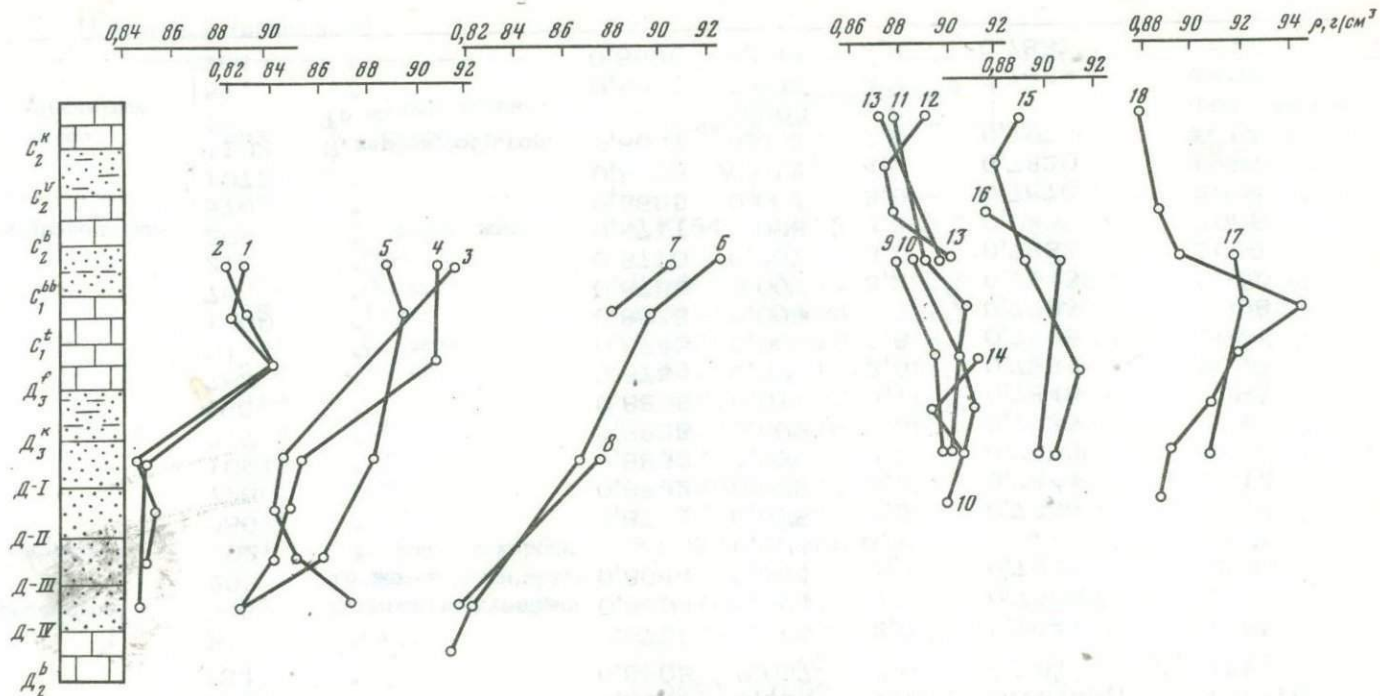


Рис. 5.3. Изменение плотности нефтей месторождений Башкирии по возрасту нефтемещающих отложений
 1 - Туймазинское, 2 - Александровское, 3 - Серафимовское, 4 - Леонидовское, 5 - Стахановское, 6 - Шкаповское, 7 - Знаменское, 8 - Белебеевское, 9 - Северо-Уршакское, 10 - Чекмагушское, 11 - Манчаровское, 12 - Игровское, 13 - Арланское, 14 - Шавьядинское, 15 - Тепляковское, 16 - Орьбашское, 17 - Татышлинское, 18 - Четырманское

Таблица 5.2

Физические характеристики нефтей и фракций Башкирии (по возрасту нефтемещающих толщ)

Возраст горизонтов	Месторождение, номер скважины	ρ , г/см ³		Содержание, вес. %		Выход фракций, вес. %				
		Нефть	Фракция НК-150°	ν	ω	НК-150°	150-200°	250-300°	350-400°	Остаток
Пермь	Столярское, 117	0,8421	0,7338	0,010	4,10	20,0	7,7	6,0	8,9	44,0
	Павловское, 144	0,8400	0,7134	-	0,32	17,2	5,6	5,6	8,2	51,3
	Кузьминовское, 143	0,8762	0,7282	0,0013	0,43	20,3	7,5	7,1	9,2	42,0
Верхний карбон	Муслюмовское, 191	0,8753	0,7289			16,9	6,2	7,6	8,2	43,9
Средний карбон, верейский горизонт	Назаркинское, 195	0,8220	0,7434	0,0529	3,90	31,5	6,6	5,8	5,8	35,6
	Муслюмовское, 122	0,8814	0,7395	0,0321	1,53	15,6	7,7	7,7	13,1	39,6
	Северо-Архангельское, 194	0,8754				27,5	6,6	8,3	7,9	32,7
Нижний карбон	Знаменское, 66	0,9091	0,7275	0,0149	4,01	12,8	4,9	5,4	6,6	55,8
	Кунгакское, 199	0,9061	0,7288	0,0153	12,10	11,6	7,2	6,9	6,5	53,8
	Юсуповское, 35	0,9091	0,7208	0,0137	6,12	15,4	3,0	7,3	12,5	42,0
	Менеузское, 58	0,9320	0,7216	0,0300	6,40	7,2	4,2	8,0	9,7	55,4
	Шкаповское, 196	0,9321	0,7270	0,0129	5,56	9,9	5,2	5,9	6,6	26,8
	Знаменское, 65	0,8756	0,733	0,0052	4,80	13,7	4,6	8,2	11,6	46,4
Девон (терригенная толща)	Шкаповское, 54	0,8983	0,7213	0,0101	7,30	16,5	6,3	7,4	10,6	44,7
	Исмагиловское, 189	0,8975	0,7510	0,0724	0,43	19,4	8,8	6,9	10,1	35,2
	Бузовьязовское, 206	0,9041	0,7170	0,0072	8,24	15,0	7,0	4,9	6,7	50,9
	Уршакское, 188	0,8660	0,7250	0,0025	3,61	15,4	8,7	5,9	9,2	48,6
	Архангельское, 198	0,8770	0,7293	0,0019	4,62	14,2	6,4	6,7	5,6	53,8
	Карамалы-Губеевское, 190	0,8261	0,7210	0,086	5,71	17,8	6,1	7,8	8,1	40,8
	Сатаевское, 77	0,8644	0,7276	-	12,40	12,4	10,5	7,7	10,2	43,7

Таблица 5.3 Магнитная восприимчивость фракций нефтей Башкирии (по возрасту нефтевмещающих толщ)

Возраст горизонтов	Месторождение, номер скважины	Магнитная восприимчивость нефти $\chi_p \cdot 10^6$, 1/г	$\chi_p \cdot 10^6$, 1/г				
			НК-150°	150-200°	250-300°	350-400°	Остаток
Пермь	Столяровское, 117	0,8310	0,8333	0,8093	0,7978	0,7844	0,6470
	Павловское, 144	0,8071	0,8581	0,8266	0,8053	0,7935	0,7507
	Кузьминовское, 148	0,7980	-	-	-	-	-
Верхний карбон	Муслюмовское, 191	-	0,8444	-	0,8114	0,8012	0,7499
Средний карбон, верейский горизонт	Назаркинское, 195	0,8152	0,8244	0,8179	0,8077	0,8037	0,7735
	Муслюмовское, 122	0,7893	0,8373	0,8155	0,7980	0,7873	0,6951
	Северо-Архангельское, 194	0,7953	0,8388	0,8127	0,8030	0,7872	-
Нижний карбон	Знаменское, 66	0,7790	0,8510	0,8263	0,8028	0,7901	0,7361
	Кунгакское, 199	0,7860	0,8519	0,8172	0,8041	0,7900	0,7541
	Юсуповское, 35	0,7781	0,8524	0,8100	0,8027	0,7916	0,7604
	Менеузское, 58	0,7672	0,8477	0,8147	0,7922	0,7893	0,7506
	Шкаповское, 196	0,7721	0,8448	0,8206	0,8026	-	0,7648
	Знаменское, 65	0,7927	0,8468	-	0,8069	0,7972	0,7583
	Шкаповское, 54	0,7640	0,8498	0,8241	0,8005	0,7860	0,7563
Девон	Исмагиловское, 189	0,7831	0,8333	0,8015	0,7902	0,7805	-
	Бузовьязовское, 206	0,7702	0,8539	0,8249	0,8026	0,7891	0,3654
	Уршакское, 188	0,7973	0,8490	0,8256	0,8012	0,7877	0,7690
	Архангельское, 198	0,7805	0,8452	0,8225	0,8108	0,7935	0,7706
	Карамалы-Губеевское, 190	0,8101	0,8447	0,8237	-	0,7982	0,7681
	Сатаевское, 77	0,7982	0,8458	0,8254	0,8052	0,7948	0,7565

залежи нефти в плоскости разлома достаточно надежно экранируются непроницаемыми породами, не давая возможности диффузии ее легких фракций. Вместе с тем некоторые разломы, надо полагать, в какой-то мере могли служить путями для утечки части легких фракций нефтей. Например, в скв. 131 Араслановского месторождения, несмотря на высокое положение продуктивного горизонта, нефть оказалась относительно всех других более тяжелой, хотя содержание асфальтенов в ней минимальное (0,48% против 0,53–0,59%).

В нефтях Южно-Араслановской залежи содержится повсеместно одинаковое незначительное количество ванадия (0,0002%), а в Араслановской залежи – в одной пробе 0,0001, в двух других – по 0,0003%. По магнитной восприимчивости нефти Южно-Араслановской залежи имеют значения $(0,807 - 0,815) \cdot 10^{-6}$ л/г.

Данные табл. 5.1 и рис. 5.1 и 5.2 в целом показывают существенные различия и общность в содержании ванадия и асфальтенов в нефтях и в значениях магнитной восприимчивости нефтей при сравнении залежей платформенной части и Предуральяского прогиба.

Рассмотрим изменение магнитных свойств фракций нефтей в зависимости от геологических условий их залегания. В литературе не существует единого мнения об изменении свойств нефтей по стратиграфическому разрезу и в зависимости от глубины залегания как в отношении отечественных месторождений, так и зарубежных. Однако известно, что обычно более древние отложения содержат более метаморфизованные (легкие) нефти.

Исследования изменения фракционного состава большого количества нефтей Башкирии по стратиграфическому разрезу палеозоя показали, что фракционный состав хорошо коррелирует с изменением плотности нефтей по разрезу: обычно в нижних горизонтах девона нефти содержат большее количество легких фракций, по мере приближения к поверхности выход легких фракций нефтей несколько уменьшается, достигая минимума в определенном возрастном уровне (как правило, турнейский ярус или бобриковский горизонт нижнего карбона), а затем в среднем и верхнем карбоне вновь характеризуются повышенным выходом легких фракций [Каримов и др., 1960; Ованесов, Яруллин, 1962]. Изменения плотности нефтей Башкирии по разрезу иллюстрируются рис. 5.3.

Рассмотрим изменение магнитной восприимчивости (и других физико-химических характеристик) фракций 20 типичных нефтей Башкирии (НК-150°, 150–200°, 250–300°, 350–400°, остатки выше 400°) по стратиграфическому разрезу (табл. 5.2 и 5.3). Видно, что действительно имеют место отмеченные особенности изменения фракционного состава нефтей по разрезу, причем этот состав хорошо коррелирует с изменениями плотности и магнитной восприимчивости нефтей, а также восприимчивостью первой (НК-150°) фракции. При переходе к следующим фракциям по мере усложнения группового углеводородного состава указанные особенности изменения основных физико-химических свойств нефтей с возрастом нефтемещающих пород несколько сглаживаются.

Таблица 5.4

Средние значения магнитной восприимчивости и выхода фракции НК-200°C нефтей Башкирии по территориальному и возрастному признакам

Месторождение	$-X_p \cdot 10^6$, 1/г	Выход фракции, вес. %	Месторождение	$-X_p \cdot 10^6$, 1/г	Выход фракции, вес. %
Западные и юго-западные районы			Белебеевское	0,791	18
Пласт Д-IV (средний девон)			Шкаповское	0,793	23
Серафимовское	0,796	23	Турнейский ярус (нижний карбон)		
Леонидовское	0,814	32	Туймазинское	0,790	16
Константиновское	0,805	35	Мустафинское	0,786	9
Субханкуловское	0,804	30	Суллинское	0,784	10
Белебеевское	0,811	28	Стахановское	0,793	19
Шкаповское	0,812	30	Знаменское	0,792	19
Демское	0,795	24	Бобриковский горизонт (нижний карбон)		
Сафеевское	0,798	20	Туймазинское	0,785	16
Суккуловское	0,811	27	Леонидовское	0,786	16
Карамалы-Губеевское	0,810	29	Стахановское	0,782	17
Пласт Д-II (средний девон)			Копей-Кубовское	0,786	16
Туймазинское	0,800	23	Центральные и восточные районы		
Леонидовское	0,820	31	Пласт Д-II, средний девон		
Серафимовское	0,800	20	Уршакское	0,796	18
Константиновское	0,810	28	Сергеевское	0,790	18
Троицкое	0,806	26	Пласт Д-II, средний девон		
Пласт Д-I (верхний девон)			Сергеевское	0,791	17
Александровское	0,793	23	Кушкульское	0,777	18
Туймазинское	0,801	26	Пласт Д-I, верхний девон		
Леонидовское	0,799	23	Сергеевское	0,790	18
Серафимовское	0,802	27	Исмагиловское	0,783	17
Константиновское	0,803	30	Уршакское	0,792	20
Троицкое	0,803	29	Кармаскалинское	0,792	20
Мустафинское	0,740	10	Бузовьязовское	0,770	17
Копей-Кубовское	0,760	13			

Таблица 5.4 (продолжение)

Месторождение	$-X_p \cdot 10^6$, л/г	Выход фракции, вес. %	Месторождение	$X_p \cdot 10^6$, л/г	Выход фракции, вес. %
Бекетовское	0,783	18	Волостновское	0,820	35
Толбазинское	0,789	19	Воскресенское	0,805	27
Кушкульское	0,770	15	Старо-Казан-	0,794	21
Усть-Айское	0,778	17	ковское		
Кызылбаев-	0,773	16	Термень-Ел-	0,797	23
ское			гинское		
Турнейский ярус, нижний карбон			Ишимбайское	0,796	22
Исмагилов-	0,774	13	Кузьминовское	0,798	22
кое			Кумертауское	0,797	16
Сергеевское	0,786	17	Тереклинское	0,796	28
Волковское	0,792	20	Грачевское	0,799	23
Бузовьязов-	0,778	15	Волостновское	0,820	35
ское			Северные районы		
Бекетовское	0,787	20	Пласты Д-I и Д-кыновский, верхний девон		
Уршакское	0,792	15	Орьебашское	0,789	14
Тавтиманов-	0,793	15	Четырманское	0,780	15
ское			Татышлинское	0,780	16
Шкаповское	0,776	9	Югомаш-Мак-	0,786	17
Знаменское	0,779	14	симовское		
Хомутовское	0,785	15	Турнейский ярус, нижний карбон		
Исмагиловское	0,790	20	Ашитское	0,795	18
Сергеевское	0,802	20	Игровское	0,769	12
Уршакское	0,800	22	Юсуповское	0,781	16
Толбазинское	0,777	17	Менеузское	0,767	11
Предуральский прогиб			Манчаровское	0,778	15
Верхний девон + нижний карбон			Тамьяновское	0,813	19
Архангельское	0,780	16	Татышлинское	0,780	12
Табынское	0,786	16	Бобриковский горизонт, нижний карбон		
Павловское	0,784	17	Воядинское	0,780	13
Бакракское	0,772	8	Игровское	0,782	19
Нижняя пермь			Ново-Хазин-	0,781	20
Араслановское	0,812	27	ское		
Мурапталов-	0,804	26			
ское					

Таблица 5.4 (окончание)

Месторождение	$\chi_{\rho} \cdot 10^6$, 1/г	Выход фракции, вес. %	Месторождение	$-\chi_{\rho} \cdot 10^6$, 1/г	Выход фракции, вес. %
Арланское	0,778	19	Средний карбон		
Четырманское	0,784	17	Ашитское	0,789	20
Юсуповское	0,783	18	Муслюмов-	0,796	20
Шариповское	0,784	17	ское		
Маггаровское	0,777	15	Кызылбаевское	0,767	16
Кузбаевское	0,783	17	Яныбаевское	0,768	24
Татышлинское	0,775	10	Тепляковское	0,783	14
Орьебашское	0,780	15	Бураевское	0,777	18
Бураевское	0,784	16	Четырманов-	0,786	22
Кузбаевское	0,783	17	ское		
Татышлинское	0,775	10	Игровское	0,779	26
Югомаш-Мак-	0,786	14	Воядинское	0,786	20
симовское					

Проследим за основными закономерностями изменения свойств нефтей как по разрезу, так и по площади (табл. 5.4). Прежде всего более ярко вырисовывается отмеченная закономерность изменения фракционного состава по разрезу. Если выход бензиновой фракции (НК-200°) в самом нижнем из представленных продуктивных горизонтов (пласт Д-IV) изменяется от 18 до 35%, то для пласта Д-II выход фракции составляет 17-31%, для пласта Д-I он равен 10-22% (за исключением нефтей Туймазинского района), в карбонатных отложениях турнейского яруса он изменяется от 8 до 20%, в бобриковском горизонте составляет 9-22%, а в среднем карбоне в отдельных районах повышается до 16-27%. В нижнепермских отложениях Предуральяского прогиба выход фракции (НК-200°) достигает 20-32%, а в некоторых месторождениях Юрзано-Айской впадины - даже выше.

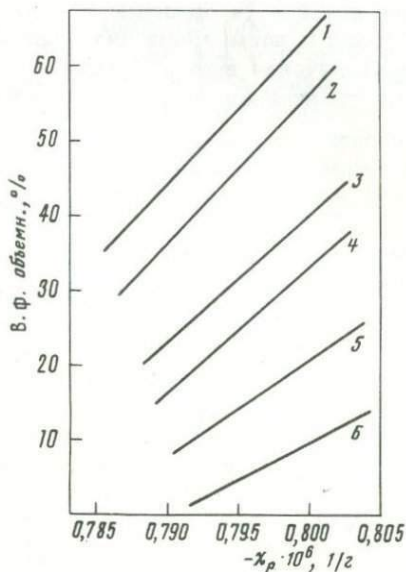
Сопоставление приведенных в табл. 5.4 данных об изменении магнитной восприимчивости нефтей и их фракционного состава показывает, что с запада на восток от Туймазинской антиклинали Татарского свода к Пермско-Башкирскому своду и к восточной окраине платформы на широте Уфы заметно убывает выход легких фракций (возрастает магнитная восприимчивость (χ_{ρ}) по девонским отложениям).

Особое внимание обращают на себя глубины залегания продуктивных горизонтов. Так, в районе Туймазинской и Серафимовской групп месторождений и на Кушкульском месторождении основные горизонты (пласты Д-II и Д-I) залегают на глубинах 1700-

1750 м. Северо-западнее Кушкюля на Югомашском, Татышлинском, Четырмановском месторождениях пашийско-кыновские горизонты залегают на глубинах 1980–1990 м, а юго-западнее их, на Сергеевском, Тавтимановском, Бекетовском, Толбазинском, Бузовьязовском и Уршакском месторождениях эти же горизонты погружаются до 2100–2500 м. Несмотря на значительное погружение нефтеносных пластов в указанных пунктах, нефти этих месторождений по сравнению с западными районами являются более тяжелыми (обладают большими значениями величин магнитной воспри-

Рис. 5.4. Зависимость между магнитной восприимчивостью и выходом фракций (В.Ф.) нефтей месторождений Западной Сибири

1 - НК - 350°C, 2 - НК - 300°, 3 - НК - 250°, 4 - НК - 200°, 5 - НК - 150°, 6 - НК - 100°



имчивости) и содержат, как правило, менее 10–20% легкокипящих фракций.

Следовательно, глубина залегания нефти в восточных районах не имеет решающего значения в метаморфизме нефти. Этого нельзя сказать о нефтях юго-западных районов – Карамаль-Губеевского, Сатаевского, Хомутовского и Вознесенского месторождений. Там, на глубинах 2050–2300 м нефти девона имеют значительно лучшее качество, чем восточных районов.

По каменноугольным отложениям (турнейский ярус, бобриковский горизонт) заметные изменения нефтей к востоку пока трудно подметить. Есть данные, показывающие улучшение нефтей турнейского яруса и, наоборот, ухудшение нефтей бобриковского горизонта к востоку (Уршак, Толбазы, Бекетово и др.). Залежи нефти в каменноугольных отложениях здесь только открываются, еще почти не разведаны, поэтому не всегда известно, какую часть залежи представляет проба нефти.

Уже отмечалось довольно значительное уменьшение плотности нефтей и увеличение легких фракций в залежах Предуральяского про-

гиба, в южной части Бельской впадины и в Юризано-Айской впадине. По-видимому, это особая нефтегазоносная область с отличными от платформы палеотектоническими условиями, поэтому обычное сопоставление глубин для сравнительной оценки свойств нефтей без анализа других факторов не может быть приемлемым.

На примере 60 образцов нефтей месторождений Сургутского и Нижневартовского сводов Западной Сибири удалось установить довольно четкие изменения магнитной восприимчивости нефтей с выходом фракций (рис. 5.4). Как видно на рис. 5.4, первые наиболее легкие фракции (в пределах НК-100⁰, НК-150⁰) имеют наименьший выход и наименьшие значения магнитной восприимчивости. По мере увеличения выхода средних и тяжелых фракций видно закономерное увеличение значений магнитной восприимчивости нефтей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Впервые в отечественной и зарубежной практике исследованы магнитные свойства нефтей большого количества месторождений различных по возрасту нефтемещающих отложений и приуроченности к геотектоническим структурам: Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Западно-Сибирской провинций, а также Украины, Предкавказья и Северного Сахалина. Наиболее обширный экспериментальный материал относится к нефтям Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинции (около 1000 образцов).

Установлено, что удельные магнитные восприимчивости нефтей изученных регионов отличаются друг от друга не более чем на 10-15% и изменяются в пределах от $-0,750 \cdot 10^{-6}$ до $-0,830 \cdot 10^{-6}$ 1/г. Тем не менее наблюдается отличие нефтей не только по крупным тектоническим областям, но и в пределах залежи и месторождения.

По средним значениям магнитной восприимчивости нефтей возможна корреляция их по стратиграфическим интервалам нефтемещающих отложений в пределах месторождения, нефтеносной области и провинции. Каждой крупной геоструктурной единице (например, Татарский и Жигулевско-Оренбургский своды, Верхнекамская впадина и т.д.) в пределах одного стратиграфического горизонта свойственна приуроченность нефтей с определенными значениями величин удельной магнитной восприимчивости χ_p .

Показано, что наряду с другими физико-химическими характеристиками нефтей по значениям магнитной восприимчивости в ряде случаев можно судить об особенностях геологических условий залегания нефти и ее геохимической истории для конкретных нефтеносных областей.

Установлено, что удельная магнитная восприимчивость нефтей изменяется симбатно с основными физико-химическими параметрами: плотностью, вязкостью, групповым и фракционным составами, содержанием асфальтосмолистых компонентов, серы, металлоорганики в виде комплексов переходных металлов и др.

Впервые систематизированы и обсуждены магнитные свойства всех когда-либо выделенных из нефтей в виде отдельных химических соединений диамагнитных компонентов: углеводородных, кислородных, азотистых, сероорганических и других соединений.

Наиболее диамагнитными соединениями нефтей являются алканы, циклопентаны и циклогексаны (величины χ_p изменяются от

$-0,800 \cdot 10^{-6}$ до $-0,900 \cdot 10^{-6}$ 1/г). Кислородные и азотистые соединения обладают меньшим диамагнетизмом (χ_p изменяются от $-0,600 \cdot 10^{-6}$ до $-0,750 \cdot 10^{-6}$ 1/г).

Подробные исследования магнитных свойств отдельных фракций различных нефтей позволяют установить связь удельной магнитной восприимчивости с составом нефтей. Наиболее диамагнитными являются легкие фракции, состоящие в основном из парафино-нафтеновых углеводородов. По мере перехода к керосиновым и масляным фракциям доля парафино-нафтеновых углеводородов в них сильно уменьшается, а содержание ароматики увеличивается, что вызывает увеличение магнитной восприимчивости соответствующих фракций.

Магнитная восприимчивость остатков нефтей значительно больше восприимчивости легких фракций, что связано с увеличением доли содержания парамагнитных компонентов в соответствующих фракциях.

Полученные экспериментальные данные по магнитным свойствам нефтей могут быть полезны как в геолого-геохимических исследованиях нефтей, так и для решения ряда практических вопросов, связанных с целенаправленным использованием магнитных полей в практике добычи и подготовки нефти на промыслах.

- Абилов Р.М.* Эффективность магнитного способа борьбы с солеобразованием. — Нефтяник, 1967, № 9, с. 29.
- Абрикосов И.Х.* Нефтегазоносность Пермской области. М.: Гостоптехиздат, 1963. 273 с.
- Агаларов Д.М.* Новое в борьбе с отложениями солей в нефтяных скважинах. — Нефтепромысловое дело, 1964, № 3, с. 15–17.
- Агаларов Д.М.* Исследование влияния магнитного поля на солеотложения в трубах при эксплуатации нефтяных скважин. — Нефтяное хозяйство, 1965, № 10, с. 54–57.
- Агаларов Д.М.* Магнитный способ борьбы с отложениями в подземных и наземных нефтепромысловых инсталляциях в Азербайджане. — В кн.: Вопросы теории и практики магнитной обработки воды и водных систем. М.: ЦНИИЦветмет, 1971, с. 288–296.
- Агаларов Д.М.* Экспериментальные исследования влияния магнитного поля на солеотложения в трубах. — Нефтепромысловое дело, 1973, № 1, с. 24–26.
- Агаларов Д.М., Мухеник А.Б.* Эффективность применения магнитного устройства в скважинах, характеризующихся выпадением солей из газо-жидкостной смеси. — Нефтепромысловое дело, 1965, № 11, с. 21–22.
- Айвазов Б.В.* Сераорганические соединения некоторых нефтей Башкирии. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1972, № 9, с. 49–51.
- Алексеев Н.Г., Прохоров В.А., Чмутов К.В.* Современные электронные приборы в физико-химическом исследовании. М.: Химия, 1971. 495 с.
- Алиев Ш.Н., Агаларов Д.М., Садыков А.М., Аникина В.Т.* Экспериментальные исследования процесса разрушения нефтяных эмульсий в постоянном магнитном поле. — Нефтепромысловое дело, 1974, № 4, с. 44–47.
- Антипин В.А., Дедов А.В., Ергин Ю.В.* Термостат с программным управлением. — ЖФХ, 1977, т. 51, № 3, с. 750–751.
- Антипин В.А., Ергин Ю.В.* Регулируемый стабилизатор тока на тиристорах. — Приборы и техника эксперимента, 1974, № 6, с. 212–214.
- Антипин В.А., Ергин Ю.В.* Автоматические весы для измерений магнитной восприимчивости. — Приборы и техника эксперимента, 1975, № 2, с. 260.
- Аширов Н.Б.* Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. М.: Недра, 1965. 171 с.
- Баженов В.К., Федотов С.Л., Ермолаев В.А.* Определение содержания асфальтенов в нефти методом электронного парамагнитного резонанса. — Заводская лабор., 1969, № 2, с. 182–183.
- Байкова А.Я., Беньковский В.Ф., Попов Ю.Н.* и др. Азотистые основания газойля коксования остатков сернистых нефтей. — Нефтехимия, 1975, т. 15, с. 606–610.
- Бакиров А.А.* Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1973, 342 с.
- Бальхаузен К.* Введение в теорию поля лигандов. М.: Мир, 1964. 360 с.
- Безингер Н.Н., Абдурагманов М.А., Гальперин Г.Д.* Азотистые соединения нефти. IV. Разделение концентратов азотистых оснований на группы. — Нефтехимия, 1962, т. 13, № 1, с. 493–505.

- Бейкер Э.В.* Порфирины. — В кн.: Органическая геохимия. Л.: Недра, 1974, с. 356—388.
- Беньковский В.Г., Байкова А.Я., Булатова Б.Т.* и др. Азотистые основания бензина гидрокрекинга арланской нефти. — Нефтехимия, 1972, т. 12, с. 454—459.
- Беньковский В.Г., Байкова А.Я., Попов Ю.Н.* и др. Азотистые основания фракции 180—200° бензина и гидрокрекинга арланской нефти. — Нефтехимия, 1973, т. 13, с. 581—584.
- Беньковский В.Г., Байкова А.Я., Круглов Э.А.* и др. Нейтральные азоторганические соединения дизельного топлива, полученного гидрокрекингом арланской нефти. — Нефтехимия, 1974, т. 14, с. 475—478.
- Беньковский В.Г., Байкова А.Я., Любимытова Н.С.* и др. Азотистые основания дизельного топлива, полученного гидрокрекингом гудрона арланской нефти. — Нефтехимия, 1974, т. 14, с. 891—899.
- Бестужев М.А.* Исследование "парафинов" нефти. — В кн.: Органическая геохимия. М.: Недра, 1970, вып. 2, с. 3—19.
- Берсукер И.Б., Аблов А.В.* Химическая связь в комплексных соединениях. Кишинев: Штиинца, 1962, 208 с.
- Большев Л.Н., Смирнов Н.В.* Таблицы математической статистики. М.: Вычислительный центр АН СССР, 1968. 464 с.
- Валитов Н.Б.* Особенности распределения нефтей на территории Татарии в зависимости от геологических условий их залегаания: Автореф. канд. дис. Уфа, 1968. В надзаг.: Башкирский нефтяной н.-и. и проектный ин-т.
- Ван-Нес К., Ван-Вестен Х.* Состав масляных фракций нефти и их анализ. М.: Гостоптехиздат, 1954, 463 с.
- Велиев Ф.Г.* Исследования влияния магнитных полей на реологию нефтемagnetитовых смесей применительно к некоторым задачам нефтедобычи: Автореф. канд. дис. Баку, 1974. В надзаг.: Азерб. ин-т нефтехимической промышленности.
- Волькенштейн М.В.* Физические свойства и строение молекул. М.; Л.: АН СССР, 1955, 638 с.
- Вонсовский С.В.* Магнетизм. М.: Наука, 1971. 1032 с.
- Габриэлян А.Г., Анисимова М.В., Климова Л.А.* и др. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. М.: Недра, 1975. 295 с.
- Гарифьянов Н.С., Козырев Б.М.* Сверхтонкая структура линий парамагнитного резонанса в растворах солей Mn^{++} и VO_4^{++} . — Докл. АН СССР, 1954, т. 98, с. 923—931.
- Герасимова Т.К., Чечурина Е.Н., Щелкин А.Н.* Современные методы и аппаратура для определения магнитной восприимчивости слабомагнитных материалов. М.: ВНИИКИ, 1974. 59 с.
- Гизатхулов В.Х., Ергин Ю.В.* Расчет формы полюсных наконечников магнита для измерения восприимчивости методом Фарадея. — Деп. ВИНТИИ № 539—76, 20. 2. 76.
- Глебовская Е.А., Волькенштейн М.В.* Спектры порфиринов в нефтях и битумах. — ЖОХ, 1948, т. 18, с. 1440—1451.
- Гусева А.Н., Сейфуль-Мулюков Р.Б., Файнгерш Л.А.* Свойства нефтей и формирование залежей (на примере нефтегазоносных территорий востока Русской платформы). М.: Недра, 1966. 75 с.
- Добрянский А.Ф.* Химия нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1961. 221 с.
- Дорфман Я.Г.* Магнитные свойства и строение вещества. М.: Гостехиздат, 1955. 376 с.
- Дорфман Я.Г.* Диамагнетизм и химическая связь. М.: Физматгиз, 1961. 231 с.
- Драгуцкий А.К., Яруллин К.С., Лапынов Ш.С.* Влияние литологического фактора на размещение залежей нефти в пределах Башкирии. — Геол. нефти и газа, 1973, № 8, с. 9—16.
- Евдокимов В.Б., Ли Фын-и.* Установка для измерения магнитной вос-

- примчивости абсолютным методом. — ЖФХ, 1963, т. 37, с. 2791—2794.
- Ерлин Ю.В., Зубарев С.В., Янбердина З.Я.* Диамагнетизм и водородная связь. — ЖФХ, 1972, т. 4, с. 303—308.
- Ерлин Ю.В., Кострова Л.И., Субаев И.Х., Яруллин К.С.* Магнитные свойства нефтей. — Деп. ВИНТИ, № 3265—75, 17. 11. 75.
- Жданов М.А., Карцев А.А.* Нефтепромысловая геология и гидрогеология. Л.: Гостоптехиздат, 1958. 329 с.
- Иванов Е.В., Иванова Л.И., Зеленцов В.В.* Оптимальная форма полюсных наконечников магнита для измерения восприимчивости методом Фарадея. — Приборы и техника эксперимента, 1970, № 2, с. 221—223.
- Иванов Т.Ф.* Способ разделения нефтеводяной эмульсии и устройство для ее осуществления. — А.с. 99658 (СССР).
- Иванов Т.Ф.* Разрушение водонефтяных эмульсий в неоднородном магнитном поле. — ЖФХ, 1956, т. 30, с. 2593—2595.
- Иванов Т.Ф.* Устройство для разрушения нефтеводяной эмульсии. — А.с. 110344 (СССР).
- Ивченко Е.Г., Севастьянова Г.В.* Сернистые и высокосернистые нефти Башкирской АССР. М.: Химия, 1967. 206 с.
- Ильясов А.В., Гарифьянов Н.С., Рыжманов Ю.М.* Электронный парамагнитный резонанс в некоторых сортах природной нефти и ее тяжелых фракциях. — Химия и технология топлив и масел, 1961, № 1, с. 28—31.
- Каган Я.М.* Влияние переменного электромагнитного поля на кристаллизацию и образование отложений парафина. — Нефтепромысловое дело, 1965а, № 10, с. 16—19.
- Каган Я.М.* Лабораторные исследования и промышленное испытание влияния переменного электромагнитного поля на образование смоло-парафиновых отложений. — В кн.: Борьба с отложениями парафина. М.: Недра, 1965 б, с. 182—191.
- Каган Я.М., Бабалин Г.А.* и др. Аппарат для разрушения водонефтяной эмульсии. — А. с. 191728 (СССР).
- Каган Я.М., Фокин А.С., Исмаилов К.И., Камалов Р.Р.* Исследование влияния магнитного поля на отложения парафина. — Нефтепромысловое дело, 1963, № 7, с. 13—16.
- Казичын Н.В., Лысак А.Т., Шершанов П.И.* и др. Установка для измерения магнитной восприимчивости слабромагнитных веществ. — Измерительная техника, 1975, № 3, с. 72—75.
- Карасик В.Р.* Физика и техника сильных магнитных полей. М.: Наука, 1964, 348 с.
- Караулова Е.Н.* Химия сульфидов нефти. М.: Наука, 1970. 215 с.
- Каримов А.К., Ивченко Е.Г., Постников Д.В., Уразметова Х.Х.* Нефти Башкирии. Уфа: Баш. кн. изд-во, 1960, 287 с.
- Каримов А.К., Яруллин К.С.* Об изменении свойств нижнепермских нефтей Предуральского прогиба. — В кн.: Вопросы геологии восточной окраины Русской платформы и Южного Урала. Уфа: БФ АН СССР, 1960, вып. 6, с. 89—98.
- Карпов В.И.* Полупроводниковые стабилизаторы напряжения. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1963. 315 с.
- Карцев А.А.* Основы геохимии нефти и газа. М.: Недра, 1968. 269 с.
- Касимов А.Ф., Агаларов Д.М.* Устройство для борьбы с солеотложениями в нефтяных скважинах. — А.с. 177812 (СССР).
- Кац М.Я., Стадников А.Г., Гольдин Л.Л., Баринов В.В.* Метод расчета профиля полюсов однозонного изодинамического магнитного сепаратора. — Приборы и техника эксперимента, 1964, № 3, с. 152—156.
- Кацнельсон О.Г., Эдельштейн А.С.* Автоматические измерительные приборы с магнитной подвеской. М.: Госэнергоиздат, 1970. 216 с.
- Клемм В.* Магнетохимия. М.: Гостехиздат, 1939. 234 с.
- Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К.* и др. Геология нефти и газа западной Сибири. М.: Недра, 1975. 679 с.

- Костантинидес Дж., Эрих Дж.* Неуглеводородные соединения нефти. — В кн.: Основные аспекты геохимии нефти. М.: Недра, 1970, с. 111—171.
- краткая химическая энциклопедия. М.: Сов. энциклопедия, 1964, т. 3, с. 412—447.
- Кремс А.Я., Вассерман Б.Я., Матвеевская Н.Д.* Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М.: Недра, 1974. 332 с.
- Куинн, Кнауэр.* Весы для измерений магнитной восприимчивости методом Фарадея. — Приборы для научных исследований, 1972, № 10, с. 146—149.
- Куценко А.Н.* О влиянии магнитного поля на подготовку сточных вод. — Нефтепромысловое дело, 1974, № 4, с. 40—44.
- Лаврентьев М.А., Шабат Б.В.* Методы теории функций комплексного переменного. М.: Наука, 1965, 736 с.
- Лашкарев Г.В., Шевченко А.Д.* Новое в измерении магнитной восприимчивости. — В кн.: Приборы для исследования физических свойств материалов. Киев: Наукова думка, 1974, с. 221—223.
- Львов В.М.* Устройство для обезвоживания углеводородных сред. — А. с. 309941 (СССР).
- Майр Б.* Химический состав нефти и нефтепродуктов. — В кн.: Технология переработки нефти. Л.: Химия, 1964, с. 11—67.
- Максимов С.Н.* Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа. М.: Недра, 1964, 485 с.
- Максимов С.П., Киров В.А., Клубов В.А.* и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: Недра, 1970, 806 с.
- Менджицкий Е.* Операционные усилители постоянного тока. М.: Энергия, 1957. 134 с.
- Миллер А.Е.* Обзор исследовательских работ американского нефтяного института, посвященных изучению состава и свойств нефтей. — В кн.: IV Международный нефтяной конгресс. М.: Гостоптехиздат, 1956, т. 6, с. 61—108.
- Моррис, Уолд.* Весы для измерения магнитной восприимчивости методом Фарадея. — Приборы для научных исследований, 1968, № 12, с. 144—146.
- Нейдинг А.Е.* Физическая химия (магнетохимия). — В кн.: Итоги науки. М.: ВИНТИ, Сер.: химия, 1970. 269 с.
- Нефти СССР. Справочник. М.: Химия, 1971, т. 1; 1972, т. 2, 3; 1974, т. 4.
- Оболенцев Р.Д., Байкова А.Я.* Сераорганические соединения нефтей Урало-Поволжья и Сибири. М.: Наука, 1973. 264 с.
- Ованесов Г.П.* Формирование залежей нефти и газа в Башкирии. — М.: Гостоптехиздат, 1962. 293 с.
- Ованесов Г.П., Яруллин К.С.* О закономерностях изменения свойств нефтей в палеозойских отложениях Башкирии. — Сов. геология, 1962, № 9, с. 85—101.
- Рабинович Б.Е.* Методика суммирования частных погрешностей в области радиотехнических измерений. — Труды ВНИИМ, 1962, вып. 57 (117), с. 19—23.
- Рамазанзаде М.Р., Зайцев Ю.В., Рынский Г.М.* и др. Об электромагнитных эффектах в нефтемagnetитовой смеси. — Нефтяное хозяйство, 1969, № 10, с. 42—48.
- Ратнер В.Я., Абрикосова И.Х., Арнашова А.С.* и др. Альбом месторождений нефти и газа нефтегазоносных бассейнов территорий РСФСР, УССР и КазССР. Л.: Недра, 1967.
- Робертс Дж., Кассерио М.* Основы органической химии. М.: Мир, 1968, т. 1, с. 592.
- Россини Ф.Р., Майр Б., Стрейф А.* Углеводороды нефти. М.: Гостоптехиздат, 1957. 647 с.
- Румшиский Л.З.* Математическая обработка результатов эксперимента. М.: Наука, 1971. 192 с.
- Рыбах В.М.* Анализ нефти и нефтепродуктов. М.: Гостоптехиздат, 1962. 888 с.
- Рыбачок И.М.* Способ обезвоживания нефтеводяной эмульсии. — А. с. 151749 (СССР).

- Рябухин Г.Е., Буриштар М.С., Музыченко Н.М.* и др. Нефтегазоносные провинции и области СССР. М.: Недра, 1969. 477 с.
- Саитов Г.С., Яруллин К.С., Димент К.Е.* Нефтегазоносность и перспективы поисково-разведочных работ в Юрюзано-Айской впадине. — В кн.: Геологическое строение и перспективы нефтеносности западной Башкирии. Уфа: БФ АН СССР, 1974, с. 65—75.
- Саразов А.И.* Весы в физико-химических исследованиях. М.: Наука, 1968. 229 с.
- Сазанен А.И.* Углеводороды в бензинах, керосинах, газойлях и смазочных маслах. — В кн.: Химия углеводородов нефти. М.: Гостоптехиздат, 1958, т. 1, с. 11—40.
- Севастьянов Б.К., Харатъян Э.Г.* Торзионные магнитные весы с компенсацией смещения образца переменным током. — Приборы и техника эксперимента, 1960, № 5, с. 136—139.
- Селвуд П.* Магнетохимия. М.: ИЛ, 1958. 457 с.
- Сергеев С.Р.* Высокомолекулярные соединения нефти. М.: Химия, 1964, 243 с.
- Смирнов М.В., Кудряков В.Я.* Магнитная восприимчивость ионных расплавов. — В кн.: Итоги науки. Растворы. Расплавы. М.: ВИНТИ, 1975, т. 2, с. 172—202.
- Смирнов Н.В., Дукин-Барковский И.В.* Курс теории вероятностей и математической статистики для технических приложений. М.: Наука, 1965. 246 с.
- Смит Х.* Качественный и количественный состав нефтей. — В кн.: Органическая геохимия. М.: Недра, 1971, вып. 3, с. 5—141.
- Соколова А.И.* Исследование некоторых источников погрешностей, определяющих точность измерений магнитной восприимчивости методом взвешивания. — Труды ВНИИМ, 1954, вып. 24 (84), с. 112—121.
- Соколов В.А., Бестужев М.А., Тихомолова Т.В.* Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. М.: Недра, 1972. 276 с.
- Соколов В.Л., Чайковская Э.В.* Зональность распределения нефтяных углеводородов в Северо-Каспийском нефтегазоносном бассейне. — В кн.: Генезис нефти и газа. М.: Наука, 1968, с. 194—204.
- Соул, Ниезбеда, Чандерна.* Высокочувствительный прибор для определения восприимчивости методом Фарадея. — Приборы для научных исследований, 1964, № 11, с. 116—122.
- Спирс Г.К., Уайтхед Э.В.* Нефть. — В кн.: Органическая геохимия. М.: Недра, 1974, с. 433—467.
- Степаненко Б.Н.* Химия хлорофилла. — Усп. хим., 1944, т. 13, вып. 6, с. 462—493.
- Татевский В.М.* Химическое строение углеводородов и закономерности в их физико-химических свойствах. М.: Изд-во МГУ, 1953. 320 с.
- Татевский В.М., Бендерский В.А., Яровой С.С.* Закономерности и методы расчета физико-химических свойств парафиновых и углеводородов. М.: Гостоптехиздат, 1960. 114 с.
- Тихонов А.И., Мялков В.Я.* Способ предотвращения отложения парафина на стенках труб фонтанных скважин. — А. с. 134236 (СССР).
- Успенский В.А., Радченко О.А.* К вопросу генезиса типов нефтей. — Труды ВНИГРИ, 1947, 79 с.
- Фиджис Б., Льюис Дж.* Магнетохимия комплексных соединений. — В кн.: Современная химия комплексных соединений. М.: ИЛ, 1963, с. 370—419.
- Хадженс.* Магнетометр с вращающимися образцами для измерения магнитной восприимчивости диамагнетиков. — Приборы для научных исследований, 1973, № 5, с. 47—50.
- Ходжсон Дж., Бейкер Б.Л., Пик И.* Геохимия порфиринов. — В кн.: Основные аспекты геохимии нефти. М.: Недра, 1970, с. 172—243.
- Чечерников В.И.* Магнитные измерения. М.: Изд-во МГУ, 1963. 285 с.
- Шаронов Л.В.* Формирование нефтяных и газовых месторождений Север-

- ной части Волго-Уральского бассейна. Пермь: Перм. кн. изд-во, 1971, 288 с.
- Шляни В.В.* Деземulsion нефти в магнитном поле. — Тат. нефть, 1960, № 12, с. 22–23.
- Юсупов Б.М., Веселов Г.С.* Размещение нефтяных месторождений Татарии. М.: Наука, 1973. 190 с.
- Юсупов Б.М., Яруллин К.С., Ишерская М.В.* Структура и нефтеносность стратиграфических комплексов Западной Башкирии. М.: Наука, 1974. 162 с.
- Яновский Б.М.* Об установлении нормальных образцов магнитной восприимчивости пара- и диамагнитных тел. — Труды/ВНИИМ, 1947, вып. 1 (56), с. 34–54.
- Яновский Б.М., Спиридович Н.И.* Об установлении нормальных образцов магнитной восприимчивости парамагнитных тел. — Труды/ВНИИМ, 1940, вып. 1 (43), с. 5–52.
- Яруллин К.С.* Особенности размещения залежей нефти и газа в Предуральском прогибе. — Докл. АН СССР, 1961, т. 141, № 1, с. 189–192.
- Яруллин К.С., Драгуцкий А.К., Латылов Ш.С.* Особенности геологического строения и вопросы поисков залежей нефти на юго-восточном склоне Русской платформы. — Сов. геология, 1971, № 11, с. 76–90.
- Яруллин К.С., Драгуцкий А.К., Цоцур В.С.* Строение и нефтеносность девонских и каменноугольных отложений Башкирского свода. — В кн.: Тектоника, литология и нефтеносность Башкирии. (Вопросы геологии восточной окраины Русской платформы и Южного Урала). Уфа: БФ АН СССР, 1974, вып. 22, с. 17–32.
- Яруллин К.С., Якунов И.А.* Нефтегазоносность нижнепермских рифов Предуралья. — В кн.: Ископаемые рифы и методика их изучения. Свердловск: УФ АН СССР, 1968, с. 157–168.
- Auer H.* Die absolute magnetische Suszeptibilität des Wassers und ihre Temperaturabhängigkeit. — Ann. Phys., 1933, Bd. 18, S. 593–612.
- Angus W., Hollows F.B., Stoft F. et al.* Magnetochemical investigations. Pt 13. The diamagnetic susceptibilities of some paraffins. — Trans. Farad. Soc., 1969, vol. 55, p. 890–897.
- Ball J.S., Whisman M.L., Wenger W.J.* Nitrogen content of crude petroleum. — Ind. and Eng. Chem., 1951, vol. 43, p. 2577–2581.
- Ball J.S., Haines W.E., Helman R.V.* Minor constituents of a California petroleum. — V World Petrol. Congr. Proc. Pap., Section V, 1959, p. 175–189.
- Ball J.S., Wenger W.J.* Metal content of twenty-four petroleums. — J. Chem. and Eng. Data, 1960, vol. 5, p. 553–557.
- Ball J.S., Rall H.T.* Non-hydrocarbon components of a California petroleum. — Proc. Amer. Petrol. Inst., 1962, vol. 41, p. 128–145.
- Barter C., Meisenheimer R.G., Stevenson D.R.* Diamagnetic susceptibilities of simple hydrocarbons and volatile hydrides. — J. Phys. Chem., 1960, vol. 64, p. 1312–1316.
- Birch S.F., Callum T., Dean R.A., Denyer R.L.* Sulfur compounds in kerosine boiling range of Middle East crude. — Ind. and Eng. Chem., 1955, vol. 47, p. 240–249.
- Boucher L.G., Dickie G.P., Tynan E.C., Vaugnan B.* Vanadium complexes and porphyrins in asphaltens. — J. Inst. Petrol., 1969, vol. 55, p. 87–99.
- Brooks B.T.* Some open questions regarding petroleum origin. — J. Inst. Petrol., 1959, vol. 45, p. 42–46.
- Brill A.S., Hartog H.D., Legalais V.* Fast and sensitive magnetic susceptometer for the study of rapid biochemical reactions. — Rev. Sci. Instrum., 1958, vol. 29, p. 383–391.
- Carruthers W.* Constituents of high-boiling petroleum distillates. — J. Chem. Soc. A, 1968, vol. 17, p. 2244.
- Cason J., Crachem D.W.* Isolation of isoprenoid acids from a California petroleum — Tetrahedron, 1965, vol. 21, p. 471–483.

- Cason J., Liauw K.L.* Characterization and synthesis of a monocyclic eleven-carbon acid isolated from a California petroleum. - *J. Org. Chem.*, 1965, vol. 30, p. 1763-1769.
- Cason J., Khodair A.I.A.* Separation from a California petroleum and characterization of geometric isomers of 3-ethyl-4-methyl cyclopentylacetic acid. - *J. Org. Chem.*, 1966, vol. 31, p. 3618-3624.
- Cini R.* Su di alcuni dispositive sperimentali per ricerche magnetochimiche. - *La Ricerca Sci.*, 1959, vol. 29, p. 272-283.
- Cini R., Torrini M.* Temperature dependence of the magnetic susceptibility of water. - *J. Chem. Phys.*, 1968, vol. 49, p. 2826-2830.
- Coleman H.J., Thompson C.J., Hopkins R.L., Rall H.T.* Identification of thiols in a Wesson, Texas, crude oil distillate boiling from 111° to 150°C. - *J. Chem. and Eng. Data*, 1965, vol. 10, p. 80-84.
- Corwin A.H., Walter J.A., Singh R.* An analogue computer for pyrrole, porphyrins and chlorophyll strains. - *J. Org. Chem.*, 1962, vol. 27, p. 4280-4285.
- Dellby B., Ekström H.E.* A magnetic susceptibility balance for use in the temperature range 1,6-300 K. - *J. Phys. E, Sci. Instrum.*, 1971, vol. 4, p. 342-345.
- Dunning H.N., Moore J.W., Bieber H., Williams R.W.* Porphyrins, nickel, vanadium and nitrogen in petroleum. - *J. Chem. and Eng. Data*, 1960, vol. 5, p. 546-549.
- Erdman J.S., Ramsey V.G., Hanson W.E.* Volatility of metalloporphyrin complexes. - *Science*, 1956a, vol. 123, p. 502.
- Erdman J.S., Ramsey V.G., Hanson W.E.* Synthesis and properties of porphyrin vanadium complexes. - *J. Amer. Chem. Soc.*, 1956b, vol. 78, p. 5844-5847.
- Falk J.E.* Porphyrins and metalloporphyrins. Elsevier, Holland, 1964, vol. 1, 2, 266 p.
- Fild E., Dempster F.H., Tilston C.E.* Phenolic compounds from petroleum sources. - *Ind. and Eng. Chem.*, 1940, vol. 32, p. 489-496.
- Figgis B.N.* Introduction to ligand fields. New York, Intern. Publ., 1966, 273 p.
- Fořx G., Gorter C., Smits L.* Tables constantes selectionees diamagnetisme et paramagnetisme. Paris, 1957. 317 p.
- Forziati A.F., Willingham C.B., Mair B.J., Rossini F.D.* Hydrocarbons in the gasoline fraction of seven representative crude oils, including all the distillate to 102° and the aromatics to 160°. - *J. Res. Nat. Bull. Stand.*, 1944, vol. 32, p. 11-37.
- Francois H.* Etude magnétochimique de quelques dérivés organiques azotés. - *Bull. Soc. chim. France*, 1962, vol. 3, p. 506-513.
- François H.* Etude magnétochimique de quelques dérivés organiques sulfurés. - *Bull. Soc. chim. France*, 1962, vol. 3, p. 513-515.
- François H.* Etude magnétochimique de quelques dérivés organiques azotés et sulfurés. - *Bull. Soc. chim. France*, 1962, vol. 3, p. 515-519.
- Gutowsky H.S., Ray B., Rutledge R.L.* Carbonaceous free radicals in crude petroleum. - *J. Chem. Phys.*, 1958, vol. 28, p. 744-745.
- Handbook of chemistry and physics/Ed. C. Hodgman. 45th ed. Cleveland, Oh, 1964. 3156 p.
- Honda H., Hidemasa M.* - *J. Fuel. Soc. Jap.*, 1953, vol. 32, p. 447-460.
- Jewell J.W., Hartung G.K.* Identification of nitrogen bases in heavy gas oil; chromatographic methods of separation. - *J. Chem. and Eng. Data*, 1964, vol. 9, p. 297-304.
- Jewell D.W., Yevich J.P., Snyder R.E.* Basic nitrogen compounds in petroleum. Hydrocarbon analysis. - *A.S.T.M. Spec. Techn. Publ.*, 1965, vol. 389, p. 363-384.
- Landolt-Börnstein. Zahlenwerte und Funktionen. Berlin: Springer-Verl., 1967. 2 Bd., 10. Teil, 173 S.

- Latham D.R., Ferrin C.R., Ball J.S.* Identification of fluorenes in Wilmington petroleum by gas-liquid chromatography and spectrometry. - *Anal. Chem.*, 1962, vol. 34, p. 311-313.
- Latham D.R., Okuno J., Haines W.E.* Non-basic nitrogen compounds in petroleum. Hydrocarbon Analysis. - *A.S.T.M. Spec. Techn. Publ.*, 1965, vol. 389, p. 385-398.
- Lochte H.L., Littman E.R.* The petroleum acids and bases. New York, Chem. Publ. Co. Inc., 1955. 368 p.
- Mullay L.N.* Magnetic susceptibility. New York, Intern. Publ., 1966. 296 p.
- Obolentzew R.D.* Sulfo-organic compounds in oils of USSR. - The Proceedings of the Seventh World Petroleum Congress, 1957, vol. 5, p. 109-160.
- O'Reilly D.E.* Paramagnetic resonance of vanadyl etioporphyrin. - *J. Chem. Phys.*, 1958, vol. 29, p. 1188-1189.
- Pacault A.* Les systématiques magnétochimiques. - *Rev. sci.*, 1948, vol. 86, p. 38-61.
- Pascal P., Pacault A., Hoarau J.* Electronic delocalization in carcinogenic compounds. - *C. r.*, 1951, vol. 233, p. 689-691.
- Răcos M.* Zaklady merani slabomagnetickych latok. Bratislava, 1965, 173 p.
- Regaya B., Gasparoux H.* Appareil adapté à l'étude des très faibles variations de susceptibilités magnétiques. - *C. r.*, 1971, vol. B 272, p. 724-726.
- Richter F.P., Williams A.L., Meisel S.L.* Distribution of nitrogen in petroleum according to viscosity. - *Ind. and Eng. Chem.*, 1952, vol. 44, p. 2601-2605.
- Roberts E.M., Rutledge R.L., Wehner A.P.* Determination of vanadium and free radical concentrations in crude petroleum by electron magnetic resonances. - *Anal. Chem.*, 1961, vol. 33, p. 1879-1881.
- Roberts C.H.M.* Pat. 1949660 (USA).
- Rossini F.D., Mair B.J.* The work of the APJ research project 6 on the composition of petroleum. New York, 1959, p. 223-245.
- Saraceno A.J., Fanale D.T., Coggeshall N.D.* An electron paramagnetic resonance investigation of vanadium in petroleum oils. - *Anal. Chem.*, 1961, vol. 33, p. 500-505.
- Serbănescu A.* Cercetări asupra porfirinelor prin spectre de absorbție în vizibil și infraroșu și asupra microcantitatilor de V, Ni și Fe dintr-un titei indian. Comparatie su titeiriule romanesti. - *Petrol. și gaze*, 1967, vol. 18, p. 557-563.
- Smith H.M., Dunning H.N., Rall H.T., Ball J.S.* Keys to the mystery of crude oil. - *Proc. Amer. Petrol. Inst.*, 1959, vol. 6, p. 1-33.
- Smith H.M.* Grude oil qualitative and quantitative aspects. - *U.S. Bur. Mines, Rept Invest.*, 1965, p. 1-55.
- Snyder L.R., Buell B.E.* Characterization and routine determination of certain non-basic nitrogen types in high boiling petroleum distillates by means of linear elution adsorption chromatography. - *Anal. chim. acta.*, 1965, vol. 33, p. 285-302.
- Snyder L.R.* Distribution of benzcarbazole isomers in petroleum as evidence for their biogenic origin. - *Nature*, 1965, vol. 205, p. 277.
- Sugihara J.M., Bean R.M.* Direct determination of metalloporphyrins in Boscan crude oil. - *J. Chem. and Eng. Data*, 1962, vol. 7, p. 269-271.
- Tanaka Y., Kabayschi R.* Phenols from natural petroleum. - *J. Fac. Eng. Univ. Tokyo*, 1928a, vol. 17, p. 127-133.
- Tanaka Y., Kuwata T.* Occurrence of higher fatty acids in natural petroleum and origin of petroleum. - *J. Fac. Eng. Univ. Tokyo*, 1928b, vol. 17, p. 293-303.
- Thompson G.J., Coleman H.J., Hopkins R.L., Rall H.T.* Identification of alkyl cycloalkyl sulfides in petroleum. - *J. Chem. and Eng. Data*, 1964, vol. 9, p. 293-296.

- Thompson C.J., Coleman H.J., Hopkins R.L., Rall H.T.* Identification of some chain sulfides in a Wasson, Texas, crude oil distillate boiling from 111° - 150°C. - *J. Chem. and Eng. Data*, 1964, vol. 9, p. 473.
- Thompson C.J., Coleman H.J., Hopkins R.L., Rall H.T.* Identification of some cyclic sulfides in a Wasson, Texas, crude oil distillate boiling from 111° - 150° C. - *J. Chem. and Eng. Data*, 1965a, vol. 10, p. 279.
- Thompson C.J., Coleman H.J., Hopkins R.L., Rall H.T.* Hydrocarbon analysis. Sulfur compounds in petroleum. - *A.S.T.M. Spec. Techn. Publ.*, 1965b, vol. 389, p. 329-362.
- Thompson C.J., Coleman H.J., Hopkins R.L., Rall H.T.* Identification of thiaindans in crude oil by gas-liquid chromatography, desulphurization and spectral techniques. - *Anal. Chem.*, 1966, vol. 38, p. 1562-1566.
- Treibs A.* Chlorophyll und Haeminderivate in Organischen Mineral-Stoffen. - *Angew. Chem.*, 1936, Bd. 49, S. 682-686.
- Van Vleck J.H.* The theory of electric and magnetic susceptibilities. Oxford Univ. Press, 1932, 384 p.
- Whitehead W.L., Breger J.A.* Organic geochemistry/Ed. J.A. Breger. Oxford: Pergamon Press, 1963, p. 248-332.
- Williams R.B., Sannders R.K.* Pat. N 2909482, 2909483 (USA).
- Yen T.F., Erdman J.C., Sarrazeno A.J.* Investigation of the nature of free radicals in petroleum asphaltenes and related substances by electron spin resonance. - *Anal. Chem.*, 1962, vol. 34, p. 694-700.
- Yen T.F., Boucher L.L., Dickie J.P. et al.* Vanadium complexes and porphyrins in asphaltenes. - *Inst. Petrol.*, 1969, vol. 55, p. 542.
- Zijlstra H.* Experimental methods in magnetism. Amsterdam: North-Holl. Publ., 1967, vol. 1. 236 p.; vol. 2. 296 p.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОТ РЕДАКТОРА	3
ПРЕДИСЛОВИЕ	4
Глава 1	
МАГНЕТОХИМИЯ НЕФТИ	7
1.1. Физико-химические свойства и состав нефтей	7
1.2. Классификация веществ по их магнитным свойствам	13
1.3. Магнетохимия диамагнитных веществ	17
1.4. Магнитные свойства отдельных компонентов нефти	20
Глава 2	
МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ	47
2.1. Отбор проб нефтей, их фракционирование и подготовка к измерениям	47
2.2. Методика измерений магнитной восприимчивости	49
2.3. Градуировка установок и оценка погрешностей измерений магнитной восприимчивости	59
Глава 3	
ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ И МАГНИТНАЯ ВОСПРИИМЧИВОСТЬ НЕФТЕЙ	71
3.1. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция	71
3.2. Тимано-Печорская провинция	126
3.3. Предкавказская провинция	130
3.4. Карпатская провинция	132
3.5. Западно-Сибирская провинция	133
3.6. Дальневосточная провинция	137
3.7. Связь магнитной восприимчивости нефтей различных регионов с особенностями их геологического залегания	139
Глава 4	
СВЯЗЬ МАГНИТНОЙ ВОСПРИИМЧИВОСТИ С СОСТАВОМ НЕФТЕЙ	157
4.1. Связь магнитной восприимчивости с физико-химическими свойствами нефтей	157
4.2. Магнитная восприимчивость фракций нефтей	160
Глава 5	
СВЯЗЬ МАГНИТНОЙ ВОСПРИИМЧИВОСТИ НЕФТЕЙ И ИХ ФРАКЦИЙ С УСЛОВИЯМИ ЗАЛЕГАНИЯ НА ПРИМЕРАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКИРИИ	169
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	189
ЛИТЕРАТУРА	191

1 р. 80 к.

2963