

С. П. МАКСИМОВ

**ЗАКОНОМЕРНОСТИ
РАЗМЕЩЕНИЯ
И УСЛОВИЯ
ФОРМИРОВАНИЯ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
И ГАЗА**

С. П. МАКСИМОВ

ЗАКОНОМЕРНОСТИ
РАЗМЕЩЕНИЯ
И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА
В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

(на примере южных районов Волго-Уральской
нефтегазоносной области)

Под редакцией
А. А. ТРОФИМУКА

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1964

АННОТАЦИЯ

В книге рассматриваются условия формирования залежей нефти и газа на примере палеозойских отложений, развитых в Волгоградской, Саратовской, Куйбышевской и Оренбургской областях РСФСР, тектонически приуроченных к южным районам Волго-Уральской нефтегазоносной области.

В основу исследований положено распределение геологических запасов по разрезу палеозойских отложений, развитых в данных областях, а также по наиболее крупным структурным элементам (восточный склон Воронежского свода, Латрыньско-Карамышская впадина, Жигулевско-Пугачевский свод и Мелекесс-Радаевская впадина), валам и тектоническим зонам, осложняющим их. Приведен анализ распределения 535 залежей 140 месторождений и запасов нефти и газа по 403 залежам 108 месторождений. В работе дана обобщающая геохимическая характеристика нефтей и газов по разрезам месторождений, имеющих широкий диапазон нефтегазоносности, и по продуктивным толщам девона, нижнего и среднего карбона и перми. На основании анализа распределения залежей, запасов и геохимической характеристики нефтей и газов и условий их формирования выводятся закономерности распределения залежей в палеозойских отложениях.

Книга предназначена для геологов и научных сотрудников, работающих в области нефтяной геологии. Она может быть полезна студентам старших курсов нефтяных вузов и факультетов.

(Обоснование проведения исследований)

ПРЕДИСЛОВИЕ

В грандиозной программе создания материально-технической базы коммунизма резко возросла роль науки, в том числе науки о геологии нефти и газа. «Наука станет в полной мере непосредственной производительной силой», — говорится в Программе КПСС.

Рост добычи нефти в 1970 г. до 390 млн. т и газа до 310—325 млрд. м³, а в 1980 г. соответственно до 690—710 млн. т и 680—720 млрд. м³ должен быть получен не только за счет расширения геологопоисковых и разведочных работ, но и за счет резкого повышения их эффективности в результате правильного научного обоснования и познания закономерностей пространственного размещения нефтяных и газовых месторождений в конкретных геологических условиях.

Из 549 месторождений нефти и газа СССР 45 содержат 82 % общих запасов и обеспечивают 75 % добычи нефти и газа страны. Поэтому поиски и разведка крупных и уникальных месторождений являются главным условием повышения эффективности поисковых и разведочных работ, сокращения общественных затрат на производство запасов нефти и газа. Наиболее подходящей территорией для решения этих задач является южная часть Волго-Уральской нефтегазоносной области (Волгоградская, Саратовская, Куйбышевская и Оренбургская административные области), характеризующаяся весьма сложным и разнообразным геологическим строением.

На изученной территории зоны нефтегазонакопления приурочены к различным структурным элементам (сводам и впадинам). В Нижнем Поволжье (Волгоградская и Саратовская области) они установлены на восточном склоне Воронежского свода (массива), в Рязано-Саратовской впадине и на юго-западном погружении Жигулевско-Пугачевского свода; в Среднем Поволжье (Куйбышевская область) и в бассейне р. Урала (Оренбургская область) — в пределах Жигулевско-Пугачевского свода и Мелекесс-Радаевской впадины. В Волгоградской и Саратовской областях выявлены нефтяные, газо-нефтяные и газовые залежи в девонских и каменноугольных отложениях, а в Куйбышевской и Оренбургской областях в этих отложениях открыты только залежи нефти; разнообразие же залежей нефти и газа

наблюдается в основном в отложениях пермской системы. Одновременно установлено и различие геохимической характеристики нефтей и газов Нижнего и Среднего Поволжья.

В южных районах Волго-Уральской области выявлены не только мелкие и средние, но и крупные месторождения нефти и газа. Установление закономерностей распределения и общих принципов формирования этих месторождений на территории исследуемых отложений позволило выявить некоторые общие закономерности формирования в них нефтяных и газовых месторождений.

Книга составлена по разнообразному полевому и лабораторному материалу, в подборе и обработке которого большую помощь автору оказали В. А. Киров, Т. А. Ботнева, Р. Г. Панкина.

Отдельные главы книги были просмотрены Г. Х. Дикенштейном и Д. В. Жабревым. В процессе проведения исследований и при работе над книгой автор обращался за консультацией к Н. А. Еременко и П. Ф. Андрееву, а также к К. Ф. Родионовой, Э. Д. Гимпельевич. Ценные советы он получил от Д. С. Халтурина, В. А. Клубова, М. К. Калинин и Н. М. Туркельтауба.

При оформлении книги большая помощь была оказана С. Г. Мануиловой, А. Б. Мирской, А. В. Лариошкиной, А. А. Петровым и Н. А. Краузе.

Всем названным товарищам автор приносит глубокую благодарность.

- 0) Задача исследования.
- 1) Метод исследования (как провод. работы)
- 2) Как и где материалы использовались для написания работы.
- 3) Содержание (глав) работы (сколько глав и это в каждой по числу)
- 4) Конкретика, материалы, благодарности.
- 5) Трудные решенные задачи, скромность труда...

ВВЕДЕНИЕ

Волго-Уральская нефтегазоносная область является крупнейшей среди нефтегазоносных областей Советского Союза. Более 70% добываемой в СССР нефти приходится на месторождения, приуроченные к этой области.

По мере развития нефтегазодобывающей промышленности в районах Западной и Восточной Сибири, Южного Мангышлака и Средней Азии удельный вес добычи нефти в Волго-Уральской области несколько снизится. Однако абсолютная величина добываемой нефти из ее месторождений в ближайшие годы (до 1980 г.) в значительной степени возрастет. Пропорциональным росту добычи должен быть и прирост промышленных категорий запасов нефти и газа. Рост последних можно обеспечить за счет повышения эффективности геологоразведочных работ путем открытия новых крупных месторождений нефти и газа, однако ее потенциальные ресурсы не исчерпаны. В связи с этим познание закономерностей распределения и условий формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях Волго-Уральской области и особенно в ее южных районах имеет особенно важное значение.

До настоящего времени эта проблема в основном решалась путем анализа и синтеза геологического материала, имеющегося в распоряжении исследователя. Для решения поставленных задач автор применил не только геологический метод, но и анализ распределения балансовых (геологических) запасов нефти и газа, а также анализ геохимической характеристики нефтей, газов и пластовых вод. Геологический метод исследования заключался в выяснении: истории развития основных тектонических элементов (сводов, впадин, тектонических зон, валов, локальных поднятий) и литолого-фациальной обстановки осадконакопления в палеозое; распределения продуктивных горизонтов как по разрезу палеозойских отложений, так и по площадям; распределения коллекторов и нефтегазоупоров, и, наконец, в выявлении условий залегания нефти и газа в залежах. Особое внимание уделялось установлению региональных наклонных пластов в пространстве и во времени. Анализ распределения балансовых запасов нефти и газа производился по разрезам месторождений,

по стратиграфическим комплексам тектонических зон и валов, по типам коллекторов и ловушек, по основным структурным элементам территории развития исследованных отложений.

Всего в южных районах Волго-Уральской области открыто 140 месторождений, в которых сосредоточено 535 залежей нефти и газа. Для анализа были взяты запасы по состоянию на 1 января 1960 г., а также основные запасы по оперативным данным, выявленные здесь в 1960 г. и частично в 1961 и в 1962 гг. Большая часть неучтенных запасов относится к малодебитным залежам и ранее разработанным месторождениям, приуроченным в основном к пермским отложениям (Оренбургская и частично Куйбышевская административные области). Были использованы данные по запасам нефти и газа 403 залежей 108 месторождений. Анализ запасов основных залежей нефти и газа, по-видимому, правильно отражает закономерности их распределения в палеозойских отложениях южных районов Волго-Уральской области, а отсутствие данных по второстепенным объектам не может существенно отразиться на полученных результатах.

Анализ геохимической характеристики нефтей, газов и пластовых вод производился по разрезам месторождений, имеющих широкий диапазон нефтегазоносности и по продуктивным горизонтам, нефтегазоносность которых выдерживается в пределах тектонических зон. Для этой цели было отобрано и проанализировано 300 проб нефтей и 550 проб растворенных и свободных газов из различных месторождений. Кроме того, были использованы результаты анализов нефтей, газов и вод, произведенные в Нижне-Волжском НИИГГ, Гипровостокнефть, КуйбышевНИИ НП, а также данные промысловых лабораторий совнархозов и материалы исследований нефтей, газов и пластовых вод южных районов Волго-Уральской нефтегазоносной области, опубликованные в различных монографиях и статьях.

Так как значительное место в настоящей работе отведено результатам геохимических исследований нефтей и газов, нам кажется не лишним коротко остановиться на методике этих исследований.

Отбор проб свободных газов осуществлялся из пробных кранов скважин по известной методике (Соколов, 1950). При отборе проб нефтей мы отказались от использования различных глубинных пробоотборщиков, так как при этом исключалась возможность получения массовых проб и множество объектов оставалось неизученным. Кроме того, сравнительные данные, полученные по глубинным и поверхностным пробам, показали, что направление изменения характерных параметров нефти и газа по разрезам месторождений и простиранию нефтеносных пластов сохраняется. Это обстоятельство дает возможность уверенно сопоставлять основные параметры и по поверхностным пробам, используя при этом фактор массовости объектов исследования.

В целях максимальной стандартизации мы остановились на методе отбора проб растворенного газа непосредственно из нефти, которая отбиралась на устье скважины. Разгазирование производилось с помощью ручного переносного трапа конструкции «Гипровостокнефть», который присоединялся к пробному крану. Отобранный газ собирался в две бутылки темного стекла емкостью по 0,5 л. В качестве водяного затвора использовался концентрированный раствор поваренной соли. Исследование состава газа проводилось в Газовой лаборатории ВНИГНИ.

Пробы нефти объемом в 1 л отбирались только из переносного ручного трапа при отборе проб газа и в стеклянной таре транспортировались на исследования в нефтяную лабораторию ВНИГНИ.

Растворенные и свободные газы подвергались детальным исследованиям. Новые приборы, сконструированные в газовой лаборатории ВНИГНИ, позволили произвести эти исследования в массовом масштабе, что впервые дало возможность проследить изменения в составе газов, растворенных в нефтях различных горизонтов, по площади и по разрезу.

Особое внимание уделялось изучению углеводородной части газов: метана и суммы более тяжелых углеводородов, а также соотношению этана, пропана, бутана, пентана и гексана к общей сумме тяжелых углеводородов. Изучались соотношения нормальных и изомерных структур для бутана и пентана.

Из неуглеводородных компонентов определялось содержание кислых газов — сероводорода и углекислоты, а также азота и редких газов (гелий, аргон).

Отобранные пробы газа были проанализированы на приборах:

1) теплодинамическом газоанализаторе (хромотермограф ТГ-2М), где определялись углеводородный состав, содержание метана, изомеров бутана и пентана;

2) хромотермографе-4, на котором определялось содержание кислых газов, кислорода, азота, метана и производились контрольные анализы на содержание углеводородов;

3) хромотермографе, на котором определялись редкие газы — гелий, аргон.

Все отобранные нефти подверглись люминесцентному анализу (Флоровская, Мейков, 1946, 1951, 1953), что позволило получить предварительные данные о составе нефтей, о сходстве и различии нефтей разных горизонтов.

Люминесцентный анализ включал в себя метод «капли», люминесцентно-капиллярный анализ, фотометрирование «сырой» нефти для определения яркости и цветовой характеристики, люминесцентную спектроскопию (для каждой нефти снимался спектр люминесценции). Методом эмиссионного спектрального анализа определялось содержание микроэлементов в озоленных пробах нефтей — ванадия, никеля, железа, марганца, меди и т. п.

Часть нефтей северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода исследовалась люминесцентно-хроматографическим методом (Андреев, Максимов, 1951) на сравнительном микроскопе-спектрофотометре (Максимов и др., 1956), а для некоторых нефтей Жигулевского вала определялись также коэффициенты теплового расширения нефтей (Андреев и др., 1951).

На основании данных люминесцентно-спектральных анализов наиболее типичные пробы нефтей отбирались для каждого горизонта (149 проб) и подвергались более детальным исследованиям.

При изучении углеводородной части нефти основное внимание уделялось не только количественному соотношению различных групп углеводородов в бензиновой и в отбензиненной фракциях, но главным образом изучались структурные особенности этих углеводородов (количество колец в молекуле, процент атомов углерода в кольцах, количество атомов углерода в цепях). Детальному анализу подвергались углеводороды широких фракций нефтей, кипящих при температуре выше 200°С. Мы отказались от исследования узких (50-градусных) фракций нефтей, так как перегоняющиеся в одинаковом интервале температуры фракции даже разных по составу нефтей близки.

Сырая нефть отбензинивалась при температуре 200°С. Бензиновая фракция разделялась на хроматографической колонке методом Б. А. Казанского.

Тяжелую часть нефти после отгонки бензина разделяли на хроматографической колонке по методу А. Г. Милешниной, Г. И. Сафоновой и Н. А. Канаевой на парафино-нафтеновую, ароматическую и смолистую фракции. Дальнейшие исследования углеводородных фракций сводились к установлению химической структуры выделенных углеводородов по методу $n - M$ и $n - d - M$ (Херша, Фенске и др., 1950).

Метод $n - M$ основан на использовании только двух констант (показателя преломления и молекулярного веса) и позволяет исследовать небольшие по количеству образцы, а также несколько ускорить исследование.

Прямой метод $n - d - M$ (Ван-Нес и Ван-Вестен, 1954) применим в большей мере для узких температурных фракций нефтей, не разделяемых на углеводородные группы.

Все методы определения структурно-группового состава носят в некоторой мере условный характер. Каждый из них имеет свои достоинства, недостатки и ограничения в применении. Поэтому следует сделать оговорку, что и принятый метод ($n - M$) не дает абсолютных количественных величин. Например, известно, что содержание парафиновых цепей, рассчитанное по методу $n - M$, несколько выше данных, получаемых методами гидрирования и прямым методом $n - d - M$. Содержание нафтеновых колец получается несколько ниже, а содержание ароматических колец — несколько выше, чем соответствующие величины, получаемые по методу $n - d - M$, вследствие того, что при методе $n - M$ не учитывается возможность существования смешанных нафтено-ароматических молекул в ароматической части нефтей.

Изучались также соотношения различных групп смол — бензольных и спирто-бензольных. Отдельные группы смол подвергались элементарному анализу. По данным элементарных анализов бензольных и спирто-бензольных смол определялась степень окисленности и степень молекулярной ассоциированности смол различных нефтей (Веселовский, 1955).

Большой объем фактического материала, использованный в данной работе, побудил автора подразделить книгу на 15 глав.

В первой главе приведено краткое описание стратиграфического разреза исследуемых палеозойских отложений, а также докембрийских и мезо-кайнозойских отложений; во второй — основные черты современного структурного плана всей области их развития. Главы эти составлены по литературным и фондовым материалам.

Нефтегазонасыщенность и условия формирования залежей нефти и газа — главы III—IX — рассматриваются по основным структурным элементам (восточный склон Ворожежского свода — глава III; Латырско-Карамышская впадина — глава IV; Жигулевско-Пугачевский свод и Мелекес-Радаевская впадина — главы V—IX) по типам коллекторов и возрасту продуктивных толщ. В процессе работы выяснилось, что Жигулевско-Пугачевский свод в отдельных частях имеет разную геологическую историю. В связи с этим и в целях удобства систематизации фактического материала и анализа геохимических данных по месторождениям, приуроченным к этому своду, автором был произведен анализ не по всему своду в целом, а по четырем его частям: юго-западному, юго-восточному (совместно с северным бортом Бузулукской впадины), северному и восточному погружениям (главы V, VI, VII и VIII).

Изменение свойств нефтей, газов и пластовых вод по стратиграфическому разрезу прослежено по всем основным месторождениям, а распределение запасов изучено по всем тектоническим зонам области развития исследуемых отложений. Однако в целях сокращения изложения фактического материала в книге приведены только наиболее характерные данные. По этой же причине изъят табличный материал, освещающий изменение геохимического состава нефтей, газов и пластовых вод палеозойских отложений, а необходимые параметры флюидов показаны лишь на соответствующих рисунках.

В заключительных X—XV главах даются теоретические выводы по всем общим закономерностям размещения залежей, выявленных

в различных геологических условиях, применительно к описываемой территории.

Проведенные исследования не могут учитывать всех деталей распределения нефтяных и газовых залежей как по разрезам месторождений, так и в пространстве. Перед автором стояла задача — выявить общие принципы распределения и формирования региональных зон нефтегазонакопления и на основании полученных данных установить некоторые общие закономерности формирования крупных месторождений нефти и газа.

Проблема эта очень сложна, и автор получит большое удовлетворение, если данный труд продвинет ее решение.



ГЛАВА I

СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ОТЛОЖЕНИЙ

При составлении настоящей главы использованы труды Совещания по уточнению унифицированных схем палеозойских отложений (додевон, девон, карбон и пермь), проведенного в Москве в феврале 1960 г.

В геологическом строении исследуемой области принимает участие комплекс отложений от четвертичного до докембрийского возраста включительно.

Палеозойские отложения описаны более полно по сравнению с остальными (табл. 1), так как к ним приурочена нефтегазоносность.

Палеозойские и докембрийские отложения, развитые на территории Нижнего Поволжья и Среднего Поволжья и бассейна Урала, несколько различаются, поэтому литолого-петрографическую характеристику этих отложений мы приводим по двум районам, называя их для краткости: I — район Нижнего Поволжья и II — район Среднего Поволжья и бассейна р. Урала.

Кайнозойская группа (Kz)

Четвертичная система (Q)

Четвертичные отложения представлены породами разнообразного генезиса: морскими — осадки древних трансгрессий Каспия, развитые в Заволжье и континентальными — сырцовые суглинки, покрывающие водоразделы правобережья Волги, ледниковыми (в западной части Нижнего Поволжья), древним и современным аллювием, делювием и элювием.

Неогеновая система (N)

Отложения п л и о ц е н а (N_2) на описываемой территории представлены тремя комплексами: кинельским горизонтом (k) — низы акчагыла — понт (ак — рп), акчагыльским ярусом (ак) и домашкинскими слоями (dm) — аналог апшеронского яруса (ар dm). Отложения акчагыльского яруса распространены довольно широко; мощность их 8—25 м. Отложения м и о ц е н а (N_1) развиты мало.

Палеогеновая система (Pg)

Отложения майкопской свиты встречены в Нижнем Поволжье — мощность 30 м и более. Ее возраст определяют как олигоцен и нижний миоцен (Pg₃ — N₁mk).

К эоцену (Pg₂) относят отложения царицынской (z) — мощность 15—20 м, мечеткинской (mch) — мощность до 80 м и киевской (kv) — мощность до 20 м свит.

В палеоцене (Pg₁) выделяют сызранскую (sz) и камышинскую (km) свиты; возраст последней определяется как палеоцен-эоценовый. Сызранская свита представлена опоковидными породами мощностью до 100 м, камышинская — теми же породами мощностью от 6 до 50 м.

Мезозойская группа (Mz)

Меловая система (Cr)

В пределах описываемой территории меловые отложения развиты довольно широко и представлены обоими отделами.

Верхний отдел (Cr₂) сложен преимущественно песчаными мелом и мергелистыми породами. В пределах Оренбургской области эти отложения сохранились только в пониженных участках. Мощность верхнемеловых отложений достигает 350 м.

Нижний отдел (Cr₁) представлен терригенными комплексами пород, мощность которых увеличивается с севера на юг в среднем от 100 м в Куйбышевской области до 350 м в Волгоградской.

Юрская система (J)

Отложения юрской системы в пределах изученной области распространены почти повсеместно, но не в полном объеме. Они ложатся трансгрессивно на различные горизонты каменноугольных, пермских и триасовых пород.

Верхний отдел (J₃) в составе ярусов келловейского (cl), оксфордского (ox) и титонского (t) и нижневолжского подъяруса (v₁) распространен повсеместно; кимериджский ярус (km) и верхневолжский подъярус (v₂) известны только в Среднем Поволжье.

Средний отдел (J₂) представлен терригенными осадками ааленского (a), байосского (bj) и батского (bt) ярусов. Нижняя часть байосского яруса, сложенная песками, рыхлыми песчаниками и алевроитистыми глинами мощностью до 14 м, промышленно газоносна на Коробковском месторождении в Волгоградской области. Мощность отложений среднего отдела возрастает с севера на юг от 20—30 м в Куйбышевской области до 200 м в Волгоградской и на юге Оренбургской административных областей.

Образования нижнего отдела (J₁) неизвестны.

Триасовая система (T)

Отложения триасовой системы развиты в пределах южной части Оренбургской, юго-восточной части Куйбышевской и Волгоградской административных областей. В соответствии с унифицированной

схемой стратиграфии триасовых отложений 1958 г. на указанной территории выделяются отложения оленекского (o) и индского (i) ярусов мощностью от 0 до 300 м. Южнее, в пределах Общего Сырта, выделяется также ромашкинская свита (r), охватывающая ладинский ярус среднего и часть карнийского яруса верхнего триаса (T₂l—T₃kr); мощность ее изменяется от 0 до 50 м.

Таблица 1

Палеозойская группа (Pz) и докембрий (Dcm)

Геологический возраст	Литолого-петрографическая характеристика пород по выделенным районам I, II
Палеозойская группа (Pz)	
Пермская система	
(P)	
Верхний отдел (P ₂)	<p>I - Западный борт (Волжск. - Гарады)</p> <p>II - северный борт (Куйбаш, Оренб.)</p>
Татарский ярус (t)	
Верхний подъярус (t ₂)	
Верхний подъярус (t ₁)	<p>I, II: песчаники, глины и алевролиты красноцветные с прослоями мергелей и конгломератов. 130 м.</p> <p>I: глины коричнево-красные с прослоями алевролитов и песчаников. 0—200 м.</p> <p>I: глины, алевролиты, песчаники красноцветные и сероцветные с прослоями гипсов и ангидритов. 0—186 м.</p> <p>II: песчаники, глины и алевролиты с прослоями мергелей, реже известняков и доломитов, гипсов и ангидритов. 0—360 м.</p> <p>II: алевролиты, песчаники и глины красноцветные с прослоями мергелей и реже конгломератов. 0—170 м.</p>
Нижний подъярус (t ₁)	
Казанский ярус (kz)	<p>II: доломиты серые и светло-серые, с подчиненными прослоями сероцветных мергелей, глины и гипсов. На востоке карбонатные породы замещаются глинами, алевролитами и песчаниками. 25—200 м.</p> <p>I: переслаивающиеся ангидриты мелкозернистые, часто трещиноватые и доломиты тонкослоистые, сульфатизированные, с прослойками глинисто-углистого материала. На востоке появляются линзы каменной соли до 40 м. 0—110 м.</p> <p>II: гипсы и ангидриты с прослойками доломитов, глины. На юго-востоке слой каменной соли. 5—125 м.</p> <p>II: известняки и доломиты с прослоями зеленовато-серых мергелей, реже глины и алевролитов. 18—112 м.</p>
Сосновская свита (s)	
Гидрохимическая свита (gh)	
Калиновская свита (kl)	

Геологический возраст	Литолого-петрографическая характеристика пород по выделенным районам I, II
Карбонатная свита (<i>kb</i>)	I: в нижней части разреза свиты — известняки доломитизированные, светло-серые, с редкими прослоями доломитов; в верхней части разреза — доломиты буровато-серые, пелитоморфные с редкими включениями гипса. 0—80 м.
Уфимский ярус (<i>uf</i>)	I: глины кирпично-красные, алевролиты и алевролиты с прослоями ангидритов. 0—45 м.
Шепминский горизонт (<i>sch</i>)	I, II: песчаники и алевролиты с подчиненными им прослоями мергелей и реже известняков, местами записованных. 0—165 м.
Соликамский горизонт (<i>sk</i>)	II: доломиты, мергели и песчаники с прослоями карбонатной брекчии. 0—50 м.
Нижний отдел (<i>P₁</i>)	Размыв
Кунгурский ярус (<i>kg</i>)	I: ангидриты серые, плотные и трещиноватые, с прослоями доломитов. На востоке мощная толща каменной соли. 44—117 м; соли — 750 м.
Иреньский горизонт (<i>ir</i>)	II: ангидриты с подчиненными им прослоями доломитов, глин и мергелей. На юго-востоке появляется мощная толща каменной соли. 0—1500 м.
Филипповский горизонт (<i>ph</i>)	II: доломиты глинистые, часто плитчатые, с прослоями оолитовых, ангидриты. 0—100 м.
Артинский ярус (<i>a</i>)	I: переслаивание ангидритов, доломитов серых, тонкослоистых и реже известняков. 0—60 м. II: доломиты серые и светло-серые, мергели, ангидриты, реже известняки. 10—60 м.
Сакмарский ярус (<i>s</i>)	I: переслаивающиеся ангидриты темно-серые, мелкозернистые, тонкослоистые и доломиты желтовато-серые с редкими прослоями глинистых известняков. 0—150 м.
Стерлитамакский горизонт (<i>st</i>)	II: известняки, доломиты глинистые и ангидриты. 10—75 м.
Тостубский горизонт (<i>ts</i>)	II: ангидриты и доломиты глинистые с прослоями известняков серых и светло-серых. 10—180 м.
Ассельский ярус (<i>as</i>) (швагериновый горизонт — <i>sch</i>)	I—II: доломиты и известняки мелкозернистые, часто органогенно-обломочные, со стилолитовыми швами, трещиноватые. В нижней части разреза преобладают известняки. 45—180 м (I); 25—90 м (II). Размыв

Геологический возраст	Литолого-петрографическая характеристика пород по выделенным районам I, II
Каменноугольная система (C)	
Верхний отдел (<i>C₃</i>)	I—II: известняки и доломиты серо-бурые, местами детритусовые и глинистые, с включениями (II) гипсов и ангидритов. 0—400 м.
Средний отдел (<i>C₂</i>) Московский ярус (<i>m</i>)	I: в верхней и нижней частях разреза переслаивающиеся известняки серые, органогенно-обломочные, песчаники, алевролиты зеленовато-серые и известковистые глины. В средней части разреза преобладают глины. 90—225 м.
Мячковский горизонт (<i>mch</i>)	I—II: известняки серые, в различной степени глинистые, органогенно-детритусовые, с частыми прослоями доломитов (Саратовская область). В нижней части разреза прослой глини. Встречены включения кремния, гипса и ангидрита (II). 0—480 м (I); 93—130 м (II).
Подольский горизонт (<i>pd</i>)	I—II: известняки серые, органогенно-детритусовые, в верхней части разреза доломитизированные, а в нижней — с прослоями глин, мергелей и доломитов. 0—154 м (I); 100—210 м (II).
Каширский горизонт (<i>k</i>)	I: известняки серые, органогенно-обломочные и детритусовые, с прослоями глинистых, иногда доломитизированные с прослоями доломитов. В средней части разреза прослой зеленовато-серых глин, песчаников и алевролитов. 0—248 м.
Верейский горизонт (<i>vr</i>)	II: песчаники, алевролиты и глины, зеленовато-серые и бурые, известняки. 21—110 м.
Башкирский ярус (<i>b</i>)	I: известняки серые, глинистые, органогенно-обломочные. 9—122 м. Переслаивающиеся песчаники, алевролиты, глины и известняки. 23—90 м. Размыв
Верхний подъярус (<i>b₂</i>)	
II: известняки светло-серые и белые, органогенно-детритусовые и обломочные, иногда с подчиненными прослоями доломитов и глин. 15—36 м.	I—II: известняки светло-серые и белые, органогенно-детритусовые и обломочные, с подчиненными прослоями доломитов, иногда глин и алевролитов. 47—70 м. Размыв
Нижний подъярус (<i>b₁</i>)	

Геологический возраст	Литолого-петрографическая характеристика пород по выделенным районам I, II
Нижний отдел (C ₁) Намюрский ярус (n) Краснополянский горизонт (kr) Противинский горизонт (pl)	I—II: известняки серые с прослоями доломитов. 0—20 м (I); 0—57 м (II). I—II: известняки светло-серые, глинистые с прослоями доломитизированных, зеленовато-серых доломитов и сидеритов. 20—80 м.
Визейский ярус (v) Окский — серпуховский надгоризонты (ok — sr)	I: известняки светло-серые и серые, органические, иногда доломитизированные, с прослоями глинистых. В нижней части разреза с прослоями глин и песчаников. 62—250 м. II: известняки светло-серые и серые, органически-доломитизированные, с прослоями доломитов, в верхней части некоторых разрезов — пачка доломитов и ангидритовых пород. 130—280 м. Переслаивающиеся доломиты с включением гипса, ангидрита и известняков. В некоторых районах в основании надгоризонта — глинисто-карбонатная пачка (покровская). 78—230 м.
Яснополянский надгоризонт (j)	I: переслаивающиеся глины алевролитистые, песчаники неравномерно глинистые, известковистые и алевролиты. В верхней и нижней частях разреза горизонта прослой известняков, доломитов и глин. 12—70 м. II: в восточной части — известняки темно-серые, в кровле с глинистыми прослоями; в верхней и в средней частях разреза — глины, в кровле и подошве — известняки. 10—58 м.
Тульский горизонт (tl)	I: переслаивающиеся алевролиты и песчаники. 0—53 м. II: то же, но иногда с прослоями углистых сланцев и углей. 4—97 м.
Бобринский горизонт (b)	II: глины алевролитистые, с прослоями алевролитов и песчаников. 0—130 м.
Малиновский надгоризонт (ml)	II: глины темно-серые, карбонатные и аргиллиты с редкими прослоями известняков. 0—100 м.
Радаевский горизонт (rd)	
Елховский горизонт (eh)	

Размыв

Геологический возраст	Литолого-петрографическая характеристика пород по выделенным районам I, II
Турнейский ярус (t) Кондурчинский горизонт (kd)	I: известняки серые, в нижней части глинистые. В Саратовской области с прослоями карбонатно-алевролитовых пород. 0—70 м. II: известняки серые и светло-серые, органически-детритусовые, с прослоями микро- и мелкозернистых; нередко доломитизированные. В разрезе Мелекесс-Радаевской впадины переслаивающиеся глины, известняки и мергели. 0—100 м.
Черепетский горизонт (ch)	Размыв I—II: известняки светло-серые и серые, тонкозернистые, с прослоями органически-детритусовых, в основании разреза с прослоями глин и доломитов. 3—56 м (I); 0—40 м (II).
Унинский горизонт (ur)	I—II: известняки светло-серые, органические, известковистых глин. 9—45 м (I); 0—15 м (II).
Малецкий горизонт (ml)	I—II: известняки серые и зеленовато-серые, органически-детритусовые и обломочные; в верхней части разреза — доломитизированные, в нижней — глинистые с прослоями глин и мергелей. 4—16 м (I); 0—30 м (II).
Заволжские слои (zv)	I: известняки серые, микро- и тонкозернистые, реже органические, с редкими прослоями глин, мергелей и доломитов. 30—90 м. II: известняки светло-серые и белые, микрозернистые. В Мелекесс-Радаевской впадине окремненные карбонатно-терригенные породы. 28—90 м.
Девонская система (D)	
Верхний отдел (D ₃) Фаменский ярус (fm)	I—II: доломиты, доломитизированные известняки, ангидриты и гипсы. На юге известняки. 40—280 м (I); 65—200 м (II).
Данково-лебединский горизонт (d — l)	I—II: известняки доломитизированные, доломиты загипсованные (I) с прослоями песчаников и глин (II). 0—440 м (I); 45—100 м (II).
Задонско-елецкий горизонт (z — e)	

Геологический возраст	Литолого-петрографическая характеристика пород по выделенным районам I, II
Франский ярус (fr) Верхний подъярус (fr ₂) Евлановско-ливенский горизонт (e-l)	I-II: известняки светло-серые, органогенные, часто кавернозные, на юге — глинистые, на севере — с прослоями доломитов. 0—200 м (I); 25—100 м (II).
Размыв	
Воронежский горизонт (v)	I-II: известняки серые, в разной степени глинистые, с прослоями мергелей. 0—190 м (I); 0—90 м (II).
Средний подъярус (fr ₂) Мендымский горизонт (md)	II: известняки серые и темно-серые, битуминозные, с прослоями мергелей и сланцев. 0—80 м.
Алатырский горизонт (a)	I: на севере — известняки серые, в разной степени глинистые, на юге, в верхней части разреза — известняки; в нижней — песчаники, алевролиты и глины. 0—400 м.
Доманиновский горизонт (d)	II: известняки темно-серые и черные; глинистые и битуминозные сланцы. 0—40 м.
Семилуцкий горизонт (sm)	I: глины зеленовато-серые, мергели и известняки глинистые, глины. 0—120 м.
Размыв	
Саргаевский горизонт (sr) (верхнещигровский — sch ₂) Нижний подъярус (fr ₁) Кыновский (нижнещигровский — sch ₁) горизонт (kn)	I-II: известняки зеленовато-серые и темно-серые, глинистые; мергели и глины. 0—120 м (I); 0—50 м (II).
Размыв	
Пашийский (нижнещигровский) горизонт (p)	I-II: песчаники кварцевые, серые, мелкозернистые с прослоями алевролитов и глин (пласт D _I). 0—170 м (I); 0—125 м (II)
Средний девон (D ₂) Живетский ярус (gv) Муллинский горизонт (ml)	II: глины темно-серые, с прослоями известняков («черный известняк»), на севере в основании горизонта — песчаники и алевролиты (пласт D _{II}). 0—40 м.

Геологический возраст	Литолого-петрографическая характеристика пород по выделенным районам I, II
Староскольский — муллинский горизонты (so — ml)	I: глины зеленовато-серые, с прослоями известняков глинистых и алевролитов. В нижней части разреза песчаники и алевролиты (пласт D _{III}). 0—200 м.
Староскольский горизонт (so)	II: глины зеленовато- и темно-серые, с прослоями серого известняка («средний известняк»), алевролитов и песчаников (пласт D _{III}). 0—105 м.
Воробьевский горизонт (vb)	I: в верхней части разреза глины зеленовато-серые, дисперсные, с прослоями мелкозернистых известняков. Ниже песчаники серые, кварцевые, разнозернистые с прослоями алевролитов и глин. На юге преобладают алевролиты и глины (пласт D _{IV}). 0—235 м.
Афонинский горизонт (aph)	II: глины желтовато-зеленые, с прослоями известняка. В подошве горизонта залегают песчаники (пласт D _{IV}). 0—40 м.
Чернореченский горизонт (ch)	II: известняки черные, битуминозные, мергели и глины. 0—10 м.
	I: глины зеленовато-серые, с прослоями мергелей и известняков. 0—60 м.
Размыв	
Эйфельский ярус (e)	I: известняки серые, темно-серые, криноидные, глинистые, в средней части толщи нередко неравнозернистые песчаники (пласт D _V). 0—50 м.
Бийский горизонт (bi)	I: песчаники разнозернистые, алевролиты известковистые, глины (пласт D _V). 0—25 м.
Кальцеоловый горизонт (kc)	
Размыв	
Масоловский горизонт (ms)	I: известняки с прослоями мергелей и глин. 0—60 м.
Размыв	
Морсовский горизонт (mr)	I: доломиты серые и темно-серые, с прослоями ангидритов и аргиллитов. Песчаники серые, разнозернистые, с прослоями алевролитов, аргиллитов и глин; в Саратовской области «сероцветная толща». 0—190 м.

Геологический возраст	Литолого-петрографическая характеристика пород по выделенным районам I, II
	Рифейская группа (R)
Верхняя бавлинская толща (bv ₂)	
Шкаповская свита (schk)	Размыв
Каировская свита (ka)	II: песчаники фиолетово-коричневые, кварц-полевошпатовые, мелкозернистые, с прослоями алевролитов и аргиллитов. 0—162 м. Аргиллиты зеленовато-серые и алевролиты кварцевые, полевошпатовые, местами известковистые. 0—70 м.
Назанлинская свита (kz)	II: песчаники фиолетово-коричневые, с редкими прослоями алевролитов. В основании конгломераты. 0—69 м. Алевролиты зеленые, песчаники полевошпато-кварцевые, мелкозернистые, глинистые. 0—64 м.
	Размыв
	I: песчаники красноцветные, равнозернистые, плохо сортированные, с прослоями глин и в верхней части разреза — карбонатных пород. 0—600 м.
	Перерыв
Нижняя бавлинская толща (bv ₁)	I: переслаивающиеся песчаники и алевролиты, вверху маломощные прослой доломитов. 0—53 м. II: переслаивающиеся известняки, доломиты светло-серые, розовые, зеленовато-серые, главным образом мелкозернистые и темно-серые аргиллиты. В нижней части толща обогащена песчано-глинистым материалом. 0—175 м.
	Размыв
Леонидовская свита (l)	II: песчаники розово-красные и красно-коричневые, кварцевые, с кварцевым и каолиновым цементом. 0—377 м.
	Размыв
Серафимовская свита (sph)	I: песчаники мелкозернистые, с прослоями темно-серых и кирпично-красных аргиллитов. 0—53 м. II: аргиллиты сургучно-красные, с прослоями доломитов известковистых и мергелей. 0—50 м.

Геологический возраст	Литолого-петрографическая характеристика пород по выделенным районам I, II
	Докембрий
(DCm)	I—II: гнейсы разного типа (преобладают), граниты, гранодиориты и габбро. Верхняя часть разреза пород кристаллического фундамента покрыта корой выветривания, местами значительной мощности.
	~~~~~

## ГЛАВА II

### ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ СОВРЕМЕННОГО СТРУКТУРНОГО ПЛАНА

Структурный план области развития исследуемых отложений представляется довольно сложным и неоднородным в ряде районов. По изучению геологического строения этой области на протяжении длительного времени напряженно работал и продолжает исследованием большой коллектив геологов, труды которых положены в основу наших обобщений. В рамках настоящей главы нет возможности подробно осветить все результаты этих исследований, в связи с чем мы вынуждены ограничиться описанием основных черт современного структурного плана рассматриваемой территории, составленного по материалам ряда опубликованных работ (см. список литературы).

В некоторых случаях при разработке вопросов формирования залежей и выяснения закономерностей пространственного распределения запасов нефти и газа, когда отмечались значительные несоответствия между существующими тектоническими представлениями и представлениями автора по указанным выше вопросам, были сделаны собственные построения и высказаны новые взгляды на тектоническое строение отдельных районов. Такая работа проделана автором совместно с В. А. Кировым и А. И. Ивановым для районов восточного склона Воронежского свода, частично для Латырско-Карамышской впадины и юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода.

Описание структурного плана исследованной территории приводится по схематической карте современного рельефа фундамента, составленной Д. С. Халтуриным, на которую нами нанесены тектонические зоны и валы, осложняющие основные структурные элементы (рис. 1).

Тектонически изучаемая территория является юго-восточной окраиной Русской платформы и ограничена на севере южными склонами Татарского и Токмовского сводов, на востоке — Предуральским

прогибом, на юго-востоке — Прикаспийской впадиной, на юге — Преддонецким прогибом.

Основными структурными элементами исследуемой территории являются: I — восточный склон Воронежского свода; II — юго-восточный склон Токмовского свода; III — Жигулевско-Пугачевский свод; IV — Оренбургский свод; V — южный склон Татарского свода; VI — Рязано-Саратовская впадина (совместно с VIa — Латырско-Карамышской впадиной); VII — Бузулукская впадина; VIII — Мелекесс-Радаевская впадина; IX — Абдулинская впадина; X — Преддонецкий прогиб; XI — Прикаспийская впадина; XII — Предуральский прогиб. Ориентировочные границы этих структур показаны также в дальнейшем на рис. 75 в главе X.

Основные структурные элементы осложнены тектоническими зонами поднятий (валами) и отдельными, локальными поднятиями. Как правило, тектонические зоны поднятий связаны с одним из крупных структурных элементов, но в ряде случаев они пересекают несколько тектонических элементов.

Тектоническая зона состоит из цепочек локальных поднятий, последовательно расположенных и связанных общностью структурных форм (асимметрия крыльев, ширина сводов и др.).

Большинство исследователей формирование тектонических зон связывает с блоковыми подвижками фундамента.

#### I. ВОСТОЧНЫЙ СКЛОН ВОРОНЕЖСКОГО СВОДА

Воронежский свод расположен западнее территории наших исследований и заходит в ее пределы только своим восточным склоном. Восточной его границей является прибортовая зона Прикаспийской впадины. У г. Калач фундамент вскрыт на отметке —16 м, у хутора Антошинского — на отметке —210 м, а далее к востоку он довольно быстро погружается, так как в Балашове залегает на отметке —1100 м, а в 100 км восточнее, в районе Баланды погружен до —2300 м. Еще далее к востоку к Коробковскому месторождению фундамент полого погружается до отметки —3500 м и более.

В разрезе осадочного чехла восточного склона Воронежского свода отсутствуют отложения бавлинской толщи (верхний протерозой — рифей или нижний кембрий), что подчеркивает, как и для других сводов, древность его заложения.

Восточный склон, очевидно, на всем своем протяжении не имеет столь простого строения, как это рисуется сейчас на основании того ограниченного материала, которым мы располагаем. Наоборот, следует ожидать значительных осложнений типа сбросов, изменения наклона (на восток) кровли фундамента, наличия структурных террас, «структурных носов» и т. п. Наиболее крупные осложнения уже выделяются по данным бурения на севере и юге рассматриваемой структуры. Это приподнятые блоки фундамента: на юге Донской и на севере Медведицкий.

Донской блок расположен в южной части восточного склона Воронежского свода. Особенностью его строения является то, что в направлении с северо-запада на юго-восток кристаллический фундамент Русской платформы полого погружается от Абрамовского газового месторождения (от —1412 м) к Верховскому (до —1978 м). С севера же блок резко ограничивается (вероятно по разлому от района Арчединско-Панинского месторождения по отметке —3300 м). Между Арчединским и Абрамовским месторождениями по данным электроразведочных работ в рельефе фундамента выделяется узкий местный прогиб, ограничивающий на юге Донской блок.

Медведицкий блок в вершине характеризуется отметками кровли фундамента —2500—2600 м. Положение его подчеркивается на севере Рязано-Саратовской впадиной (отметки —3100—3700 м), на юге — весьма быстрым погружением в сторону Липовского месторождения (—4200 м). Указанные перепады отметок залегания кровли фундамента позволяют предполагать здесь разломы. Между этими блоками фундамент испытывает плавное погружение в восточном направлении.

По осадочному комплексу пород палеозоя и мезозоя структурный план восточного склона большинством исследователей трактуется по-другому.

Так, еще в 1896 г. А. П. Павлов выделил по выходам на дневную поверхность среднекаменноугольных отложений в среднем течении р. Медведицы и на Донской Луке, Доно-Медведицкий вал. Дальнейшие исследователи уточнили его строение, и сейчас этот вал представляется в виде поднятия, осложняющего восточный склон Воронежского свода. Он вытянут в северо-восточном направлении параллельно западному борту Прикаспийской впадины, приподнят в северо-восточной и юго-западной частях, опущен в средней части и состоит из нескольких тектонических зон поднятий.

Северо-западнее Доно-Медведицкого вала расположена наложенная Терсинская впадина, юго-восточное крыло которой переходит в северо-западнее крыло Доно-Медведицкого вала. На севере вал граничит с Латрыско-Карамыпской впадиной, а на юге — с Преддонецким прогибом.

Изучение закономерностей распределения нефтегазоносности восточного склона Воронежского свода побудило автора совместно с В. А. Кировым и А. И. Ивановым произвести ряд структурных и палеоструктурных построений, которые привели к несколько отличным от общепринятых воззрениям на строение этой части Русской платформы.

Доно-Медведицкий вал как единая структура прослеживается только по мезозойским и кайнозойским образованиям, а по палеозойским его структурный план резко меняется. По каменноугольным отложениям (Киров, 1962) на фоне моноклиналиного погружения восточного склона Воронежского свода на севере, в районе среднего течения р. Медведицы возвышается Медведицкое горстооб-

разное поднятие (блок) с крутыми склонами и плоским сводом. На юге, в районе ст. Арчеда — Донская Лука, расположено Донское поднятие, не связанное с Медведицким. Малая изученность этой части склона Воронежского свода не позволяет судить о том, является ли Донское поднятие горстообразным, подобно Медведицкому. По аналогии с северной частью это поднятие условно названо Донским горстообразным поднятием (блоком).

Между описанными поднятиями (блоками) восточный склон Воронежского свода понижен и осложнен только локальными поднятиями. Так как, судя по структурному плану, каменноугольные отложения не участвуют в строении Доно-Медведицкого вала, наблюдается только северная часть Терсинской впадины, заключенная между приподнятой частью склона Воронежского свода и Медведицким горстообразным поднятием. Она имеет форму не впадины, а седловины, за которой сохранено название Терсинской седловины. В южной же части восточного склона Воронежского свода расположена вторая, аналогично построенная Чирская седловина, выделяющая Донское поднятие на Воронежском своде.

#### Тектонические зоны и локальные поднятия

В пределах восточного склона Воронежского свода расположен ряд локальных поднятий. Одни поднятия связаны между собой приуроченностью к общему структурному элементу, общностью положения на нем, структурными формами и т. д. и образуют тектонические зоны; другие, расположенные изолированно, не могут быть объединены в такие зоны.

Приведем краткое описание тектонических зон и локальных поднятий наиболее крупных структур восточного склона Воронежского свода: Донского и Медведицкого горстообразных поднятий, расположенной между ними моноклиналиной части свода и Терсинской седловины.

#### Структуры Донского горстообразного поднятия

В пределах Донского горстообразного поднятия выявлено три тектонические зоны — Абрамовская, Верховская и Сиротинско-Арчединская и вне зон одно локальное поднятие — Шляховское (см. рис. 1, 1—4). Все тектонические зоны поднятий имеют северо-северо-восточное простирание. Локальные поднятия представляют брахиантиклинальные складки, как правило, с асимметричными крыльями и последовательно погружаются с севера на юг.

Абрамовская тектоническая зона (1) расположена в западной части Донского горстообразного поднятия. В пределах этой зоны выделяются локальные поднятия: Клетское, Голубинское, Ординское, Абрамовское и Миронь-

че в с к о е. Структуры в ядрах сложены альбскими отложениями, а на крыльях — породами от турона до маастрихта. Поднятия представляют собой: Миронычевское — узкую, а Абрамовское — более широкую асимметричные брахиантиклинали с крутыми западными и пологими восточными крыльями. Амплитуда поднятий порядка 25 м.

Клетское, Голубинское и Орлинское поднятия детально не изучены; Абрамовское, Миронычевское и Голубинское известны как месторождения, на которых выявлены газовые залежи в отложениях среднего карбона, а на Абрамовском, кроме того, — одна залежь в отложениях намюрского яруса нижнего карбона.

Верховская тектоническая зона (2) расположена в 60 км восточнее Абрамовской и отделена от нее относительно широким прогибом; протягивается на 40 км. В ее пределах расположено два локальных поднятия: южное — Верховское и северное — Ветютневское. Верховская структура имеет крутое западное крыло и более пологое восточное. В ядре поднятия по р. Дон обнажаются породы среднекаменноугольного возраста. Конфигурация структуры довольно сложная, амплитуда значительная — более 50 м. Ветютневская структура представляет собой небольшое поднятие северо-восточного простирания (по каменноугольным отложениям). Западное крыло круче восточного. По девонским отложениям структура пока не изучена. Поднятие сложено породами до среднекаменноугольных включительно, перекрытыми маломощной толщей юрских и четвертичных образований; амплитуда незначительная — 15—20 м.

На обеих структурах установлены залежи газа в отложениях среднего и нижнего карбона.

Верховское и Ветютневское поднятия расположены на значительном расстоянии одно от другого. На площади между ними структурным бурением выявлена очень расплывчатая небольшая структура куполовидного типа с амплитудой около 5 м.

Сиротинско-Арчединская тектоническая зона (3) состоит из локальных поднятий: Сиротинского, Саушинского, Зимовского, Арчединского. Зона протягивается в северо-восточном направлении на 50 км и отделена от Верховской зоны нешироким прогибом. Все структуры представляют собой крупные асимметричные брахиантиклинальные поднятия с относительно крутыми западными и пологими восточными крыльями. Амплитуды поднятий по нижнекаменноугольным отложениям значительны — 100—200 м. Структуры сложены в ядре известняками мячковского горизонта московского яруса среднего карбона, на крыльях — верхнекаменноугольными и мезозойскими образованиями значительно сокращенной мощности.

Промышленная газонефтеносность установлена на Арчединской, Зимовской и Саушинской структурах, в отложениях среднего и нижнего карбона, а на Зимовской и Арчединской — и в девоне.

Шляховское поднятие (4) расположено восточнее Арчединского месторождения. Глубоким разведочным бурением на нем устано-

влены промышленные залежи газа в отложениях среднего и нижнего карбона и нефти в девоне. Возможно, что в процессе разведочных работ будут выявлены новые локальные поднятия, составляющие с Шляховским единую тектоническую зону.

Все описанные тектонические зоны и локальное поднятие приурочены к горстообразному поднятию (блоку), выраженному по каменноугольным отложениям. Структурные планы локальных поднятий по каменноугольным отложениям не соответствуют структурному плану по нижнефранским и живетским отложениям. Вследствие неизученности характера несовпадения структурных планов до сего времени продуктивность нижнефранских и живетских отложений не установлена.

#### Структуры моноклиальной части восточного склона Воронежского свода

Строение моноклиальной части восточного склона Воронежского свода изучено слабо, и в ее пределах выделить тектонические зоны не представляется возможным, ввиду чего мы описываем локальные поднятия — Северо-Дорожжинское, Коробковское, Уметовское, Чухонастовское, Иловлинское, Нижне-Добринское и другие (см. рис. 1, 5—10) — отдельно, не группируя их в тектонические зоны.

Северо-Дорожжинское поднятие (5) расположено в средней части моноклиального склона Воронежского свода. По каменноугольным отложениям оно представляет структурный нос, по мезозойским — брахиантиклиналь. Структурный нос имеет восточное простирание: замкнутая периклираль расположена на восточной части; на западе структура раскрыта. Площадь, занятая структурой, исследована глубоким бурением и промышленных скоплений нефти и газа не имеет.

Коробковское поднятие (6) представляет собой купол, слабо вытянутый в северо-северо-восточном направлении. Сводовая часть его сложена породами верхнеюрского, а крылья — мелового возраста. Углы падения более крутого юго-восточного крыла 2—4°, северо-западного 1—2°. Амплитуда поднятия относительно западного, более погруженного крыла равна 140 м. Свод структуры широкий, отношение большой оси к малой около 2 : 1.

Чухонастовское поднятие (7) расположено к востоку от Коробковского. В своде структуры залегают породы нижнемелового возраста. Западное крыло погружается под углом 0° 45', восточное — под углом 1° 20', причем крутое восточное крыло осложнено двумя сбросами, проходящими вдоль крыла. Размеры структуры 18,5 × 9 км. Южная периклираль осложнена небольшими куполами (Липовский купол). Структура введена в глубокую разведку.

Уметовское поднятие (8) расположено северо-восточнее Чухонастовского. По мезозойским отложениям оно представляет собой брахиантиклиналь северо-восточного простирания, по каменноугольным — структурный нос восточного простирания, периклираль

которого расположена на востоке, а структура раскрывается на западе. В палеозойскую эру поднятие представляло собой брахиантиклиналь, по-видимому, содержащую значительные запасы нефти и газа, но в послепалеозойское время, в связи с резким опусканием восточной оконечности моноклиналильной части Воронежского свода, брахиантиклиналь раскрылась на западе и залежи нефти и газа, вероятно, были разрушены. Пермские отложения представляют останец.

**Иловлинское поднятие** (9) по форме является слабо вытянутой брахиантиклиналью с относительно крутым юго-восточным (до  $4-5^\circ$ ) и пологим северо-западным (до  $1^\circ$ ) крыльями. Размер поднятия  $2,5 \times 4$  км. В ядре оно сложено пестроцветными отложениями триаса, а на крыльях — нижнемеловыми породами. Амплитуда превышения купола над крыльями значительная. В пределах поднятия установлены залежи нефти и газа в отложениях среднего и нижнего карбона.

**Нижне-Добринское поднятие** (10) расположено на севере моноклиналильной части восточного склона Воронежского свода, непосредственно у подножья южного склона Медведицкого горстообразного поднятия. Поднятие является брахиантиклинальной складкой восточного простирания с относительно узкой восточной периклиналиью и широкой — западной. Северное крыло крутое, южное — пологое. Амплитуда поднятия равна 35 м, размеры по замкнутой изолинии кровли бобринского горизонта составляют  $7,5 \times 4$  км. На месторождении установлена залежь нефти в бобринском горизонте.

В пределах моноклиналильной части восточного склона Воронежского свода отмечается резкое несовпадение структурных планов по мезозойским, каменноугольным и частично девонским (нижне-франским и живецким) отложениям.

#### Структуры Медведицкого горстообразного поднятия

В пределах Медведицкого горстообразного поднятия известна одна тектоническая зона и несколько отдельных локальных поднятий. Глубоким разведочным бурением изучены Линево-Бахметьевская тектоническая зона и Песковатское поднятие (см. рис. 1, 11, 12).

**Линево-Бахметьевская тектоническая зона** (11) расположена в пределах Медведицкого горстообразного поднятия, дугообразно изогнута и состоит из **Линевского, Жирновского и Бахметьевского** локальных поднятий. Линево-Бахметьевское поднятие имеет почти широтное простирание, а Жирновское на южной периклинали — северо-западное, постепенно переходящее почти в меридиональное.

Линево-Бахметьевское поднятие сложено породами мезозойского возраста. Структура асимметричная, с крутым южным и более пологим северным крылом. Амплитуда небольшая — 20—30 м. Размеры поднятия  $12,5 \times 5,5$  км (по отложениям бобринского горизонта).

На месторождении промышленные скопления нефти и газа установлены в нижне- и среднекаменноугольных отложениях.

Жирновское и Бахметьевское поднятия сложены породами каменноугольного возраста и представляют собой асимметричные брахиантиклинали с крутыми западными  $5-10^\circ$  и более пологими восточными —  $40-50^\circ$  крыльями. Амплитуды значительны. Поднятия расположены на общем цоколе. Размер Жирновского поднятия —  $7,5 \times 4,2$  км, Бахметьевского —  $4,5 \times 2,5$  км (по отложениям бобринского горизонта).

В пределах Бахметьевского и Жирновского месторождений промышленные скопления нефти и газа установлены в отложениях среднего и нижнего карбона и верхнего девона.

**Песковатское локальное поднятие** (12) расположено в верхней части северного крыла Медведицкого горстообразного поднятия. По отложениям байосского яруса поднятие представляет собой небольшую брахиантиклинальную складку  $4,6 \times 2,1$  км, асимметричного строения и почти широтного простирания; амплитуда 180 м. Породы на северном крыле залегают под углом более  $19^\circ$ , а на южном —  $3,5-7^\circ$ . Структурный план по каменноугольным отложениям совпадает со структурным планом по мезозойским отложениям. Структурный план по девонским отложениям не изучен.

На площади поднятия выявлены небольшие залежи, не имеющие промышленного значения в среднекаменноугольных и нижнекаменноугольных отложениях.

#### Тектоническая зона Терсинской седловины

По данным сейсмических работ, проводившихся в пределах Терсинской седловины, она осложнена рядом локальных поднятий: Кленовским, Лемешкинским, Меловатским, Ново-Кубанским и другими, которые образуют **Кленовскую тектоническую зону** (13). Относительно детально глубоким бурением изучено только одно — Кленовское поднятие.

**Кленовское поднятие** представляет собой брахиантиклинальную складку северо-северо-восточного простирания, с пологим восточным (до  $2^\circ$ ) и более крутым западным ( $5-6^\circ$ ) крыльями. С глубиной углы падения крыльев увеличиваются, а свод поднятия совмещается в сторону крутого, западного крыла. Размеры поднятия по бобринскому горизонту по длинной оси 5 км, по короткой — 2,2 км. Поднятие сложено юрскими, меловыми, каменноугольными и девонскими отложениями. Структурные планы по каменноугольным и девонским отложениям не совпадают. Нефтекопность установлена в отложениях нижнего карбона и девона.

**Лемешкинское поднятие** расположено юго-восточнее Кленовского и представляет собой брахиантиклинальную складку почти меридионального простирания. Структура установлена сейсмическими работами.



Меловатское поднятие лежит юго-восточнее Лемкинского. Выявлено сейсмическими работами. По сейсмическим данным поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку северо-северо-западного простирания с амплитудой 25 м. Размеры его 5 × 3 км. По отложениям девона складка сохраняет свои формы и размеры, но ее юго-западное крыло становится положе. На площади, занятой Меловатским поднятием, вскрыты мезозойские, каменноугольные и девонские отложения.

Ново-Кубанское поднятие находится восточнее Кленовского и выявлено сейсмическими работами. На площади вскрыты породы мезозоя, карбона, девона и кристаллического фундамента. Тектонически Ново-Кубанское поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку меридионального простирания с относительно крутым западным и более пологим восточным крыльями. Признаки нефтеносности выявлены в отложениях нижнего карбона.

## II. ЮГО-ВОСТОЧНЫЙ СКЛОН ТОКМОВСКОГО СВОДА

Токмовский свод расположен к северу от исследуемой площади, где в пределах его вершины кристаллический фундамент вскрыт на глубинах 750—850 м. На рассматриваемой территории находится только его юго-восточный склон. Фундамент здесь залегает на глубинах 1500—1800 м, быстро погружаясь к югу в сторону Рязано-Саратовской впадины.

В пределах Токмовского свода нефтяных и газовых месторождений не установлено. Поэтому на основании тектонических зон, осложняющих строение свода, мы не останавливаемся.

## III. ЖИГУЛЕВСКО-ПУГАЧЕВСКИЙ СВОД

О границах свода в настоящее время единого мнения нет. Некоторые исследователи «Пугачевским сводом» называют только поднятие, расположенное между Самарской Лукой и г. Пугачевом. Ю. А. Питула (1957) считает, что Жигулевско-Пугачевский свод на востоке отделен от самостоятельного Пилюгинского свода впадиной. Однако данных для такого утверждения недостаточно.

Нет также единого мнения и о юго-западной границе свода. А. Н. Мустафинов (1958) проводит эту границу по пашийскому горизонту южнее г. Саратова, считая, что Саратовские дислокации располагаются на юго-западном погружении свода. К аналогичному выводу пришли и мы при изучении истории формирования описываемой области. В соответствии с таким представлением можно считать, что юго-западная часть свода находится в пределах Саратовской и Куйбышевской областей, а восточная — в западных районах Оренбургской области.

Свод имеет сложное строение и изучен в разных частях неравномерно. Наиболее детально исследована западная (приподнятая) и северная части, в меньшей степени — его восточное погружение

(опущенная часть) и центральная часть. Восточная часть свода прослежена пока только по данным геофизики (Фотиади, 1956; Годин, 1959 г.).

Жигулевско-Пугачевский свод — основной структурный элемент в южных районах Волго-Уральской нефтегазоносной области; охватывает значительную часть Среднего Поволжья. Это обширное плоское, резко ограниченное поднятие, на севере связанное с дизъюнктивными нарушениями, амплитуда которых превышает 700—800 м (Жигулевская дислокация).

Характерной чертой строения свода является наличие в его пределах двух приподнятых участков — южного и северного. На первом из них (участок Балаково) кристаллический фундамент залегает на отметках —1200 м. Приподнятый участок (на рис. 1 оконтурен изогипсой —1500 м) ориентирован в северо-западном направлении. Северный участок вытянут в широтном направлении и подчеркивается Жигулевской дислокацией по осадочной толще. Минимальные отметки залегания фундамента —1500 м приурочены к району г. Сызрани, откуда он в обе стороны погружается до глубин 1700—1800 м. Возможным продолжением этого участка к востоку (с падениями до 17 м на 1 км) является погребенный Соколовский выступ фундамента с отметками —2400—2500 м (Орлянка, Хорошенька). От основной части свода этот выступ отделен, вероятно, крупным поперечным нарушением с амплитудой 800—900 м. Собственно Мухановская тектоническая зона приурочена к южному склону выступа и характеризуется глубинами залегания 2900—3100 м.

К юго-западной окраине Жигулевско-Пугачевского свода причленяется погребенный Саратовский выступ фундамента, вершина которого определяется отметками кровли —2100—2300 м (Тепловка, Малиновый Овраг, Хлебновка). К югу фундамент быстро погружается до отметок —3000—3200 м. На севере этот выступ отделяется от Жигулевско-Пугачевского свода узким, но глубоким Казанлинским прогибом. На западе он, по-видимому, ограничен разломом, так как фундамент здесь быстро погружается в сторону Петровской впадины. Здесь свод значительно приподнят, а северо-восточнее, в районе Карабулакских дислокаций, относительно опущен. К востоку от Саратовских дислокаций расположена Терешкинская депрессия, переходящая к юго-востоку в Марковскую. Взаимоотношение между юго-западной и северной частями свода из-за отсутствия в этом районе скважин глубокого бурения не выяснено.

В пределах Жигулевско-Пугачевского свода нефтяные и газовые месторождения установлены на его погружениях. Центральная часть свода (Балаковская вершина) промышленных скоплений нефти и газа не содержит. В связи с различной историей геологического развития отдельных частей Жигулевско-Пугачевского свода и многочисленностью открытых месторождений в пределах его склонов целесообразно для удобства анализа нефтегазоносности и условий

формирования залежей рассматривать юго-западное, юго-восточное, северное и восточное погружения Жигулевско-Пугачевского свода раздельно. Описание тектонических зон приводится ниже по указанным частям свода.

### Тектонические зоны и локальные поднятия

#### Структуры юго-западного погружения свода

К юго-западному погружению Жигулевско-Пугачевского свода (Саратовский выступ фундамента Русской платформы) приурочены тектонические зоны: Елшано-Сергиевская, Слепцовская, Хлебновская, Ириновская, Казанлинская, Гусихинская, Генеральская и Степновская (рис. 1, 19—26 и рис. 2).

Елшано-Сергиевская тектоническая зона (19) расположена на крайнем юго-западном погружении Жигулевско-Пугачевского свода, протягивается с запада на восток в широтном направлении и состоит из Сергиевского, Суровского, Вязовского, Песчано-Уметского, Грузиновского, Елшано-Курдюмского поднятий (см. рис. 2).

Все локальные поднятия имеют более крутые южные крылья. За исключением Сергиевского они разведаны глубоким бурением и хорошо изучены. Время формирования отдельных поднятий этой зоны не совпадает.

Суровское поднятие на поверхности сложено нижнемеловыми отложениями, перекрытыми четвертичными осадками (до 10 м). По отложениям бобриковского горизонта оно представляет собой брахиантиклиналь почти широтного простирания, расширяющуюся в западной части и суживающуюся в восточной. Размеры (в пределах изогипсы — 920 по бобриковскому горизонту) в длину 4,4 км, в ширину западной части, — 2 км, восточной, — 0,45 км. Амплитуда по северному крылу 30 м, по южному более 130 м.

Песчано-Уметское поднятие сложено на поверхности мезозойскими породами мощностью 10—25 м. По отложениям бобриковского горизонта поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку почти меридионального простирания, размером (в пределах изогипсы — 910) 7,5 × 3 км и амплитудой более 120 м.

Грузиновское поднятие сложено на поверхности кайнозойскими породами. По отложениям бобриковского горизонта это узкая, длинная брахиантиклинальная складка, размером (в пределах изогипсы — 890) 6,5 × 0,9 км со значительной амплитудой (более 200 м) относительно южного крыла.

Елшано-Курдюмское поднятие сложено меловыми породами и по каменноугольным отложениям представляет собой купол неправильной треугольной формы с тремя вытянутыми к северо-западу, северо-востоку и юго-востоку периклиналями, размерами (по отложениям бобриковского горизонта) 11 × 9 км и амплитудой 100—120 м. По терригенным отложениям девона сводовая часть поднятия значи-

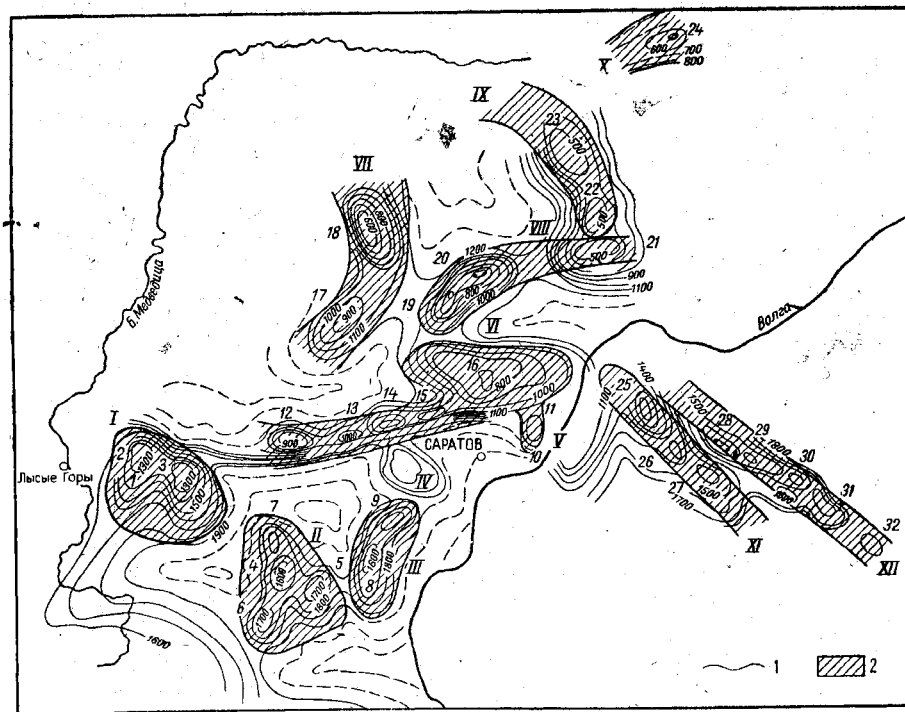


Рис. 2. Схематическая структурная карта Латырьско-Карамышской впадины и юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода. Составили А. И. Иванов, В. А. Киров, С. П. Максимов, 1961 г.

1 — изогипсы по кровле бобриковского горизонта; 2 — тектонические зоны.  
 I—V — Латырьско-Карамышская впадина с тектоническими зонами: I — Урицкая с поднятиями: 1 — Широко-Карамышское; 2 — Урицкое; 3 — Родионово-Булатовское; II — Рыбушанская с поднятиями: 4 — Западно-Рыбушанское; 5 — Восточно-Рыбушанское; 6 — Некрасовское; 7 — Дмитриевское; III — Горючкинская с поднятиями: 8 — Горючкинское; 9 — Колотовское; IV — Багаевское локальное поднятие; V — Соколовогорская; 10 — Соколовогорское поднятие; 11 — Гусельская терраса; VI—XII — юго-западное погружение Жигулевско-Пугачевского свода с тектоническими зонами: VI — Елшано-Сергиевская с поднятиями: 12 — Суровское; 13 — Вязовское; 14 — Песчано-Уметское; 15 — Грузиновское; 16 — Елшано-Курдюмское; VII — Степновская с поднятиями: 17 — Слепцовское; 18 — Полчиновско-Ягоднопольское; VIII — Хлебновская с поднятиями: 19 — Хлебновское; 20 — Малиновское; 21 — Радищевское; IX — Ириновская с поднятиями: 22 — Ириновское; 23 — Тепловское; X — Казанлинская с поднятием: 24 — Казанлинское; XI — Генеральская с поднятиями: 25 — Генеральское; 26 — Луговское; 27 — Советское; XII — Степновская с поднятиями: 28 — Фурмановское; 29 — Сусловское; 30 — Первомайское; 31 — Степновское; 32 — Любимовское.

тельно отличается от свода по каменноугольным отложениям. Выделяются три вершины: Атамановская, Курдюмская и Разбойная.

В пределах тектонической зоны установлены промышленные залежи нефти и газа в отложениях карбона и небольшие залежи в девоне.

Слепцовская тектоническая зона (20) в противоположность предыдущей простирается меридионально. Зона содержит локальные поднятия: Слепцовское, Полчаниновское, Ягоднопольское и Агаревское. Все локальные структуры имеют крутые восточные крылья. Промышленных залежей нефти и газа не установлено.

Хлебновская тектоническая зона (21) расположена к востоку от Слепцовской и по своей форме приблизительно представляет ее зеркальное отражение. К этой зоне приурочены локальные поднятия: Хлебновское, Малиноввражское, Радищевское и Смирновское (см. рис. 2). Крутыми являются западные крылья.

Хлебновское поднятие сложено в ядре меловыми, а на крыльях — палеогеновыми породами. По кровле черепетского горизонта поднятие представляет собой узкую складку северо-восточного простирания размерами  $6,5 \times 0,75$  км и амплитудой относительно юго-западной периклинали 60 м, относительно северо-восточной — 30 м.

Малиноввражское поднятие сложено в ядре юрскими, на крыльях — меловыми отложениями. По породам палеозоя поднятие представляет собой вытянутую брахиантиклиналь размером  $3 \times 7$  км. Амплитуда относительно седла, расположенного между Хлебновским и Малиноввражским поднятиями, составляет 70 м.

Радищевское поднятие* сложено на поверхности юрскими образованиями и является (по кровле турнейского яруса) брахиантиклиналь широтного простирания размером  $11 \times 7,5$  км и амплитудой до 55 м.

Смирновское поднятие не разведано.

В пределах зоны установлены скопления газа и нефти промышленного значения в отложениях карбона.

Ириновская тектоническая зона (22) почти широтного простирания дугообразно вытянута к северу и имеет более крутое северное и пологое южное крылья. В зоне расположены структуры: Оркинская, Косолаповская, Краснореченская, Ненаркомовская, Тепловская, Ириновская (см. рис. 2). Разведаны только Тепловская и Ириновская поднятия.

Тепловское поднятие в сводовой части сложено каменноугольными и юрскими, а на крыльях — меловыми отложениями. По камен-

* Радищевское поднятие расположено непосредственно южнее Ириновского, но простирание первого поднятия перпендикулярно простиранию второго и совпадает с простиранием Малиноввражского поднятия. Принимая во внимание приведенные простирания структур, мы относим Радищевское поднятие к Хлебновской тектонической зоне.

ноугольным отложениям это брахиантиклиналь северо-западного простирания с крутым северо-восточным крылом размером  $4,5 \times 1,5$  км и амплитудой более 50 м.

Ириновское поднятие в ядре сложено среднекаменноугольными и юрскими, а на крыльях меловыми и кайнозойскими образованиями и представляет собой брахиантиклиналь, почти меридионального простирания, размером (по кровле турнейского яруса)  $8 \times 5$  км и амплитудой более 130 м.

В пределах тектонической зоны промышленное нефтегазонасыщение установлено в отложениях карбона, а на Ириновском поднятии — также в карбонатных отложениях верхнего девона.

Казанлинская тектоническая зона (23) состоит из двух локальных поднятий: Казанлинского и Алексеевского. Казанлинское поднятие содержит небольшую газо-нефтяную залежь в турнейском ярусе. У обоих поднятий северо-западные крылья круче юго-восточных.

Казанлинское поднятие на поверхности сложено меловыми отложениями и структурно (по кровле бобриковского горизонта) представляет собой брахиантиклиналь северо-восточного простирания с более крутым северо-западным крылом и амплитудой более 90 м.

Алексеевское поднятие не изучено.

Гусихинская тектоническая зона (24) является южной оконечностью Сурско-Мокшинского вала. В пределах Жигулевско-Пугачевского свода к ней приурочено два локальных поднятия — Гусихинское и Кикинское. Северное, Кикинское поднятие имеет северо-северо-западное простирание, а южное, Гусихинское — северо-северо-восточное. Восточные крылья обоих поднятий круче западных.

Промышленных скоплений нефти и газа глубоким разведочным бурением здесь не обнаружено.

Генеральская тектоническая зона (25) расположена на левом берегу Волги и отделена от Соколовогорского месторождения прогибом. К тектонической зоне относятся три структуры: Генеральская, Луговская и Советская (см. рис. 2). Первая и последняя структуры частично изучены глубоким бурением, а вторая — не разведана.

Генеральское поднятие сложено отложениями среднего и верхнего девона, нижнего и среднего карбона, средней и верхней юры, нижнего мела и четвертичными. Тектонически это брахиантиклинальная складка юго-восточного простирания. Крылья залегают по палеозойским отложениям под углом  $6-8^\circ$ , по мезозойским —  $3,5-4^\circ$ . Амплитуда поднятия 50 м.

Советское поднятие сложено отложениями от бавлинской толщи до современных. Особенностью разреза является размыв отложений франского яруса верхнего девона. Тектонически поднятие представляет собой пологую брахиантиклинальную складку юго-восточного простирания. Структурный план по девонским и каменноугольным отложениям резко различается. По каменноугольным отложениям появляется второй купол, носящий название Южно-Советского.

К описываемой тектонической зоне приурочены промышленные скопления нефти и газа в девонских и каменноугольных отложениях.

Степновская тектоническая зона (26) расположена северо-восточнее Генеральской и представляет вал юго-восточного простирания с более крутым юго-западным и более пологим северо-восточным крыльями. Зона довольно интенсивно погружается с северо-запада на юго-восток. Вдоль оси она осложнена рядом локальных поднятий: Фурмановским, Суловским, Первомайским, Степновским и Любимовским (см. рис. 2).

Хорошо изучено только Степновское поднятие. На поверхности оно сложено меловыми и кайнозойскими отложениями. Это брахиантиклинальная складка с относительно более крутым северо-восточным крылом и более пологим юго-западным. Угол наклона пластов с глубиной увеличивается; у крутого восточного крыла с  $10^\circ$  по отложениям мезозоя до  $22^\circ$  по отложениям живетского яруса среднего девона; у пологого крыла — с  $1^\circ$  по отложениям мезозоя до  $21^\circ$  по отложениям живетского яруса.

Особенностью разреза отложений, слагающих Степновское поднятие, является отсутствие средне- и верхнефранских образований. На отложения живетского яруса ложатся сильно размытые породы нижнефранского подъяруса мощностью от 14 до 199 м, а на них — сразу отложения задонско-елецкого горизонта. Возможно, что породы живетского яруса в северо-западной части Степновского поднятия нарушены сбросом. Степновское поднятие отделено от Первомайского неглубокой седловиной.

Фурмановское поднятие является брахиантиклинальной складкой со сравнительно узким и длинным сводом северо-восточного простирания. Угол наклона северо-восточного крыла  $1^\circ 30'$ , юго-восточного  $3^\circ$ .

В пределах Степновской тектонической зоны промышленное газонасыщение приурочено к отложениям карбона и среднего девона; на Степновском поднятии в отложениях среднего девона выявлены запасы нефти.

Залежи нефти и газа промышленного значения установлены на всех поднятиях. Возможно, что при постановке поисково-разведочных работ юго-западнее Любимовского месторождения будут встречены новые структуры, являющиеся продолжением данной тектонической зоны.

В пределах юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода наблюдается довольно сложное соотношение структурных планов по отложениям мезозоя, карбона и девона. В некоторых частях, например, в пределах Саратовского правобережья, все отложения гармонично дислоцированы, в то же время в Заволжье между терригенными отложениями девона и вышележащими наблюдается резкое несоответствие структурных планов. Несмотря на гармоничное залегание мезозойских и каменноугольных образований, первые залегают на вторых с угловым несогласием, в результате чего углы падения пород с глубиной увеличиваются.

## Структуры центральной части свода

К центральной части, или к Балаковскому выступу фундамента приурочен ряд тектонических зон, с основными: Печеевской, Обшаровской и Безенчукской (см. рис. 1, 27—29).

Печеевская тектоническая зона (27) причленяется к западному погружению Жигулевского вала в районе Репьевской структуры (Ульяновская область) и имеет северо-восточное простирание. К зоне приурочены локальные поднятия — Александровское и Печеевское, не разведанные глубоким бурением.

Обшаровская тектоническая зона (28) расположена в южной части Самарской Луки. Простирание зоны северо-восточное. Ее осложняют локальные поднятия: Печеевское, Первомайское, Обшаровское. Первое включено в описываемую зону условно. Все поднятия глубоким разведочным бурением не изучены.

Безенчукская тектоническая зона (29) расположена юго-восточнее Обшаровской, имеет то же северо-восточное простирание и содержит локальные поднятия: Безенчукское, Звенигородское, Натальинское. Глубоким разведочным бурением поднятия не изучены.

Промышленных скоплений нефти и газа в пределах центральной части Жигулевско-Пугачевского свода не установлено.

## Структуры юго-восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и северного борта Бузулукской впадины

Юго-восточное погружение Жигулевско-Пугачевского свода и северного борта Бузулукской впадины в геологическом отношении мало изучены, поэтому описания тектонических зон, приуроченных к этой территории, мы объединили. В пределах описываемой площади выявлены тектонические зоны — Покровская, Кулеповская и отдельные локальные поднятия — Краснополянское, Никольское и Спиридоновское (см. рис. 1, 30—34).

Покровская тектоническая зона (30) имеет северо-восточное простирание. В ее пределах расположены локальные поднятия: Покровское, Томышевское и Красовское.

Покровское поднятие детально разведано глубоким бурением. По каменноугольным отложениям это брахиантиклиналь, вытянутая в северо-северо-восточном направлении, со сводом, осложненным тремя (по башкирским отложениям) или четырьмя (по бобринским) куполами с амплитудами до 20 м. Восточно-юго-восточное крыло поднятия пологое, западно-северо-западное — более крутое (до  $5^\circ$ ). Размеры поднятия  $12 \times 5$  км.

На поднятии установлено многопластовое месторождение нефти. Краснополянское поднятие (31) расположено к юго-востоку от Покровской тектонической зоны. Геологическое строение его не изучено.

**Никольское поднятие** (32) является брахиантиклинальной складкой, вытянутой в широтном направлении, размерами по кровле сосновской свиты верхней перми  $4 \times 7$  км. Северное его крыло относительно крутое, восточное — пологое.

На поднятии выявлены промышленные скопления нефти в отложениях среднего и нижнего карбона.

**Спиридоновское поднятие** (33) представляет собой брахиантиклинальную складку восточно-северо-восточного простирания, размерами по кровле отложений сосновской свиты  $3,5 \times 2,25$  км. Детали структурных форм по каменноугольным и девонским отложениям не выяснены. Промышленные скопления нефти установлены в пашийском горизонте верхнего девона.

**Кулешовская тектоническая зона** (34) расположена на левом берегу р. Самары в ее нижнем течении, на северном борту Бузулукской впадины. В пределах зоны имеются поднятия: Подъем-Михайловское, Бариновское, Утевское, Кулешовское, Благодаровское и Корнеевское.

Глубоким бурением изучены Кулешовское и Благодаровское поднятия и на них установлены месторождения нефти.

В пермских отложениях в Кулешовском месторождении выявлены газо-нефтяные залежи, в верхнем и среднем карбоне и девоне — залежи нефти. Западная часть тектонической зоны (по кровле калиновской свиты) представляет собой валообразное поднятие с довольно расплывчатыми очертаниями. Начиная от Кулешовского поднятия, зона приобретает четко выраженные формы с крутым северным и относительно пологим южным крыльями, которая от Подъем-Михайловского поднятия до Кулешовского имеет почти широтное простирание. От Кулешовского поднятия и далее к востоку ось зоны принимает юго-восточное простирание.

#### Структуры северного погружения свода

Вдоль северного борта Жигулевско-Пугачевского свода протягивается полоса линейно вытянутых тектонических дислокаций: на западе Жигулевский вал, далее к востоку вал пересекает Ульяновскую область и оканчивается у р. Волги на Самарской Луке. В Заволжье расположены две тектонические зоны, морфологически являющиеся продолжением Жигулевского вала, — Мухановская и Коханская. Между Жигулевской и Коханской тектоническими зонами установлены Водинское и Волго-Сокское поднятия, связь которых с этими зонами не ясна. Севернее Мухановской расположена Александровская зона (рис. 1, 35—40).

**Жигулевский вал** (35) находится в пределах северного погружения Балаковского выступа кристаллического фундамента Жигулевско-Пугачевского свода. Это крупная широтно вытянутая положительная структура, ограничивающая с севера Жигулевско-Пугачевский свод; западная оконечность вала расположена в пределах

Пензенской области. Большинство исследователей считают, что в районе Самарской Луки северное крыло вала осложнено сбросом с амплитудой смещения до 800 м. К западу от г. Сызрани сброс, по-видимому, переходит во флексуру. Вдоль оси вал осложнен рядом локальных поднятий с размерами по нижнекаменноугольным отложениям: Верховским ( $7 \times 1,5$  км); Чимберлейским (в Пензенской области), Комаровским ( $9 \times 2,5$  км), Барановским, Славинским, Варваровским ( $4,5 \times 1$  км), Голодаевским с двумя вершинами ( $3,5 \times 1,5$  км), Новоспасским, Новотемшевским, Репьевским (в Ульяновской области), Заборовским с тремя вершинами ( $6 \times 2,3$  км), Сызранским ( $6 \times 1,5$  км), Губинским ( $3,4 \times 8$  км), Карлово-Сытовским ( $2 \times 2,5$  км), Березовским ( $1,6 \times 0,55$  км), Яблоновским ( $4,2 \times 1,4$  км), Жигулевским ( $6,8 \times 2,3$  км по девонским отложениям), Стрельноовражским ( $4,0 \times 2,3$  км по каменноугольным отложениям), Зольноовражским ( $6,5 \times 2,5$  км в Куйбышевской области). У всех структур северные крылья крутые, южные — пологие. Амплитуда (относительно седловин) поднятий достигает 50—60 м. Поднятия западной части вала, до Губинского включительно, на поверхности сложены породами мелового и кайнозойского возраста; поднятия восточной части вала — каменноугольными и пермскими. К востоку от Зольноовражского поднятия на левобережье Волги Жигулевский вал резко погружается.

В пределах Жигулевского вала промышленные скопления нефти установлены в отложениях карбона и девона; исключением являются структуры Чемберлейская и Репьевская.

**Волго-Сокское локальное поднятие** (36) выявлено геофизическими методами разведки; структурные формы его не изучены. На площади производится разведочное бурение, в результате которого установлены притоки нефти промышленного значения из отложений пашийского горизонта.

**Водинское локальное поднятие** (37) выявлено по отложениям казанского яруса пермской системы. По отложениям каменноугольной системы закартирована периклиналь широтного простирания.

На поднятии производится глубокое разведочное бурение, в результате которого получены притоки нефти промышленного значения из отложений кайнозойского горизонта верхнего девона.

**Александровская тектоническая зона** (38) имеет почти широтное простирание. В пределах зоны расположены: Хорошевский электрометрический максимум, Александровское, Красногорское и Семеновское локальные поднятия. Структурные формы поднятий пока не выяснены.

В пределах зоны промышленных залежей нефти и газа не установлено.

**Мухановская тектоническая зона** (39) расположена на южном погружении Сокско-Мухановского выступа, в Заволжье, восточнее Жигулевского вала и вследствие ундуляции оси образует ряд

локальных поднятий: Красноярское, Белозерское, Чубовское, Ново-Запрудненское, Алакаевское, Хилковское, Репьевское, Мухановское, Восточно-Черновское, Ново-Ключевское, Кинель-Черкасское и Кожемякинское; последние два включены в зону условно, так как структурная их связь не установлена. Поднятия являются асимметричными брахиантиклиналями с относительно крутыми северными и более пологими южными крыльями. Наиболее изучены Красноярское, Мухановское, Восточно-Черновское и Ново-Ключевское. Самое крупное из них — Мухановское (размеры по нижнекаменноугольным отложениям  $16 \times 2$  км) с амплитудой в 86 м, затем Красноярское ( $3,5 \times 2$  км) с амплитудой в 31 м, Восточно-Черновское (размеры  $3,1 \times 1,6$  км) и, наконец, Новоключевское ( $2,8 \times 2,1$  км).

Промышленные скопления нефти и газа установлены в отложениях пермской системы, нефти — в отложениях карбона и девона.

Коханская тектоническая зона (40) расположена так же, как и предыдущая, на южном погружении Сокско-Мухановского выступа. Она проходит южнее, почти параллельно Мухановской и в районе Елховатского поднятия, вероятно, причленяется к последней. В пределах зоны имеются локальные поднятия: Сырейское, Криволукское, Георгиевское, Дмитриевское, Михайловско-Коханское. Локальные поднятия представляют собой вытянутые в широтном направлении брахиантиклинальные складки с более крутыми северными крыльями и более пологими южными. На отдельных структурах асимметрия выражена неодинаково. Наиболее изучены Дмитриевское, сложенное на поверхности верхнепермскими породами размерами  $4,5 \times 2$  км с амплитудой в 16 м, и Михайловско-Коханское, также сложенное верхнепермскими породами. Это поднятие состоит из трех куполов: Марьевского (восточного), Михайловского (западного), с размерами по верхнепермским отложениям  $2,4 \times 1,3$  км и  $4,7 \times 1,6$  км и Коханского, сводовая часть которого в свою очередь осложнена тремя куполами небольшой амплитуды. В целом размеры поднятия  $8,0 \times 2$  км (по верхнепермским отложениям).

Промышленные скопления нефти и газа установлены в отложениях пермской системы, нефти — в каменноугольной и девонской.

#### Структуры восточного погружения свода

К восточному погружению Жигулевско-Пугачевского свода приурочены две тектонические зоны: Городецко-Жуковская и Малокинельская.

Городецко-Жуковская тектоническая зона (41) расположена к востоку от Коханской зоны. В ее пределах лежат локальные поднятия: Острогорское, Яблоневское, Чепрасинское, Кувайское, Городецкое, Ново-Городецкое, Ново-Жуковское, Петро-Херсонское, Марасинское, Скобелевское и Жуковское.

Яблоневское поднятие — самое крупное; его размеры  $8,2 \times 5,8$  км при амплитуде 82 м (по отложениям нижней перми). Поднятие имеет сложные структурные формы; общее простирание его северо-восточное. На севере и юге поднятия расположены два купола, которые в свою очередь осложнены 32 мелкими куполами. Разрез хорошо изучен только по отложениям пермской системы.

Чепрасинское и Кувайское поднятия имеют северо-западное простирание и изучены также только по отложениям перми. Их размеры соответственно равны:  $2,4 \times 2$  км и  $3,6 \times 1,5$  км, а амплитуды — 30 и 23 м.

Ново-Городецкое поднятие простирается в северо-восточном направлении и имеет крутое юго-восточное крыло. Разрез его изучен также только до пермских отложений включительно. Размер поднятия  $7,3 \times 3$  км при амплитуде 34 м.

Разрезы Городецкого, Ново-Жуковского и Жуковского поднятий изучены по отложениям от девонских до пермских; отдельными скважинами вскрыт фундамент.

По пермским отложениям Городецкое поднятие имеет широтное простирание и крутое южное крыло, размеры  $7,3 \times 3$  км при амплитуде 66 м; Ново-Жуковское поднятие осложнено двумя куполами и имеет размеры  $4 \times 2$  км; размеры Жуковского поднятия  $8 \times 4$  км; Петро-Херсонского  $4,4 \times 2,6$  км.

В результате бурения редкой сети глубоких скважин на Яблоневском, Городецко-Жуковском, Пилюгинском и Никулинском поднятиях установлено, что замкнутые поднятия не прослеживаются под куполами пермских отложений. Для окончательного суждения о характере соотношения пермских и глубинных структур данных недостаточно.

Промышленные скопления нефти и газа приурочены к отложениям пермской системы.

Малокинельская тектоническая зона (42) расположена в районе р. Малый Кинель. В ее состав входят локальные поднятия: Садкинское, Пилюгино-Комсомольское, Латыповское, Теребиловское, Ивановское, Осинское. Общее простирание зоны — восточно-юго-восточное. Простирания локальных поднятий не вполне совпадают с общим простиранием зоны, например, Пилюгинское поднятие имеет северо-восточное простирание, а рядом расположенное Комсомольское — юго-восточное. Локальные поднятия являются брахиантиклиналями неправильной формы. На поверхности поднятий выходят отложения пермской системы, а на Ивановском вскрыты верхнекаменноугольные отложения. Поднятия по пермским отложениям имеют следующие размеры: Садкинское —  $2,4 \times 1,2$  км при амплитуде 20 м; Пилюгинское  $2,2 \times 0,8$  км при амплитуде 35 м; Комсомольское —  $2,1 \times 0,7$  км при амплитуде 25 м; Ивановское —  $3,4 \times 2,1$  км при амплитуде 30 км.

Промышленные скопления нефти и газа установлены в отложениях пермской системы.

#### IV. ОРЕНБУРГСКИЙ СВОД

Оренбургский свод выделен как самостоятельная крупная структура юго-восточной части Русской платформы лишь в последние годы по данным региональных сейсмических работ (Ю. Н. Годин, Н. М. Фуфаев, П. А. Блохин). Поэтому детали его строения еще не ясны.

Свод имеет северо-восточное простирание и протягивается из района юго-западнее Сорочинска к верховьям р. Большой Кинели, т. е. на расстояние более 200 км; ширина его более 100 км. Судя по данным сейсмической разведки, свод имеет вершину, фундамент в которой лежит на отметках —3200—3500 м, что косвенно подтверждается данными бурения (скважины еще не вскрыли фундамента). С юго-востока и юга свод резко ограничен, что свидетельствует о погружении фундамента в сторону Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба. С запада свод ограничивает Бузулукская впадина, северо-восточное ответвление которой в виде узкого прогиба отделяет Оренбургский свод от восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода. На северо-востоке Оренбургский свод ограничен Абдулинской впадиной, в пределах которой фундамент опущен до отметок —4000—5000 м.

Глубоким бурением, а также геофизическими методами разведки Оренбургский свод исследован очень слабо. В частности, недостаточно твердо обосновано наличие северо-восточного ответвления Бузулукской впадины, отделяющей его от Жигулевско-Пугачевского свода.

В связи со сказанным и малочисленностью открытых месторождений в пределах свода, в нашей работе нефтегазоносность данного свода самостоятельно не анализируется, а рассматривается совместно с месторождениями восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода (Самаркинская тектоническая зона) и Мелекес-Радаевской впадиной (Алябьевская тектоническая зона).

#### Тектонические зоны поднятий

Тектонические зоны и локальные поднятия, осложняющие Оренбургский свод, выявлены далеко не все. Известны зоны: Самаркинская, Алябьевская, Салмышская, Каргалинская, Кувай-Уранская и Уральская (см. рис. 1, 43—48). Все они, кроме последней, связаны с восточным склоном вышеупомянутого свода.

Самаркинская тектоническая зона (43) начинается на восточном погружении Жигулевско-Пугачевского свода и пересекает северо-восточное ответвление Бузулукской впадины и Оренбургский свод. Здесь расположены локальные поднятия: Подгорненское, Далматовское, Неклюдовское, Могутовское, Колтубинское, Воронцовское, Гремячевское, Твердиловское, Ероховское, Покровское, Родинское, Сорочинско-Козловское, Малаховское и Краснореченское. Глубо-

ким разведочным бурением эти поднятия изучены слабо. Как можно судить по имеющимся материалам, они являются брахиантиклиналями юго-восточного простирания с относительно более крутыми северо-восточными крыльями. Наиболее изучены Могутовское, Ероховское, Сорочинско-Козловское поднятия.

На Могутовском поднятии разрез изучен только в пределах пермской системы и единичными скважинами вскрыта терригенная толща нижнего карбона и девона. Поднятие представляет собой брахиантиклиналь юго-восточного простирания, с более крутым северо-восточным крылом. Свод осложнен несколькими куполами. Размер структуры по пермским отложениям составляет  $15 \times 16$  км при амплитуде 56 м относительно крутого и 10—12 м относительно пологого крыльев.

Разрез Сорочинско-Козловского поднятия составлен по отложениям карбона и перми. Крутым крылом является южное. Размер поднятия  $7 \times 4$  км при амплитуде 20 м по каменноугольным отложениям.

Ероховское поднятие изучено только по верхнепермским отложениям и является куполом с размерами  $5,0 \times 3,5$  км при амплитуде 9 м. В последнее время породы нижнего карбона вскрыты на Твердиловском, Покровском и Родинском поднятиях.

Промышленные скопления нефти и газа, кроме Подгорненского, Малаховского и Краснореченского поднятий, приурочены к отложениям пермской системы; в пределах Неклюдовского, Могутовского, Твердиловского и Покровского поднятий нефтеносны также каменноугольные отложения. Нефтеносность девона установлена на Неклюдовской и Могутовской площадях.

Алябьевская тектоническая зона (44) состоит из ряда условно объединенных в одну зону локальных поднятий: Алябьевского, Романовского, Яфаровского, Богдановского, Илькубчинского, Барановского, Ефремово-Зыковского, Измайловского и других. Изучена слабо. Глубоким разведочным бурением вскрыты только Алябьевское и Ефремово-Зыковское поднятия; разбуривается Измайловское.

Алябьевское поднятие по кровле калиновской свиты верхнепермской системы представляет собой брахиантиклинальную складку почти меридионального простирания, состоящую из двух куполов. Размеры поднятия  $10,5 \times 4$  км при амплитуде 10 м.

На месторождении глубоким бурением вскрыты отложения перми, карбона и девона. Скопления нефти промышленного характера установлены в отложениях уфимского яруса и папийского горизонта.

Геологическое строение Салмышской (45), Каргалинской (46), Кувай-Уранской (47) и Уральской (48) тектонических зон не изучено.

#### V. ЮЖНЫЙ СКЛОН ТАТАРСКОГО СВОДА

Максимальный подъем Татарского свода по кристаллическому фундаменту находится севернее описываемой территории (в пределах Татарской АССР), где абсолютные отметки его —1500—1550 м.

В Куйбышевской и Оренбургской областях расположен только южный склон свода. Здесь фундамент вскрыт на Байтуганском, Буз-Башском, Балыклинском, Домосейкинском, Егорьевском и Сулинском поднятиях с абсолютными отметками от  $-1700$  до  $-2200$  м. На Якушкинском и Султангуловском поднятиях скважины при отметках забоя около  $-3000$  м не вышли из отложений нижней части бавлинской толщи. Таким образом, положение этого древнего прогиба определяет границы Татарского свода, его южные окраины.

Превышение Татарского свода (по фундаменту) над Мелекесс-Радаевской впадиной составляет более  $1500$  м. На западе Татарский свод отделяется от Токмовского частью этой впадины, заложеной уже позднее — в раннекаменноугольную эпоху; впадина является северным продолжением древнего прогиба.

В связи с тем, что Татарский свод и приуроченные к нему нефтяные месторождения находятся за пределами исследованной территории, описание тектонических зон поднятий и анализ нефтегазосности его в данной работе не приводятся.

#### VI. РЯЗАНО-САРАТОВСКАЯ ВПАДИНА

Рязано-Саратовская впадина протягивается между Токмовским и Воронежским сводами в виде довольно узкого, резко ограниченного прогиба, быстро расширяющегося юго-восточнее района Пачелмы, и охватывает обширное пространство между Токмовским, Жигулевско-Пугачевским и Воронежским сводами. Это расширение сопровождается значительным увеличением глубин залегания фундамента, достигающих здесь отметок  $-3000$  м. Строение впадины изучено слабо; подробно охарактеризована ее юго-восточная (саратовская) часть. Впадина древняя (заложена в верхнепротерозойское время).

Юго-восточная часть впадины построена довольно сложно. Здесь, во внутренней ее части, начиная с последевонского времени выделяется приподнятый блок фундамента с отметками кровли  $-2200$ — $2400$  м. Этот блок (отнесенный нами к юго-западному погружению Жигулевско-Пугачевского свода) в современном рельефе фундамента разделяет впадину на два узких прогиба. Один из них, основной, обтекает Саратовский блок с запада и юга, отделяя его от Медведицкого блока; фундамент залегает на отметках  $-3200$ — $3500$  м (Латрыкско-Карамышская впадина). Другой, в виде узкого Казанлинского прогиба, отделяет Саратовский блок от Балаковской вершины Жигулевско-Пугачевского свода. Латрыкско-Карамышская впадина отделяет восточный склон Воронежского свода от юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского. Впадина сформирована в предбайосское время и выполнена осадками мезозойского возраста. С юго-западным погружением Жигулевско-Пугачевского свода она сочленяется через флексуобразное крыло Елшано-Сергиевской тектонической зоны; со склоном Воронежского свода — через флексу-

рообразное крыло Медведицкого горстообразного поднятия. На восток Латрыкско-Карамышская впадина, по-видимому, открывается в Прикаспийскую впадину; западная ее граница не ясна.

В связи с тем, что нефтяные и газовые месторождения установлены в пределах Латрыкско-Карамышской впадины, описание тектонических зон поднятий и анализ нефтегазосности приводится ниже только по этой части Рязано-Саратовской впадины (см. рис. 2).

#### Тектонические зоны и локальные поднятия Латрыкско-Карамышской впадины

В пределах Латрыкско-Карамышской впадины известны следующие тектонические зоны: Урицкая, Рыбушанская, Горючкинская, Соколовогорская и Багаевское локальное поднятие (см. рис. 1, 14—18; рис. 2). Эти зоны выявлены по каменноугольным отложениям, структурный план которых не совпадает с девонским.

Урицкая тектоническая зона (14) расположена на северо-западной оконечности Латрыкско-Карамышской впадины. В пределах зоны находятся три локальных поднятия, тесно взаимосвязанных и расположенных нелинейно: Широко-Карамышское, Урицкое и Родионово-Булатовское. Первое, куполовидное, возможно, лишь осложняет южную периклиналь второго.

Широко-Карамышское и Урицкое поднятия вытянуты в меридиональном направлении; их западные крылья круче восточных. С востока к ним приключается Родионово-Булатовское поднятие. На дневной поверхности все поднятия сложены четвертичными образованиями, под которыми залегают меловые и юрские. Урицкое поднятие расположено на  $50$  м выше Широко-Карамышского, причем Широко-Карамышский купол возвышается над седловиной, разделяющей эти поднятия, на  $25$  м, а Урицкий купол — на  $75$  м. Размер (по кровле бобриковского горизонта) Урицкого поднятия —  $7 \times 11$  км, Широко-Карамышского —  $6 \times 4,5$  км.

На обоих поднятиях установлены промышленные залежи нефти и газа — на Широко-Карамышском в нижнем, а на Урицком в нижнем и среднем карбоне.

Родионово-Булатовское поднятие выявлено сейсмическими работами при изучении Урицкого; строение его детально не изучено.

Структурный план по девонским отложениям не изучен.

Промышленные скопления газа и нефти установлены в отложениях нижнего и среднего карбона.

Рыбушанская тектоническая зона (15) состоит из четырех положительных локальных структур: Западно- и Восточно-Рыбушанской, Некрасовской и Дмитриевской, расположенных нелинейно. Структуры имеют более крутые восточные и пологие западные крылья. На поверхности они сложены верхнемеловыми отложениями. Амплитуда Восточно-Рыбушанского поднятия  $60$  м, размеры  $11 \times 6$  км. Западно-Рыбушанское имеет амплитуду  $50$  м, размеры  $6,5 \times 4,5$  км.



(по нижнекаменноугольным отложениям). Некрасовское и Дмитриевское поднятия изучены еще мало. Структурный план зоны по девонским отложениям не изучен.

На всех структурах в отложениях среднего и нижнего карбона открыты газовые залежи промышленного значения.

**Горючкинская тектоническая зона (16)** расположена севернее Рыбушанской. Зона представлена двумя куполами — собственно Горючкинским и Колотовским, находящимся к северу от Горючкинского. С обоими поднятиями связаны залежи нефти и газа в отложениях среднего и нижнего карбона. Еще севернее выделяется Маяжская площадь, где сейсмическими работами установлен перегиб девонских отложений.

Горючкинское и Колотовское локальные поднятия на поверхности сложены четвертичными отложениями. Первое находится в 10 м ниже второго. Амплитуда (по тульскому горизонту) первого — 27 м, размеры  $7 \times 2,2$  км; амплитуда второго 30 м, размеры  $6,2 \times 2,2$  км.

В пределах Горючкинского и Колотовского поднятий девонские отложения залегают моноклинально с наклоном на юг. Взаимоотношения Горючкинской зоны с расположенным севернее Багаевским поднятием (17) неясны и, возможно, в районе Багаевского поднятия Горючкинская зона причленяется к самостоятельной тектонической зоне — Багаевской, которая в свою очередь причленяется к Елшано-Сергиевской зоне.

**Багаевское локальное поднятие (17)** представляет собой брахиантиклиналь северо-западного простирания с крутым юго-западным крылом и более пологим северо-восточным. У дневной поверхности поднятие сложено четвертичными образованиями большой мощности, покрывающими палеогеновые отложения. Амплитуда поднятия значительная (точно установить пока не удалось); размеры его по бобринскому горизонту  $6 \times 5$  км. Газовые залежи выявлены в отложениях нижнего и среднего карбона. По-видимому, к юго-востоку расположены другие локальные структуры, составляющие с Багаевским поднятием единую тектоническую зону.

**Соколовгорская тектоническая зона (18)** расположена севернее Багаевского поднятия и состоит из двух локальных поднятий: Соколовгорского и Гусельского.

Соколовгорское поднятие прослеживается по всему осадочному комплексу пород. Это купол размерами (по отложениям бобринского горизонта)  $3,2 \times 4$  км. Амплитуда поднятия достигает 120 м по отложениям девона и порядка 80 м по отложениям карбона.

Гусельское поднятие является погребенным и выражено куполом только по девонским отложениям. По отложениям карбона оно выражено небольшой структурной террасой. Купол имеет в плане форму ромба с округленными углами, размером  $2,5 \times 3,5$  км и амплитудой около 30 м.

Оба поднятия имеют более крутые юго-западные крылья и относительно пологие северо-восточные. Простирание тектонической

зоны юго-восточное. Возможно на юго-восточном продолжении ее будут открыты другие локальные поднятия.

Промышленные залежи нефти и газа зоны установлены на обеих структурах, в Соколовгорской — в карбоне и девоне, в Гусельской — в девоне.

## VII. БУЗУЛУКСКАЯ ВПАДИНА

Бузулукская впадина располагается между Жигулевско-Пугачевским и Оренбургским сводами и, будучи замкнутой на севере, открывается, возможно, в сторону Прикаспийской впадины.

Форма впадины чашеобразная; ее борта, дугообразно изгибаясь, ограничивают вышеуказанные положительные структуры. Внутреннее строение впадины изучено мало, но можно предполагать, что оно осложнено отдельными приподнятыми зонами или выступами фундамента. Один из таких мысообразных выступов находится в районе Кулешовки. Описание Кулешовской тектонической зоны, расположенной на северном борту Бузулукской впадины, дано совместно с зонами юго-восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода. Наиболее прогнутая часть впадины характеризуется отметками кровли фундамента выше —4000 м.

## VIII. МЕЛЕКЕСС-РАДАЕВСКАЯ ВПАДИНА

Мелекесс-Радаевская впадина разделяет Татарский, Токмовский и Жигулевско-Пугачевский своды. На востоке в пределах восточной части Куйбышевской и западной части Оренбургской административных областей она относительно широкая, а затем становится узкой, протягиваясь в виде прогиба в северо-западном направлении, где замыкается (за пределами карты) Казанской седловиной. Впадина выполнена бавлинскими отложениями. Глубина залегания фундамента, очевидно, превышает —3000 м (в наиболее прогнутой части).

В юго-западной части впадины в современном рельефе фундамента прослеживается узкий прогиб, носящий местное название Ставропольского. Этот прогиб подчеркивает северную границу Жигулевско-Пугачевского свода и, постепенно выходящая к западу, отделяет последний от Токмовского свода.

## Тектонические зоны поднятий

Переходя к описанию тектонических зон, приуроченных к вышеупомянутой впадине, отметим одну особенность, свойственную простираниям тектонических зон поднятий как Жигулевско-Пугачевского свода, так и Оренбургского свода и Мелекесс-Радаевской впадины. Преобладающим простиранием тектонических зон, связанных с западной, приподнятой частью Жигулевско-Пугачевского свода, является северо-восточное, в восточной, погруженной части — северо-

западное. Такие же соотношения между простираниями наблюдаются и в пределах Мелекесс-Радаевской впадины. Здесь тектонические зоны, расположенные к западу от меридиана Байтуган — Красная Поляна, имеют северо-восточное простирание, а зоны восточнее, — северо-западное.

В пределах Мелекесс-Радаевской впадины выявлены тектонические зоны: Малиновская, Студено-Ключевская, Шугуровско-Серноводская, Байтуганская, Нойкинско-Кислинская, Большекинельская, Южно-Большекинельская (см. рис. 1, 49—55).

**Малиновская тектоническая зона (49)** пересекает Мелекесс-Радаевскую впадину и, вероятно, переходит на северный склон Ставропольского прогиба. Она включает локальные поднятия: Радаевское, Малиновское, Ивановское, Горьковражское, Елховское, Авралиновское, Кирилловское.

Глубоким бурением изучены только Радаевское и Малиновское поднятия. Они сложены отложениями от бавлинской толщи до пермской системы включительно. Размеры Радаевского поднятия по каменноугольным отложениям  $12 \times 3$  км; по бобриковскому горизонту оно осложнено тремя куполами: Радаевским, Студено-Ключевским и Сергиевским; по девонским отложениям Студено-Ключевскому и Сергиевскому куполам соответствует единый купол. Размеры Малиновского поднятия  $6,5 \times 2$  км.

Промышленные скопления нефти приурочены к отложениям нижнего карбона и верхнего девона.

**Студено-Ключевская тектоническая зона (50)** расположена на северном борту Мелекесс-Радаевской впадины, имеет более крутое юго-восточное и более пологое северо-западное крылья. Ее осложняют поднятия: Смагинское, Чесноковское, Краснолебедевское, Боровское и Сергиевское, где эта зона смыкается с Шугуровско-Серноводской (51). Непосредственно севернее места смыкания зон начинается Малиновская тектоническая зона (49). Локальные поднятия описываемой зоны глубоким бурением изучены слабо.

Промышленные скопления нефти приурочены к отложениям карбона.

**Шугуровско-Серноводская тектоническая зона (51)** начинается на склоне Татарского свода и опускается в пределы Мелекесс-Радаевской впадины, сохраняя северо-восточное простирание. В районе Якушкинского поднятия зона принимает широтное простирание, а далее к западу, в районе Сергиевского поднятия, смыкается со Студено-Ключевской тектонической зоной (50).

К описываемой зоне приурочены локальные поднятия: Шугуровское, Ойкино-Алтуниновское (в пределах Татарии), Шунгутское, Якушкинское, Серноводское.

Якушкинское и Шунгутское поднятия сложены палеозойскими отложениями до пермских включительно. Это брахиантиклинали северо-восточного простирания, с более крутым юго-восточным крылом, размерами первое —  $7 \times 5$  км (по каменноугольным отложениям); второе —  $6,5 \times 3,5$  км при амплитуде 30 м.

Серноводское поднятие сложено теми же отложениями и представляет собой также брахиантиклиналь широтного простирания с крутым южным крылом при амплитуде 36 м.

Промышленные скопления нефти приурочены к отложениям карбона.

**Байтуганская тектоническая зона (вал) (52)** имеет северо-восточное простирание и протяженность более 60 км. Зона начинается на южном склоне Татарского свода и опускается в Мелекесс-Радаевскую впадину. Юго-восточное крыло относительно крутое, северо-западное более пологое. К зоне приурочены локальные поднятия: Байтуганское, Буз-Башское, Балыклинское, Новоганьковское, Коржевское, Орляинское, Раковское и Каменское.

Байтуганское поднятие по каменноугольным отложениям представляет собой крупную брахиантиклиналь —  $40 \times 14,5$  км, северо-восточного простирания, осложненную тремя куполами.

Буз-Башское поднятие представлено небольшими куполами —  $3 \times 4$  км.

Остальные поднятия глубоким бурением не разведаны.

Промышленные скопления нефти приурочены к отложениям карбона.

**Нойкинско-Кислинская тектоническая зона (53)** расположена в центральной части впадины. От Большекинельского вала (54) она отделена прогибом, который фиксируется по отложениям верхней перми — калиновской свиты и отражающего сейсмического горизонта. Ширина прогиба по верхнепермским отложениям 7—11 км, амплитуда 50—70 м. Тектоническая зона состоит из локальных поднятий: Саврушинского, Нойкинского, Елатомского, Кислинского и Мукменского.

Кислинское поднятие по кровле калиновской свиты представляет собой брахиантиклиналь грушевидной формы, размерами по замкнутой изогипсе —  $150,9 \times 1,2$  км и амплитудой 13 м. Северное крыло пологое, южное — более крутое, простирание оси почти широтное.

Остальные поднятия не изучены. Глубокое разведочное бурение производится только на Кислинской и Саврушинской площадях.

Промышленные скопления нефти на Саврушинской структуре приурочены к отложениям перми, а на Кислинской — к отложениям верхнего девона.

**Большекинельский вал (54)** находится в восточной части Мелекесс-Радаевской впадины и является ее основным тектоническим положительным элементом. Вал (зона) проходит по правобережью среднего течения р. Большая Кинель и имеет северо-западное простирание. Он хорошо выражен, резко асимметричен, с крутым юго-западным и пологим северо-восточным крыльями. Ось вала ундулирует, образуя по пермским отложениям ряд локальных поднятий (с востока на запад): Матвеевское, Ашировское, Тарханское, Султангуловское, Заглядинское, Бугурусланское, Новостепановское,

Калиновское, Аманакское, Дерюжевское, Сосновское. К данному валу приурочены основные месторождения нефти и газа Оренбургской области.

По каменноугольным и девонским отложениям некоторые поднятия сливаются, например, Сосновское — с Дерюжевским, Султангуловское — с Заглядинским, Калиновское — с Новостепановским, образуя Сосновско-Дерюжевское и Султангулово-Заглядинское, а также Калиновско-Новостепановское поднятия.

Все поднятия на поверхности сложены верхнепермскими отложениями. Размеры их небольшие: Ашировское  $6 \times 2,5$  км; Султангуловское, по оси осложненное тремя куполами,  $15,5 \times 3,5$  км, амплитуда 27 м; Заглядинское  $3,4 \times 1,7$  км, амплитуда 31 м; Бугурусланское, осложненное двумя куполами,  $2 \times 1$  км; Калиновское  $6 \times 4$  км; Аманакское  $7 \times 2$  км, амплитуда 30 м; Дерюжевское  $5 \times 2$  км; Сосновское, осложненное двумя куполами,  $4,5 \times 2,5$  км — южный,  $2,5 \times 1,5$  км — северный купола.

Промышленные скопления нефти и газа установлены в отложениях пермской системы, только нефти — в отложениях карбона и девона.

Южно-Большекинельская тектоническая зона (55) расположена юго-западнее Большекинельского вала. В рельефе она выражена значительно слабее и более погружена, чем Большекинельский вал. Локальные структуры, образованные ундуляцией оси, меньше по своим размерам, чем структуры Большекинельского вала. Среди них выделяются: Южно-Султангуловское, Лекаревское, Краснооктябрьское, Козловское, Башкатовское, Кирюшкинское и Яснополяское.

Краснооктябрьское поднятие только одно изучено глубоким бурением, вскрывшим отложения перми, карбона, девона и кристаллический фундамент. По пермским отложениям оно представляет собой купол размером  $4,5 \times 3$  км при амплитуде в 34 м.

Промышленные скопления нефти и газа приурочены к отложениям пермской системы.

В данном разделе не упомянуто о многих локальных структурах, приуроченных к основным тектоническим зонам поднятий описываемой впадины, так как по состоянию изученности они не могут быть объединены в тектонические зоны. Без сомнения, по мере углубления наших познаний о геологическом строении этой территории будут выявлены и новые зоны дислокаций.

## IX. АБДУЛИНСКАЯ ВПАДИНА

Впадина выделена в последние годы по геолого-геофизическим данным (Розанов, 1957; Годин, 1958 и др.). По этим данным она осложняет восточный склон платформы и является одной из самых глубоких внутри платформы, где кровля фундамента находится на отметках —4000—5000 м, а по мнению некоторых исследователей —6000 м и более. Впадина является продолжением Мелекесс-Ра-

даевской на востоке. Постепенно суживаясь и выполаживаясь к западу, она протягивается с близким к широтному простиранием, подчеркивая на севере контуры Татарского свода, а на юге — Оренбургского. В Бугурусланском административном районе часть впадины носит название Кинельского прогиба. Здесь фундамент, постепенно воздымаясь в западном направлении, залегает на глубинах 3000—3600 м. Особенностью впадины является выполнение ее отложениями бавлинской толщи, которые в пределах сводов отсутствуют.

Глубоким бурением впадина изучена очень слабо. Западная граница не установлена, поэтому отделить ее от Мелекесс-Радаевской весьма трудно. В связи с этим описание ее тектонических зон поднятий и анализ нефтегазоносности приводятся ниже совместно с Мелекесс-Радаевской впадиной.

## X. ПРЕДОНЕЦКИЙ ПРОГИБ

Единого мнения о строении территории между погребенным хребтом Карпинского и южным склоном Воронежского свода нет. А. Я. Дубинский (1951) предполагает, что между Русской и Скифской платформами имеется сочленение севернее хребта Карпинского. Согласно сейсмическим данным это сочленение двух платформ осложнено надвигом. Другие исследователи (А. В. Копелиович, И. Ю. Лапкин, Я. С. Эвентов) признают существование между склоном Воронежского свода и хребтом Карпинского герцинского прогиба. Вскрытие в Астраханской опорной скважине флишевидных образований (молассов) артинского яруса заставляет нас присоединиться к мнению о существовании Преддонецкого прогиба.

Описываемая территория представляет собой моноклинал, погружающуюся (3—4 м на 1 км) на юго-юго-восток и сложенную отложениями меловой и юрской систем. Прогиб фиксируется по нижележащим отложениям, представленным толщей пермо-триаса. Простирание его широтное, строение асимметричное; юго-западный борт крутой, северо-восточный — пологий. В юго-восточном направлении прогиб, по-видимому, открывается в Прикаспийскую впадину.

## XI. ПРИКАСПИЙСКАЯ ВПАДИНА

Примыкает к описываемой территории с юго-востока и представляет собой окраинную глубоко погруженную часть Русской платформы. Предполагается, что кристаллический фундамент в центральных ее частях залегает на глубинах 12—15 км, а породы артинского и сакмарского ярусов — на 7—10 км. Вдоль границы поднятой части Русской платформы и Прикаспийской впадины проходит гравитационная ступень, по мнению многих исследователей связанная с дизъюнктивными нарушениями или же с уступом в кристаллическом фундаменте и отложениях докунгурского палеозоя, а также и с фациальными замещениями галогенных осадков сульфатогенными в толще кунгурских образований. Вдоль гравитационной ступени в ряде районов отмечаются также сбросовые нарушения, в толще мезозойских и кайнозойских отложений. Такие нарушения

установлены: вдоль северного борта Прикаспийской впадины под наименованием Токаревского сброса — И. И. Кожевниковым и Волжского сброса у г. Волгограда — Г. А. Бражниковым.

Время заложения Прикаспийской впадины Н. С. Шатский (1955), М. М. Чарыгин, М. П. Казаков, Ю. М. Васильев и др. (1958) относят к рифею. Другие исследователи (Н. В. Неволин, 1958; Я. С. Эвентов, 1957) считают, что впадина была заложена в нижнепермскую эпоху.

Процесс прогибания Прикаспийской впадины, по-видимому, продолжается на протяжении всей геологической истории вплоть до четвертичного периода включительно. На протяжении отдельных отрезков геологического времени отмечались движения положительного знака: они имели место частично в верхнепермскую эпоху, в конце триасового периода и в начале мелового, в миоценовую и в начале плиоценовой эпох, несколько раз в течение четвертичного периода.

Большинством исследователей признано, что в пределах Прикаспийской впадины разрез докунгурских отложений представлен платформенными образованиями. Однако об условиях их залегания между отдельными исследователями нет единого мнения. В последнее время высказываются соображения о том, что докунгурское ложе образует ряд прогибов и поднятий, а в центральной части Прикаспийской впадины оно погружено на большую глубину. Н. А. Калинин и другими исследователями (1954) предполагается существование глубинных региональных разломов в палеозойских отложениях Прикаспийской впадины.

Широкое развитие галогенных толщ кунгурского возраста привело к образованию в пределах впадины большого числа соляных куполов с характерным для них строением поднятых и опущенных крыльев, большим количеством сбросовых нарушений и т. д. В междуречье Волги и Урала купола перекрыты мощным чехлом плиоценовых и послеплиоценовых отложений, образующих пологие структуры брахиантиклинальной формы.

Вдоль бортовых участков Прикаспийской впадины предполагается существование переходной зоны, в которой докунгурские отложения слагают пологие структуры, залегающие на глубине 2,5—3,5 км; лежащие выше соленосные и гипсоносные породы кунгура образуют многочисленные соляные антиклинали и мелкие складочки, которые проявляются в мезозойских отложениях.

С юга область развития соляных куполов ограничена складчатой структурой герцинского возраста, известной в последнее время под наименованием вала Карпинского.

## ХИ. ПРЕДУРАЛЬСКИЙ ПРОГИБ

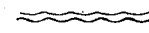
Предуральский краевой прогиб Русской платформы в пределах описываемой территории (Оренбургской области) изучен весьма слабо. Этот прогиб представляет собой узкую впадину, осложняющую

юго-восточный борт Русской платформы, почти меридионального простирания, проходящую вдоль восточного склона складчатого Урала. Прогиб заполнен красноцветными отложениями верхнего отдела и соленосными породами нижнего отдела пермской системы. В его погруженных частях развиты мезозойские отложения от триасовой системы до верхнего мела.

В процессе развития Предуральского краевого прогиба происходила его миграция с востока на запад, с геосинклинали на платформу, что фиксируется от более древних к более молодым отложениям, смещением зон максимальных мощностей с востока на запад. Западная граница прогиба для артинского века отмечается сменой осадков платформенного типа отложениями, свойственными крайним прогибам. Эта смена выражена на гравиметрических картах четкой гравиметрической ступенью.

Тектоническое строение описываемой части Предуральского прогиба довольно сложное. Восточный его склон более крутой и осложнен линейно вытянутыми складками. Степень дислоцированности пород, слагающих прогиб, убывает с востока на запад. Западный, платформенный склон прогиба дислоцирован значительно слабее, чем восточный. Для этого склона характерны локальные поднятия типов брахиантиклиналей, соляных куполов и мульд, а также широко развиты рифовые образования артинского яруса.

В соответствии со сделанным описанием современного структурного плана южных районов Волго-Уральской области ниже приводится анализ нефтегазонасности палеозойского комплекса пород и условий формирования нефтяных и газовых месторождений по основным структурным элементам (или их частям), выделяемым в области развития исследуемых отложений.



### ГЛАВА III

## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ВОСТОЧНОГО СКЛОНА ВОРОНЕЖСКОГО СВОДА

При анализе нефтегазоносности палеозойского осадочного комплекса пород восточного склона Воронежского свода в первую очередь целесообразно осветить условия залегания и распределение запасов нефти и газа. С этой целью в начале главы приводится описание продуктивных горизонтов в пределах основного структурного элемента — восточного склона Воронежского свода, а затем дается краткая характеристика распределения запасов нефти и газа по тектоническим зонам: Сиротинско-Арчединской, моноклиальной части склона Воронежского свода и Линевско-Бахметьевской. В последующем разделе приводится геохимическая характеристика нефти, газа и воды с акцентированием основного внимания на изменении свойств и составов нефтей, газов и пластовых вод как по разрезу на примере тех же тектонических зон и месторождений, так и по стратиграфическим комплексам пород в пределах тектонических зон.

На основании анализа условий залегания, распределения запасов и геохимической характеристики нефтей, газов и пластовых вод устанавливаются общие закономерности количественного и качественного распределения запасов нефти и газа, которые положены в основу следующего раздела условий формирования нефтяных и газовых залежей.

Указанная выше методика исследований в основном сохраняется при описании нефтегазоносности и условий формирования залежей нефти и газа всех основных структурных элементов южных районов Волго-Уральской области.

### УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В пределах восточного склона Воронежского свода выявлено 19 месторождений нефти и газа (рис. 3), содержащих 137 залежей, из них 22 нефтяных, 31 — газо-нефтяная и 76 — газовых (рис. 4; пласты

бобриковского, тульского и других продуктивных горизонтов по простиранию не всегда сопоставляются). Месторождения приурочены к четырем тектоническим элементам: Донскому и Медведиц-

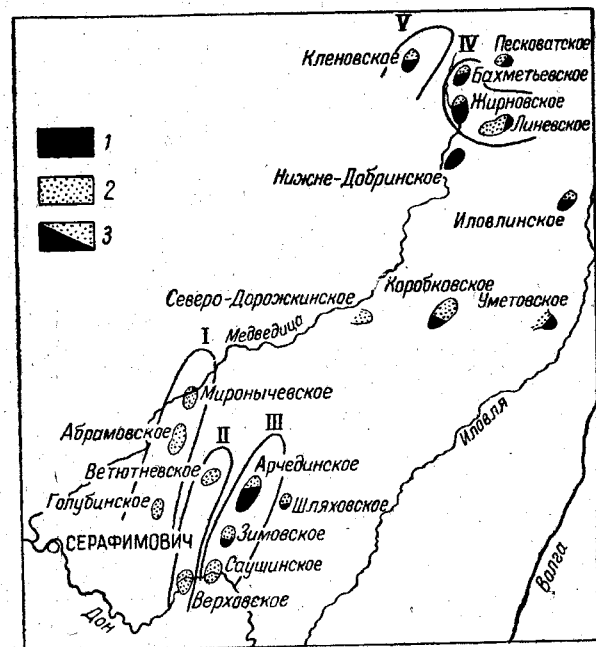


Рис. 3. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений восточного склона Воронежского свода.

I—V — тектонические зоны: I — Абрамовская; II — Верховская; III — Сиротинско-Арчединская; IV — Линевско-Бахметьевская; V — Кленовская; 1—3 — месторождения: 1 — нефтяные, 2 — газовые, 3 — газо-нефтяные.

кому горстообразным поднятиям, расположенному между ними моноклиальному склону Воронежского свода, и Терсинской седловине.

### Описание продуктивных горизонтов

Продуктивные горизонты содержатся почти во всем разрезе осадочного чехла от живетского яруса девонской системы до байосского яруса юрской системы. Однако промышленное значение отдельных горизонтов не равноценно.

### Юрская система

Байосский ярус ( $J_2$  bj). Продуктивность мезозойских отложений (залежи газа) установлена только на Коробковском месторождении в моноклиальной части восточного склона Воронежского свода.

Залежи

Зоны Месторождения	Абрамовск.		Верховская		Сиротинско-Арчединская		Моноклиальная часть				Линевско-Бахметьев.		Клеповское	В том числе:									
	Голубинское	Абрамовское	Миронычевское	Верховское	Ветвиновское	Саушкинское	Зимовское	Арчединское	Шляховское	Сев. Доржанинское	Коробковское	Доржанинское		Иловлинское	Уметовское	Линевское	Жирновское	Бахметьевское	Всего в продуктивных горизонтах	газ	нефть		
J ₂ b ₁																	3	3/1	-				
P																	1	1/1	-				
C ₂ k																	1	1/1	-				
C ₂ m																	33	33/1	-				
C ₂ b ₂																	16	9/3	3				
C ₂ b ₁																	11	7/1	1				
C ₁ n																	5	1/2	-				
C ₁ u																	5	3/1	2				
C ₁ r																	11	1/1	8				
C ₁ u b																	22	9/5	8				
C ₁ z																	5	1/1	4				
D ₃ fm z-e																	10	4/5	1				
D ₃ fr e-l																	5	7/2	3				
D ₃ fr u																	4	2/2	-				
D ₃ fr sm																	1	1/1	-				
D ₂ gu																	1	1/1	-				
Всего в месторожд.	2	2	2	11	5	13	10	15	9	1	12	1	9	4	5	13	13	4	6	137	74/22	31	
в том числе	газ	1	1	2	1	3	3	4	3	1	3	1	2	1	10	8	1	2	3	1	137	74/22	31
	нефть	1	1	9	4	10	11	11	6	0	9	0	7	3	4	3	3	1	3	3	0	0	0

Рис. 4. Распределение залежей нефти и газа по разрезу палеозойских отложений восточного склона Воронежского свода.

1 — коллекторы терригенные, 2 — коллекторы карбонатные; 3 — газопородные, 4 — нефтяные, 5 — газопородные; НИП — непромышленные залежи; * — кроме того, в Коробковском месторождении залежь охватывает отложения нижнебашкирского надъяруса, намюрского яруса и серпуховского надгоризонта.

Продуктивные пласты представлены песками и рыхлыми песчаниками.

Коллекторы образуют четыре прослоя, залегающих среди глин и обладающих высокими коллекторскими свойствами: эффективной мощностью 3—14 м, пористостью 24—38% и проницаемостью 1440—2850 мд. Всего на Коробковском месторождении имеются три самостоятельные залежи на глубине 200—250 м. Опробована одна залежь.

Залежи газовые, с небольшими запасами. Начальные дебиты скважин при испытании составляли от 77 до 188 тыс. м³/сутки.

Продуктивность байосского яруса, как и мезозоя в целом в пределах Нижнего Поволжья, изучена слабо.

### Пермская система

Продуктивность пермских отложений почти не изучена. В процессе бурения отмечены газо- и нефтепроявления, на Иловлинском и Уметовском месторождениях, приуроченные к погруженной части восточного склона Воронежского свода. При опробовании этих отложений получены фонтаны газа. Залежь содержится в толще трещиноватых, пористых и кавернозных известняков артинского возраста. К западу пермские отложения быстро выклиниваются и трансгрессивно перекрываются образованиями мезозоя.

### Каменноугольная система

Продуктивные горизонты установлены во всех отделах каменноугольной системы.

#### Верхний отдел

Верхний отдел каменноугольной системы сложен карбонатными породами, которые на разведанных площадях в большинстве случаев размыты. Продуктивность их установлена только на Коробковском месторождении, где разведана небольшая по запасам залежь газа. Средняя эффективная пористость коллектора 3%, начальный дебит при испытании скважин составляет 64,3 тыс. м³/сутки.

#### Средний отдел

В московском ярусе продуктивны отложения каширского и верейского горизонтов. В башкирском ярусе продуктивны оба подъяруса.

Каширский горизонт (C₂m k) представлен карбонатными породами с прослоями глин. На юге, в Волгоградской области, количество и мощность глинистых прослоев увеличивается и появляются прослой песчаников. Мощность последних увеличивается с северо-востока на юго-запад от 180—189 м на Бахметьевском месторождении до 227—240 м на Арчединском.

В каширском горизонте установлены только газовые залежи. Газонасыщение приурочено к прослоям песчаников, обладающих пористостью 21,6—38,5% и проницаемостью от 11 до 44,5 мд (Миронычевское месторождение). Свободные дебиты равны 485 тыс. м³/сутки. Промышленные скопления газа установлены на Миронычевском и Арчединском, непромышленные — на Зимовском (в карбонатных коллекторах) месторождениях. Кроме того,

значительные газопроявления отмечены на Арчединском, Верховском и Коробковском месторождениях.

Отложения каширского горизонта следует в дальнейшем изучать и опробовать в глубоких разведочных скважинах, причем в первую очередь на площадях к югу от Линево-Бахметьевских поднятий.

Верейский горизонт ( $C_2mvr$ ) сложен терригенно-карбонатными породами — глинами с прослоями песчаников и известняков. Мощность закономерно возрастает с севера на юг — со 130—140 м на Бахметьевском месторождении до 189—221 м на Саушинском и Верховском. В том же направлении возрастают количество и мощность прослоев песчаников и улучшаются их коллекторские свойства, эффективная мощность — от 1,5 до 13,1 м, пористость — от 6 до 20%, проницаемость — от 1 до 170 мд.

В отложениях горизонта установлено 33 залежи на 10 месторождениях. Наибольшее количество залежей выявлено в пределах Донского горстообразного поднятия (30). Все залежи газовые; по классификации И. О. Брода — залежи пластовые сводовые, некоторые из них, например, залежи VII пласта Ветютневского месторождения и IV и X пластов Верховского, частично литологически экранированные.

Вернебашкирский подъярус ( $C_2b_2$ ) сложен глинами с прослоями песчаников. Мощность толщи подъяруса на всей территории восточного склона Воронежского свода относительно выдерживается в пределах 53—65 м. Коллекторами являются два пласта песчаников в средней части разреза подъяруса. Коллекторские свойства песчаников непостоянны, эффективная мощность их 1,5—12,5 м, пористость 11—23% и проницаемость 5—290 мд. Начальные дебиты скважин колеблются в пределах 6—934 тыс. м³/сутки.

К отложениям подъяруса приурочено 12 месторождений с 16 залежами нефти и газа.

По типу залежи пластовые сводовые, встречаются, например, на Ветютневском месторождении частично литологически экранированные.

Нижебашкирский подъярус ( $C_2b_1$ ) сложен известняками органогенно-обломочными, оолитовыми и псевдооолитовыми. Поверхность известняков размыта. Коллекторские свойства их в значительной мере зависят от степени эрозии, которой они подверглись. Мощность отложений колеблется от 29 м на Арчединском месторождении до 32—44 м на Коробковском.

Коллекторами являются пористые кавернозные и трещиноватые известняки с эффективной мощностью 5—10 м, пористостью 1—31%, проницаемостью 5—2000 мд. Начальные дебиты колеблются от 1,35 до 840 тыс. м³/сутки газа и 0,3—2,7 т/сутки нефти.

К нижебашкирскому подъярису приурочено 11 месторождений, содержащих такое же количество залежей нефти и газа. Залежи по типу — пластовые, сводовые и массивные.

На некоторых месторождениях, например на Коробковском, отложения нижебашкирского подъяруса образуют единый резервуар с нижележащими карбонатными образованиями намюрского яруса, серпуховского и окского надгоризонтов.

#### Нижний отдел

В нижнекаменноугольных отложениях залежи нефти и газа установлены в намюрском ярусе, серпуховском и окском надгоризонтах, алексинском, тульском и бобриковском горизонтах визейского яруса и турнейском ярусе.

Намюрский ярус ( $C_1n$ ) сложен известняками органогенными, оолитовыми, размытыми и выветрелыми в верхней части разреза. Коллекторские свойства в значительной мере зависят от степени эрозии, которой подверглись породы в предбашкирское время. Мощность отложений колеблется от 40—55 м на Бахметьевском месторождении до 26 м на Арчединском. Коллекторами являются известняки трещиноватые, кавернозные или пористые (оолитовые разности), обладающие в среднем низкими коллекторскими свойствами; на отдельных площадях коллекторские свойства пород сильно колеблются: их эффективная мощность 9—17 м, пористость 5—13%, проницаемость до 100 мд. Начальные дебиты изменились в пределах 55—226 тыс. м³/сутки газа и 15—50 т/сутки нефти. Отложения намюрского яруса продуктивны на 5 месторождениях*, содержащих 5 залежей.

Залежи намюрского яруса могут быть отнесены к пластовым сводовым, плавающим и к массивным.

Серпуховский надгоризонт ( $C_1vsr$ ) сложен известняками, в верхней части трещиноватыми и кавернозными в результате эрозии, которой они подверглись во время преднамюрского перерыва в осадконакоплении. Мощность отложений 170—190 м. Промышленные скопления газа установлены только на Коробковском месторождении, где залежь с общим режимом охватывает также нижебашкирский подъярус и намюрский ярус. На Иловлинском месторождении в процессе бурения установлены нефте- и газопроявления.

Окский надгоризонт ( $C_1vok$ ) в верхней, большей части, в которой выделяются веневский и михайловские горизонты, сложен известняками, а в нижней, меньшей, соответствующей алексинскому горизонту, — терригенно-карбонатными породами.

Веневский и михайловский горизонты** повсеместно выражены карбонатными породами, главным образом известняками. Мощность

* На Коробковском месторождении залежь газа в намюрском ярусе объединена общим контуром и режимом с залежами нижебашкирского яруса и серпуховского и окского надгоризонтов, они составляют единую залежь, которая на рис. 7 учтена по нижебашкирскому ярусу.

** Так как в веневском и михайловском горизонтах ни на одной из площадей восточного склона Воронежского свода самостоятельных залежей не обнаружено, на рис. 7 эти горизонты не показаны.

пород меняется от 120 м на Бахметьевском месторождении до 150 м на Арчединском. Коллекторские свойства отложений изучены весьма слабо. Газоносность их установлена только в пределах Коробковского месторождения, где верхняя часть разреза веневского горизонта, совместно с серпуховским надгоризонтом, намюрским ярусом и нижнебашкирским подъярусом образуют единый резервуар и содержат единую газовую залежь массивного типа.

Алексинский горизонт ( $C_{1v al}$ ) сложен известняками с прослоями глин и песчаников. Мощность горизонта 55—85 м. Коллекторами газа и нефти являются прослой песчаника. Песчаники мелко- и тонкозернистые, глинистые, непостоянные по литологическому составу и мощности, в результате чего большая часть залежей горизонта литологически экранированные.

В северной части восточного склона Воронежского свода, в пределах Медведицкого горстообразного поднятия и Иловлинского месторождения прослой песчаников имеют максимальное развитие с числом до четырех.

На Иловлинском месторождении одна газо-нефтяная залежь приурочена к нижнему прослою известняков в подошве алексинского горизонта, а на Жирновском — к прослою известняка в кровле горизонта.

Продуктивность отложений алексинского горизонта установлена на 3 месторождениях, содержащих 5 залежей нефти и газа.

По типу залежи относятся к пластовым, сводовым и частично литологически экранированным.

Тулеский горизонт ( $C_{1v tl}$ ) представлен глинами с прослоями известняков. В районе Медведицкого горстообразного поднятия и прилегающих к нему площадей в горизонте развиты прослой песчаников с числом на границе Волгоградской и Саратовской областей до четырех.

Коллекторами нефти и газа являются прослой песчаников, вследствие чего отложения горизонта продуктивны только в пределах северной половины восточного склона Воронежского свода. Мощность горизонта увеличивается с юга на север, с 36 м на Арчединском месторождении до 94 м на Кленовском. Увеличение мощности отложений происходит главным образом за счет песчаных прослоев.

Прослой песчаников не постоянны, по простиранию выклиниваются и замещаются плотными алевролитами и глинами; пористость песчаников колеблется в пределах 10—20%, проницаемость от 0 до 5778 мд, причем коллекторские свойства улучшаются с юга на север.

Промышленные залежи нефти и газа выявлены на 5 месторождениях, к которым приурочены 10 залежей, в том числе 1 газовая, 1 нефтяная и 8 газо-нефтяных.

Подавляющее большинство залежей газа по типу пластовые, литологически экранированные.

Бобриковский горизонт ( $C_{1v b}$ ) представлен глинами, алевролитами и песчаниками. Глины черные, переполнены обуглившимися растительными остатками. Прослой песчаников не постоянны по мощности и литологическому составу, выклиниваются по простиранию или замещаются плотными алевролитами и глинами. Количество и мощность песчаников увеличивается с юга на север, в этом же направлении улучшаются их коллекторские свойства. Мощность горизонта также увеличивается с юга на север, с 17 м на Арчединском месторождении до 42 м на Кленовском. Песчаники обладают непостоянными физическими свойствами: средняя пористость 20%, проницаемость от 30 до 2500 мд.

Промышленные скопления нефти и газа установлены на 13 месторождениях, к которым приурочено 22 залежи (9 газовых, 5 нефтяных, 8 газо-нефтяных).

По типу залежи, как правило, пластовые, литологически экранированные, но встречаются и пластовые сводовые.

Турнейский ярус ( $C_{1t}$ ) представлен тремя горизонтами: черепетским ( $C_{1t ch}$ ), упинским ( $C_{1t up}$ ) и малевским ( $C_{1t ml}$ ), сложенными карбонатными породами, в верхнем и нижнем горизонтах с тонкими прослоями глин. Общая мощность разреза 100—126 м. Упинский горизонт слагают плотные, непроницаемые породы, а в черепетском и малевском встречаются пористые или трещиноватые разности, служащие коллекторами газа и нефти.

Черепетский горизонт на большинстве площадей содержит три пласта — А, В и В; верхний и нижний слагают пористые и трещиноватые породы, средний — В — более плотные. По-видимому, породы пласта В не абсолютно непроницаемые, так как обычно пласты А и В находятся под общим гидродинамическим режимом и составляют единые залежи. Верх пласта А частично размыт и эродирован и коллекторские свойства его в значительной мере зависят от степени эрозии. От вышележащих коллекторов отложения турнейского яруса отделены пачкой углистых глин, залегающих в подошве бобриковского горизонта. Местами эта пачка отсутствует и коллекторы бобриковского горизонта ложатся непосредственно на отложения черепетского горизонта и в таких случаях образуют единую залежь (Арчединское месторождение).

Коллекторские свойства пород турнейского яруса непостоянны, в результате чего нефте- и газонасыщенность их развита неравномерно. Наряду с площадями, заключающими в своих недрах довольно богатые по запасам залежи нефти и газа, известны площади с непромышленными запасами или только с признаками нефтегазоносности.

Промышленные скопления газа установлены на 5 площадях, к которым приурочено 5 залежей (1 нефтяная и 4 газо-нефтяных).

Пористость продуктивных горизонтов турнейского яруса 5—13%, проницаемость 1—164 мд. Начальные дебиты газа до 1 тыс. м³/сутки, нефти — от незначительных притоков до 40 т/сутки.



## Девонская система

Продуктивные горизонты девонской системы изучены значительно слабее, чем каменноугольной. Эти образования вскрыты не на всех площадях рассматриваемой территории, и до сих пор соотношение структурных планов по отложениям девонской и каменноугольной систем неясно. Недостаточная изученность соотношений структурных планов девонских и вышележащих отложений не дает уверенность в том, что скважины с отрицательными результатами, полученными при опробовании, расположены в благоприятных условиях. Эти замечания относятся в первую очередь к отложениям нижнефранского подъяруса и живетского яруса:

Промышленные скопления нефти и газа установлены в задонско-елецком, евлановско-ливенском и воронежском горизонтах верхнего девона и живетском ярусе среднего девона.

Задонско-елецкий горизонт ( $D_3fm z-e$ ) в пределах большей части восточного склона Воронежского свода сложен карбонатными образованиями с подчиненными прослоями глин; в пределах Донского горстообразного поднятия литологический состав горизонта меняется в сторону обогащения разреза терригенными породами — глинами и песчаниками. Общая мощность отложений горизонта колеблется от 170 до 300 м, максимума мощности они достигают на Коробковском месторождении.

Продуктивными являются прослой песчаников, залегающие в кровле и подошве задонско-елецкого горизонта.

Эффективная пористость коллекторов на Арчединском месторождении 13,5—16%. При испытании были получены притоки нефти дебитом 25—96 *т/сутки*. Залежь вскрыта на глубине в среднем 1410 м. Горизонт изучен недостаточно.

Промышленные скопления установлены на 4 месторождениях в 10 залежах (4 газовых, 5 нефтяных и 1 газо-нефтяная).

Евлановско-ливенский горизонт ( $D_3fr e-l$ ) в северной части восточного склона Воронежского свода представлен известняками глинистыми, доломитизированными, а в южной части — известняками с прослоями аргиллитов. На Арчединском месторождении в подошве горизонта залегают прослой песчаника. Мощность горизонта изменяется от 87 м на Бахметьевском месторождении до 23—59 м на Саушинском.

Коллекторы нефти и газа на Арчединском месторождении — песчаники с эффективной пористостью 12%, а эффективной мощностью 4 м. На северных площадях описываемый горизонт продуктивен на Жирновском, Бахметьевском и Кленовском месторождениях. Здесь коллекторами являются известняки, с эффективной пористостью 2—11%, средней проницаемостью 30 *мд* и эффективной мощностью 5—20 м. Залежи по типу пластовые сводовые.

Воронежский горизонт ( $D_3fr v$ ) в северной части восточного склона Воронежского свода представлен известняками глинистыми с прослоями аргиллитов, на юге — чередованием известня-

ков, аргиллитов и песчаников. Мощность горизонта колеблется от 75 до 200 м.

Залежи нефти и газа выявлены на Бахметьевском и Кленовском месторождениях, где промышленные скопления приурочены к карбонатным коллекторам с пористостью 5—11%.

Живетский ярус ( $D_2gv$ ). Скопления нефти в живетском ярусе установлены только на Кленовском месторождении, где в 1961 г. выявлена газовая шапка.

Продуктивным является прослой песчаника, залегающего в толще аргиллитов староскольского горизонта ( $D_2gv so$ ). Продуктивный пласт сопоставляется с пластом  $D_{IV}$ , вскрытым на территории Саратовской административной области. Коллекторские свойства пласта и условия залегания нефти не изучены.

### Распределение запасов нефти и газа по тектоническим зонам

В области Сиротинско-Арчединской тектонической зоны разведаны Саушинское, Зимовское и Арчединское поднятия, на которых установлено 35 промышленных залежей нефти и газа. Залежи приурочены к отложениям московского и башкирского ярусов среднего отдела каменноугольной системы; бобриковского горизонта визейского яруса и черепетского горизонта турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы; задонско-елецкого горизонта фаменского и евлановско-ливенского горизонта франского ярусов верхнего отдела девонской системы. Промышленная газоносность каширского горизонта московского яруса установлена только на Зимовском месторождении. На остальных месторождениях зоны нефтегазоносность в отложениях стратиграфически выше верейского горизонта не выявлена.

В пределах отложений верейского и задонско-елецкого горизонтов отмечается резкое увеличение количества продуктивных пластов с севера на юг, в направлении к Преддонецкому прогибу — от Арчединского месторождения к Саушинскому. Промышленная нефтегазоносность верейского и бобриковского горизонтов прослеживается по всем трем месторождениям.

Распределение запасов по стратиграфическому разрезу, месторождениям и типам коллекторов показано на рис. 5*. Из рисунка видно, что преобладающий тип коллекторов — терригенный. По продуктивной части разреза основные запасы газа связаны с его верхней частью (верейский горизонт и верхнебашкирский подъярус), а нефти — с нижней частью (задонско-елецкий и бобриковский горизонты). В сумме по максимальным запасам флюидов отчетливо выделяются задонско-елецкий, бобриковский и верейский горизонты. Наиболее приподнятая Арчединская структура содержит макси-

* При сопоставлении запасов нефти и газа условно принята 1000 м³ газа равной 1 т нефти.

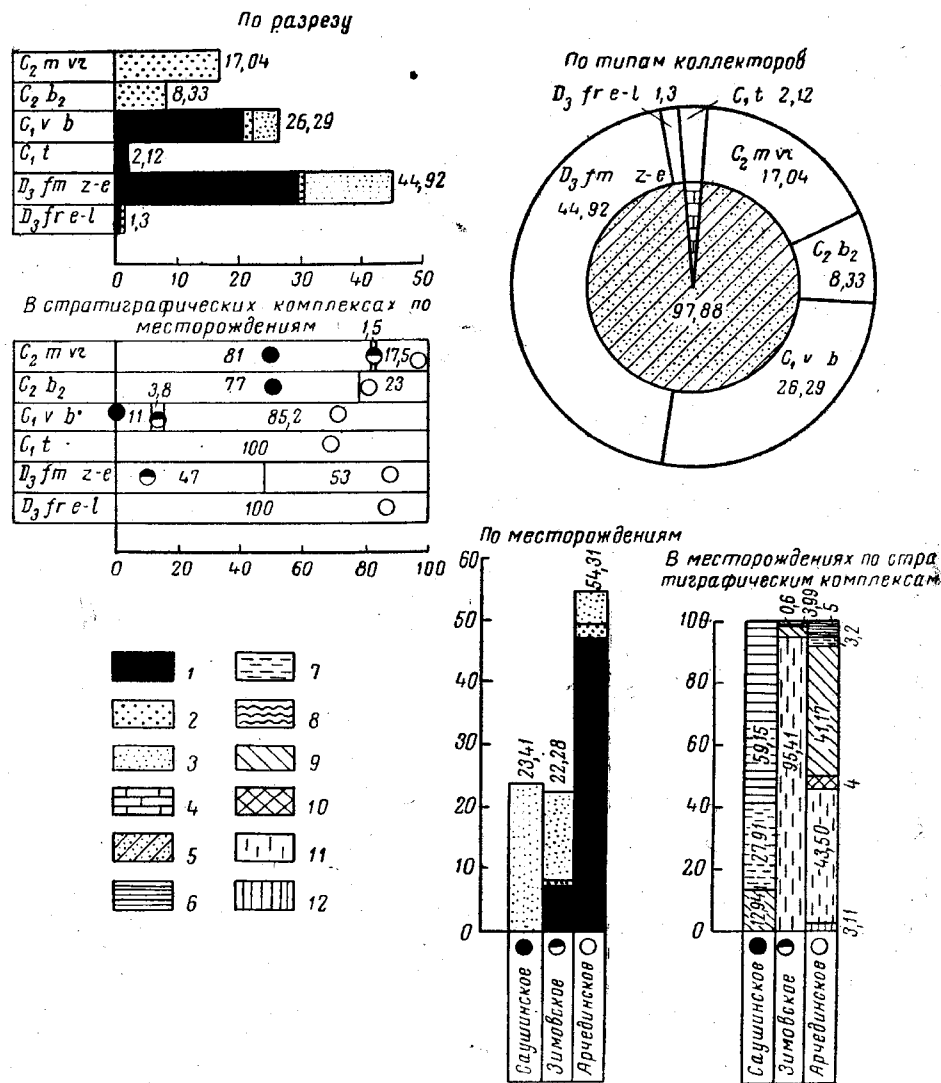


Рис. 5. Распределение запасов нефти и газа в Сиротинско-Арчединской тектонической зоне (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6 — верейский горизонт; 7 — верхнебашкирский подъярус; 8 — нижнебашкирский подъярус; 9 — бобриковский горизонт; 10 — турнейский ярус; 11 — заводско-елецкий горизонт; 12 — евлановско-ливенский горизонт. К отложениям  $C_2 m vz$  и  $C_2 b_2$  приурочен свободный газ.

малое количество запасов, преимущественно нефти. В Зимовском месторождении, расположенном тектонически ниже Арчединского, запасы газа преобладают над запасами нефти, а в Саушинском установлены только запасы газа. Наибольшее распространение имеют пластовые сводовые залежи.

Нами рассмотрено также распределение запасов нефти и газа в пределах Абрамовской и Верховской тектонических зон, на которых выявлены только запасы газа, а также на Шляховском локальном поднятии — газовые и газо-нефтяные залежи. В Абрамовской тектонической зоне основные запасы сосредоточены в отложениях нижнебашкирского подъяруса, а в Верховской зоне — в отложениях верейского горизонта.

Наибольшее количество запасов газа в Абрамовской тектонической зоне сосредоточено на Абрамовском месторождении, находящемся гипсометрически выше других, а в Верховской тектонической зоне, наоборот, — в наиболее опущенном — Верховском месторождении.

Моноклиальная часть восточного склона Воронежского свода изучена не так детально, как Донское горстообразное поднятие, и в его пределах мы не можем сгруппировать локальные поднятия по тектоническим зонам. Поэтому характеристика распределения залежей нефти и газа приводится совместно для всех месторождений данной части описываемой территории (рис. 6).

Максимальные отметки кровли бобриковского горизонта на месторождениях следующие: на Коробковском — 1485 м; на Северодорожинском близко к Коробковскому; на Нижнедобринском — 1446 м; на Иловлинском — 1599 м, на Уметовском — 2270 м.

Промышленная нефтегазоносность установлена по всему разрезу каменноугольных отложений и локально приурочена к байосскому ярусу юрской системы (Коробковское месторождение) и к нижней перми (Уметовское месторождение); в разрезе девонских отложений, изученных весьма слабо, отмечены только признаки нефтегазоносности.

Нефтегазоносность бобриковского горизонта установлена на четырех месторождениях; нижнебашкирского подъяруса — на трех; верхнебашкирского подъяруса, алексинского, тульского горизонтов и турнейского яруса — на двух месторождениях.

Подсчитаны запасы нефти и газа на двух месторождениях: Коробковском и Иловлинском.

Распределение запасов нефти и газа по стратиграфическому разрезу, месторождениям и типам коллекторов приведено на рис. 6. Из рисунка видно, что основные запасы приурочены к двум стратиграфическим комплексам: свободного газа — к карбонатной толще среднего и нижнего карбона, которые на Коробковском месторождении образуют единый резервуар; нефти — к терригенным отложениям бобриковского горизонта. Нижняя часть разреза каменноугольных отложений от турнейского яруса до алексинского горизонта содержит только залежи нефти.

Промышленные запасы нефти и газа почти поровну распределены между терригенными и карбонатными коллекторами. Наибольшее

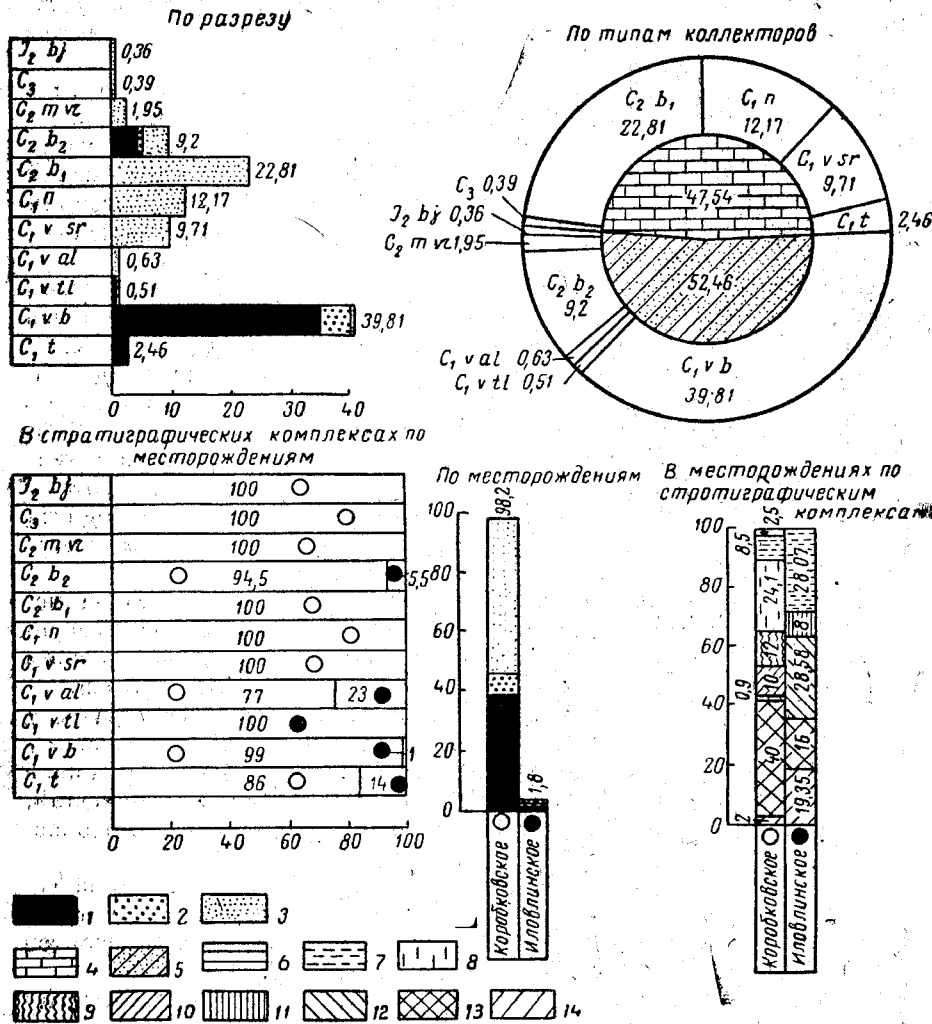


Рис. 6. Распределение запасов нефти и газа в моноклиальной части восточного склона Воронежского свода (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6 — верейский горизонт; 7 — верхнебашкирский подъярус; 8 — нижнебашкирский подъярус; 9 — намурский ярус; 10 — серпуховский надгоризонт; 11 — алексинский горизонт; 12 — тульский горизонт; 13 — бобринский горизонт; 14 — тульский горизонт; * — байосский ярус и верхний карбон.

распространение имеют залежи типа пластовых сводовых. Подавляющая часть запасов нефти и газа сосредоточена в относительно гипсо-метрически приподнятом Коробковском месторождении.

В пределах Линевско-Бахметьевской тектонической зоны установлено три разрабатывающихся месторождения — Линевское, Жирновское и Бахметьевское; на Линевском преобладает газ, а на Жирновском и Бахметьевском — нефть.

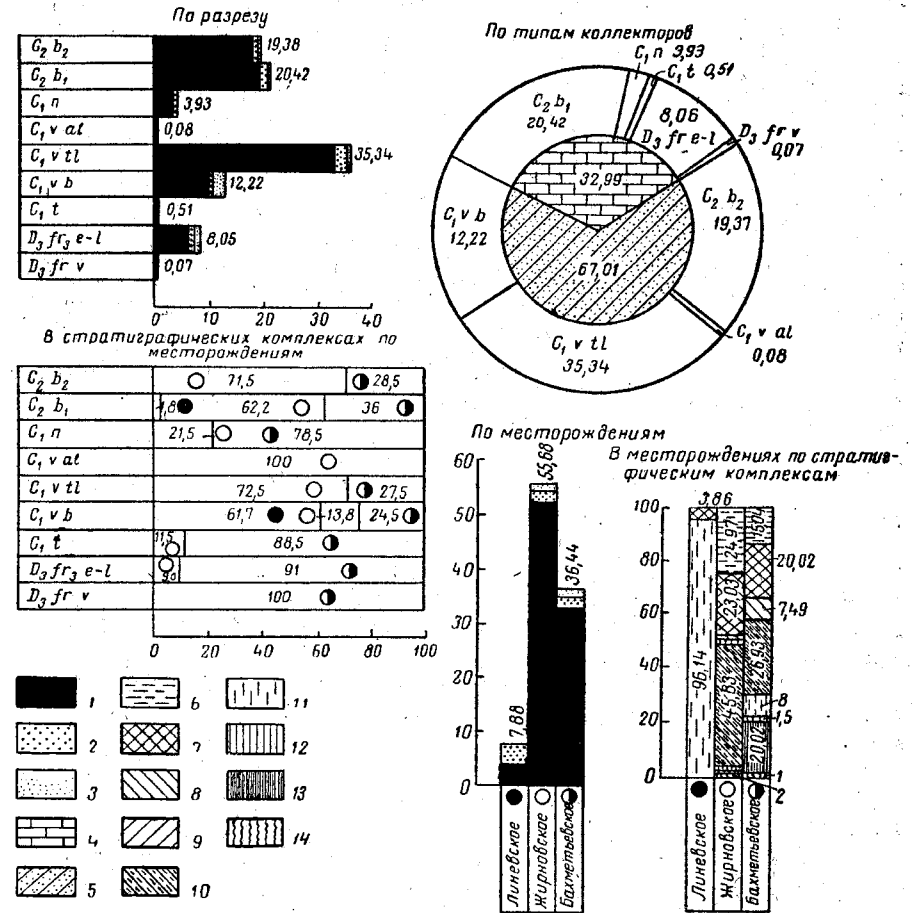


Рис. 7. Распределение запасов нефти и газа в Линевско-Бахметьевской тектонической зоне (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6 — верейский горизонт; 7 — верхнебашкирский подъярус; 8 — нижнебашкирский подъярус; 9 — намурский ярус; 10 — серпуховский надгоризонт; 11 — алексинский горизонт; 12 — тульский горизонт; 13 — бобринский горизонт; 14 — тульский горизонт; * — байосский ярус и верхний карбон.

Распределение в зоне запасов нефти и газа показано на рис. 7. Продуктивными комплексами являются: отложения верейского горизонта, верхне- и нижнебашкирского подъярусов среднего отдела каменноугольной системы; намурского яруса, алексинского гори-

зонта, яснополянского надгоризонта и турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы; евлановско-ливленского горизонта франского яруса верхнего отдела девонской системы.

Промышленная нефтегазоносность не наблюдается выше верейского и ниже воронежского горизонтов.

Нефтегазоносность башкирского яруса и бобриковского горизонта установлена на всех трех месторождениях зоны; тульского горизонта — на двух месторождениях; верейского горизонта, намюрского и турнейского ярусов и евлановско-ливленского горизонта — на двух месторождениях. Нефтеносность алексинского и воронежского горизонтов установлена локально соответственно на Жирновском и на Бахметьевском месторождениях.

Следует отметить, что отложения верейского горизонта в пределах зоны представлены в основном в глинистой фации, а верхнебашкирского подъяруса, тульского и бобриковского горизонтов — в песчано-глинистой фации. Поэтому в отложениях верейского горизонта установлены только 2 залежи газа, весьма незначительные по запасам; в верхнебашкирском подъярусе — 2 нефтяные, 2 газо-нефтяные и 2 газовые; в отложениях тульского горизонта — 6 газо-нефтяных; в бобриковском горизонте — тоже 6 газо-нефтяных залежей.

Максимальная продуктивность верхней части разреза зоны приурочена к отложениям башкирского яруса; средней части разреза — к отложениям тульского горизонта и убывает как вверх, так и вниз по разрезу нижнего карбона. В нижней части разреза наиболее продуктивен евлановско-ливленский горизонт верхнего девона, причем продуктивность его снижается вниз по разрезу. Преобладающий тип коллектора — терригенный.

Тектонически максимальные запасы приурочены к относительно гипсометрически приподнятому Жирновскому месторождению; в относительно погруженном Ливенском месторождении газовые залежи преобладают над нефтяными.

Наибольшее распространение в продуктивных горизонтах среднего карбона имеют пластовые сводовые залежи, а в отложениях нижнего карбона — пластовые литологически экранированные.

### ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ, ГАЗОВ И ПЛАСТОВЫХ ВОД

При анализе геохимической характеристики нефтей, газов и пластовых вод важно проследить изменения основных параметров углеводородов по разрезу наиболее изученных и имеющих широкий диапазон нефтегазоносности месторождений и по стратиграфическим комплексам в тектонических зонах. Этот анализ мы производили только по тем стратиграфическим комплексам, продуктивность которых установлена на ряде месторождений тектонической зоны. Такой принцип геохимического анализа сохраняется при описании всех основных структурных элементов исследованной территории.

### Изменение свойств нефтей, газов и пластовых вод по разрезам месторождений

Изменение свойств нефтей и газов прослежено по разрезу месторождений трех тектонических зон восточного склона Воронежского свода и приводится в качестве примера по наиболее типичным Арчединскому, Коробковскому и Жирновскому месторождениям.

В ряде случаев мы не располагали геохимической характеристикой нефтей и газов из некоторых залежей и месторождений, открытых за последнее время.

Изменение свойств флюидов по разрезу Арчединского месторождения показано на рис. 8. Как видно из рисунка, это изменение происходит относительно закономерно. Вниз по разрезу удельный вес, сернистость и смолистость нефтей уменьшается; содержание масел и парафиновых углеводородов, наоборот, увеличивается; растворимые газы становятся более жирными.

Пластовые воды Арчединского месторождения (так же как и воды остальных месторождений Донского горстообразного поднятия) подразделяются на две основные группы (см. рис. 8): пластовые воды верхней части разреза (верхние воды), до терригенной толщи среднего карбона опреснены, что объясняется гидрогеологической раскрытостью этих отложений. Начиная с отложений верейского горизонта воды становятся высокоминерализованными — рассолами.

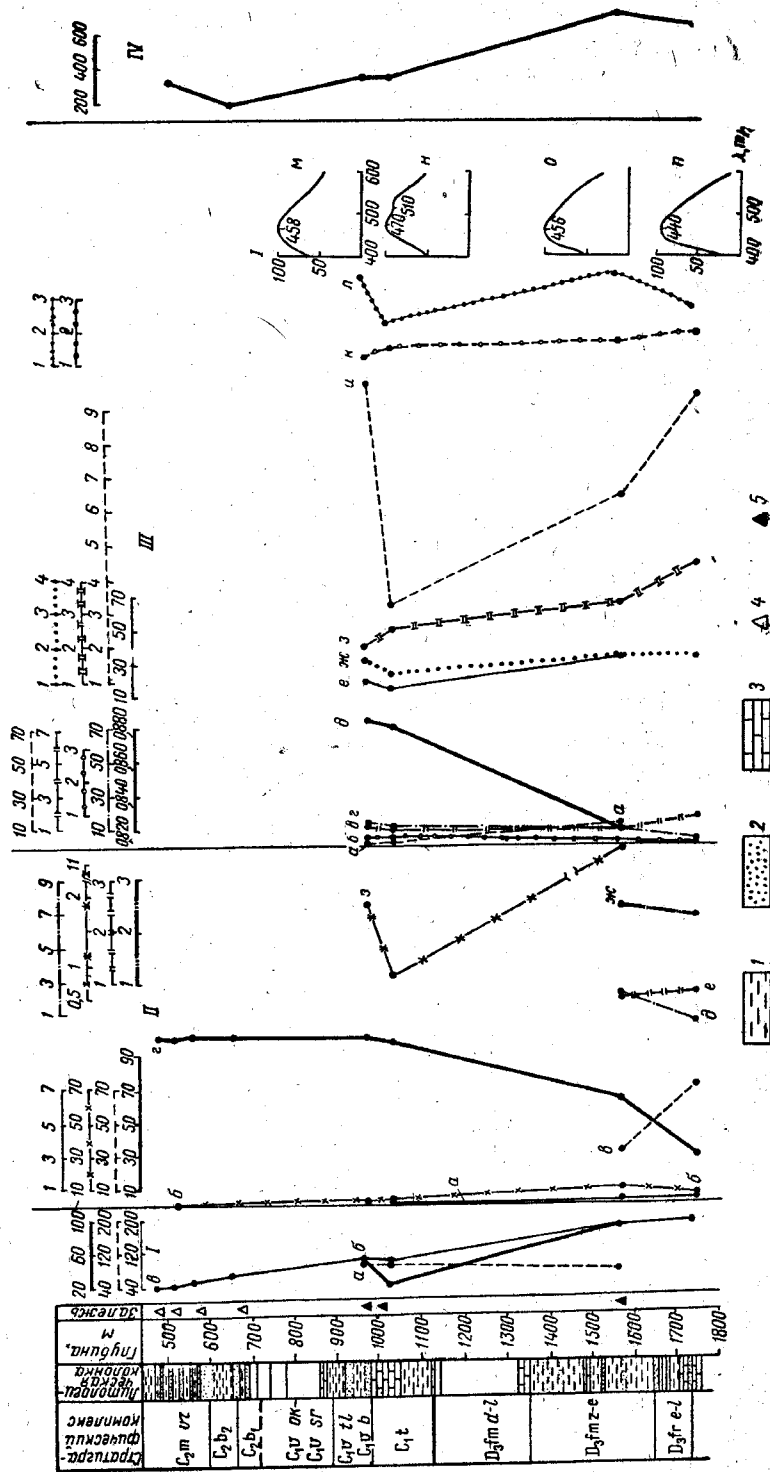
В нижней части разреза, которой присущи рассолы, в свою очередь можно выделить ряд водоносных толщ со специфическими чертами минерализации:

- 1) терригенная толща девона обладает водами с высокой степенью минерализации (до 19 г на 100 г воды), увеличивающейся с глубиной;
- 2) карбонатно-терригенные толщи нижнего карбона по составу минерализации вод идентичны первой толще, но степень минерализации их ниже (до 15 г на 100 г);
- 3) терригенная толща нижнего карбона содержит воды в меньшей мере минерализованные, но идентичные по солевому составу водам залегающих ниже толщ;
- 4) карбонатная толща нижнего и среднего карбона содержит еще менее минерализованные воды;
- 5) терригенная толща среднего карбона обладает наименее минерализованными водами.

Воды верхней группы (опресненные) относят к смешанному типу, нижней группы — к хлоркальциевому типу (Файгельсон И. Б., 1960; Кротова В. А., 1960; Зерчанинов И. К., 1960; Зингер А. С., 1960 и др.).

Заканчивая рассмотрение геохимической характеристики нефтей, газов и пластовых вод месторождений Донского горстообразного поднятия, можно сделать следующие выводы.

1. Свойства нефтей и газов по разрезу четко и закономерно изменяются. С увеличением возраста вмещающих нефти и газы пород



уменьшаются удельный вес нефтей, их смолистость, сернистость, увеличивается количество масел в нефтях и содержание парафиновых углеводородов. В растворенных газах в этом же направлении уменьшается количество метана и увеличивается содержание более тяжелых углеводородов.

2. Разница в составе свободного газа залежей ниже- и среднекаменноугольных отложений незначительная. Процент содержания метана меняется в пределах 99,5—100%. Однако по содержанию гелия наблюдается определенное различие их составов.

3. Нефти из девонских и каменноугольных отложений и растворенные в них газы различаются по химическому составу.

4. Пластовые воды разделяются на две основные группы. Верхние воды (до терригенной толщи среднего карбона) относятся к группе смешанных, опресненных, нижние — к рассолам типа хлоркальциевых. Степень минерализации рассолов возрастает с глубиной залегания пластовых вод.

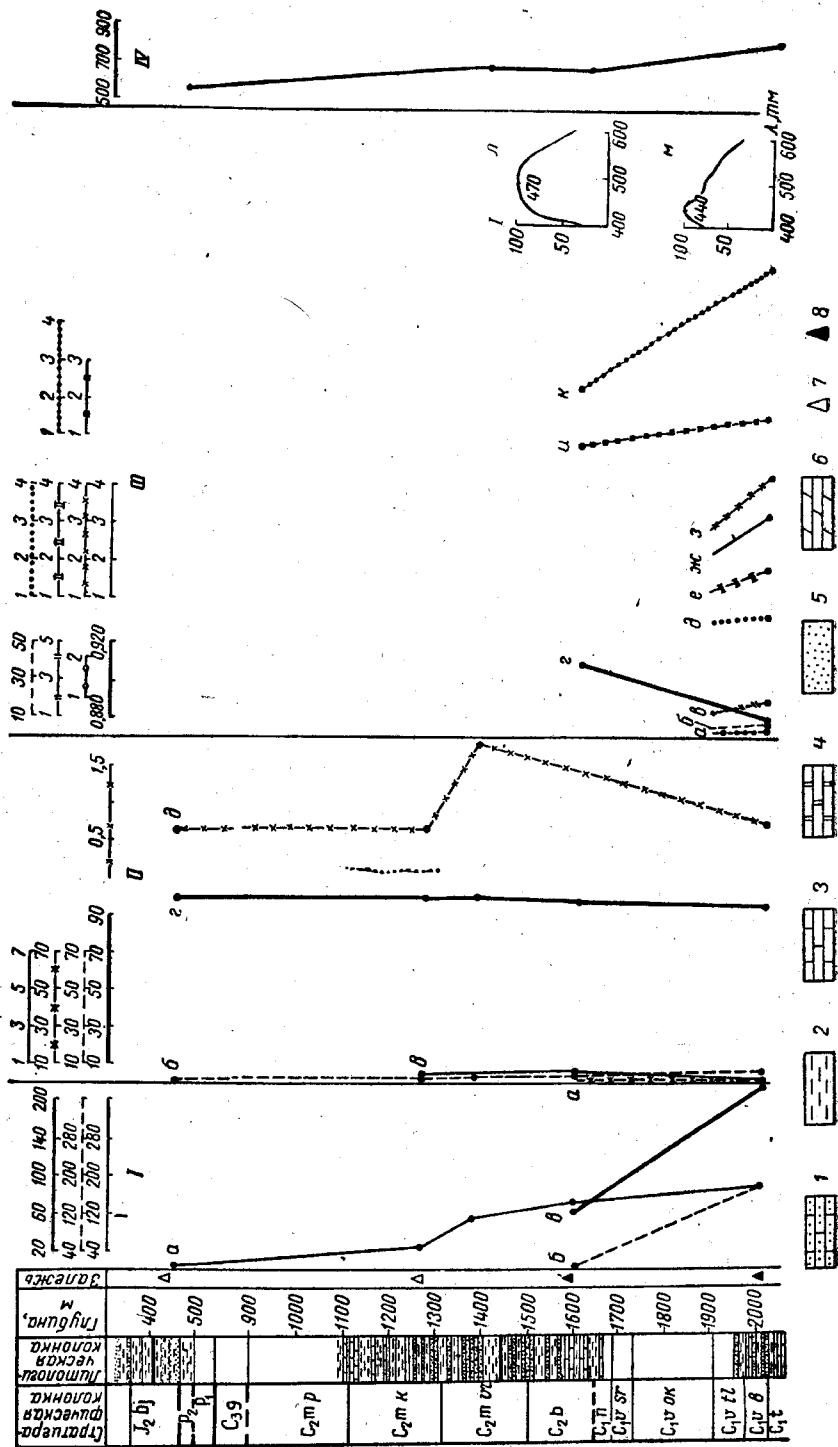
Изменение свойств нефтей, газов и вод по разрезу К о р о б к о в с к о г о м е с т о р о ж д е н и я показано на рис. 9. Нефти и газы каменноугольных отложений этого месторождения неодинаковы по составу.

С увеличением возраста вмещающих пород нефти становятся более легкими и увеличивается степень жирности растворенных и свободных газов. Однако изменение свойств нефтей имеет не постепенный, а скачкообразный характер: нефти нижнекаменноугольных отложений (бобриковского горизонта и турнейского яруса) Коробковского месторождения легче нефтей башкирского яруса. В пределах же нижнекаменноугольных отложений наблюдается обратная картина: с увеличением возраста вмещающих пород происходит утяжеление нефтей. На Иловлинском месторождении изменение свойств нефти по разрезу происходит постепенно.

Нефти, залегающие в породах башкирского яруса, по сравнению с нефтями нижнекаменноугольных отложений более вязкие, содержат больше смолисто-асфальтеновых веществ, меньше масел и обладают меньшей яркостью люминесценции. Бензолные и спирто-бензолные смолы нефтей имеют меньшую степень окисленности.

Рис. 8. Изменение свойств газа, нефти и пластовой воды по разрезу Арчединского месторождения.

1 — глина; 2 — песок; 3 — известняк; 4 — газ; 5 — нефть; 1 — характеристика залежи: а — давление насыщения, ат; б — газовый фактор, м³/т; в — начальное пластовое давление, ат; II — характеристика газа а — содержание, об. %: а — Н₂S + СО₂; б — азота; в — тяжелых углеводородов; г — метана; отношение: б — метана + азота к тяжелым углеводородам; е — нормального пентана к изопентану; ж — нормального бутана к изобутану; з — гелия к аргону; III — характеристика нефти: содержание, %: а — легких фракций до 300°; б — серы; в — парафина; г — смол и асфальтенов; б — удельный вес; отношение: е — парафиновых + нафтеновых углеводородов к ароматическим во фракции до 150° С; ж — % атомов С в парафиновых цепях к % атомов С в кольцах в ароматических углеводородах; з — то же во фракциях парафино-нафтеновых углеводородов; и — парафиновых к ароматическим во фракции выше 150° С; ж — цветовая характеристика; л — яркость люминесценции; м — н — спектры люминесценции, длина волн λ, т и для ярусов и горизонтов: м — бобриковского; н — турнейского; о — задонско-елецкого; п — евла-новско-ливенского; IV — характеристика пластовой воды (минерализация, мг-экв на 100 г).



В газах, растворенных в нефтях башкирского яруса, азот отсутствует; в них содержится больше метана (96 % против 93 %), меньше тяжелых углеводородов (3,40 % против 4,34 %), сероводорода и углекислоты, чем в нефтях нижнекаменноугольных отложений. Вверх по разрезу в свободных газах из отложений башкирского яруса наблюдается постепенное обеднение газовой смеси тяжелыми углеводородами и некоторое увеличение содержания гелия в отложениях байосского яруса.

Пластовые воды Коробковского месторождения, так же как и воды остальных месторождений моноклиальной части восточного склона Воронежского свода, по своей минерализации идентичны водам Донского горстообразного поднятия. Воды этого месторождения также разделяются на две основные группы: опресненные, смешанного типа и рассолы хлоркальциевого типа.

Воды смешанного типа каширского, подольского и мячковского горизонтов, в отличие от аналогичных вод Донского горстообразного поднятия минерализованы сильнее. В рассолах Коробковского месторождения также с глубиной залегания повышается минерализация. Аномальными в этом отношении являются воды бобриковского горизонта Уметовского месторождения, минерализованные несколько слабее, чем на Коробковском месторождении.

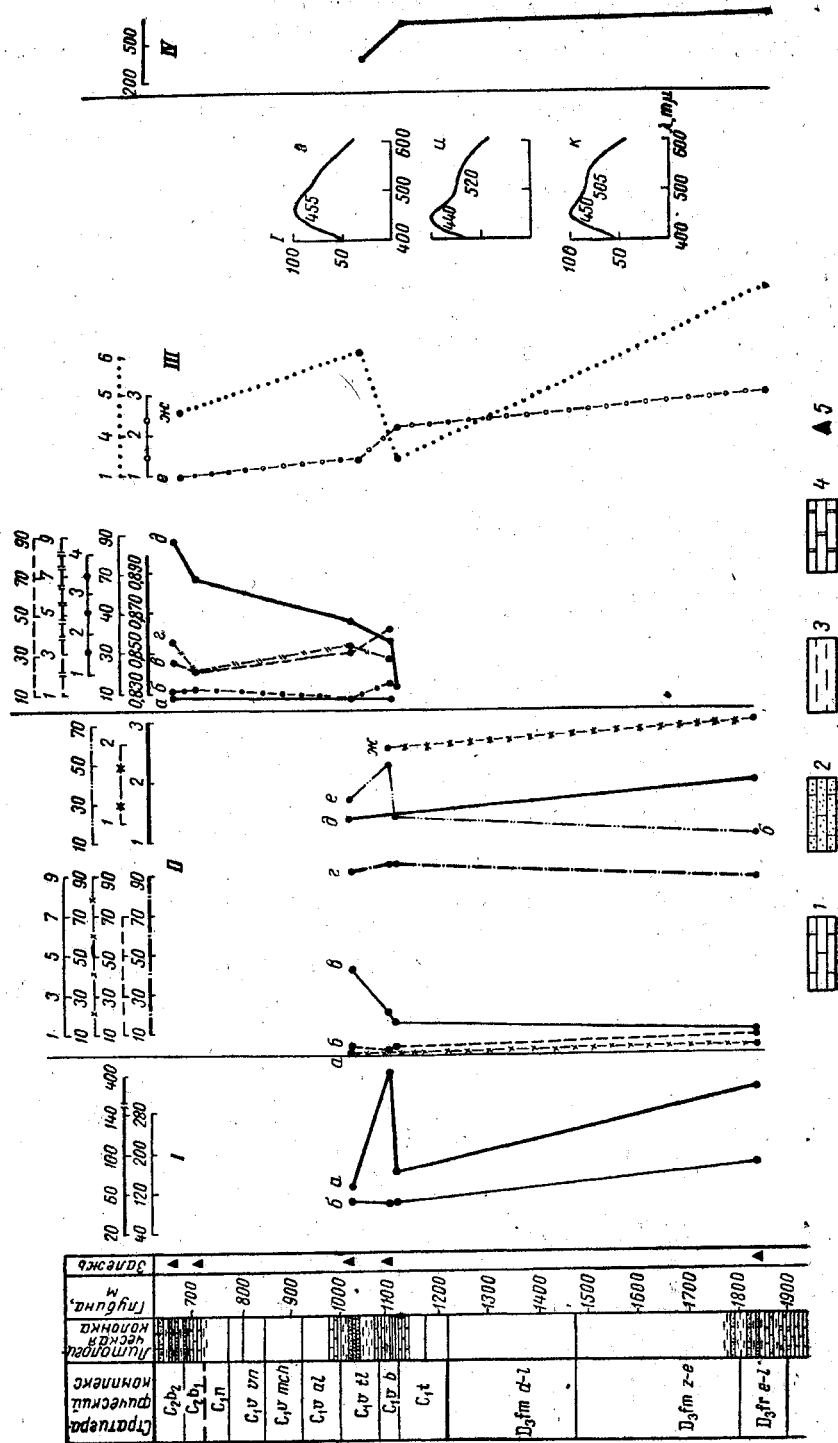
Изменение свойств нефтей, газов и пластовых вод по разрезу Жирновского месторождения показано на рис. 10.

Нефти, залегающие в породах нижнекаменноугольного возраста — бобриковского горизонта и турнейского яруса, по физическим свойствам, а также по химическому составу резко отличаются от нефтей девонских отложений.

Нефти каменноугольных отложений в среднем более тяжелые, вязкие, смолистые, содержат меньше масел и больше асфальтенов. В масляной фракции в два раза больше ароматических углеводородов (14,79 % против 6,8 %), которые при этом характеризуются более короткими боковыми парафиновыми цепями. В нефтях, связанных как с каменноугольными, так и девонскими отложениями, в масляной фракции преобладают парафино-нафтеновые углеводороды. Однако в отличие от нефтей девонских отложений углеводороды каменноугольных нефтей характеризуются большей циклическостью,

Рис. 9. Изменение свойств газа, нефти и пластовой воды по разрезу Коробковского месторождения.

1 — песчаник; 2 — глина; 3 — известняк; 4 — доломит; 5 — песок; 6 — мергель; 7 — газ; 8 — нефть; I — характеристика залежи; а — начальное пластовое давление, ат; б — давление насыщения, ат; e — газовый фактор, м³/т; II — характеристика газа: содержание, об. %: а — азота; б — тяжелых углеводородов; e — H₂S + CO₂; e — метана; отношение: б — гелия к аргону; III — характеристика нефти: содержание, %: а — серы; б — легких фракций до 300°; e — парафина; e — удельный вес; отношение: б — % атомов C в парафиновых цепях к % атомов C в кольцах в ароматических углеводородах; e — то же во фракциях парафино-нафтеновых углеводородов; ж — углеводородов парафиновых + нафтеновых к ароматическим во фракциях до 150° C; a — углеводородов парафиновых к ароматическим во фракциях выше 150° C; a — углеводородов парафиновых к ароматическим во фракциях выше 150° C; и — цветовая характеристика; к — яркость люминесценции; л — м — спектры люминесценции, длина волн λ, мμ для: л — башкирского яруса; м — бобриковского горизонта; IV — характеристика воды (минерализация, мг-экв на 100 г).



т. е. в них значительно возрастает роль нефтяных разностей (14,79% против 6,8%).

Довольно четкие различия нефтей карбона и девона наблюдаются по спектрам люминесценции. Спектры люминесценции нефтей каменноугольных отложений имеют широкий максимум, расположенный в интервале более длинных волн (см. рис. 8).

Нефти каменноугольных отложений содержат ванадий, никель, медь, железо. Содержание ванадия в них значительно выше, чем в девонских нефтях. Нефти бобринского горизонта и турнейского яруса по составу очень близки к нефтям отдельных тектонических зон.

Отсутствие сероводорода и низкое содержание углекислоты в газах, растворенных в нефтях каменноугольного возраста, а также примерно одинаковая степень окисленности бензольных и спирто-бензольных смол в каменноугольных и девонских нефтях может указывать, по-видимому, на то, что масштабы окислительных процессов как для девонских, так и для каменноугольных нефтей были примерно одинаковыми.

Нефти каменноугольных отложений по физико-химическим характеристикам можно подразделить на две группы.

В первую группу могут быть объединены нефти башкирского и намюрского ярусов. Они обладают высоким удельным весом, значительной вязкостью. Содержание легких фракций в них в среднем составляет 28,9%.

Ко второй группе могут быть отнесены нефти тульского, бобринского горизонта и турнейского яруса, характеризующиеся более низким удельным весом, меньшей вязкостью и смолистостью и более высоким процентом выхода легких фракций. Они содержат больше масел и меньше асфальтенов. Нефти второй группы обладают большей яркостью люминесценции; максимум спектра люминесценции их по сравнению с нефтями первой группы сдвинут в более коротковолновую часть спектра (см. рис. 10).

Неодинаков и углеводородный состав масляной фракции. В маслах нефтей башкирского и намюрского ярусов парафино-нефтево-углеводородов значительно больше, чем ароматических. Нефти нижележащих горизонтов имеют обратное соотношение парафино-нефтево-углеводородов и ароматических углеводородов в маслах.

Рис. 10. Изменение свойств газа, нефти и пластовой воды по разрезу Жирновского месторождения.

1 — известняк; 2 — песчаник; 3 — глина; 4 — доломит; 5 — нефть; I — характеристика залежи: а — газовый фактор, м³/т; б — начальное пластовое давление, ат; II — характеристика газа: содержание, об. %: а — азота; б — тяжелых углеводородов; в — H₂S + CO₂; г — метана; отношение: д — нормального бутана к изобутану; е — метана + азота к тяжелым углеводородам; ж — гелия к аргону; III — характеристика нефти: содержание, %: а — смол и асфальтенов; б — серы; в — легких фракций до 300° С; г — парафина; д — удельный вес; е — цветовая характеристика; ж — яркость люминесценции; з — к — спектры люминесценции, длина волн λ в мμ для горизонтов: з — тульского; и, к — бобринского; IV — характеристика воды (минерализация, мг-экв на 100 г).

Структура парафино-нафтеновых и ароматических углеводородов также различна. Парафино-нафтеновые углеводороды масляной фракции нефтей первой группы содержат в молекуле больше нафтеновых колец и более короткие парафиновые цепи по сравнению с аналогичными углеводородами нефтей второй группы.

Ароматические углеводороды нефтей первой группы также отличаются более короткими боковыми парафиновыми цепями.

Нефти первой и второй групп имеют различное содержание микроэлементов. Для нефтей первой группы характерно более высокое содержание ванадия и железа и пониженное содержание меди.

Газы, растворенные в нефтях бобриковского горизонта и турнейского яруса, сухие, содержат более 97% метана; тяжелые углеводородные газы почти отсутствуют. Этим они отличаются от газов, растворенных в нефтях девона. Кроме того, они отличаются от девонских более низким содержанием кислых газов и незначительным присутствием гелия.

Свободные газы, залежи которых приурочены в основном к среднекаменноугольным отложениям, а также к бобриковскому горизонту нижнекаменноугольных отложений, еще более сухие, чем растворенные. Кроме метана, в природном газе иногда содержится в незначительных количествах этан, пропан и следы бутана; кислые газы практически отсутствуют.

Газы бобриковского горизонта содержат значительно больше гелия, чем газы среднекаменноугольных отложений и намюрского яруса. В общих чертах приведенные графики отражают изменения свойств флюидов по тектонической зоне в целом.

Газы, растворенные в нефтях каменноугольных и девонских отложений, так же как и нефти девона и карбона, имеют четкие различия. Газы из каменноугольных отложений более сухие, чем из девонских. Тяжелых углеводородных газов (этан + высшие) в первых почти в четыре раза меньше, чем во вторых. Характерной особенностью является наличие в них сероводорода, отсутствующего в газах девона, и некоторое увеличение содержания  $\text{CO}_2$ , что отдельными исследователями считается признаком значительных окислительных процессов, происходящих в залежах каменноугольных отложений.

По содержанию гелия и соотношению нормальных и изомерных соединений бутана и пентана растворенные в нефти газы карбона и девона различаются еще более резко, чем по другим показателям. Растворенные газы девона содержат больше гелия и меньше изомерных соединений, чем растворенные газы каменноугольных отложений; это может свидетельствовать о том, что газы из девонских отложений (а следовательно, и нефти) более древние, чем из каменноугольных.

Растворенные в нефтях первой и второй групп газы, так же как и нефти, имеют различный состав, хотя разница эта менее резкая.

Газы, растворенные в нефтях башкирского и намюрского ярусов, более сухие, чем газы, растворенные в нефтях тульского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса. Количество тяжелых углеводородных газов в растворенных газах нефтей первой группы колеблется в пределах 2,5—3,8%, во второй — в пределах 3—4,03%. Наблюдается и некоторое качественное различие тяжелых углеводородных газов из нефтей первой и второй групп. В растворенном газе нефтей первой группы тяжелые углеводородные газы представлены исключительно этаном, тогда как в растворенном газе нефтей второй группы присутствуют кроме этана пропан, бутан и очень часто — пентан.

Содержание кислых газов также различное. В газах первой группы нет сероводорода, а углекислого газа меньше, чем в газах второй группы. Отношение гелия к аргону в газах первой группы несколько ниже, чем во второй.

В бобриковском горизонте наряду с нефтяными залежами имеются также и промышленные залежи свободного газа (Линевское месторождение). По своему составу свободный газ бобриковского горизонта из Линевского месторождения отличается от растворенного газа того же горизонта из Бахметьевского и Жирновского месторождений. В свободном газе несколько больше метана и меньше тяжелых углеводородных газов; из тяжелых газов встречен только этан. Также в свободном газе больше кислых компонентов, чем в растворенном газе, что свидетельствует (по мнениям некоторых исследователей) о более значительных окислительных процессах, идущих в газовой залежи Линевского месторождения.

Отсутствие сероводорода и незначительные количества окиси углерода в газе, растворенном в нефтях башкирского и намюрского ярусов, могут быть обусловлены двумя причинами: 1) не происходили окислительные процессы; 2) образовавшаяся в результате окисления углекислота растворена в водах, а сероводород связан с железом. Поскольку нефти первой группы более окисленные, чем второй, второе объяснение следует считать более правильным.

Пластовые воды Жирновского месторождения идентичны водам Арчединского.

Заканчивая рассмотрение геохимических свойств нефтей, газов и пластовых вод месторождений Медведицкого горстообразного поднятия, можно сделать следующие выводы.

1. Нефти девона и карбона и растворенные в них газы различаются по химическому составу и люминесцентно-спектральной характеристике.

2. Нефти и растворенные газы турнейского яруса, бобриковского и тульского горизонтов и визейского яруса отличаются от флюидов намюрского и башкирского ярусов по содержанию парафино-нафтеновых углеводородов, структуре углеводородов, по составу тяжелой фракции газов и отношению гелия к аргону.

3. Пластовые воды подчиняются тем же закономерностям, что и на Донском горстообразном поднятии.



### Изменение свойств нефтей, газов и пластовых вод по стратиграфическим комплексам в пределах тектонических зон

В пределах тектонических зон Довского горстобразного поднятия региональная нефтегазоносность приурочена к отложениям верейского и бобриковского горизонтов. Поэтому характер изменения свойств нефтей и газов можно проследить по ряду месторождений только в пределах указанных стратиграфических комплексов.

В отложениях верхнебашкирского подъяруса газовые залежи имеются на двух месторождениях Сиротинско-Арчединской зоны и двух месторождениях Верховской зоны.

В составе газа Сиротинско-Арчединской зоны наблюдается полное исчезновение в сторону регионального подъема пород (с юга на север) тяжелых углеводородов. То же относится и к газу верейского горизонта (VII горизонт): в наиболее приподнятой залежи Арчединского месторождения углеводородная часть газа содержит 100% метана. В Верховской зоне в сторону регионального подъема слоев верхнебашкирских отложений в составе свободного газа происходит незначительное уменьшение этана и более существенное уменьшение метана за счет появления азота и кислых газов.

Для среднего карбона в целом отмечена определенная закономерность в изменении состава свободного газа. В самой восточной, Сиротинско-Арчединской зоне в свободном газе содержатся кислые газы, азот, метан, а также гомологи метана (этан, пропан и бутан). В следующей к западу, Верховской зоне, кроме метана, газ содержит только этан. И в самой западной, Абрамовской зоне газ состоит в основном только из метана и азота; тяжелые углеводороды практически отсутствуют.

Таким образом, вверх по восстанию пластов восточного склона Воронежского свода в составе газа увеличивается содержание метана в сумме с азотом и уменьшается, вплоть до полного исчезновения, содержание тяжелых углеводородов.

Указанная закономерность прослеживается также в отложениях намюрского яруса нижнего карбона.

Отложения бобриковского горизонта содержат залежи свободного газа в Саушинском, Зимовском и нефти — в Арчединском месторождениях (Сиротинско-Арчединская зона). В Сиротинско-Арчединской зоне к двум наиболее погруженным месторождениям приурочены залежи свободного газа, а к относительно приподнятому, Арчединскому, — залежи нефти. Из-за отсутствия анализа газа Зимовского месторождения не представляется возможности проследить его изменения в пределах этой зоны. Сопоставление свободных газов между двумя зонами будет сделано ниже.

Свободный газ бобриковского горизонта Сиротинско-Арчединской зоны содержит азот, углекислоту, метан, этан, пропан и бутан, а в Верховской зоне — один метан. Очевидно, в западном направле-

нии содержание метана должно уменьшаться за счет увеличения содержания азота и кислых газов. Следовательно, так же как и в отложениях среднего карбона, свободные газы в отложениях бобриковского горизонта вверх по региональному восстанию пластов содержат больше метана и азота за счет уменьшения тяжелых углеводородов.

Менее закономерные изменения свойств газов бобриковского горизонта от зоны к зоне и резкое увеличение содержания в них гелия по сравнению с газами отложений среднего карбона указывают на то, что образование газа и нефти в отложениях среднего карбона и бобриковского горизонта протекали независимо, в разное время; но в очень сходных фациальных условиях.

В пределах тектонической зоны моноклиналиной части восточного склона Воронежского свода в связи со слабой разведанностью месторождений (кроме Коробковского) и малым количеством данных о составе нефтей и особенно газов, не представляется возможным проследить изменение их свойств по площади в зависимости от регионального подъема пород к западу. Можно только отметить, что в отложениях бобриковского горизонта на Уметовском и Коробковском месторождениях присутствуют газо-нефтяные залежи, а на Северо-Дорожкинском месторождении эти отложения обводнены (время замыкания данной структуры относится к преакчагыльской зоне складчатости). Удельный вес нефтей Коробковского месторождения в отложениях башкирского яруса (0,845), тульского (0,791), бобриковского (0,813) горизонтов и турнейского яруса (0,827) нижнего карбона несколько меньше удельного веса нефтей тульского (0,836), бобриковского (0,835) горизонтов и турнейского яруса (0,831) Уметовского и Иловлинского месторождений.

Состав растворенного в нефтях газа, судя по имеющимся немногочисленным данным, в пределах одноименных горизонтов существенно не изменяется. На Иловлинском месторождении в газе, растворенном в нефтях бобриковского горизонта, наблюдается повышенной содержание сероводорода. По-видимому, более высокий удельный вес нефтей бобриковского горизонта на этом месторождении (залежь ограниченных размеров) связан с большей окисленностью по сравнению с нефтями того же горизонта на Коробковском месторождении.

В пределах тектонической зоны Медведицкого горстобразного поднятия в нижнебашкирском подъярусе прослеживается дифференциальное улавливание углеводородов в ловушках, приуроченных к Линево-Бахметьевской зоне. Так, в Линево-ском месторождении к этим отложениям приурочена газовая залежь (структура относительно погружена); в следующем по направлению регионального подъема слоев Жирновском месторождении установлена газо-нефтяная залежь, а в Бахметьевском месторождении — залежь нефти.

В верхнебашкирском подъярусе распределение залежей несколько иное. В Линево-ском месторождении установлены две газовые непромышленные залежи; в Жирновском месторождении — газо-нефтяная

залежь внизу и нефтяная сверху, а в Бахметьевском, наоборот, — газо-нефтяная сверху и нефтяная внизу. Таким образом, по нижнему пласту верхнебашкирских отложений наблюдается закономерность в дифференциальном улавливании углеводородов в цепи ловушек этой зоны, в отложениях нижнебашкирского подъяруса, по верхнему же пласту эта закономерность полностью не прослеживается. Следует отметить, что газовая шапка в Бахметьевском месторождении имеет ограниченные размеры; по составу нефти и растворенные газы в ней близки к нефтям и газам Жирновского месторождения. Поэтому можно предположить, что эта газовая шапка образовалась позднее, под влиянием местных тектонических движений.

В Песковатском месторождении в отложениях верхнебашкирского подъяруса установлена залежь нефти с ограниченными запасами. В наиболее погруженном Линевском месторождении к бобриковскому горизонту приурочена газовая залежь с очень небольшой оторочкой нефти в восточной части непромышленной залежи, а в относительно приподнятых Жирновском и Бахметьевском месторождениях установлены газо-нефтяные залежи.

Песковатское месторождение, расположенное на северном склоне Медведицкого горстообразного поднятия, содержит в отложениях бобриковского горизонта газовую залежь с ограниченными запасами.

Следует сказать, что на более погруженном Линевском месторождении нефть из небольшой нефтяной оторочки имеет более тяжелый удельный вес, чем нефть залежи бобриковского горизонта Жирновского месторождения (табл. 2). Утяжеление нефтей на Линевском месторождении можно объяснить более сильной их окисленностью в результате того, что площадь соприкосновения нефти с подстилающей водой значительна, а толщина нефтяной оторочки невелика.

О более интенсивном процессе окисления в Линевской залежи по сравнению с Бахметьевской и Жирновской залежами свидетельствует и повышенное содержание сероводорода и углекислоты в газе бобриковского горизонта.

В пределах Жирновского и Бахметьевского месторождений отмечается утяжеление нефтей в сторону регионального подъема пластов, а также и отложений турнейского яруса. Состав нефтей и газов отложений тульского горизонта в пределах этих месторождений изменяется очень незначительно. Кроме того, соотношение запасов газа (свободного и растворенного в нефти) и запасов нефти убывает от более погруженных ловушек к приподнятым. Так, на Линевском месторождении на 1 т нефти приходится 770 м³ газа; на Жирновском — 172 м³, а на Бахметьевском — 80,5 м³.

Приведенные данные изменения состава нефтей и газов в пределах одноименных горизонтов Медведицкого горстообразного поднятия позволяют отметить, что в отложениях бобриковского горизонта и башкирского яруса Линевско-Бахметьевской тектонической зоны наблюдается закономерный переход от газовых залежей в относительно погруженной структуре к газо-нефтяным залежам в бо-

Таблица 2

Характеристика нефтей Линевско-Бахметьевской тектонической зоны

Стратиграфический комплекс (геол. индекс)	Месторождение	Кол-во анализов	Уд. вес		Содержание, % на нефть						Выход фракций до 300° С, %			
			нефть	конденсат	серы	кокс	парафин	смолистые вещества		асфальтены		вязкость, стл		
								ароматические	алифатические					
C ₂ b ₂	Жирновское	6	0,887	—	0,53	3,1	2,09	17,8	7,39	—	—	0,55	85,54	20
	Бахметьевское	4	0,888	—	0,57	3,8	0,76	21,5	—	—	—	—	95,3	31
C ₂ b ₁	Бахметьевское	2	0,886	—	0,3	2,95	1,3	14	11,9	—	—	1,82	70,45	24
C ₁ n	Жирновское	1	0,901	—	0,3	—	—	—	—	—	—	—	120	27
	Бахметьевское	2	0,898	—	0,12	—	—	22	12,68	—	—	1,85	118	27
C ₁ v u	Жирновское	8	0,866	—	0,34	1,82	3,35	7,7	6,59	—	—	0,43	27,48	29,55
	Бахметьевское	11	0,865	—	0,24	1,62	2,67	6,3	5,55	—	—	0,32	20,04	34,75
C ₁ v b	Линевское	4	0,868	0,784	0,22	2,15	3,77	13,37	—	—	—	—	28,9	36
	Жирновское	7	0,833	—	0,74	0,9	2,68	8,7	6,1	—	—	0,43	10,91	42,5
	Бахметьевское	9	0,869	—	0,65	2,06	2,4	14,1	6,6	—	—	0,66	25,84	35,8
C ₁ t	Бахметьевское	1	0,868	—	—	—	—	—	5,26	—	—	0,62	25,8	37

лее приподнятой структуре и нефтяным в самой приподнятой структуре. Состав нефтей и газов Песковатского месторождения, а также распределение залежей в разрезе несколько отличны от соответствующих залежей месторождений Линево-Бахметьевской тектонической зоны. Указанные отличия, очевидно, связаны с разными условиями формирования месторождений северного и юго-восточного склонов Медведицкого горстообразного поднятия.

Распределение водоносности в пределах восточного склона Воронежского свода обусловлено его структурным планом и литологическим составом вмещающих воды пород.

Общим бассейном питания водами является верхняя часть восточного склона Воронежского свода. Осадочные породы, покрывающие восточный склон, вверх по склону выклиниваются. Причем относительно более молодые отложения поднимаются вверх по склону выше, чем нижележащие, трансгрессивно перекрывая их. Такое распределение пород создает условия более свободного водообмена в относительно более молодых отложениях.

В моноклиальной части восточного склона Воронежского свода, где развиты мощные отложения мезозоя и кайнозоя — в основном глинистые непроницаемые породы, карбонатные отложения перми и карбона (верхний отдел и московский ярус) содержат высокоминерализованную воду хлоркальциевого типа. Воды мезозойских, палеогеновых и неогеновых отложений слабоминерализованные смешанного типа.

1. На восточном склоне Воронежского свода, так же как и в остальных частях Волго-Уральской нефтегазоносной области, пластовые воды делятся в основном на две большие группы:

а) I группа — воды смешанного типа: хлормagneиевого, сульфатнонатриевого и гидрокарбонатнонатриевого, а также пресные с минерализацией до 3%. Воды этой группы содержат породы верхней части разреза осадочного чехла — от современных до отложений каширского горизонта московского яруса. Ниже залегают воды II группы;

б) II группа — воды хлоркальциевого типа с высокой минерализацией. Эти воды находятся в нижней части разреза — от верейского горизонта московского яруса до кристаллического фундамента.

По разрезам месторождений нефти и газа четкой связи между изменениями состава нефти и газа, минерализацией и химического состава пластовых вод не наблюдается. На Коробковском месторождении (см. рис. 9) прослежена некоторая связь между увеличением минерализации пластовых вод и повышением легкости нефтей вниз по разрезу.

2. Основным водоупорным горизонтом, разделяющим эти группы вод, являются глины верхней части верейского горизонта московского яруса. Кроме этого, выше и ниже верейского горизонта расположены водоупорные горизонты, разделяющие воды, близкие по

характеру минерализации. Такими разделами в нижней части разреза являются яснополянский надгоризонт визейского яруса, сложенный преимущественно глинами, и верхняя часть нижнецигровского горизонта нижнефранского подъяруса.

3. Основной особенностью вод хлоркальциевого типа (II группа) является увеличение степени минерализации и удельного веса с глубиной залегания водоносного горизонта (см. рис. 8).

4. Для вод II группы характерен солевой состав: 99,9% хлоридов натрия, кальция и магния.

5. Все залежи нефти и большинство залежей газа приурочены к зоне вод II группы хлоркальциевого типа.

#### ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Запасы нефти и газа восточного склона Воронежского свода подсчитаны по 106 залежам 14 месторождений (рис. 11).

Локальная газоносность байосских, артинских и верхнекаменноугольных отложений приурочена только к моноклиальной части восточного склона Воронежского свода, а нефтегазоносность живетского яруса — к Кленовской тектонической зоне. Нефтегазоносность в разрезе среднего карбона установлена в отложениях каширского, верейского горизонтов и башкирского яруса.

Как видно, распределение запасов по разрезу неравномерное. Выделяются три комплекса отложений, с которыми связаны основные запасы: терригенная толща нижнего карбона (бобриковский, тульский и алексинский горизонты), содержащая 40,23% общих запасов восточного склона Воронежского свода; карбонатная толща нижнего и среднего карбона (серпуховский надгоризонт, намюрский ярус и нижнебашкирский подъярус), — 31,50%; терригенная толща среднего карбона (верхнебашкирский подъярус и верейский горизонт), — 18,60% запасов. Всего к этим трем толщам приурочено 90,33% всех запасов восточного склона Воронежского свода.

Самые верхние стратиграфические комплексы: байосский ярус, верхний отдел карбона и верейский горизонт содержат залежи газа. В отложениях башкирского, намюрского ярусов и бобриковского горизонта визейского яруса в пределах южного склона Донского горстообразного поднятия наблюдаются только газовые залежи. Исключением из этой закономерности являются нефтяные залежи Арчединского месторождения в бобриковском горизонте и турнейского яруса.

В пределах моноклиальной части восточного склона Воронежского свода и Линево-Бахметьевской тектонической зоны в этих отложениях установлены в основном газо-нефтяные и нефтяные залежи с преобладанием запасов нефти над запасами газа. Эта закономерность прослеживается по всему разрезу до отложений турнейского яруса включительно.



Особенно четкие различия наблюдаются по люминесцентно-спектральным характеристикам. Спектры люминесценции имеют различную конфигурацию и разное расположение максимумов.

Повышенное содержание смолисто-асфальтеновых компонентов, как известно, может быть связано с окислением и быть первичным, в зависимости от исходного вещества и условий нефтеобразования. Однако на основании обычных анализов трудно судить о том, являются ли данные вещества в нефти сингенетичными или они вторичного происхождения.

По результатам элементарных анализов бензолных и спирто-бензолных смол мы пытались подсчитать степень окисленности (СО) и степень молекулярной ассоциированности (СА) этих смол по формулам, предложенным В. С. Веселовским (1955).

Степень окисленности вещества зависит от содержания кислорода и водорода, приходящегося на эквивалент углерода. Следует отметить, что она определяет суммарную окисленность всего вещества, не учитывая различий в связях между атомами. Поэтому одна и та же степень окисленности может быть обусловлена и присоединением кислорода и отдачей водорода. Это накладывает определенные ограничения на рассматриваемый показатель. Тем не менее, показатель СО в совокупности с СА является одной из основных характеристик органического вещества. Применение его при исследовании смолистой части нефти может дать дополнительные материалы для суждения о степени окисленности нефтей разных горизонтов. Степень молекулярной ассоциированности вещества (СА) определяется величиной его молекул и уплотненностью структур. Малое ее значение указывает на отсутствие в веществе высокомолекулярных соединений.

Используя при изучении бензолных и спирто-бензолных смол эти два показателя, можно судить о большей или меньшей степени окисленности всей нефти в целом.

Нефти каменноугольных отложений имеют несколько большую СО и СА, чем нефти девона. Различие в степени окисленности наблюдается только по бензолным смолам. Это, по-видимому, указывает на то, что процессы окисления не произвели глубоких изменений в их составе. Близкие степени окисленности нефтей и содержание кислых газов дают основание предполагать, что масштабы окислительных процессов для нефтей каменноугольных и девонских отложений были, примерно, одинаковыми.

Приведенные соображения позволяют склониться в пользу предположения о генетических причинах наблюдаемого различия девонских и каменноугольных нефтей. Это подтверждается повышенным содержанием гелия и более высоким значением отношения нормального бутана к изобутану в газах, растворенных в нефтях девона. Рядом исследователей отмечалось, что в газах, растворенных в более молодых нефтях, больше изомерных соединений. С увеличением возраста нормальные соединения как более стойкие все больше преобладают над изосоединениями (Максимов и др., 1959).

Углеводородный состав масляной фракции также свидетельствует о том, что нефти, залегающие в породах девонского возраста, древнее каменноугольных, поскольку в них наблюдается увеличение парафиновых углеводородов и уменьшение ароматических.

Г. А. Стадников (1937) обратил внимание на существующую зависимость между содержанием ароматических углеводородов, смол и асфальтенов в нефтях; по его мнению, чем больше нефть содержит ароматических углеводородов, тем богаче она асфальтенами и смолами, тем большее участие в ее образовании принимал растительный материал, и, следовательно, тем больше стойких сернистых и азотистых соединений вошло в ее состав.

Повышенное содержание смол, асфальтенов и серы в нефтях, залегающих в породах каменноугольной системы, связано, по-видимому, и с тем, что в каменноугольный период в образовании нефти растительный материал принимал большее участие, чем в девонский, что согласуется с бурным развитием растительного мира в каменноугольный период.

Таким образом, приведенные выше данные позволяют предположить, что в девонский и каменноугольный периоды существовали разные циклы битумообразования. Кроме того, нефти карбона по физическим свойствам и химическому составу могут быть подразделены на две группы. В первую группу входят нефти, связанные с отложениями башкирского и намюрского ярусов, во вторую — с отложениями тульского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса. Различия в составе нефтей первой и второй групп, растворенных в них газах и свободных газах (разная структура углеводородов, неодинаковое содержание парафино-нафтеновых углеводородов, микроэлементов, метана и азота, тяжелых углеводородных газов, а также и гелия), по-видимому, вызвано генетическими причинами. Очевидно, в каменноугольный период существовало по крайней мере два цикла нефтегазообразования: в турнейском веке, бобриковском и тульском времени и в намюрском, башкирском веке и верейском времени.

По условиям залегания, распределению запасов и изменению геохимической характеристики нефти и газа можно выделить четыре продуктивные толщи.

1. Терригенная толща среднего карбона, объединяющая отложения верейского горизонта московского яруса и верхнебашкирского подъяруса.

Залежи нефти и газа связаны с песчаными коллекторами в толще глин с прослоями известняков.

2. Карбонатная толща среднего и нижнего карбона, включающая отложения нижнебашкирского подъяруса, намюрского яруса и серпуховского надгоризонта.

К этой толще приурочены три перерыва в осадконакоплении, сопровождающихся размывом нижележащих отложений, частичным их карстованием. Коллекторские свойства отложений в значительной мере зависят от глубины древнего выветривания. Так, отложения

серпуховского надгоризонта со стратиграфическим несогласием перекрыты отложениями намюрского яруса, затем нижнебахкирского подъяруса, которые в свою очередь несогласно перекрыты отложениями верхнебахкирского подъяруса. В Коробковском месторождении к трем указанным стратиграфическим комплексам приурочена единая залежь с общим газо-водяным контактом и единым режимом.

Первая и вторая толщ, а также первая толща и вышележащие отложения верхнего карбона, нижней перми и юры (Коробковское и Уметовское месторождения) генетически связаны.

3. Терригенная толща нижнего карбона, состоящая из отложений алексинского горизонта окского надгоризонта, тульского и бобриковского горизонтов.

Толща сложена в основном терригенными породами; бобриковский горизонт — исключительно терригенными породами. Коллекторами нефти и газа являются песчаники и очень редко — известняки (алексинский горизонт на Иловлинском и Бахметьевском месторождениях). К этой толще следует также отнести и карбонатные отложения турнейского яруса, которые отличаются от вышележащих по литологическому составу, но по химическому составу и люминесцентно-спектральной характеристике нефтей и газов почти идентичны нефтям и газам терригенных отложений визейского яруса нижнего карбона.

4. Терригенно-карбонатная толща верхнего и среднего девона, включающая отложения задонско-елецкого, евлановско-ливенского, семилукского и воронежского горизонтов Донского горстообразного поднятия, а также отложения северной части моноклиналичного склона Воронежского свода и в самой нижней части разреза — отложения нижнефранского подъяруса и живетского яруса.

Нефти и газы карбонатной части разреза верхнего девона в северных районах моноклиналичного склона Воронежского свода по своим свойствам и составу очень близки к нефтям и газам терригенной карбонатной толщ верхнего девона Донского горстообразного поднятия. Поэтому к этой толще условно следует отнести и карбонатную толщу верхнего девона (кроме данково-лебединского горизонта), развитую в пределах Терсинской седловины и Медведицкого горстообразного поднятия. Максимальные запасы нефти и газа распределены в этой толще в зависимости от фациального состава отложений и трещиноватости карбонатных пород: на юге они сосредоточены в отложениях задонско-елецкого горизонта, на севере — в трещиноватых породах евлановско-ливенского горизонта.

Таким образом, из анализа распределения запасов и геохимической характеристики нефтей и газов можно сделать следующие выводы.

1. В разрезе палеозойских отложений восточного склона Воронежского свода выделяются три продуктивные толщ: а) терригенно-карбонатная толща среднего карбона (включая карбонатную часть нижнего карбона); б) терригенная толща нижнего карбона; в) терригенно-карбонатная толща девона.

В терригенно-карбонатной толще среднего карбона максимальные запасы приурочены к отложениям нижнебахкирского подъ-

яруса и постепенно убывают как вверх, так и вниз по разрезу. Максимальные запасы терригенной толщ нижнего карбона приурочены к отложениям бобриковского горизонта, минимума они достигают в отложениях алексинского горизонта (вверху) и турнейского яруса (внизу). В терригенно-карбонатной толще девона максимальные запасы приурочены к отложениям евлановско-ливенского горизонта и уменьшаются как вверх, так и вниз по разрезу.

2. Максимальные запасы нефти и газа сосредоточены в моноклиналичной части восточного склона, в Ливенско-Бахметьевской, Сиротинско-Арчединской и Верховской тектонических зонах. В трех последних зонах наблюдается закономерное изменение свойств нефтей и газов по ряду продуктивных горизонтов.

3. Подавляющая часть запасов сосредоточена в 5 месторождениях: Коробковском, Жирновском, Бахметьевском, Верховском и Арчединском. Верховское месторождение относительно погружено, другие относительно приподняты.

4. Основные запасы нефти и газа приурочены к терригенным коллекторам пластового типа.

5. Прямой генетической связи между изменением геохимической характеристики нефти и газа и минерализации и химического состава пластовых вод как по разрезу месторождений, так и в соответствующих стратиграфических комплексах пород в пределах тектонических зон в большинстве случаев не наблюдается.

#### УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

В предыдущих главах рассмотрен современный структурный план геологического строения восточного склона Воронежского свода, сделан анализ размещения балансовых запасов как по разрезу осадочного комплекса, так и по месторождениям различных тектонических зон. Одновременно прослежено изменение свойств и геохимической характеристики нефтей и растворенных и свободных газов. При анализе геохимических параметров нефтей и газов учитывался также химический состав пластовых вод, насыщающих продуктивные комплексы.

На основании приведенных фактических данных установлено, что Воронежский свод — структура древнего заложения, возможно, протерозойской и архейской эр. Из-за плохой изученности отложений среднего и нижней части верхнего девона геологическое строение наиболее погруженных отложений неясно. Более молодые отложения (начиная со среднефранских) изучены значительно полнее.

Восточный склон Воронежского свода в течение палеозойской эры развивался как моноклиналичный.

В конце каменноугольного периода в связи с активизацией тектонической деятельности в прилегающей с востока к Русской платформе геосинклинали произошло изменение ранее существовавшего структурного плана. К югу и северу от восточного склона Воронежского свода прилегающая часть Русской платформы испытала резкое

опускание с образованием на севере Латрыкско-Карамышской впадины, а на юге — Преддонецкого краевого прогиба.

На севере моноклиальной части восточного склона Воронежского свода, в районе среднего течения р. Медведицы значительная территория претерпела резкий подъем и было сформировано Медведицкое горстообразное поднятие, а на юге, в районе Донской Луки — Донское. Формирование поднятий обусловило образование к западу от Медведицкого поднятия Терсинской седловины, а к западу от Донского — Чирской седловины. Расположенная между этими структурами часть восточного склона Воронежского свода сохранила моноклиальный наклон пластов, осложненный локальными поднятиями.

Следующая структурообразовательная фаза наступила в послепалеогеновый период, но на описываемой территории проявилась слабо и не изменила основные черты структурного плана, выработанного в предбайосскую фазу.

Произведенный анализ промышленных запасов, а также генетическое различие нефтей и газов, приуроченных к терригенным отложениям: среднего карбона (верейский горизонт и верхнебашкирский подъярус), нижнего карбона (тульский и бобриковский горизонты) и верхнего девона (задонско-елецкий, евлановско-ливенский, семилукский, воронежский горизонты и низы франского яруса), — дают возможность прийти к выводу, что формирование залежей нефти и газа в них связано с боковой (латеральной) миграцией углеводородов в направлении регионального подъема слоев.

Формирование залежей нефти и газа в карбонатных коллекторах происходит в основном благодаря вертикальной (внезервуарной) миграции углеводородов из терригенных толщ карбона и девона как вверх, так и вниз по разрезу. При этом следует сказать, что вертикальная миграция нефти и газа, как правило, ограничивается соответствующими водоупорными комплексами, одновременно являющимися и газонефтеупорами.

В пределах месторождений восточного склона Воронежского свода основные запасы нефти и газа сосредоточены в коллекторах, залегающих непосредственно под газонефтеупорным комплексом. Вниз по разрезу наблюдается убывание запасов до второго газонефтяного упора.

Следовательно, формирование залежей нефти и газа в карбонатных трещиноватых породах, вероятно, обязано в основном миграции от терригенных отложений вниз (и вверх) по разрезу.

Сделанный вывод, однако, не исключает латеральной миграции нефти и газа по карбонатным породам. Как было сказано выше, разрез верхнего девона в пределах Донского горстообразного поднятия в значительной части сложен терригенными породами, а в Терсинской седловине и в месторождениях Медведицкого горстообразного поднятия — карбонатными. Зона фациальных изменений совершенно не изучена, и ее границы можно условно провести между Арчединским и Северо-Дорожжинским месторождениями. Исследо-

ваниями Е. М. Смехова (1958) и Л. М. Бириной установлено, что карбонатным породам присущи не только вертикальные, но и горизонтальные трещины. Поэтому вполне можно допустить, что формирование залежей нефти и газа в карбонатных породах верхнего девона в месторождениях Терсинской седловины (Кленовское) и Медведицкое горстообразное поднятия (Бахметьевское и Жирновское) связано с латеральной миграцией нефти и газа из терригенных пород южных и юго-восточных районов в карбонатные северных районов восточного склона Воронежского свода. Однако плохая изученность девонских отложений в пределах Волгоградской административной области и, особенно, в ее восточной моноклиальной части, малочисленность анализов нефти и газа не позволяют считать этот вывод окончательным. Формирование залежей нефти и газа за счет миграции флюидов вниз по разрезу из терригенных отложений в карбонатный комплекс пород В. А. Соколов (1956) считает вполне возможным и обоснованным.

Карбонатные породы, подвергавшиеся эрозии и перекристаллизации, могут служить хорошими коллекторами, а многочисленные трещины и крупнопористые зоны — путями миграции для нефти и газа.

Исследования В. В. Белоусова (1958), Ю. А. Косыгина (1952), В. Е. Хаина (1954), Э. Е. Лондон (1950), А. Г. Милешиной (1953), Е. М. Смехова (1958) и других показали, что в карбонатных породах всегда имеются многочисленные трещины, секущие породы параллельно или перпендикулярно плоскостям напластования. Следует обратить внимание, что при доломитизации и перекристаллизации известняков на 6—14% уменьшается их объем, в результате чего появляются трещины. В связи с тем, что этот процесс происходит тогда, когда известняки уже перекрыты, в созданных трещинах образуется вакуум, ведущий к перепаду давлений, который предопределяет направление миграции флюидов вниз по разрезу из терригенных пород в карбонатные.

В карбонатных породах, где имеются благоприятные условия для миграции и аккумуляции, нефть и газ перемещаются по региональному или местному подъему пластов до тех пор, пока не займут наиболее высоко расположенные участки. Препятствием для дальнейшей миграции могут служить как плохо проницаемые карбонатные породы (например, данково-лебединский горизонт), так и глинистые породы. Сказанное полностью согласуется с распределением запасов нефти и газа в пределах восточного склона Воронежского свода. Если допустить, что нефть и газ мигрировали в карбонатные коллекторы из вышележащих терригенных отложений, то при прочих равных условиях в самом верхнем карбонатном комплексе должны быть сосредоточены максимальные запасы, которые вниз по разрезу убывают.

Если коллекторские свойства карбонатных комплексов не равнозначны, максимальные запасы нефти и газа будут приурочены к следующему ниже по разрезу стратиграфическому комплексу, обладаю-

щему хорошей сетью трещин или пористых зон. Например, в пределах месторождений Медведицкого горстообразного поднятия и Терсинской седловины основные запасы в девоне приурочены к евлаво-легающих задонско-елецких карбонатных отложениях меньшие или отсутствуют (Кленовское месторождение). В месторождениях моноклиальной части восточного склона, наоборот, основные запасы в среднем карбоне приурочены к карбонатным отложениям нижне-башкирского подъяруса; постепенно они убывают вниз по разрезу.

То же можно сказать и о стратиграфических комплексах нижнего карбона, ибо основные запасы приурочены к отложениям тульского и бобриковского горизонтов и их распределение зависит от наличия в разрезе песчаных слоев, а запасы турнейского яруса во всех месторождениях восточного склона Воронежского свода имеют очень небольшое значение. Следует отметить, что в моноклиальной части восточного склона, в частности, в Коробковском и Уметовском месторождениях, вероятно, существовали условия, благоприятные для миграции газа вверх по разрезу по тектоническим трещинам.

В результате вертикальной миграции газа, очевидно из отложений среднего карбона, произошла его локальная аккумуляция в карбонатных породах верхнего карбона, нижней перми и песчаниках байосского яруса. При этом тяжелые углеводороды либо подверглись разрушению в окислительных условиях в пермских и юрских отложениях, либо адсорбировались при вертикальной миграции по трещинам через малопроницаемые зоны. Второе предположение более вероятно, так как свободный газ юрской залежи содержит не только метан, но и этан при полном отсутствии кислых газов.

В пределах восточного склона Воронежского свода по ряду тектонических зон прослеживается боковая (латеральная) миграция углеводородов, которая совершалась в основном по песчаным коллекторам в отложениях бобриковского горизонта, верхнебашкирского и карбонатным коллекторам нижнебашкирского подъяруса.

В процессе этой миграции вверх по региональному подъему слоев произошло дифференциальное улавливание газа и нефти в цепи ловушек: в наиболее погруженной структуре скопился газ, далее по подъему пласта — газо-нефтяная залежь; в расположенной выше ловушке образовалась залежь нефти. Впервые эта закономерность описана автором совместно с А. Г. Габриэляном в 1957 г. для месторождений Сиротинско-Арчединской и Линеовско-Бахметьевской тектонических зон. За прошедшие пять лет в этих зонах было открыто новое месторождение (Зимовское) и детализировано геологическое строение описанных ранее месторождений. Полученный дополнительный материал подтвердил ранее выявленную закономерность дифференциального улавливания газа и нефти и уточнил распределение залежей в цепи структурных ловушек при региональном подъеме слоев.

Рассмотрим распределение залежей в месторождениях Сиротинско-Арчединской и Линеовско-Бахметьевской тектонических зон.

## Сиротинско-Арчединская тектоническая зона

В пределах этой зоны в верхней части яснополянского надгоризонта (в тульском горизонте) песчаные прослои отсутствуют, а в нижней части (бобриковском горизонте) на Саушинском и Зимовском месторождениях имеются по два песчаных пласта; на Арчединском месторождении — три пласта, объединенные общим гидродинамическим режимом.

На Саушинском месторождении известны две залежи газа (в пластах I и II); на Зимовском — три (две приурочены к I пласту и одна — ко II), а на Арчединском месторождении — одна залежь

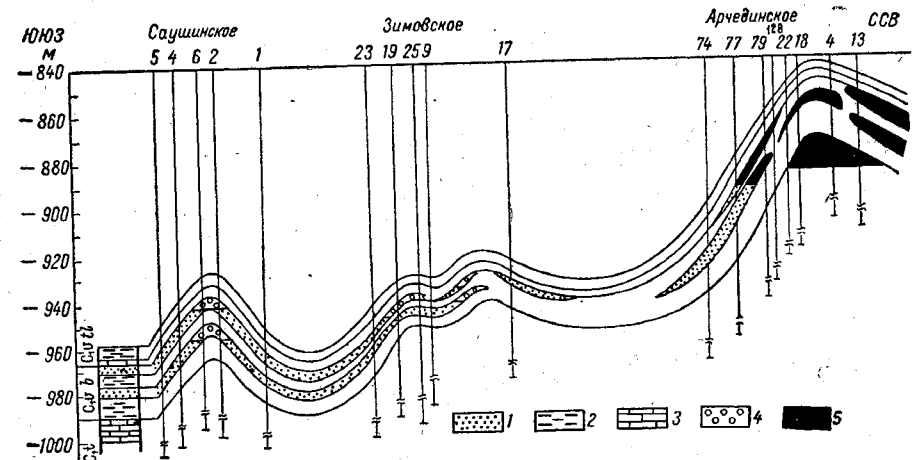


Рис. 12. Схематический геологический профиль через месторождения Саушинское, Зимовское и Арчединское. Составлен по материалам Управления нефтяной и газовой промышленности Нижне-Волжского СХ В. А. Кировым.

1 — пески; 2 — глины; 3 — карбонатные породы; 4 — газ; 5 — нефть.

нефти. По кровле I пласта бобриковского горизонта Зимовское месторождение расположено на 70 м ниже Арчединского, а Саушинское — на 7 м ниже Зимовского (рис. 12).

В верхнем пласте этаж газонасыщения равен 6 м, в нижнем — 8 м.

По данным А. И. Иванова, Саушинская и Арчединская структуры начали формироваться в верейское время, а Зимовская несколько раньше, в конце визейского века; формирование структур закончилось в конце палеозойской эры. По данным Г. А. Бражникова (1959), Саушинская и Арчединская структуры прослеживаются до семилукского горизонта. Нижележащие слои постепенно переходят в моноклиаль восточного падения. На Зимовском месторождении в пределах первого пласта после окончания формирования залежей, в результате возникновения дизъюнктивных нарушений

ван. 4  
на 10 5.



(Шафиро, 1960) единая залежь была разбита на три блока, из которых в южном и центральном сохранилась, а в северном была полностью разрушена. Таким образом, залежи бобриковского горизонта на Зимовской площади должны быть отнесены к типу тектонически экранированных и время формирования их датировано концом палеозоя или мезозоем.

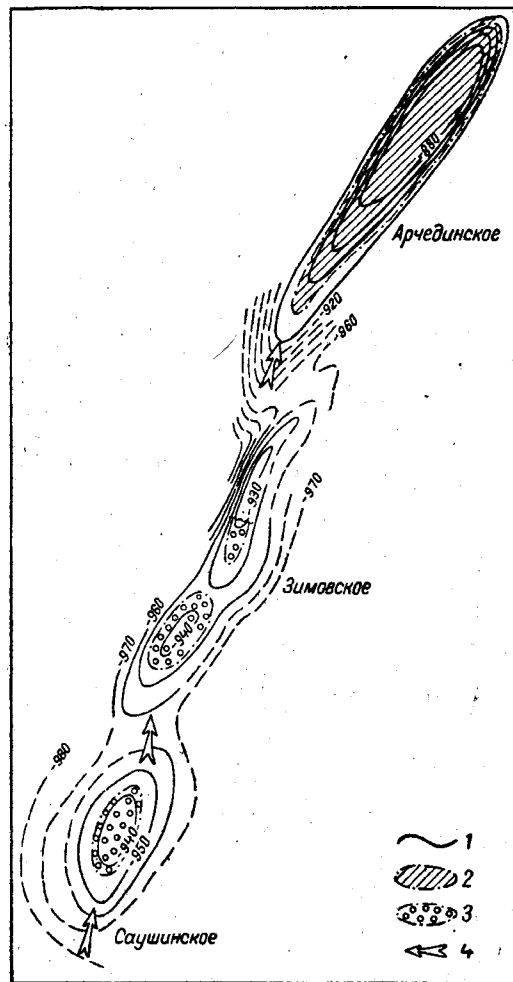


Рис. 13. Основное направление миграции нефти и газа в отложениях бобриковского горизонта Сиротинско-Арчединской зоны.

1 — изогипсы по кровле бобриковского горизонта; 2, 3 — залежи в отложениях бобриковского горизонта: 2 — нефти; 3 — газа; 4 — направление миграции.

ковского горизонта в пределах месторождений Сиротинско-Арчединской тектонической зоны со всей очевидностью подтверждает наличие процесса дифференциального скопления углеводородов в ловушках в зависимости от их гипсометрического положения.

При такой интерпретации процесса формирования залежей Сиротинско-Арчединской тектонической зоны возможно, что залежь Зимовского месторождения на первых этапах формировалась как газо-нефтяная; в последующем при ее разрушении нефть мигрировала в пределы Арчединского месторождения, чем и объясняются значительные ее скопления в этом месторождении, в то время как на Зимовском и Саушинском месторождениях запасы газа незначительные.

Следовательно, по мере регионального подъема пород бобриковского горизонта в наиболее погруженных ловушках (Саушинское и Зимовское месторождения) содержатся газовые залежи, а в гипсометрически повышенной Арчединской структуре имеется нефтяная залежь.

Распределение залежей газа и нефти в продуктивных пластах бобриковского горизонта в пределах месторождений Сиротинско-Арчединской тектонической зоны со всей очевидностью подтверждает наличие процесса дифференциального скопления углеводородов в ловушках в зависимости от их гипсометрического положения.

Распределение залежей газа и нефти в продуктивных пластах бобриковского горизонта в пределах месторождений Сиротинско-Арчединской тектонической зоны со всей очевидностью подтверждает наличие процесса дифференциального скопления углеводородов в ловушках в зависимости от их гипсометрического положения.

В этом случае формирование залежей в бобриковском горизонте Саушинского, Зимовского и Арчединского месторождений происходило благодаря внутризервуарной (боковой) миграции газа и нефти с юга на север (рис. 13).

В. А. Киров (1962) считает, что до конца визейского века территория, занятая описываемыми месторождениями, развивалась как моноклиальный склон с падением пород на восток. Наличие регионального наклона пластов, коллекторов и непроницаемых перекрытий способствовало миграции нефтей с востока на запад, из областей развития больших мощностей бобриковского горизонта вверх по восстанию пластов.

Отсутствие локальных поднятий на ранних стадиях миграции нефти не позволило ей аккумулироваться в структурных ловушках. Формирование залежей могло происходить только в литологических ловушках. После возникновения локальных поднятий такие литологические залежи могли переформироваться в структурно-литологические, как, например, на Арчединском месторождении. В пределах же Саушинского месторождения, где литологического экрана не существовало, или Зимовского, где литологический экран не имел соответствующей формы, нефть при миграции не задерживалась и уходила вверх по моноклиальному подъему пластов.

Формирование залежей газа в пределах Саушинского и Зимовского месторождений началось после образования Преддонецкого прогиба, т. е. в мезозойскую эру, когда полностью сформировались структурные ловушки. Миграция газа происходила с юга на север вдоль оси Сиротинско-Арчединской тектонической зоны вверх по образовавшемуся северному склону прогиба. Сначала заполнились нижние ловушки на Саушинском месторождении, после чего газ начал перетекать в южную ловушку на Зимовском месторождении; в связи с окончанием процесса миграции в северную ловушку газ не проник.

Решить, какая из приведенных точек зрения правильная, можно только после накопления достаточного фактического материала по остальным тектоническим зонам Донского горстообразного поднятия.

#### Линевско-Бахметьевская тектоническая зона

Наиболее приподнятой стру турой данной зоны является Бахметьевская, промежуточное положение занимает Жирновская и самая погруженная — Линевская. Все они расположены на одной оси, которая в пределах двух северных структур — Бахметьевской и Жирновской — простирается почти меридионально. К югу от Жирновского поднятия ось сначала резко погружается и круто поворачивает, принимая широтное простирание, а затем вновь воздымается, образуя Линевскую структуру.

Максимальные отметки кровли нижнебашкирского подъяруса (рис. 14) лежат на Бахметьевском и Жирновском месторождениях

почти на одном уровне (—486 и —487 м), а на Линевской — на 182 м ниже (—669 м). Линевское месторождение содержит газовую залежь; Жирновское — залежь нефти с этажом нефтенасыщения 17,5 м и небольшой газовой шапкой высотой 4 м; Бахметьевское — крупную залежь нефти (этаж 70 м). Соответственно изменяется и отношение запасов газа (растворенного и свободного) к запасам нефти — на

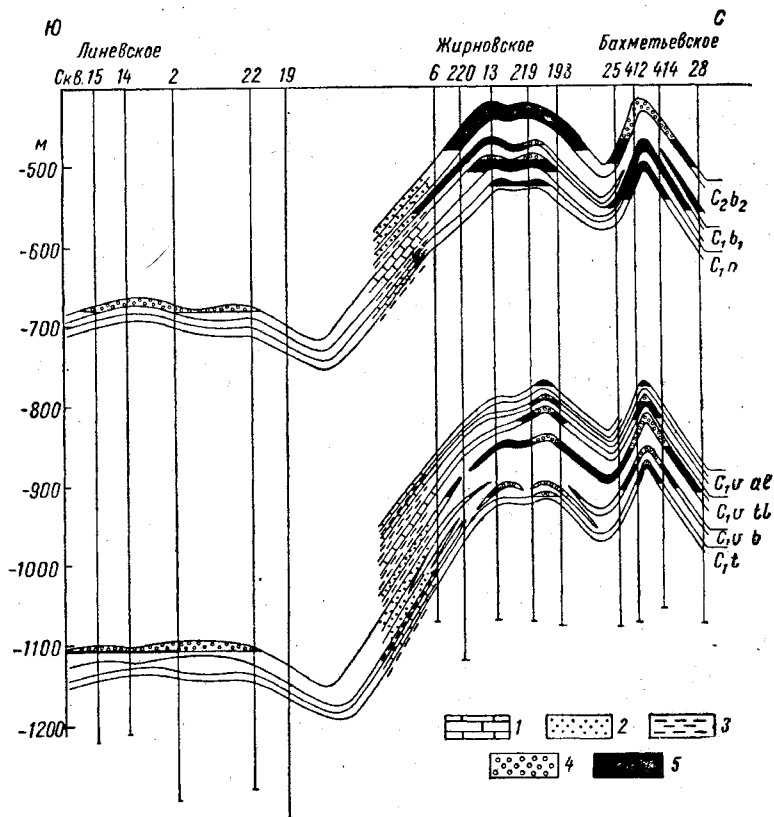


Рис. 14. Схематический геологический профиль через месторождения Линевское, Жирновское и Бахметьевское. Составлен по материалам Управления нефтяной и газовой промышленности Нижне-Волжского СХ.

1 — известняк; 2 — песчаник; 3 — глина; 4 — газ; 5 — нефть.

Жирновском месторождении 57,5 м³/т и на Бахметьевском 32 м³/т. Таким образом видно, что запасы нефти и газа размещены согласно принципу дифференциального улавливания.

В отличие от нижнебашкирского подъяруса в яснополянском надгоризонте условия залегания нефти и газа весьма сложные. Отложения надгоризонта в основном представлены глинами, углистыми сланцами, сверху с прослоями известняков, с прослоями песчаников

непостоянной мощности и литологического состава. Песчаники мелкозернистые, в разной степени глинистые, по простиранию замещаются глинами и плотными алевролитами; количество их не постоянно.

Вся терригенная толща в отношении миграции в ней нефти и газа рассматривается нами как единый резервуар.

По кровле пласта B₂ тульского горизонта Жирновское месторождение расположено на 42 м, а Линевское — на 198 м ниже Бахметьевского. В целом в терригенной толще нижнего карбона — тульском и бобриковском горизонтах содержится на Бахметьевском месторождении — 106 м³ газа на 1 т нефти, на Жирновском — 59 м³/т и на Линевском — 775 м³/т.

Удельные веса нефтей распределяются таким образом: на Бахметьевском 0,861, на Жирновском 0,859, на Линевском 0,867.

Запасы газа на Бахметьевском месторождении превышают Жирновские, что казалось бы противоречит принципу дифференциального улавливания углеводородов. Закономерность в отношении запасов нефти к запасам газа нарушается только в залежах пласта B₁ тульского горизонта, к которому приурочены основные запасы нефти и газа яснополянского надгоризонта.

По пласту B₁ Бахметьевское и Жирновское месторождения имеют общий контур нефтеносности; контуры раздела газ — нефть разные. По существу обе залежи описываемого продуктивного пласта обоих месторождений являются единой, приуроченной к крупной структуре с двумя куполами: Жирновским и Бахметьевским. Возможно, что эта залежь имела единый раздел газ — нефть.

Удельный вес нефти в бобриковском горизонте Линевского месторождения также нарушает закономерность в распределении нефтей по удельным весам в цепи структурных ловушек в процессе дифференциального распределения. Нефть содержит больше смол, чем нефти бобриковского горизонта остальных месторождений Линево-Бахметьевской тектонической зоны. Нефтяная оторочка очень тонкая, но значительная по площади (рис. 15). Наличие ее А. Л. Козлов (1959) связывает с оттеснением нефти в сторону падения пьезометрических напоров пластовых вод продуктивного горизонта в соответствии с принципами, установленными В. П. Савченко (1953). Газ месторождения отличается большим содержанием метана (94,90%), кислых газов и азота; из тяжелых углеводородов присутствует только этан (2,60%). Судя по составу газа и наличию нефтяной оторочки ограниченных размеров, следует считать, что нефть несет следы вторичных, окислительных процессов пластовыми водами.

По направлению падения пластов наблюдается некоторое изменение состава вод. Так, содержание хлора в воде бобриковского горизонта на Бахметьевском месторождении колеблется от 86 000 до 88 000 мг/л, на Жирновском — от 87 500 до 92 500 мг/л, а на Линевском, примерно, 100 000 — 101 000 мг/л. Соответственным образом увеличивается и общая минерализация от 4900 до 5700 мг/экв.

Волжск 1/2

Проведенные исследования продуктивного пласта бобриковского горизонта описанных выше месторождений со всей очевидностью подтверждают наличие процесса дифференциального улавливания нефти и газа в ловушках в зависимости от их гипсометрического положения.

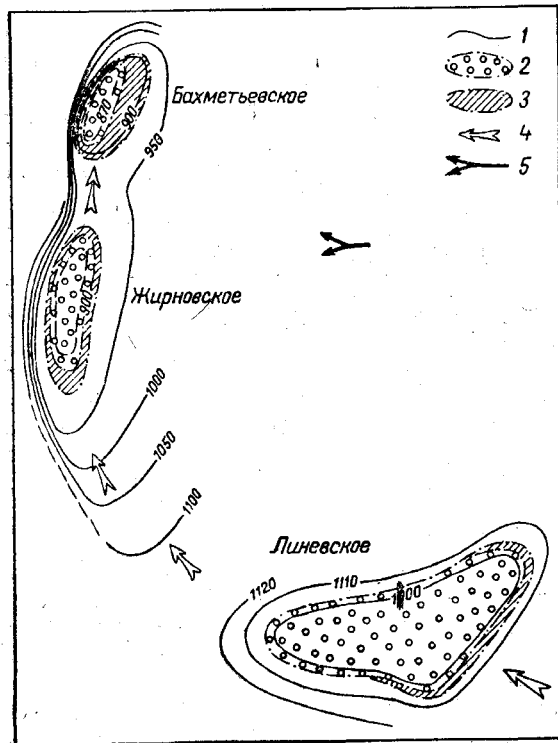


Рис. 15. Направление миграции нефти и газа в отложениях бобриковского горизонта Линево-Бахметьевской тектонической зоны. По А. Г. Габриэлян и С. П. Максиму, 1957 г.

1 — изогипсы по кровле бобриковского горизонта; 2, 3 — залежи в отложениях бобриковского горизонта; 2 — газа, 3 — нефти; 4, 5 — направление миграции: 4 — основное, 5 — локальное.

в направлении Бахметьевского; впоследствии залежь нефти в пласте  $B_1$  этих месторождений по существу стала единой;

3) в пласте  $A$  тульского горизонта — с востока на запад (Максимов и Габриэлян, 1957); газовая шапка в залежи пласта  $A$  Жирновского месторождения имеет явно вторичный характер.

Нам представляется, что газовая шапка в Жирновском месторождении образовалась (этаж газоносности 4 м) вследствие новейших тектонических движений, в результате чего пластовое давление уравнялось с давлением насыщения. Выделение газа из нефти в связи с падением пластового давления привело к некоторому увеличению

Признание условий формирования нефтяных и газовых залежей по принципу дифференциального улавливания приводит к выводу, что внутрирезервуарная миграция нефти и газа происходила:

1) в бобриковском горизонте — с юго-востока на северо-запад, т. е. от Линево-Бахметьевского месторождения к Бахметьевскому; не исключена локальная миграция нефти с востока на запад (см. рис. 15);

2) в пласте  $B_1$  тульского горизонта — с юго-востока на северо-запад и с востока на запад.

Можно предположить, что формирование залежи в Жирновском месторождении по времени опередило аккумуляцию нефти и газа в Бахметьевском месторождении, ибо имела место миграция несколько утяжеленной нефти из Жирновского

удельного веса нефти пласта  $A$  в Жирновском и уменьшению выхода легких фракций по сравнению с аналогичной залежью в Бахметьевском месторождении.

Привлекает внимание тот факт, что залежи нефти в пласте  $A$  в Жирновском и Бахметьевском месторождениях по размерам очень незначительны и приурочены только к купольным частям структур, а в Линево-Бахметьевском пласт содержит лишь воду. Очевидно, указанные структуры следует рассматривать как последние на пути миграции нефти по региональному подъему пласта  $A$ ; для заполнения ловушек нефти и газа не хватило. Отсутствие залежей нефти и газа в отложениях тульского горизонта в Кленовском месторождении, расположенном западнее, подтверждает высказанную точку зрения.

На пути миграции нефти и газа с востока на запад, вероятно, имеются гипсометрически пониженные ловушки, которые и аккумулялировали основные количества нефти и газа. При этом следует сказать, что если в направлении Жирновского и Бахметьевского месторождений нефти и газа было достаточно, чтобы достигнуть этих структур, то при миграции с востока на запад в направлении Линево-Бахметьевского месторождения нефти не хватило, и ловушка в пласте  $A$  осталась заполненной водой.

В последнее время на Иловлинском месторождении, расположенном к юго-востоку от Линево-Бахметьевского, бобриковский и тульский горизонты были вскрыты на значительном погружении и оказались продуктивными. При этом в бобриковском горизонте установлены две газовые залежи, а в тульском — верхняя, нефтяная, и нижняя — газонефтяная. Промышленные залежи газа и нефти установлены также в отложениях алексинского горизонта и турнейского яруса.

Открытие залежей газа и нефти на Иловлинском месторождении подтверждает сделанный нами вывод о миграции нефти и газа с востока на запад и полностью укладывается в схему дифференциального улавливания этих полезных ископаемых в залежах, расположенных на едином региональном подъеме пласта.

Можно предположить, что установленная закономерность в распространении залежей нефти и газа в локальных структурах по региональному падению пластов объясняется причинами тектонического характера, что современному структурному плану каменноугольных отложений не соответствует древнему структурному плану и что структуры, содержащие газ, ранее занимали повышенное положение. Последовавшие тектонические движения могли привести к погружению одних структур и, наоборот, к подъему других, что в свою очередь обусловило перераспределение пластового давления, от которого наряду с насыщением нефти газом зависит тип залежей.

С целью выяснения влияния тектонического фактора на условия формирования залежей нефти в нашем случае было прослежено, посредством анализа мощностей и составления палеоструктурных карт, взаимоположение рассматриваемых локальных структур, например, к концу каширского времени (наиболее высокий репер, соответствует глубинам 180—400 м). На палеоструктурной карте поверхности

бобриковского горизонта (Габриэлян, Максимов, 1957) можно видеть, что Линевское поднятие находилось на 90—100 м ниже Бахметьевского и на 30—40 м ниже Жирновского.

Таким образом, возможности объяснения наблюдаемого распределения нефтяных и газовых залежей влиянием тектонического фактора отпадает. Этот вывод нам кажется достоверным, ибо в противном случае пришлось бы констатировать наличие отдельных тектонических блоков, объединявших группы структур, которые были изолированы одна от другой и перемещались во времени в строгой последовательности.

В заключение следует, хотя бы схематично, остановиться на определении времени формирования этих залежей. Из изложенного видно, что региональный подъем пласта является необходимым условием для дифференциального скопления газа и нефти в ловушках. Миграция нефти и газа не может происходить, если пласт не имеет некоторого наклона; до начала миграции требуется определенный, минимальный угол этого наклона. Исследуя региональный наклон пластов верхов каширского горизонта, А. Г. Габриэлян и автор (1957) установили, что ко времени образования этих пластов уже имелись необходимые условия для миграции с востока на запад и даже для аккумуляции газа и нефти на Линевском месторождении. Следовательно, в каширское время процесс миграции уже мог идти, но еще не существовало ловушек на Жирновском и Бахметьевском месторождениях. Они образовались в послекаширское время. В соответствии с этим можно предположить, что формирование залежи газа в бобриковском горизонте на Линевском месторождении не могло начаться раньше каширского времени; образование же залежей нефти и газа на Жирновском и Бахметьевском месторождениях следует отнести к послекаширскому времени.

По данным А. И. Иванова, формирование Линевского, Жирновского и Бахметьевского локальных поднятий произошло в конце визейского века и закончилось в предбайосское время, т. е. оно могло начаться в намюрский век. Несмотря на расхождения в определении времени формирования структур Линевско-Бахметьевской тектонической зоны, можно констатировать, что к концу нижнего или среднего карбона в этой зоне были уже созданы благоприятные условия для миграции нефти и газа с востока на запад и аккумуляции их в ловушках.

## ГЛАВА IV

### НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ЛАТРЫКСКО-КАРАМЫШСКОЙ ВПАДИНЫ

Северная граница впадины проводится по северному флексуобразному крылу Елпано-Сергиевской тектонической зоны, расположенному в пределах юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода. Южная граница проводится по северному, флексуобразному крылу Медведицкого горстообразного поднятия. На востоке впадина открывается на моноклиальный склон Русской платформы.

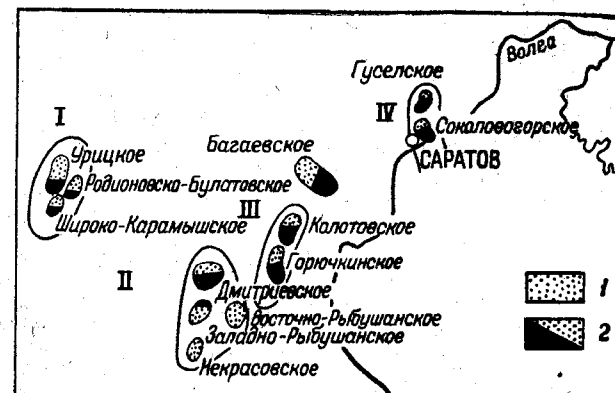
Газовые и нефтяные месторождения выявлены в пределах северного крыла и ее центральной части. Южный борт еще слабо изучен.

#### УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В пределах Латрыкско-Карамышской впадины известно 12 месторождений нефти и газа (рис. 16), к которым приурочено 62 залежи, из них 21 нефтяная, 10 газо-нефтяных и 31 газовые. Месторождения

Рис. 16. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений Латрыкско-Карамышской впадины.

I—IV — тектонические зоны: I — Урицкая, II — Рыбушанская, III — Горючинская, IV — Соколовгородская. Месторождения: 1 — газовые, 2 — газо-нефтяные.



приурочены к четырем тектоническим зонам: Урицкой, Рыбушанской, Горючкинской и Соколовгорской и локальному Багаевскому подъятию. Распределение залежей по стратиграфическим комплексам

Зоны Месторождения	Урицкая		Рыбушанская				Горючкинская		Соколовгорская			Всего в продуктивных комплексах	В том числе		
	Широко-Карамышское	Урицкое	Родильновско-Булатовское	Некрасовское	Западно-Рыбушанское	Дмитриевское	Восточно-Рыбушанское	Горючкинское	Колотовское	Багаевское	Соколовгорское		Гусельское	газ / нефть	газ + нефть
$C_2 m \text{ vr}$							▲						1	1/-	-
$C_2 b_2$		▲		▲	▲	▲		▲	▲	▲	▲	▲	8	4/1	3
$C_2 b_1$		▲			▲			▲	▲	▲	▲	▲	4	3/-	1
$C_1 u \text{ al}$					▲		▲						7	6/1	
		▲	▲	▲											
$C_1 u \text{ tl}$		▲			▲		▲	▲	▲	▲	▲	▲	19	11/4	4
		▲			▲		▲	▲	▲	▲	▲	▲			
		▲	▲	▲											
$C_1 u \text{ b}$	▲	▲	▲					▲	▲	▲	▲	▲	7	4/1	2
$C_1 t \text{ ch}$										▲	▲	▲	3	2/1	-
$C_1 t$											▲	▲			
$D_3 \text{ fr sr}$											▲	▲	2	2/2	-
$D_3 \text{ fr sch}$											▲	▲	4	7/4	-
$D_2 \text{ gu}$										▲	▲	▲	7	7/7	-
											▲	▲			
Всего в месторожд	2	9	5	1	7	2	4	7	5	4	11	5	62	31/21	10
В том числе	1/1	5/-	4/1	1/-	7/-	1/1	4/-	2/2	2/3	2/1	2/1	7/5	31/21		
газ / нефть	-	4	-	-	-	-	-	3	-	1	2	-	10		
газ + нефть															

1 — коллекторы терригенные; 2 — коллекторы карбонатные; 3 — залежи: 3 — газовые, 4 — нефтяные, 5 — газо-нефтяные; НП — непромышленные залежи.

Рис. 17. Схема распределения залежей нефти и газа по разрезу палеозойских отложений Латрыкско-Карамышской впадины.

1 — коллекторы терригенные; 2 — коллекторы карбонатные; 3 — залежи: 3 — газовые, 4 — нефтяные, 5 — газо-нефтяные; НП — непромышленные залежи.

и тектоническим зонам приведено на рис. 17, по которому видно, что залежи нефти и газа приурочены к 11 продуктивным комплексам — от верейского горизонта среднего карбона до живетского яруса среднего девона.

## Описание продуктивных горизонтов

### Каменноугольная система

Продуктивные горизонты установлены в среднем и нижнем отделах каменноугольной системы.

#### Средний отдел

В среднем отделе продуктивными являются отложения верейского горизонта и башкирского яруса.

Верейский горизонт ( $C_2 m \text{ vr}$ ) сложен терригенно-карбонатными породами: глинами с прослоями песчаников, алевролитов и известняков; мощность горизонта 56—65 м. Коллекторами являются прослойки песчаников, обладающие эффективной пористостью 6—21% и проницаемостью 1—170 мд.

Промышленные скопления газа в отложениях верейского горизонта впервые установлены в 1960 г. на Восточно-Рыбушанской площади. Залежь не разведана, и параметры, характеризующие ее, не выявлены.

Верхнебашкирский подъярус ( $C_2 b_2$ ) представлен глинами с прослоями песчаников. Мощность подъяруса 128—146 м. Коллекторами являются два прослоя песчаников мощностью 30—35 м. Эффективная мощность коллекторов колеблется от 3 до 23 м, эффективная пористость от 11 до 19%, средняя проницаемость от 15 до 290 мд.

Отложения верхнебашкирского подъяруса продуктивны в четырех тектонических зонах Латрыкско-Карамышской впадины. Залежи относятся к типу пластовых сводовых.

Нижебашкирский подъярус ( $C_2 b_1$ ) сложен известняками органогенно-обломочными и оолитовыми. Коллекторами служат известняки, в верхней части разреза пористые и кавернозные в результате процессов древней эрозии. Эффективная мощность продуктивной части коллекторов 4,6—8 м, эффективная пористость 5—7%.

Промышленные скопления газа приурочены к четырем месторождениям различных тектонических зон. Залежи относятся к типу массивных.

#### Нижний отдел

В нижнекаменноугольных отложениях продуктивными являются алексинский горизонт, яснополянский надгоризонт и турнейский ярус.

Алексинский горизонт ( $C_1 u \text{ al}$ ) в средней и восточной частях северного борта Латрыкско-Карамышской впадины сложен известняками и неотделим от вышележащих отложений окского надгоризонта, а в центральной и западной частях впадины — терригенно-карбонатными породами: чередующимися глинами, песчани-

ками и известняками. Промышленные скопления газа и нефти приурочены только к участкам развития терригенно-карбонатных пород. Мощность горизонта достигает 30—40 м.

Коллекторами служат прослойки песчаников — шесть в районе Урицкой тектонической зоны и четыре в Рыбушанской. Коллекторские свойства отложений алексинского горизонта изучены недостаточно.

Промышленные скопления нефти и газа в отложениях алексинского горизонта установлены в двух тектонических зонах: Урицкой и Рыбушанской.

В 1961 г. выявлены залежи нефти на вновь открытом Токмовском месторождении (южный борт впадины). Залежи относятся к типу пластовых сводовых.

Яснополянский надгоризонт ( $C_{IV}$ ) состоит из двух горизонтов — тульского и бобриковского, по условиям залегания в них нефти и газа представляющих единую продуктивную толщу (резервуар). Мощность надгоризонта увеличивается с севера на юг от 40 м на Соколовогорском месторождении до 100 м в пределах Рыбушанской тектонической зоны.

Верхняя часть яснополянского надгоризонта в объеме тульского горизонта ( $C_{IV}$   $tl$ ) сложена чередующимися песчаниками, алевролитами, глинами и известняками. Коллекторами являются линзообразные прослойки песчаников, непостоянных по мощности и выклинивающихся по простиранию. Песчаники мелко- и неравнозернистые, плохо отсортированные, в разной степени глинистые, с обуглившимися растительными остатками. Эффективная мощность их 1,8—9,0 м, эффективная пористость от 10 до 26%, проницаемость от 46 до 1250 мд. Коллекторские свойства местами резко меняются в пределах одного месторождения.

Промышленные скопления газа и нефти выявлены во всех зонах, за исключением Соколовогорской и Багаевского месторождения.

Бобриковский горизонт ( $C_{IV}$   $b$ ) по литологическому составу идентичен тульскому, но в его разрезе отсутствуют прослойки известняков. Коллекторами являются прослойки песчаников, по коллекторским свойствам и условиям залегания аналогичные коллекторам тульского горизонта.

Промышленные скопления нефти и газа установлены во всех тектонических зонах, за исключением Рыбушанской. Кроме того, выявлена газо-конденсатная залежь на новом, Каменском месторождении.

В результате особенностей строения коллекторов все залежи нефти и газа яснополянского надгоризонта относятся к типу пластовых сводовых, частично литологически экранированных.

Турнейский ярус ( $C_{It}$ ) представлен известняками и доломитами с редкими и маломощными прослойками глин. Мощность отложений 121—162 м. Верхняя часть разреза размыта, эродирована и перекрыта глинами бобриковского горизонта. Местами, например на Соколовогорском поднятии, породы черепетского гори-

зонта ( $C_{It}$   $ch$ ) полностью размыты и отложения бобриковского горизонта ложатся непосредственно на малевские ( $C_{It}$   $ml$ ).

Коллекторами являются известняки пористые, кавернозные и трещиноватые. Эффективная мощность продуктивной части известняков 2—8 м, эффективная пористость 5—22%, проницаемость низкая, порядка 30 мд. Залежи относятся к типу пластовых сводовых.

Промышленные скопления нефти и газа имеются только на месторождениях северного борта впадины.

### Девонская система

Продуктивность отложений установлена в семилукском и нижнещигровском горизонтах верхнего отдела и живетском ярусе среднего отдела.

Семилукский горизонт ( $D_{3}$   $fg$   $sm$ ) сложен глинистыми известняками с прослойками глин. Мощность горизонта 90—112 м. Коллекторами являются трещиноватые известняки эффективной мощностью 10 м, обладающие пористостью до 4% и проницаемостью 48 мд.

Промышленные скопления нефти (небольшие залежи) установлены только на Соколовогорском и Гуселском месторождениях. Залежи относятся к типу пластовых сводовых, частично литологически экранированных.

Нижнещигровский горизонт ( $D_{3}$   $fg$   $ch$ ) представлен песчаниками, алевролитами, глинами с подчиненными им прослойками известняков. Мощность горизонта 125—160 м. Коллекторами являются прослойки песчаников, объединяемых в два пласта: верхний индексированный  $D_{I}$ , и нижний —  $D_{II}$ . Эффективная мощность пластов колеблется в пределах 5—14 м, эффективная пористость 10—22%, проницаемость 360—1500 мд.

Промышленные скопления нефти в отложениях нижнещигровского горизонта выявлены только в пределах Соколовогорской тектонической зоны, где оба месторождения этой зоны — Соколовогорское и Гуселское — содержат залежи нефти в обоих пластах. Залежи относятся к типу пластовых, литологически экранированных.

Живетский ярус ( $D_{2}$   $gv$ ) сложен мощной толщей терригенно-карбонатных пород: песчаниками, алевролитами, глинами, известняками и доломитами. Коллекторами являются прослойки песчаников, которые объединяются в продуктивные пласты, индексированные:  $D_{IV}$ ,  $D_{IVa}$ ,  $D_{IVb}$  и  $D_V$ .

Таблица 3  
Свойства коллекторов продуктивных пластов живетского яруса

Параметры	$D_{IVa}$	$D_{IVb}$	$D_V$
Эффективная мощность, м . . . . .	6,5—8	6	6—30,8
Эффективная пористость, % . . . . .	11—15	11	20
Проницаемость, мд . . . . .	360—1147	360	563

Коллекторские свойства продуктивных пластов приведены в табл. 3.

Промышленные скопления нефти установлены только в Соколовогорской тектонической зоне, в обоих месторождениях.

### Распределение запасов нефти и газа по тектоническим зонам

Нами рассмотрено распределение запасов нефти и газа во всех тектонических зонах впадины, но здесь мы ограничимся детальным рассмотрением распределения запасов лишь только по двум основным зонам: Горючкинской и Соколовогорской.

Локальные структуры Горючкинской тектонической зоны выражены только по отложениям карбонатной части девона и более молодым. Отложения нижнецигровского горизонта и живетского яруса залегают моноклинально с падением на юг.

Промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях от турнейского яруса до верхнебашкирского подъяруса. Из 11 открытых залежей 7 приурочены к Горючкинскому и 4 к Колотовскому месторождениям.

Залежи нефти и газа в отложениях верхнебашкирского подъяруса, тульского и бобриковского горизонтов установлены на площади обоих месторождений, а в отложениях нижнебашкирского подъяруса и турнейского яруса — только на более погруженном — Горючкинском.

На месторождениях Горючкинской тектонической зоны подавляющая часть запасов нефти и газа приурочена к терригенным комплексам среднего и нижнего карбона (рис. 18). Более 1/3 запасов приурочено к верхнебашкирскому подъярису среднего карбона, а половина — к отложениям тульского горизонта. Вниз по разрезу от этих основных продуктивных горизонтов количество запасов резко снижается. Преобладающий тип коллекторов — терригенный.

Большая часть запасов сосредоточена в относительно погруженном Горючкинском месторождении, в котором запасы нефти и газа почти равны. В более приподнятом Колотовском месторождении запасы нефти в три раза превосходят запасы газа. Залежи преимущественно пластовые сводовые и пластовые, литологически экранированные.

В Соколовогорской тектонической зоне Соколовогорское поднятие выражено по всем отложениям осадочного чехла, Гуселское — только по девонским; породы карбона и вышележащие здесь залегают моноклинально с падением на юг.

Промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях среднего и нижнего карбона, верхнего и среднего девона. (Распределение залежей показано на рис. 19.)

Подавляющая часть запасов нефти и газа (рис. 19) приурочена к терригенному комплексу девона, поровну распределяясь между отложениями нижнецигровского горизонта и живетского яруса,

Преобладающий тип коллекторов — терригенный. Залежи преимущественно пластовые сводовые.

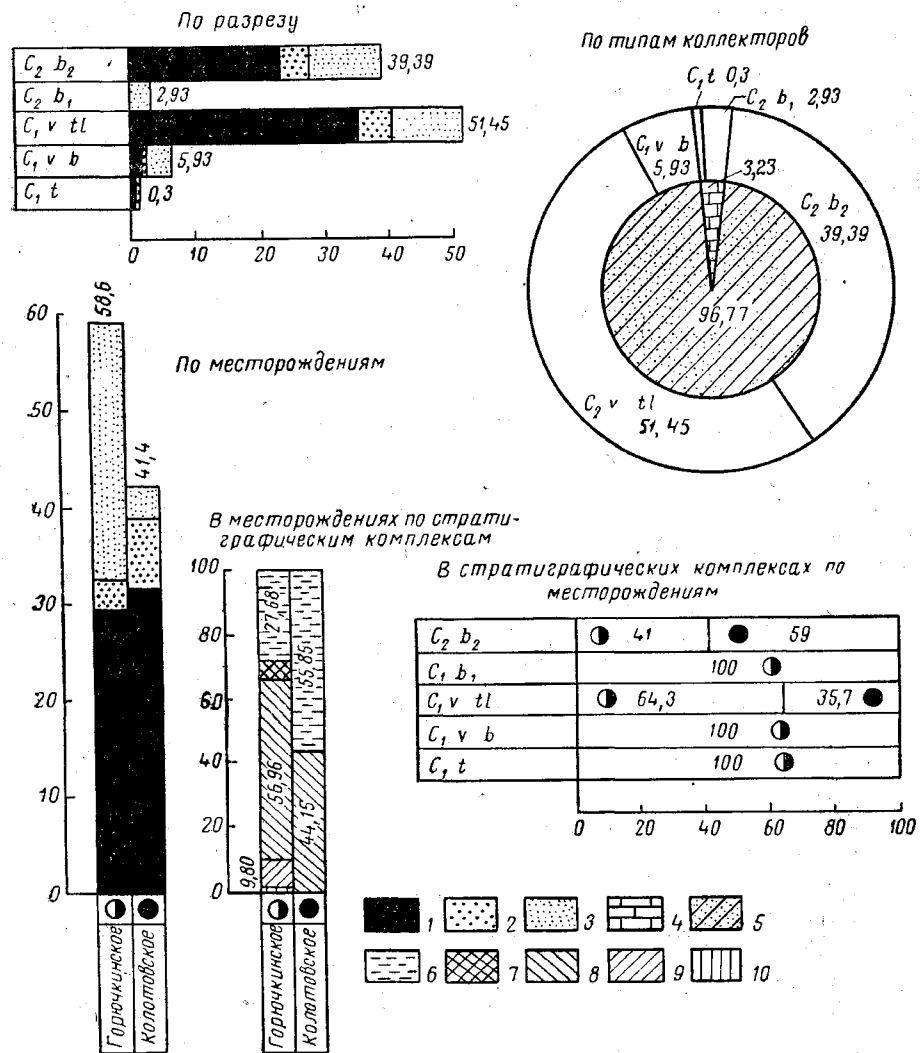


Рис. 18. Распределение запасов нефти и газа в Горючкинской тектонической зоне (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6 — верхнебашкирский подъярус; 7 — нижнебашкирский подъярус; 8 — тульский горизонт; 9 — бобриковский горизонт; 10 — турнейский ярус.

Наибольшее количество запасов нефти и газа содержит относительно погруженное (в пределах зоны) Соколовогорское месторождение.

Основные запасы Урицкой тектонической зоны (92,25%) сосредоточены в отложениях тульского горизонта — в относительно приподнятом Урицком месторождении.

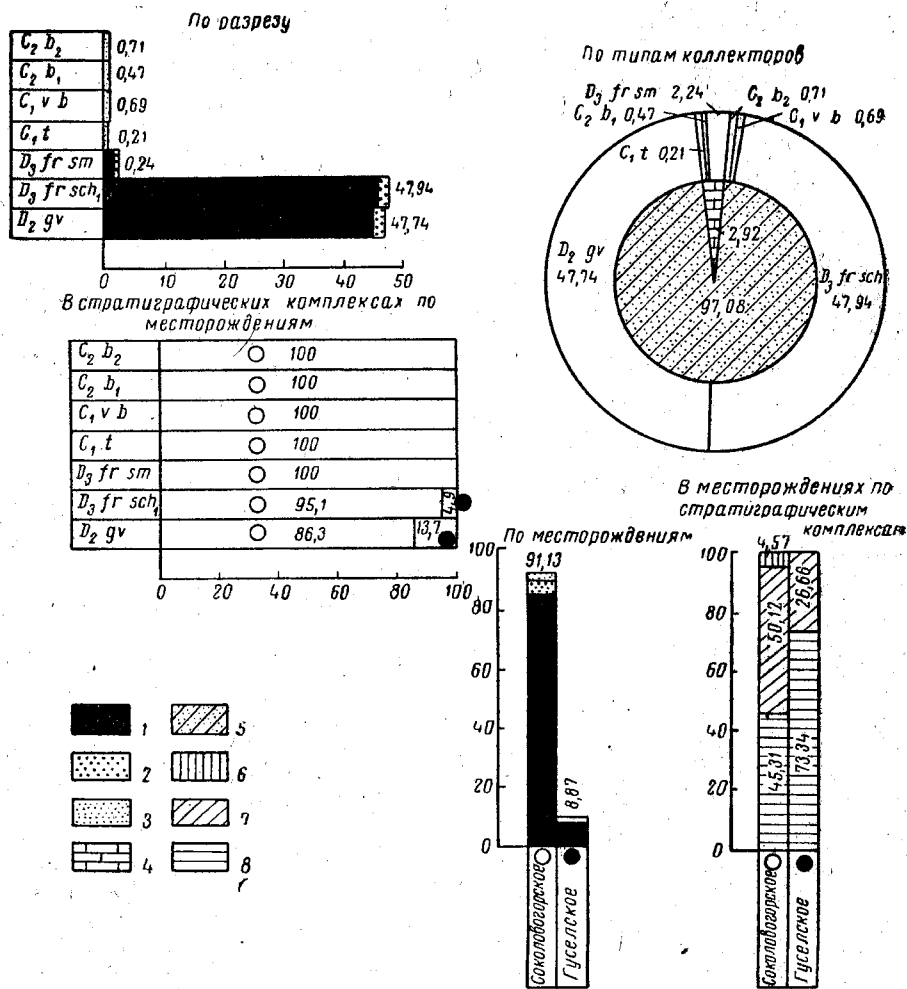


Рис. 19. Распределение запасов нефти и газа в Соколовогорской тектонической зоне (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6 — башкирский ярус; бобриковский горизонт; турнейский ярус; семилукский горизонт; 7 — нижнежигровский горизонт; 8 — живецкий ярус.

В Рыбушанской тектонической зоне более половины запасов (51,03%) содержат отложения верхнебашкирского подъяруса и алексинского горизонта (33,16%). В структурном отношении запасы газа сосредоточены преимущественно (42,52%) в Некрасовском месторо-

ждении. В породах тульского горизонта, в относительно приподнятом Дмитриевском месторождении известна нефтяная залежь. В отложениях алексинского горизонта в Западно-Рыбушанском месторождении имеется газовая залежь с нефтяной оторочкой ограниченных размеров.

Основные запасы Багаевского месторождения (89,29%) сосредоточены в отложениях бобриковского горизонта.

В небольшом Токовском месторождении залежи нефти приурочены к отложениям алексинского горизонта.

### ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ, ГАЗОВ И ПЛАСТОВЫХ ВОД

Проследить изменения геохимической характеристики нефтей, газов и пластовых вод по разрезам месторождений и по стратиграфическим комплексам в пределах тектонических зон Латырско-Карамышской впадины весьма затруднительно, ибо большинство открытых месторождений содержит залежи нефти и газа только в отложениях каменноугольной системы, причем эти залежи полностью не разведаны.

Ниже приводится описание свойств нефтей и газов по разрезу только Соколовогорского месторождения и в дополнение к этому рассматриваются свойства нефтей и газов стратиграфических комплексов палеозоя разных месторождений или усредненные данные по ряду месторождений впадины. При характеристике нефтей и газов использованы материалы нефтепромысловых управлений и А. И. Иванова. Ряд проб газов и нефтей был исследован в газовой и нефтяной лабораториях ВНИГНИ.

### Изменение свойств нефтей, газов и пластовых вод по разрезам месторождений

Изменение свойств нефтей, газов и пластовых вод по разрезу Соколовогорского месторождения приведено на рис. 20.

Изменение свойств нефтей в пределах крупных стратиграфических комплексов от горизонта к горизонту происходит сравнительно незначительно.

Так, нефти нижнебашкирского подъяруса имеют несколько более высокий удельный вес, повышенную вязкость и большее содержание кокса, акцизных смол и парафина, чем нефти верхнебашкирского подъяруса. Кислотность у нефтей этих двух подъярусов одинаковая.

Нефти всех продуктивных горизонтов нижнего карбона по удельному весу почти не различаются, кроме малевского горизонта, в котором нефть значительно более легкая. Также мало различаются нефти из нижнего карбона (в том числе и из малевского горизонта) по углеводородному составу; несколько повышенным содержанием метановых углеводородов выделяются только нефти бобриковского



горизонта. Сходство основных физических и химических характеристик нефтей и газов алексинского, тульского, бобриковского и малевского горизонтов может свидетельствовать о генетической связи нефтей всей толщи нижнего карбона.

Нефти живецкого яруса ( $D_V$ ,  $D_{IV6}$ ,  $D_{IVa}$ ,  $D_{IV}$ ) относятся к типу малосернистых, смолистых, высокопарафинистых с высоким содержанием светлых фракций — от 52 до 55%, из которых 30–34% падает на бензин.

Все нефти девонских отложений (семилюкского, нижнещигровского горизонтов, живецкого яруса) также мало различаются.

Значительное же различие наблюдается между нефтями девона и карбона по удельному весу, люминесцентно-спектральным характеристикам и химическим свойствам.

Средние удельные веса нефтей нижнекаменноугольных отложений (0,820) меньше девонских (0,832).

По данным люминесцентного анализа (табл. 4) нефти девона более яркие, их цветовая характеристика и спектры люминесценции свидетельствуют о том, что они содержат больше масляных фракций*, чем нефти нижнекаменноугольных отложений.

Ряд проб нефтей нижнекаменноугольных и девонских отложений был исследован в нефтяной лаборатории ВНИГНИ. По этим анализам нефти нижнего карбона и девона различаются таким образом: в бензиновой фракции нефтей девона ( $D_V$ ) по сравнению с каменноугольными резко возрастает содержание ароматических углеводородов (19,24% против 4,71%); парафиновые углеводороды существенно преобладают над нафтеновыми (50,06% против 30,67%). В бензиновых фракциях нефтей карбона содержание парафиновых и нафтеновых углеводородов близко или преобладают последние. По кольцевому составу во фракции нефтей, вскипающих выше 200°С, в ароматических углеводородах наблюдается несколько большая конденсированность молекул.

Нефти из отложений нижнещигровского горизонта и живецкого яруса близки по групповому составу и кольцевому анализу.

* Анализы проведены во ВНИГНИ кандидатом физико-математических наук А. А. Ильиной.

Рис. 20. Изменение свойств газа, нефти и пластовой воды по разрезу Соколовгорского месторождения.

1 — глина; 2 — известняк; 3 — песчаник; 4 — мергель; 5 — аргиллит; 6 — песок; 7 — ангидрит; 8 — газ; 9 — нефть; I — характеристика залежи: а — давление насыщения, ат; б — газовый фактор, м³/т; в — начальное пластовое давление, ат; II — характеристика газа: (1 — растворенного, 2 — свободного); содержание, об. %: а₁, а₂ — азота; б₁, б₂ — тяжелых углеводородов; а₁, а₂ — H₂S + CO₂; а₁, а₂ — метана; отношение: δ — нормального пентана к изопентану; ε₁, ε₂ — метана + азота к тяжелым углеводородам; ж — нормального бутана к изобутану; з — гелия к аргону; III — характеристика нефти: содержание, %: а — смол и асфальтенов; б — серы; в — парафина; г — легких фракций до 300°С; θ — удельный вес; отношение: е — углеводородов парафино-нафтеновых к ароматическим во фракции до 150°С; ж — % атомов С в парафиновых цепях к % атомов С в кольцах в ароматических углеводородах; з — то же к % атомов С в кольцах в парафинонафтеновых углеводородах; и — углеводородов парафиновых к ароматическим во фракции выше 150°С; ж, л — спектры люминесценции, длина волн λ, τ и для: ж — нижнещигровского горизонта; л — живецкого яруса; IV — характеристика воды: а — минерализация, мг-экв на 100 г; б — содержание SO₄²⁻, г на 100 г.

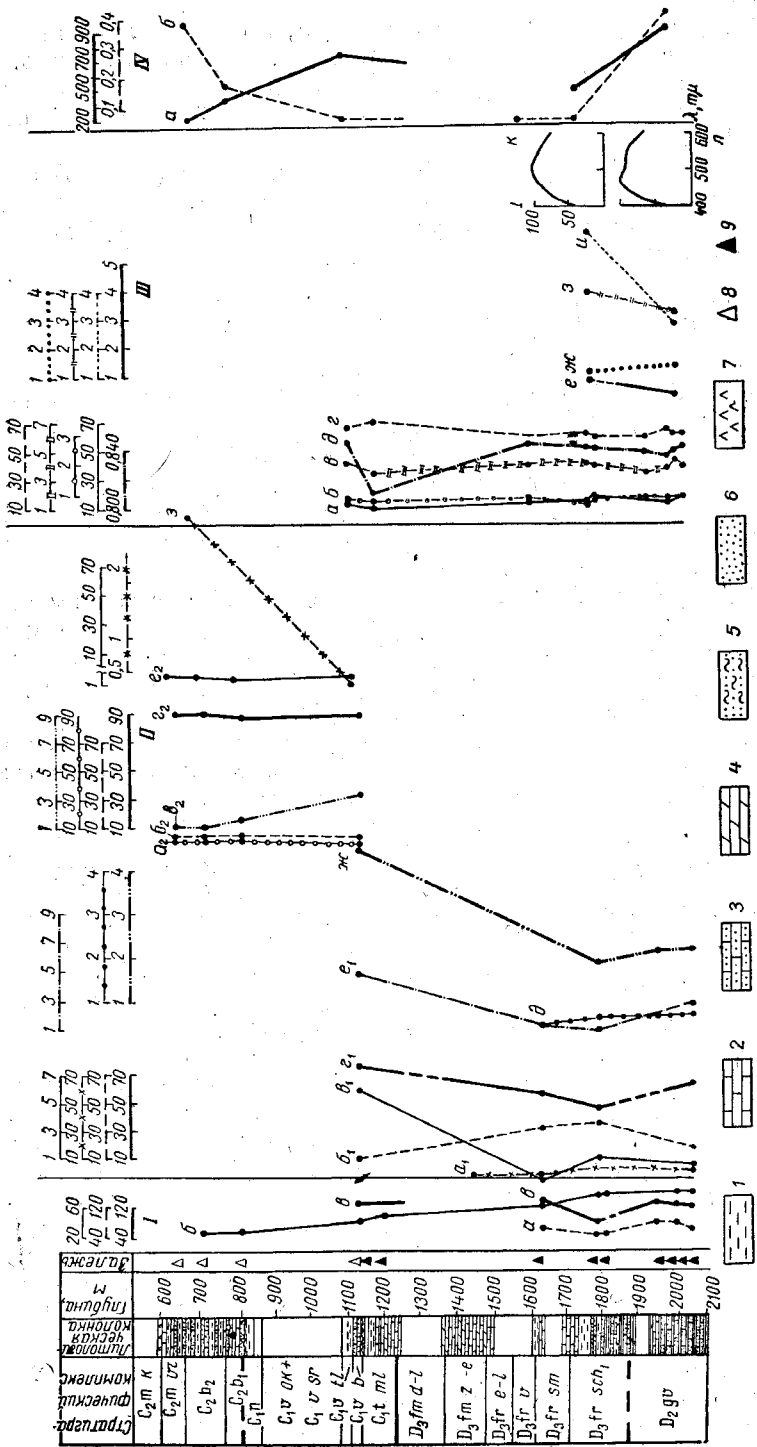


Таблица 4

## Спектрально-люминесцентная характеристика нефтей Латрыско-Карамышской впадины

Месторождения	Стратиграфические комплексы	Фотометрическая характеристика		$\lambda_{\max}$ , m $\mu$
		яркость люминесценции	цветовая характеристика	
Урицкое Широко-Карамышское Соколовогорское	Тульский горизонт . . .	2,55	0,55	510
	Бобриковский горизонт	2,0	0,67	510
	Нижнецигровский горизонт (D _I ) . . . . .	5,6	1,7	504
	Живетский ярус (D _V ) . .	4,1	2,0	472

*  $\lambda_{\max}$  — длина волны максимума спектра люминесценции в миллимикронах (m $\mu$ ).

Нефти из тульского и бобриковского горизонтов месторождений Урицкого и Широко-Карамышского также имеют много общего. Нефти из бобриковского горизонта Горючкинского месторождения довольно резко отличаются от них и приближаются к девонским; если их исключить из расчета, разница между девонскими и каменноугольными нефтями будет еще более резкой.

Свободные газы из отложений нижнего и среднего карбона по кислотным компонентам, азоту и гелию различны: содержание углекислого газа в газах бобриковского горизонта значительно выше, чем в газах среднего карбона, а азота — почти в три раза меньше; отношение гелия к аргону в свободном газе бобриковского горизонта достигает 0,32 против 0,0105 в газах среднего карбона.

Свободные газы среднекаменноугольных отложений (верейский горизонт, верхне- и нижнебашкирские подъярусы) близки по составу, но в газах верейского горизонта отсутствует сероводород, а углекислого газа содержится меньше, чем в газах башкирского яруса. Общим для газов среднего карбона является высокое содержание плохо растворимых компонентов: суммы метана и азота.

В отложениях нижнего карбона имеются газы свободные (малевский и бобриковский горизонты) и растворенные (бобриковский горизонт). Растворенный газ бобриковского горизонта отличается от газов девона содержанием сероводорода (в очень незначительных количествах), высоким содержанием углекислого газа (6,0%), более высоким содержанием метана, более низким (почти в три раза) содержанием гомологов метана и отсутствием азота.

Залежи нижнецигровского горизонта, по сравнению с залежами живетского яруса, имеют более низкие давления насыщений и газо-

вые факторы, что указывает на сильное недонасыщение их газом (табл. 5). Пластовые условия в нефтяных залежах нижнецигровского горизонта наложили весьма своеобразный отпечаток на состав растворенных газов. Последние, по сравнению с растворенными газами нефтей живетского яруса, характеризуются более высоким содержанием тяжелых углеводородов (39,66% против 22,64%). В карбонатных коллекторах верхнего девона, в частности, в семилукском горизонте, давление насыщения повышается по сравнению с нижнецигровским (терригенные отложения) до 120 ат, а газовый фактор возрастает до 99 м³/т. Растворенный газ семилукского горизонта отличается более низким содержанием азота по сравнению с остальными девонскими газами.

Таблица 5

## Характеристика залежей газа Соколовогорского месторождения

Стратиграфические комплексы	Число анализов	Пластовое давление, ат	Давление насыщения, ат	Газовый фактор, м ³ /т
Малевский горизонт . . . . .	—	125,2	—	—
Семилукский » . . . . .	1	158,9	120	99,2
» » . . . . .	1	158,9	81	71,3
Среднее . . . . .	158,9	100	85,2	
Нижнецигровский горизонт . . . . .	2	187	60	39,5
» » . . . . .	5	187	84	57,3
» » . . . . .	2	187	90	61,2
» » . . . . .	2	187	94	68,6
» » . . . . .	1	187	107	76,1
Среднее . . . . .	187	87	60	
Живетский ярус D _{IV} . . . . .	1	213	120	96,8
» » D _V . . . . .	3	216	113	85,0
» » D _V . . . . .	8	215	105	85,0
Среднее . . . . .	215	109	88,0	

Растворенные газы живетского яруса тяжелых углеводородов содержат около 22,64%. При сопоставлении нефтей и растворенных газов из разных пластов живетского яруса отмечается их тенденция к «облегчению» (уменьшение количества смолисто-асфальтеновых компонентов) вверх по разрезу. В этом направлении наблюдается (пласты D_V и D_{IV}) увеличение давления насыщения.

Таким образом, сверху вниз по разрезу в составе свободных и растворенных в нефти газах отмечается: повышенное содержание углекислого газа в отложениях карбона и резкое уменьшение его в отложениях девона; уменьшение содержания азота в свободном газе и резкое возрастание его в растворенном газе в девоне; уменьшение содержания метана и увеличение суммы тяжелых углеводородов (15,3% против 25,75%) в девоне.

По разрезу палеозойских отложений Латрыско-Карамышской впадины в целом устанавливается различие газов из среднего и нижнего карбона и из девона. Наблюдается увеличение жирности газов

с увеличением возраста вмещающих отложений; отношение метана к сумме тяжелых углеводородов сверху вниз изменяется для свободных газов (среднего и нижнего карбона) 20,4; 16,7, а для растворенных соответственно 8,08; 4,7; 2,3.

Сероводород в газах карбона содержится в ничтожных количествах, а в газах девона полностью отсутствует. Содержание углекислого газа достигает максимума в растворенных газах из нижнекаменноугольных отложений. Для растворенных газов характерно уменьшение содержания азота от среднекаменноугольных к нижнекаменноугольным отложениям и затем вновь увеличение до максимальных количеств в девонских.

В свободном газе отмечается незначительное увеличение содержания азота в нижнекаменноугольных отложениях, по сравнению со среднекаменноугольными. Однако суммарное содержание азота в свободных и растворенных газах все же в среднекаменноугольных отложениях значительно выше.

По изомерным соединениям бутана и пентана газы различаются незначительно (0,53 против 0,77). Устанавливается аномалийное отношение нормального бутана к изомерным соединениям в отложениях бобриковского горизонта Соколовогорского месторождения (5,5) и в газах тульского горизонта Урицкого месторождения (0,33).

Пластовые воды Латрыкско-Карамышской впадины изучены слабо. Самые нижние водоносные горизонты, приуроченные к бавлинской и сероцветной толщам, на приток вод не опробованы. Выше лежащие водоносные горизонты среднего и верхнего девона, карбона и мезокайнозоя опробованы только на отдельных площадях.

Схема распределения пластовых вод по разрезу, приведенная нами в предыдущей главе (для восточного склона Воронежского свода), сохраняется и для Латрыкско-Карамышской впадины.

Основным водоупорным горизонтом являются глинистые отложения терригенной части среднего карбона (верейского горизонта московского яруса и верхнебашкирского подъяруса). Воды отложений, залегающих выше этой толщи, относятся к разным типам, а воды терригенной толщи среднего карбона и ниже лежащих отложений — к хлоркальциевому типу.

В пределах Латрыкско-Карамышской впадины гидродинамический режим обусловлен современным структурным планом. В Латрыкско-Карамышскую впадину воды поступают по северному и южному склонам с Жигулевско-Пугачевского и Воронежского сводов. Изменения их минерализации подчинены закономерностям, присутствующим водам восточного склона Воронежского свода.

#### Изменение свойств нефтей и газов по стратиграфическим комплексам в пределах тектонических зон

Изменение свойств нефтей и газов по стратиграфическим комплексам прослежено в пределах всех четырех тектонических зон впадины. Однако наибольшей полнотой аналитического материала

отличаются только месторождения двух зон — Соколовогорской и Горючкинской. Совместно с последней рассматривается Багаевское месторождение.

В Соколовогорской тектонической зоне, на Соколовогорском месторождении газонефтеносными являются от-

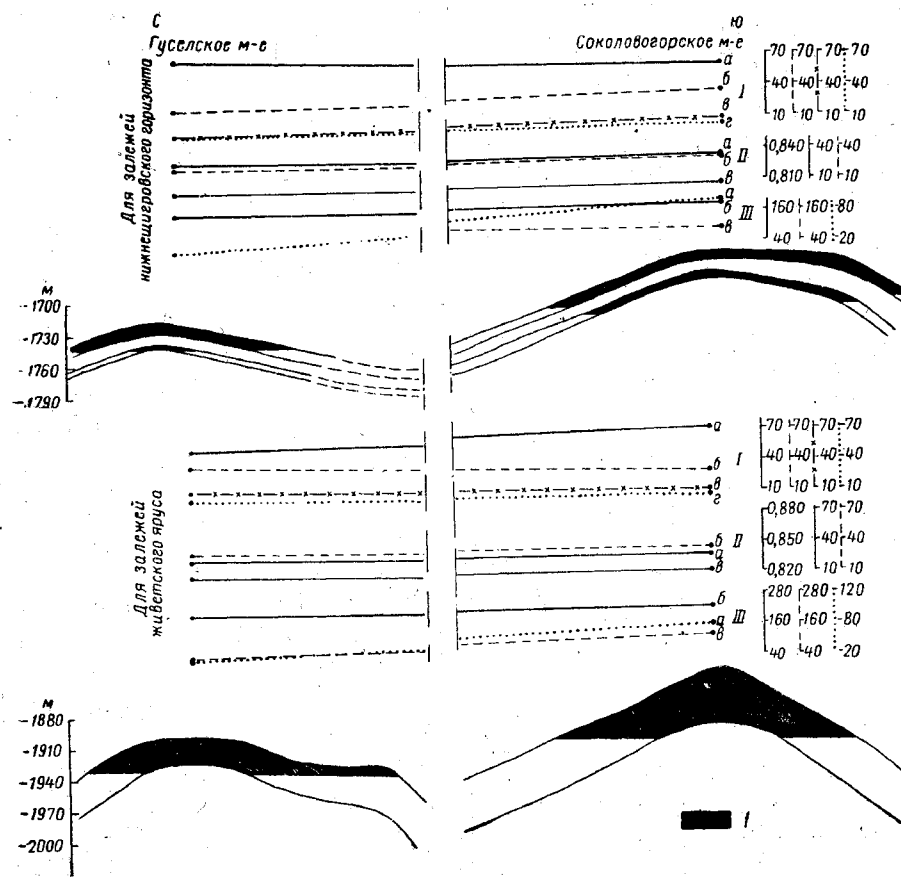


Рис. 21. Геолого-геохимический профиль по Соколовогорской тектонической зоне.

1 — нефть; I — состав растворенного газа, об. %: а — метана; б — тяжелых углеводородов; в — азота; г —  $H_2S + CO_2$ ; II — характеристика нефти: а — удельный вес; б — легкие фракции до  $200^\circ C$ ; в — смолы и асфальтены, %; III — характеристика залежи: а — газовый фактор,  $m^3/m$ ; б — начальное пластовое давление, ат; в — давление насыщения, ат.

ложения каменноугольной и девонской системы, а в Гуселском — только девонской. Следовательно, проследить изменения геохимической характеристики нефтей в Соколовогорской тектонической зоне можно лишь по отложениям девона (рис. 21).

В современном структурном плане кровля нижнешигровского горизонта и живетского яруса на Гуселском месторождении располагается ниже, чем на Соколовогорском (табл. 6). Свойства нефтей этих месторождений несколько различаются. Как в нижнешигровском горизонте (I пласт), так и в живетском ярусе (V пласт) отчетливо прослеживается уменьшение удельного веса нефти от Гуселского месторождения к Соколовогорскому. Это сопровождается уменьшением содержания в нефти серы, кокса, смол (акцизных, силикагелевых) и парафинов; выход легких фракций остается неизменным. В растворенном газе Соколовогорского месторождения содержится больше метана, но меньше азота по сравнению с Гуселским. По нижнешигровскому горизонту соотношение иное: на Соколовогорском месторождении в растворенном газе сумма гомологов метана выше, чем на Гуселском месторождении.

Резкое различие растворенных газов и менее значительное различие нефтей при территориальной близости описываемых месторождений отмечалось С. Н. Кисиной, которая объясняла такие явления различными условиями нефтеобразования на этих площадях.

В нижнешигровском горизонте состав растворенного газа соответствует характеристике нефти: более легкой нефти Соколовогорского месторождения соответствует газ, более обогащенный тяжелыми углеводородами. В живетском ярусе такого соответствия не наблюдается. По нашему мнению, изменение характеристик нефти и газа связано с условиями формирования Соколовогорского и Гуселского месторождений. Подтверждением этому служат более высокие пластовые давления, давление насыщения и газовый фактор в залежах Соколовогорского месторождения, по сравнению с такими в залежах Гуселского месторождения, расположенного несколько ниже Соколовогорского (табл. 6).

Таблица 6

Характеристика залежей нефти живетского яруса и нижнешигровского горизонта Соколовогорской тектонической зоны

Стратиграфические комплексы	Месторождения	Абс. отметки кровли продуктивного горизонта, м	Начальное пластовое давление, ат	Давление насыщения, ат	Газовый фактор, м ³ /т
Живетский ярус, V пласт	Соколовогорское	-1882	215	105	85,0
Живетский ярус Нижнешигровский горизонт	Гуселское	-1942,5	213,3	64	24,6
	Соколовогорское	-1647	187	87	60,0
То же	Гуселское	-1710	188,5	—	20,75

В Горючкинской тектонической зоне изменение свойств нефтей и газов прослеживается по нескольким стратиграфическим комплексам.

Отложения верхнебашкирского подъяруса продуктивны в двух месторождениях: в Горючкинском установлена газо-нефтяная залежь, в Колотовском — нефтяная.

По растворенным газам в этих месторождениях с юго-запада на северо-восток отмечается некоторое увеличение содержания метана, в то время как содержание азота практически остается неизменным; содержание более тяжелых углеводородов падает (18,89% против 10,19%).

В этом же направлении незначительно уменьшаются удельные веса нефтей (0,823 против 0,820), содержание серы, парафина и вязкости; содержание акцизных смол остается неизменным. Таким образом, в отложениях верхнебашкирского подъяруса устанавливается небольшое изменение качественной характеристики углеводородов с юга, юго-запада на север, северо-восток.

В тульском горизонте продуктивные залежи нефти и газа установлены на Горючкинском и Колотовском месторождениях: в обоих месторождениях во II пласте — залежи нефти; на Горючкинском месторождении в III пласте — газовая залежь; на Горючкинском месторождении в I пласте — газо-нефтяная залежь и на Колотовском в том же пласте — газовая залежь.

В современном плане кровля I пласта тульского горизонта на Колотовском месторождении залегает только на 2,2 м выше кровли Горючкинского. Абсолютные отметки II пласта находятся почти на одном уровне.

Нефть II пласта Колотовского месторождения легче нефти Горючкинского месторождения (0,809 против 0,817); в ней содержится меньше кокса, серы, смол, парафина и больше легких фракций (62% против 55%). Состав растворенного газа II пласта также не одинаков: от Колотовского к Горючкинскому месторождению увеличивается содержание метана (69,67% против 78,93%) и уменьшается сумма его гомологов (27,88% против 20,92%). Свободный газ I пласта изменяется так же, как и растворенный газ II пласта: от Колотовского к Горючкинскому месторождению возрастает количество метана в газе и уменьшается сумма его гомологов.

Из приведенных данных видно, что в I пласте в направлении с юго-запада на северо-восток в сторону регионального подъема пластов газо-нефтяная залежь сменяется газовой. Во II пласте, где встречаются только нефтяные залежи, закономерные изменения качественного состава нефтей происходят в том же направлении, т. е. в сторону современного регионального подъема пластов нефти становятся более легкими.

В Багаевском месторождении (самом приподнятом) при наличии песчаных коллекторов в тульском горизонте залежи нефти и газа отсутствуют.

В бобринском горизонте кровля в направлении с юго-запада на северо-восток гипсометрически поднимается; разница в отметках между Горючкинским и Багаевским месторождениями составляет более 300 м.

В самой погруженной Горючкинской структуре этой зоны имеется газо-нефтяная залежь, а в Колотовской и Багаевской структурах установлены газовые залежи (рис. 22).

Состав свободного газа в Багаевском и Горючкинском месторождениях близок. Нефть из отложений бобриковского горизонта Горючкинского месторождения легкая — удельный вес 0,820; содержит легких фракций от начала кипения до 200° — 36%.

Четкой направленности в изменении характеристики газов и нефтей в отложениях карбона в месторождениях Рыбушанской и Урицкой тектонических зон проследить не представляется возможным.

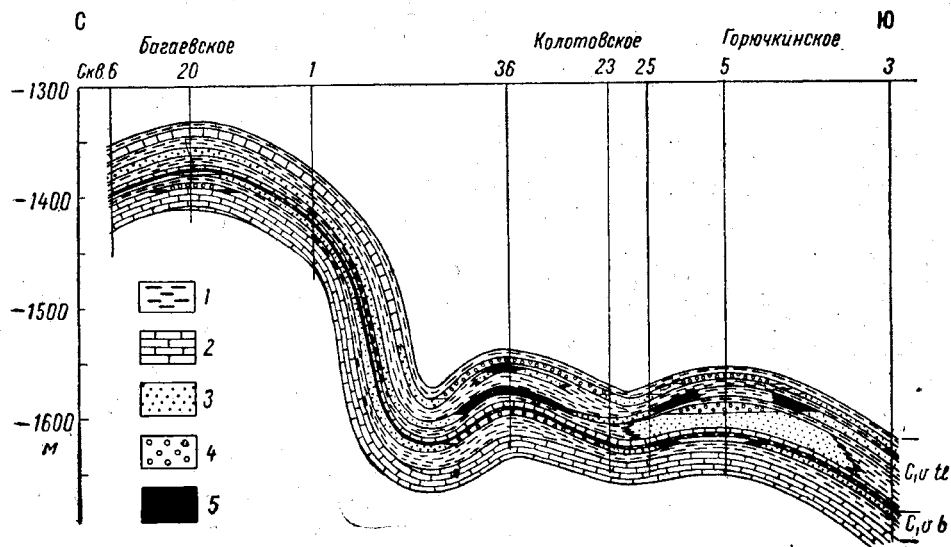


Рис. 22. Схематический геологический профиль через месторождения Багаевское — Горючкинское. По данным А. И. Иванова.

1 — глина; 2 — известняк; 3 — песчаник; 4 — газ; 5 — нефть.

Анализ геохимической характеристики нефтей и газов месторождений Латрыкско-Карамышской впадины позволяет сделать следующие выводы.

1. Свойства газов закономерно изменяются от среднего карбона к девону в сторону увеличения тяжелых углеводородов и уменьшения содержания метана. Групповой углеводородный состав нефтей показывает, что девонские нефти более метаморфизованы, чем нефти нижнего карбона.

2. Нефти и растворенные газы девона и нижнего карбона различаются по физико-химическим свойствам. Различие нефтей и газов среднего и нижнего карбона выявляется менее четко.

Свободные газы верхнебашкирского и нижнебашкирского подъярусов характеризуются полной идентичностью. Нефти и газы алексинского, тульского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса

сходны по составу; нефти и растворенные газы семилукского и нижнещигровского горизонтов и живетского яруса имеют очень много общих физических и химических показателей.

3. Залежи, образовавшиеся в карбонатных коллекторах, характеризуются следующим: нефти в этих залежах (малевский и семилукский горизонты) несколько легче, чем нефти из терригенных отложений, а газы, наоборот, содержат больше метана; содержание азота снижается вплоть до полного исчезновения. Сказанное относится к залежам, в которых не было явных процессов окисления.

4. Свойства нефтей и газов девонских и каменноугольных отложений Соколовогорской и Горючкинской тектонических зон закономерно изменяются. Характер этих изменений в отложениях верхнебашкирского подъяруса Горючкинской тектонической зоны находится почти в полном соответствии с современным региональным подъемом пластов, а в отложениях нижнего карбона (Горючкинская зона) и терригенного девона (Соколовогорская зона) — в обратной зависимости.

#### ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Геологические запасы нефти и газа в пределах Латрыкско-Карамышской впадины подсчитаны по 55 залежам 10 месторождений. 66% общих запасов составляет нефть, 29,25% — свободный газ и 4,75% — растворенный в нефти газ. Отношение запасов газа к запасам нефти равно 520 м³ газа на 1 т нефти. По двум месторождениям запасы не подсчитаны.

Промышленное нефтегазонасыщение приурочено ко всему разрезу осадочной толщи от среднего карбона до живетского яруса. Нефтегазонасыщение как по площадям, так и по разрезу неравномерное (рис. 23).

Промышленная газонефтеносность отложений башкирского яруса установлена регионально, в пределах четырех тектонических зон.

Наибольшее количество залежей приурочено к Рыбушанской (4) и Горючкинской (3) тектоническим зонам. Первая расположена в центральной части, а вторая — на северном борту Латрыкско-Карамышской впадины. В самой погруженной, Рыбушанской тектонической зоне сосредоточены залежи свободного газа, а в относительно приподнятой, Горючкинской зоне — газо-нефтяные и нефтяные залежи при соотношении запасов газа к нефти, равном 835 м³ газа на 1 т нефти. Таким образом, газонасыщение отложений башкирского яруса снижается в северо-восточном направлении от центральной части впадины.

Промышленная нефтегазонасыщенность нижнего карбона приурочена к отложениям алексинского, тульского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса в пределах четырех тектонических зон.

В целом нижнекаменноугольные отложения содержат 38,97% всех запасов Латрыкско-Карамышской впадины. Первое место по запасам

и количеству залежей принадлежит отложениям тульского горизонта, второе — алексинскому, третье — бобриковскому и четвертое — турнейскому ярусу (см. рис. 23). Следовательно, промыш-

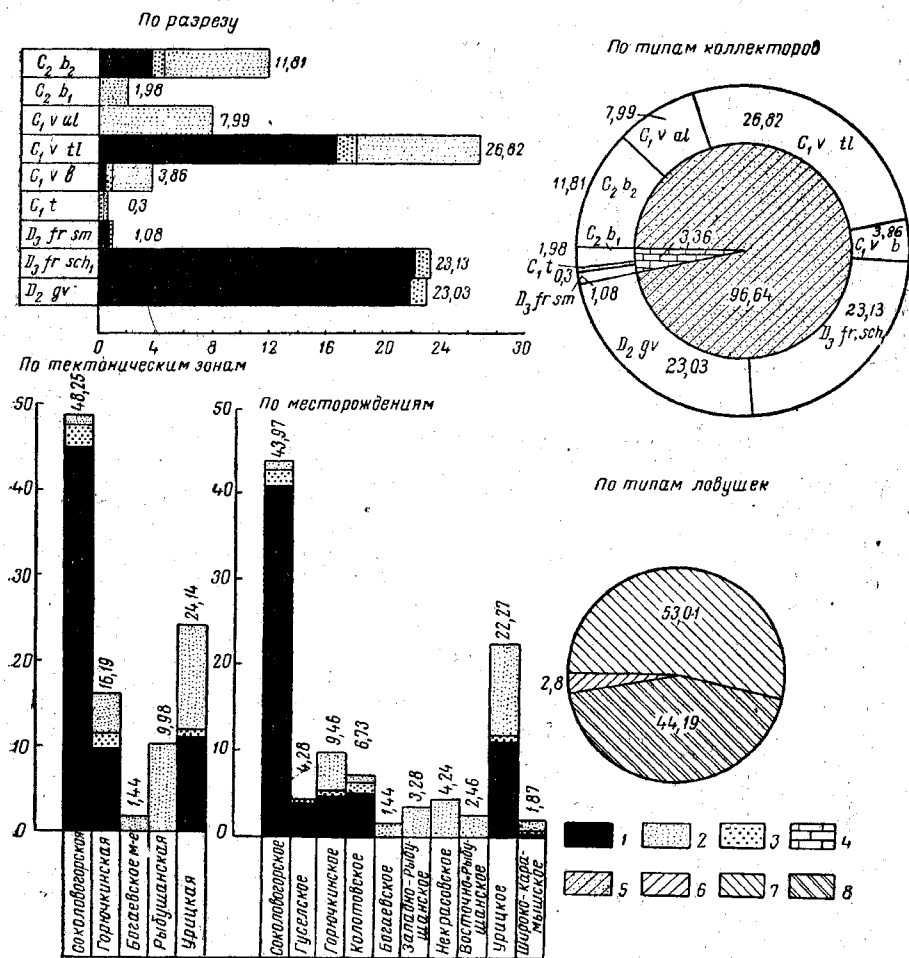


Рис. 23. Распределение запасов нефти и газа в Латрыкско-Карамышской впадине (в %).

1 — нефть; 2 — свободный газ; 3 — растворенный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6—8 — залежи: 6 — массивные, 7 — пластовые, 8 — пластовые литологически экранированные.

ленная нефтегазоносность от тульского горизонта убывает вверх и резко снижается вниз по разрезу. Отношение запасов газа к запасам нефти в отложениях нижнего карбона равно  $1260 \text{ м}^3$  газа на  $1 \text{ т}$  нефти.

Основные запасы нефти и газа сосредоточены на двух месторождениях: Урицком — 60% запасов описываемых отложений при отношении запасов газа к запасам нефти, равным  $1190 \text{ м}^3$  на  $1 \text{ т}$  нефти, и Горючкинском — 24% при отношении между запасами газа и нефти, равном  $560 \text{ м}^3$  газа на  $1 \text{ т}$  нефти. В пределах Рыбушанской зоны сосредоточено 11,25% запасов исключительно газа.

Таким образом, в центральных частях впадины сосредоточены скопления исключительно газа; на западе ее среди запасов доминирует газ, а на северном борту расположены значительные скопления газа и нефти с преобладанием нефти.

К отложениям девонской системы приурочено 47,24% общих запасов, промышленные скопления нефти и газа установлены в отложениях трех стратиграфических комплексов: семилукском горизонте (1,08% запасов), нижнецигровском горизонте (23,13% запасов) и живетском ярусе (23,03% запасов впадины). Запасы состоят исключительно из нефти и небольших количеств растворенного в ней газа.

Из 13 открытых залежей нефти 2 приурочены к отложениям семилукского горизонта, 4 — к нижнецигровскому горизонту и 7 — к живетскому ярусу. Указанные залежи установлены в пределах одной Соколовогорской тектонической зоны и Багаевского локального поднятия (непромышленные запасы). При этом основное количество запасов приурочено к относительно приподнятой структуре Соколова гора. Необходимо отметить, что структуры этой тектонической зоны (Машкович, 1961 г.; Иванов, 1960 и др.) являются поднятиями древнего заложения. Запасы нефти распределены равномерно между отложениями нижнецигровского горизонта и живетского яруса и резко сокращаются вверх по разрезу (семилукский горизонт).

Почти половина всех запасов (48,25%) Латрыкско-Карамышской впадины сосредоточена на месторождениях Соколовогорской тектонической зоны, где открыто 16 залежей (см. рис. 17, 23). Соотношение запасов газа к запасам нефти в этой зоне равно  $71,5 \text{ м}^3$  на  $1 \text{ т}$ . Почти  $1/4$  всех запасов (24,14%) сосредоточена в Урицкой зоне (открыто 17 залежей), при соотношении запасов газа к нефти, равном  $1180 \text{ м}^3/\text{т}$ . 16,19% запасов сосредоточено в пределах Горючкинской зоны (установлено 11 залежей), при соотношении запасов газа и нефти, равном  $665 \text{ м}^3/\text{т}$ . 11,42% запасов, состоящих исключительно из газа, сосредоточено в Рыбушанской зоне (14 залежей) и Багаевском поднятии (2 залежи). Следовательно, отношение запасов газа к нефти убывает с запада на восток и с севера на юг.

43,97% запасов сосредоточено на одном Соколовогорском месторождении (см. рис. 23). На двух месторождениях (Соколовогорское, Урицкое) сосредоточено 66,24% запасов впадины.

К центральной части впадины (Рыбушанская зона) приурочены газовые залежи; основные запасы — к самому верхнему комплексу (башкирский ярус).

К бортам впадины роль газа в балансе запасов месторождений убывает: Горючкинская зона, Багаевское поднятие и Урицкая зона.

К этим зонам приурочены основные запасы нижнекаменноугольных отложений.

Наконец, к Соколовгорской зоне приурочены запасы нефти и газа девонской системы (отношение запасов газа к запасам нефти составляет  $71 \text{ м}^3/\text{т}$ ). Подавляющая часть промышленных запасов нефти и газа приурочена к терригенным коллекторам (см. рис. 23).

53,01% запасов Латрыкско-Карамышской впадины связано с залежами пластовыми сводового типа; 44,19% — с пластовыми литологически экранированными и 2,8% — с массивными. По-видимому, в процессе формирования залежей большую роль играл литологический фактор. Большое развитие пластовый литологически экранированный тип залежей имеет в терригенной толще нижнего карбона.

На основании физико-химических свойств нефтей и газов, анализа распределения их залежей и запасов, разрез палеозойских отложений Латрыкско-Карамышской впадины может быть подразделен на три продуктивные толщи.

1. Терригенно-карбонатная толща среднего карбона (верейский горизонт и бацкирский ярус).

Залежи нефти приурочены к песчаным коллекторам верхнебашкирского подъяруса и трещиноватым пористым карбонатным породам нижнебашкирского подъяруса. Непроницаемой крышкой служат глинистые породы верхнебашкирского подъяруса и нижней части верейского горизонта. Залежи распространены регионально и установлены почти во всех месторождениях (кроме Восточно-Рыбушанского, Широко-Карамышского и Родионовско-Булатовского).

Свободные газы и нефти однотипны. Незначительные различия их свойств могут быть объяснены влиянием вторичных факторов. Основное количество запасов газа и нефти приурочено к терригенным породам верхнебашкирского подъяруса и уменьшается вниз и вверх по разрезу толщи.

2. Терригенная толща нижнего карбона (бобриковский, тульский и алексинский горизонты визейского яруса).

Залежи нефти приурочены к песчаным коллекторам. Непроницаемой крышкой для газа и нефти служат глинистые породы визейского яруса. Газонефтеносность распространена регионально и установлена почти во всех месторождениях (кроме Гуселского, Некрасовского и Дмитриевского*). Нефти и газы очень близки и могут считаться генетически однотипными.

Основные промышленные запасы приурочены к отложениям тульского горизонта. Запасы уменьшаются как вверх, так и вниз по разрезу, достигая минимальных размеров в отложениях алексинского горизонта и турнейского яруса.

* На Гуселской структуре каменноугольные отложения залегают моноклинально. Некрасовская и Дмитриевская площади являются разведочными, и вопрос о продуктивности отложений терригенной толщи еще не разрешен.

Газ и нефть турнейского яруса, промышленные скопления которых установлены в Соколовгорском, Горючкинском и Багаевском месторождениях, по своим свойствам близки к углеводородам визейского яруса. Поэтому карбонатные породы турнейского яруса следует условно отнести к данной толще.

3. Терригенная толща девона (живетский ярус и нижнецигровский горизонт франского яруса).

Залежи нефти приурочены к песчаным коллекторам. Верхней малопроницаемой крышкой для нефти являются глинистые породы нижнецигровского горизонта и живетского яруса. Залежи нефти приурочены к структурам брахиантиклинального типа.

Нефти и растворенные газы очень близки между собой.

Залежи нефти установлены только на месторождениях Соколовгорской тектонической зоны. Основные промышленные запасы приурочены к отложениям живетского яруса и нижнецигровскому горизонту. Запасы уменьшаются вверх по разрезу толщи, достигая минимума в отложениях семилукского горизонта. В Соколовгорском месторождении залежь нефти открыта в нижней части карбонатной толщи семилукского горизонта, которая по своим свойствам близка к нефтям нижнецигровского горизонта этого же месторождения, но отличается меньшим удельным весом и составом газа. Следовательно, карбонатные отложения семилукского горизонта следует условно отнести к описываемой продуктивной толще.

При рассмотрении распределения запасов нефти и газа по тектоническим зонам, месторождениям и типам коллекторов можно отметить следующее.

1. Максимальные запасы нефти и газа сосредоточены в Соколовгорской, Урицкой и Горючкинской тектонических зонах. В первой и третьей устанавливается закономерное изменение свойств нефтей и газов по ряду продуктивных горизонтов.

2. Подавляющее большинство запасов приурочено к четырем месторождениям: Соколовгорскому, Урицкому, Горючкинскому и Колотовскому. В современном структурном плане первые три месторождения являются относительно приподнятыми, а Горючкинское — относительно погруженным в соответствующих тектонических зонах.

3. Подавляющая часть запасов нефти и газа сосредоточена в терригенных коллекторах с высокими значениями пористости и проницаемости, в пределах которых образовались залежи пластового типа (сводовые и литологически экранированные).

#### УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Латрыкско-Карамышская впадина, отделяющая восточный склон Воронежского свода от юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода, имеет довольно сложную историю развития.

На описываемой территории в додевонское время (возможно, еще в архейское) была заложена большая впадина — Рязано-

Саратовская (или Пачелмская). В додевонское время впадина заполнялась бавлинскими отложениями, а в девонский период — отложениями сероцветной толщи, живецкого и франского ярусов. К концу девона Рязано-Саратовская впадина замкнулась и в дальнейшем, до конца палеозойской эры, развивалась в форме моноклиналичного склона Русской платформы.

Латрыско-Карамышская впадина, согласно исследованиям В. А. Балаева (1961), а также автора совместно с В. А. Кировым и А. И. Ивановым, формировалась в период не раньше верхнего карбона, но до байосского века юрского периода, в основном формирование ее закончилось в предакчагыльское время. Последующие движения были малоинтенсивными и существенной перестройки структурного плана не вызвали.

Как было указано во II главе, Латрыско-Карамышская впадина осложнена рядом тектонических зон, состоящих из локальных поднятий. Единого мнения о времени формирования локальных поднятий у исследователей нет. Ниже приводится возраст этих структур по К. А. Машковичу и А. И. Иванову.

	По К. А. Машковичу	По А. И. Иванову
Соколовогорская	Девонский период	Конец верхнецигровского (саргаевского) времени
Гусельская	»	То же
Западно-Рыбушанская	—	Предакчагыльское время
Восточно-Рыбушанская	—	То же
Некрасовская	—	»
Дмитриевская	—	»
Широко-Карамышская	—	Тульское — конец батского времени
Урицкая	Верхнепалеозойская эра	То же
Родионово-Булатовская	—	»
Горючкинская	Верхнепалеозойская эра	Предакчагыльское время
Колотовская	То же	То же
Багаевская	Девонский период	»

Генетическая однородность геохимической характеристики нефтей и газов по разрезу выделенных продуктивных толщ, распределение залежей и их запасов внутри этих толщ, присутствие в разрезах продуктивных толщ регионально выдержанных природных резервуаров с хорошими коллекторскими свойствами, а также наличие трех нефтегазопорных (водоупорных) комплексов — позволяют прийти к выводу о том, что формирование залежей нефти и газа в Латрыско-Карамышской впадине происходило за счет латеральной миграции в пределах этих комплексов.

При формировании структурных ловушек, опережающем процесс миграции углеводородов вверх по региональному подъему слоев или одновременно, скопление промышленных залежей могло происходить по принципу дифференциального улавливания нефти

и газа в пределах ловушек тектонических зон. В этом случае относительно погруженные ловушки должны содержать газ, а относительно приподнятые — залежи нефти.

Формирование залежей нефти в терригенной толще живецкого яруса и нижнецигровского горизонта можно проследить только в пределах Соколовогорской тектонической зоны (рис. 24). В месторождениях этой зоны от Соколовогорского к Гусельскому относительно четко прослеживается изменение свойств нефти и растворенных газов. В этих структурах наблюдается незначительное утяжеление нефтей в направлении с юга на север. Незначительная разница в свойствах нефтей, очевидно, связана с незначительным расстоянием миграции и близкими условиями существования залежей; в более подвижных флюидах — газах эта разница значительно менее четкая.

В современном структурном плане кровля Соколовогорского месторождения по пласту D_v на 80 м выше Гусельского, по нижнецигровскому горизонту — на 60 м; однако такое соотношение структур было не всегда. По палеотектоническому профилю, построенному И. К. Зерчаниновым (1955), видно, что Гусельское месторождение от нижнецигровского времени до семилукского включительно находилось на одном уровне с Соколовогорским; с данково-лебединского времени до тульского она была ниже. Таким образом,

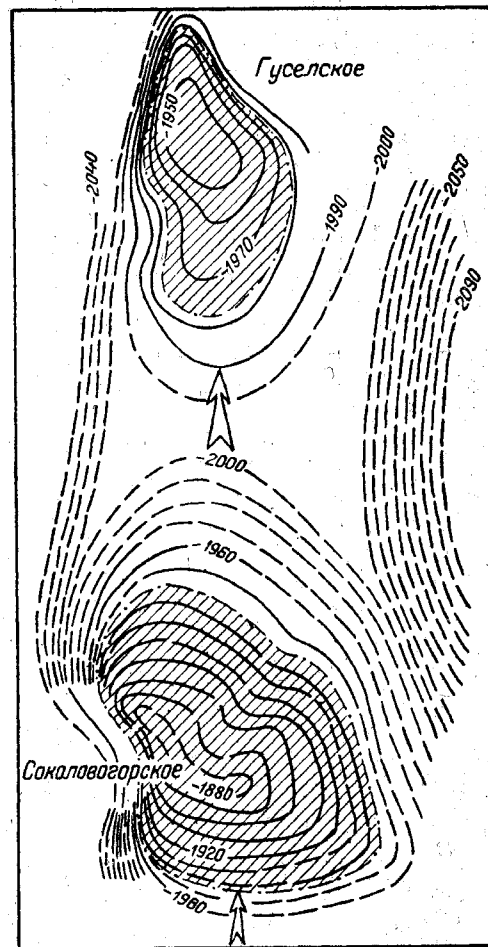


Рис. 24. Основное направление миграции нефти в отложениях девона Соколовогорской тектонической зоны (структурная карта составлена по материалам объединения Саратовнефть).

1 — изогонсы по кровле пласта D_v живецкого яруса; 2 — залежи нефти в отложениях живецкого яруса (пласт D_v); 3 — направление миграции.



формирование залежей в девоне могло произойти до данково-лебедянского времени.

Не исключено, что Соколовогорское месторождение было погружено больше, чем Багаевское, Трофимовское и Песчано-Уметское месторождения, в которых имеются промышленные залежи в девоне: в первом месторождении — в пласте D_{VIIa}; в двух последних — в нижнецигровском горизонте, причем нефти этих двух месторождений значительно тяжелее, чем нефти Соколовогорского месторождения.

Небольшая залежь Атамановского участка Елшано-Курдюмовского месторождения (юго-западное погружение Жигулевско-Пугачевского свода), содержащая в нижнефранском подъярусе более легкую нефть, чем в Соколовогорском, по-видимому, имела местные источники питания и не была связана с Соколовогорским месторождением. Следовательно, в структурах древнего заложения (Соколовогорской, Гуселской) формирование залежей нефти в девоне происходило по принципу дифференциального улавливания при направлении миграции нефти и газа с юга на север (рис. 24).

Терригенные отложения нижнего карбона (бобриковский и тульский горизонты) содержат промышленные скопления нефти и газа в подавляющем большинстве открытых месторождений впадины. Мощность (в м) указанных горизонтов в Латрыкско-Карамышской впадине приведена ниже:

	тульский горизонт	бобриковский горизонт	яснополянский надгоризонт
Соколовогорская . . . . .	27—34	4—17	31—51
Багаевская . . . . .	10—14	8—20	18—34
Колотовская . . . . .	57—71	14—20	71—91
Горючкинская . . . . .	52—78	15—25	67—95
Западно-Рыбушанская . . . . .	50—64	29—36	79—100
Широко-Карамышская . . . . .	58—61	23—16	71—77
Урицкая . . . . .	54—61	6—33	60—94

В яснополянском надгоризонте на отдельных площадях встречено до 7 пластов песчаников. В большинстве месторождений полного разобщения между песчаными пластами не наблюдается.

Отсутствие гидродинамической связи между песчаными пластами тульского горизонта установлено только на Горючкинском, Колотовском и Урицком месторождениях, а между пластами бобриковского горизонта — на Песчано-Уметском и Елшано-Курдюмовском месторождениях юго-западного погружения свода. Поэтому бобриковский, тульский и алексинский горизонты мы рассматриваем как единую продуктивную толщу вследствие очень близкого характера нефтей и газов, а также распределения залежей в этих горизонтах на разных месторождениях. Возможно, что алексинский горизонт не является нефтепроявляющим, но он тесно связан с тульским. Продуктивность же черепетского и малевского горизонтов имеет явно вторичный характер и связана также с нижнекаменноугольным терригенным комплексом.

В связи с прихотливым распределением песчаных коллекторов, как в разрезе бобриковского и тульского горизонтов, так и по площади Латрыкско-Карамышской впадины, залежи нефти, газа и их запасы по месторождениям распределены неравномерно.

На Соколовогорском поднятии продуктивным является бобриковский горизонт, а тульский представлен в глинистой фации. На Багаевском поднятии, где коллекторы развиты по всему яснополянскому надгоризонту, продуктивен только бобриковский горизонт, а тульский представлен обводненными песчаниками. Обводненными песчаниками представлен бобриковский горизонт и на Восточно-Рыбушанском, и Западно-Рыбушанском поднятиях, где тульский горизонт продуктивен. Наибольшая продуктивность яснополянского надгоризонта установлена на Урицком поднятии, содержащем 6 газовых и газо-нефтяных залежей в тульском и 1 газовую залежь в бобриковском горизонтах. На Широко-Карамышском поднятии при наличии благоприятных коллекторов в тульском горизонте продуктивен только бобриковский горизонт, в котором содержится нефтяная залежь линзовидной формы весьма незначительных размеров.

Абсолютные отметки глубин залегания кровли тульского и бобриковского горизонтов в современном структурном плане приведены ниже:

	тульский горизонт	бобриковский горизонт
Соколовогорская . . . . .	—963	—986
Горючкинская . . . . .	—1553	—1612
Колотовская . . . . .	—1530	—1592
Багаевская . . . . .	—1306	—1355

По характеру распределения залежей (газовых, газо-нефтяных и нефтяных) в бобриковском и двух пластах тульского горизонтов и изменению свойств нефти и газа можно предположить, что в Горючкинской зоне миграция флюидов происходила с востока на запад, юго-запад (рис. 25). По данным А. И. Иванова и И. Е. Эйдман (1960), в нижнекаменноугольную эпоху локальных структур не существовало; моноклиальный склон падал на восток, северо-восток. Осложняющие структуры образовались значительно позднее, в предакчагыльское время. Поэтому формирование залежей нефти и газа до образования структурных ловушек происходило за счет фронтальной миграции из зоны развития максимальных мощностей терригенных отложений нижнего карбона.

Аккумуляция углеводородов на отдельных участках происходила сначала в литологических ловушках; позднее эти литологические залежи переформировались в структурно-литологические.

В отложениях верхнебашкирского подъяруса имеет место обратное тульскому и бобриковскому горизонтам распределение залежей: в Горючкинском — газо-нефтяная, в Колотовском — нефтяная; в Багаевском месторождении коллекторы этих отложений обводнены.

Следовательно, распределение залежей в отложениях верхнебашкирского подъяруса Горючкинской зоны находится в полном соответствии с современным структурным планом.

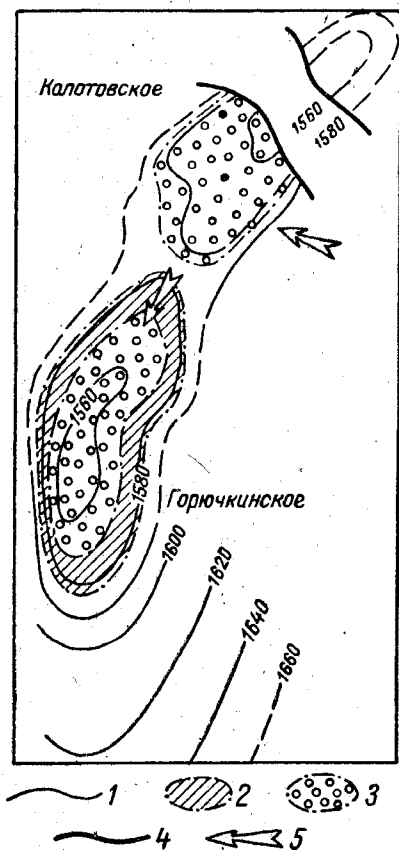


Рис. 25. Основное направление миграции нефти и газа в отложениях тульского горизонта Горючкинской тектонической зоны.

1 — изогипсы по кровле продуктивного пласта тульского горизонта (по М. Ф. Головатой); 2 — залежи нефти; 3 — залежи газа; 4 — границы литологического экрана; 5 — направление миграции.

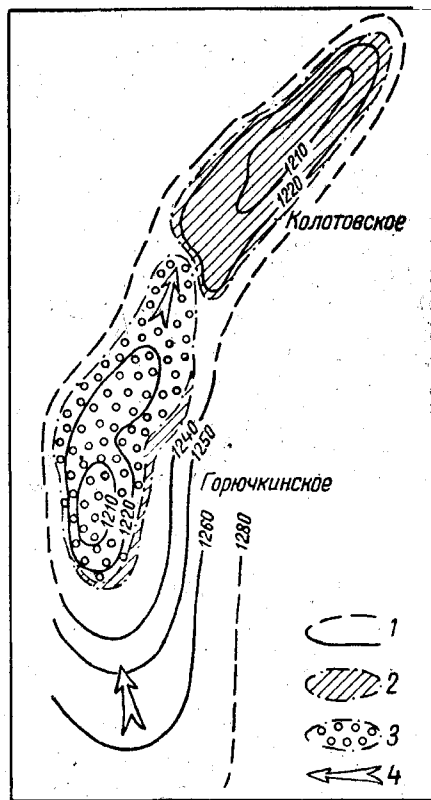


Рис. 26. Основное направление миграции нефти и газа в отложениях верхнебашкирского подъяруса Горючкинской тектонической зоны.

1 — изогипсы по кровле продуктивных отложений верхнебашкирского подъяруса; 2 — залежи нефти; 3 — залежи газа; 4 — направление миграции.

Наличие нефтяной залежи в Колотовском месторождении, газо-нефтяной в Горючкинском и газовых залежей в месторождениях центральной части впадины позволяет сделать однозначный вывод о направлении миграции нефти и газа в отложениях башкирского яруса. Миграция углеводородов происходила с юга на север, т. е. от центральной части впадины в направлении ее северного борта (рис. 26). Не исключено, что современное распределение залежей

в отложениях среднего карбона в значительной мере осложнено переформированием структурно-литологических залежей. Можно предположить, что залежь нефти в отложениях башкирского яруса, а также в отложениях тульского горизонта Багаевского месторождения была разрушена в связи с частичным раскрытием структуры. В этом случае нефть из этой залежи могла мигрировать по подъему пласта в структуры Елшано-Сергиевской тектонической зоны. В связи с установленными закономерностями в пределах зоны следует отметить, что отнесение времени образования структур Горючкинской зоны К. А. Машковичем к верхнепалеозойскому этапу формирования больше соответствует геохимическим данным, чем предакчагыльское, по мнению А. И. Иванова.

В Восточно-Рыбушанском и Западно-Рыбушанском месторождениях отмечается закономерное изменение свойств газа по II пласту тульского горизонта. I пласт на Западно-Рыбушанском месторождении содержит газовую залежь, а на Дмитриевском — нефтяную. Указанные структуры образовались (по мнению А. И. Иванова) в предакчагыльское время, а поэтому описываемые залежи сформировались за счет переформирования структурно-литологических залежей.

Отложения нижнего карбона в Некрасовском месторождении залежей нефти и газа не содержат, хотя образование структуры также относится к предакчагыльскому времени. Это месторождение содержит промышленные залежи газа только в отложениях верхнебашкирского подъяруса. Отложения верхнебашкирского подъяруса не продуктивны в Восточно-Рыбушанском месторождении. В современном структурном плане три месторождения по поверхности верейского горизонта находятся на одной гипсометрической глубине (—1050 м), а Восточно-Рыбушанская структура относительно опущена (до —1075 м).

Наибольшее количество промышленных залежей (7) приурочено к Западно-Рыбушанскому месторождению, а запасы газа одной залежи Некрасовского месторождения превосходят промышленные запасы всех других месторождений зоны. Однако скопление промышленных категорий запасов месторождений зоны очень небольшое и не превышает 2% общих запасов впадины.

Таким образом, можно предположить, что формирование залежей газа (частично нефти) в месторождениях Рыбушанской зоны происходило за счет местной миграции. Не исключено, что современное распределение залежей и их запасов осложнено переформированием структурно-литологических залежей в период изменения регионального падения пород.

По имеющимся данным трудно дать однозначное мнение по формированию залежей газа и нефти в месторождениях Урицкой зоны. вполне вероятно, что отсутствие промышленных скоплений газа и нефти в отложениях тульского горизонта и башкирского яруса на Широко-Карамышском месторождении и башкирского яруса на Родионовско-Булатовском месторождении тесно связано с частичным

Сар-4

раскрытием указанных структур и переформированием залежей. Как известно, Урицкая структура (Машкович, 1961) четко выражена в каменноугольных и даже в верхнемеловых отложениях, при этом ее рост на протяжении продолжительного времени имел унаследованный характер. Непрерывный рост Урицкой структуры, очевидно, временами приводил к частичному раскрытию структур, расположенных к югу и востоку от указанной площади. Неравномерное распределение промышленных запасов газа и нефти в месторождениях зоны и их концентрация на одном относительно приподнятом Урицком месторождении, обводненность песчаных коллекторов тульского горизонта на Широко-Карамышском месторождении и отсутствие залежей газа в отложениях башкирского яруса на Широко-Карамышском и Радионовско-Булатовском месторождениях могут служить доказательством переформирования ранее образовавшихся залежей в относительно погруженных ловушках. При этом следует отметить, что Широко-Карамышская структура раскрывалась, очевидно, неоднократно, ибо в ее пределах практически сохранилась только одна структурно-литологическая залежь нефти в отложениях бобриковского горизонта и ограниченная по размерам залежь газа в отложениях алексинского горизонта.

## ГЛАВА V

### НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ЮГО-ЗАПАДНОГО ПОГРУЖЕНИЯ ЖИГУЛЕВСКО-ПУГАЧЕВСКОГО СВОДА

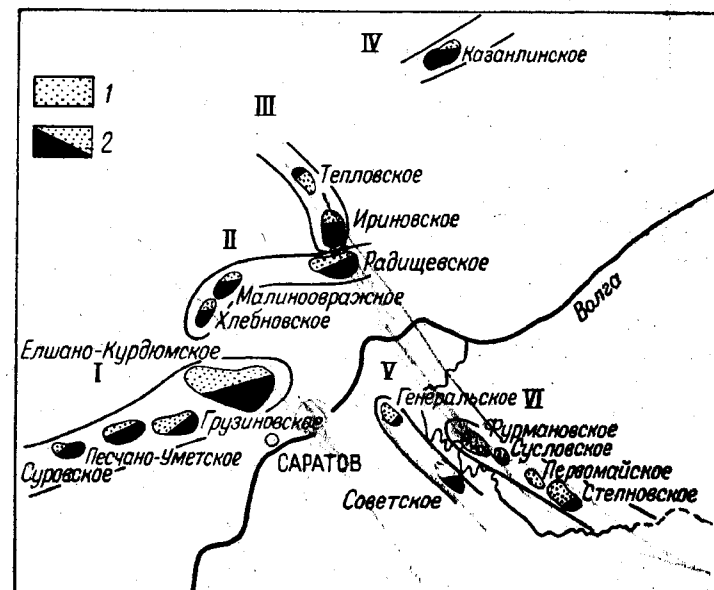
По условиям залегания и составу залежи нефти и газа юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода довольно сильно отличаются от нефтегазоносных залежей других частей этого свода и приближаются к примыкающей к нему с юга Латрыско-Карамышской впадине.

#### УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В пределах описываемой части Жигулевско-Пугачевского свода выявлено 16 месторождений (рис. 27), а в последнее время открыто

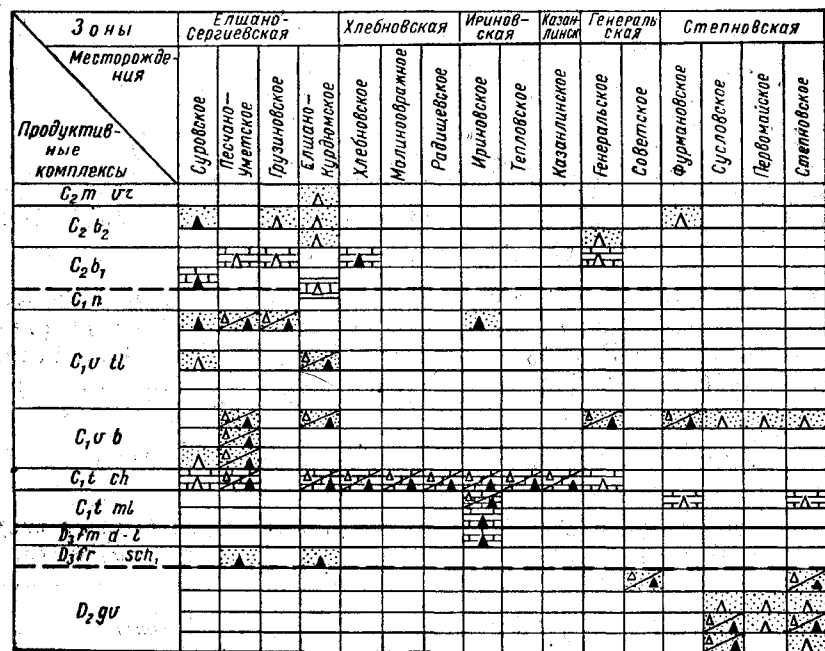
Рис. 27. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода.

I—VI — тектонические зоны: I — Елшано-Сергиевская, II — Хлебновская, III — Ириновская, IV — Казанлинская, V — Генеральская, VI — Степновская;  
1—2 — месторождения: 1 — газовые, 2 — газонефтяные.



четыре новых: Луговское, Марьевское, Калининское и Старицкое. Всего в месторождениях сосредоточены 56 залежей, в том числе 24 газовых, 22 газо-нефтяных и 10 нефтяных.

Месторождения приурочены к тектоническим зонам: Елшано-Сергиевской (4), Хлебновской (3), Ириновской (2), Казанлинской (1), Генеральской (2) и Степновской (4).



1 2 3 4 5

Рис. 28. Схема распределения залежей нефти и газа по разрезу палеозойских отложений юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода.

1 — коллекторы терригенные; 2 — коллекторы карбонатные; 3—5 — залежи: 3 — газовые, 4 — нефтяные, 5 — газо-нефтяные.

Промышленные скопления нефти и газа установлены в девяти продуктивных горизонтах почти по всему разрезу палеозойских отложений от верейского горизонта московского яруса среднего карбона до живетского яруса среднего девона включительно (рис. 28).

### Описание продуктивных горизонтов

#### Каменноугольная система

Продуктивные горизонты в данной области свода выявлены в среднем и нижнем отделах каменноугольной системы.

### Средний отдел

Продуктивными являются верейский горизонт, верхнебашкирский и нижнебашкирский подъярусы.

Верейский горизонт ( $C_{2v}$ ) представлен чередованием глин, песчаников и известняков. Мощность горизонта закономерно возрастает с запада на восток с 67 м на Суровском месторождении до 168 м на Степновском и с севера на юг с 29 м на Казанлинском месторождении до 62 м на Елшано-Курдюмском.

Коллекторами газа являются прослой песчаников, обладающих средней пористостью 12%, средней проницаемостью 655 мд и средней эффективной мощностью 13,1 м.

Промышленные скопления газа установлены только на Елшано-Курдюмском месторождении. Залежь по типу пластовая сводовая.

Верхнебашкирский подъярус ( $C_{2b_1}$ ) сложен глинами с прослоями песчаников мощностью от 66 до 120 м.

Коллекторами нефти и газа служат два прослоя песчаников, залегающих среди глин. Средняя эффективная мощность их 3,5—21,5 м, эффективная пористость 4—16%, проницаемость 15—1138 мд.

Залежи газа установлены на четырех месторождениях, залежь нефти — только на одном Суровском месторождении, где она приурочена к прослою известняков. По типу залежи пластовые сводовые, местами литологически экранированные.

Нижнебашкирский подъярус ( $C_{2b_2}$ ) сложен известняками органогенно-обломочными, оолитовыми и псевдооолитовыми мощностью 25—47 м. Поверхность известняков размыта и несогласно перекрывается глинами верхнебашкирского подъяруса.

Коллекторами являются известняки верхней части разреза нижнебашкирского подъяруса, свойства которых в значительной мере зависят от степени эрозии. Известняки пористые, кавернозные и трещиноватые. Эффективная мощность коллекторов 6—9 м, эффективная пористость 4—8%, проницаемость 3—1845 мд.

Промышленные скопления нефти установлены на двух месторождениях, газа — на четырех. Залежи массивного типа.

### Нижний отдел

Промышленные скопления нефти и газа установлены в тульском и бобриковском горизонтах и турнейском ярусе.

Тульский горизонт ( $C_{1v tl}$ ) в Елшано-Сергиевской тектонической зоне представлен глинами с прослоями песчаников и известняков. К северу от названной зоны весь разрез сложен глинами и неотделим от нижележащего бобриковского горизонта. На левобережье Волги в районе Степновской и Генеральской тектонических зон разрез тульского горизонта сложен глинами с прослоями известняков. Мощность тульского горизонта совместно с боб-

риковским уменьшается к северу с 22—23 м в Елшано-Сергиевской зоне до 12—13 м севернее ее.

Коллекторами являются песчаники, обладающие пористостью 10—20% и проницаемостью от 100 до 2188 мд.

Промышленные скопления нефти и газа приурочены к Елшано-Сергиевской тектонической зоне. Кроме того, на Ириновском месторождении в глинах яснополянского надгоризонта (C_{1v j}) (тульского и бобриковского горизонтов) встречены две линзы песчаника, насыщенные нефтью.

Залежи тульского горизонта пластовые сводовые, частично литологически экранированные, а на Ириновском месторождении — литологические.

Бобриковский горизонт (C_{1v b}) представлен глинами, черными от обуглившихся растительных остатков, с прослоями алевролитов и песчаников. Песчаники развиты в южной и восточной частях описываемой области свода. Севернее Елшано-Сергиевской зоны мощность бобриковского горизонта, как было сказано выше, сокращается; его разрез здесь представлен глинами и неотделим от тульского горизонта.

Коллекторами нефти и газа являются прослойки песчаников, по литологическому составу и коллекторским свойствам аналогичных песчаникам тульского горизонта.

Скопления нефти и газа выявлены на месторождениях в Елшано-Сергиевской, Степновской и Генеральской зонах.

Большая часть залежей относится к типу пластовых литологически экранированных; встречаются и пластовые сводовые.

Турнейский ярус (C_{1t}) в верхней части (черепетский горизонт — C_{1t ch}) сложен органогенно-обломочными трещиноватыми известняками. Ниже залегают плотные известняки с прослоями глин (упинский горизонт — C_{1t up}); заканчивается разрез органогенно-обломочными известняками (малевский горизонт — C_{1t ml}). Общая мощность отложений 100—160 м.

Коллекторами являются пористые и трещиноватые известняки черепетского и малевского горизонтов, залегающие в кровле толщи разреза. Эффективная мощность коллекторов 11—14,5 м, эффективная пористость 7—12%, проницаемость 2—425 мд. Залежи относятся к типу пластовых сводовых.

Всего в этих отложениях выявлено 14 залежей нефти и газа, приуроченных к 12 месторождениям.

На Ириновском месторождении установлены две залежи, а на Фурмановском и Степновском, где отложения черепетского горизонта размыты, — по одной залежи газа в малевском горизонте. Кроме того, на Луговском месторождении выявлены газовая и газонефтяная залежи.

### Девонская система

Продуктивность установлена в данково-лебедевском и нижнецигровском горизонтах верхнего отдела и живетском ярусе среднего отдела девонской системы.

Данково-лебедевский горизонт (D_{3fm d-l}) сложен доломитами с прослоями известняков. Мощность горизонта 200—250 м, восточнее, в Саратовском Заволжье — до 46 м.

Коллекторами нефти и газа являются доломиты эффективной мощности 5 м, средней эффективной пористости 9%.

Промышленные скопления нефти и газа установлены только на Ириновском месторождении; залежь массивная.

На Марьевском месторождении выявлена залежь газа в отложениях задонско-елецкого горизонта.

Нижнецигровский горизонт (D_{3gr ch1}) сложен в верхней части известняками и доломитами, в нижней — глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Мощность горизонта меняется от 200—270 м на правобережье Волги до 0 на левобережье (месторождение Советское).

Коллекторами нефти служат два пласта — D_I и D_{II}, причем промышленные скопления установлены только в пласте D_I. Коллекторы сложены песчаниками мелкозернистыми, глинистыми, эффективной мощности 15,5 м, эффективной пористости 17% и проницаемости 371 мд.

Скопления нефти установлены только на двух месторождениях — Песчано-Уметском и Елшано-Курдюмском. На последнем залежь расположена не на всей площади месторождения, а только на одном участке — Атамановском. Залежи относятся к типу пластовых сводовых.

Живетский ярус (D_{2gv}) сложен известняками, доломитами, глинами, алевролитами и песчаниками. Мощность достигает значительной величины, но на некоторых площадях полностью не вскрыта.

Коллекторами являются прослойки песчаников, которые выделяются в виде четырех пачек, индексируемых D_{IVa}, D_{IVб}, D_V и D_{VI}. Коллекторские свойства этих пластов следующие:

	D _{IVa}	D _{IVб}	D _V	D _{VI}
Эффективная мощность, м . . . . .	2,5—10	3,1—6,2	5—24,5	5,6—8,5
Эффективная пористость, % . . . . .	16	14	5—15,5	13
Проницаемость, мд . . . . .	804	396	5—60	111

Отложения живетского яруса продуктивны только в пределах Степновской и Генеральской зон. Одна залежь нефти открыта на Калининском месторождении и одна залежь нефти (D_{IVa} — на месторождении Советском (на рис. 28 залежь нефти с очень небольшой газовой шапкой (месторождение Советское) не показана). Залежи пластовые сводовые и пластовые литологически экранированные.

### Распределение запасов нефти и газа по тектоническим зонам

В Елшано-Сергиевской тектонической зоне на Суровском, Песчано-Уметском, Грузиновском и Елшано-Курдюмовском поднятиях выявлены промышленные залежи нефти и газа. На Вязовском поднятии все коллекторы оказались обводненными. Всего на четырех месторождениях выявлено и разведано 24 залежи, из них: газовых 10, газо-нефтяных 9 и нефтяных 5.

Промышленная газонефтеносность установлена в разрезе среднего и нижнего карбона и верхнего девона: от верейского горизонта до пласта  $D_1$  (нижняя часть нижнецигровского горизонта). Региональная нефтегазонасыщенность в пределах четырех месторождений выявлена только в отложениях тульского горизонта и нижнебашкирского подъяруса. Непродуктивны отложения верхнебашкирского подъяруса на Песчано-Уметском месторождении и бобриковского горизонта и турнейского яруса на Грузиновском месторождении. Отложения нижнецигровского горизонта содержат скопления нефти в двух месторождениях — Песчано-Уметском и Елшано-Курдюмовском. В верейском горизонте известна только залежь газа в Елшано-Курдюмовском месторождении.

Из 24 открытых залежей 8 приурочено к Елшано-Курдюмовскому, 7 — к Песчано-Уметскому, 6 — к Суровскому и только 3 к Грузиновскому месторождениям. На последнем месторождении нефтегазонасыщенность отложений ниже тульского горизонта не установлена. Максимальный диапазон нефтегазонасыщенности по разрезу (от верейского до нижнецигровского горизонта) и запасы приурочены к Елшано-Курдюмовскому месторождению.

В пределах тектонической зоны как по количеству залежей (10 газовых и 9 газо-нефтяных), так и по запасам доминирующее значение принадлежит газовым скоплениям (рис. 29).

Промышленные запасы нефти и газа в основном сосредоточены в двух продуктивных толщах среднего и нижнего карбона. В продуктивной толще среднего карбона максимальные запасы приурочены к отложениям нижнебашкирского подъяруса; они резко снижаются вверх по разрезу. В продуктивной толще нижнего карбона максимальные запасы сосредоточены в отложениях бобриковского горизонта и снижаются вверх и вниз по разрезу. Большая часть запасов сосредоточена в продуктивной толще нижнего карбона. Все запасы почти поровну распределены между терригенными и карбонатными коллекторами.

Залежи преимущественно пластовые сводовые и массивные. Первый тип залежей в основном приурочен к терригенным, а второй — к карбонатным коллекторам. Тектонически наиболее приподнятая Елшано-Курдюмовская структура содержит максимальное количество запасов, главным образом газа.

К Степновской тектонической зоне приурочено четыре месторождения, обладающие промышленными запасами нефти и газа: Фурмановское, Сусловское, Первомайское и Степнов-

ское. Нефтегазонасыщенность установлена в отложениях верхнебашкирского подъяруса, бобриковского горизонта, турнейского и живетского ярусах.

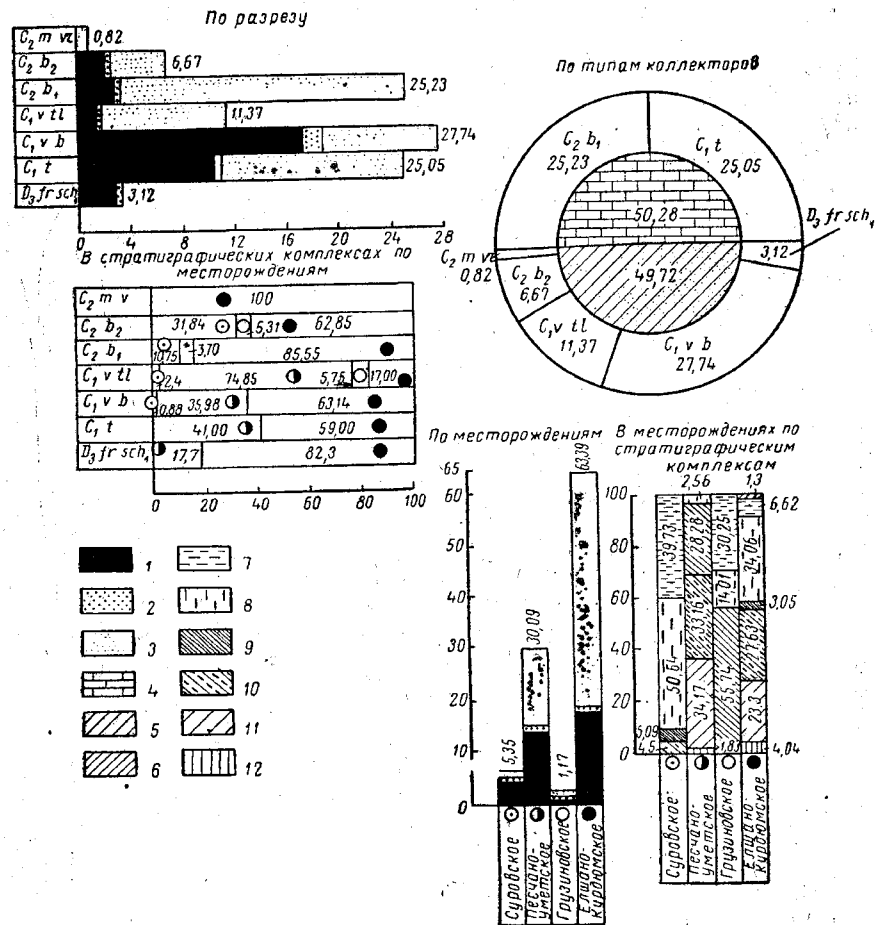


Рис. 29. Распределение запасов нефти и газа в Елшано-Сергиевской тектонической зоне (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6 — верейский горизонт; 7 — верхнебашкирский подъярус; 8 — нижнебашкирский подъярус; 9 — тульский горизонт; 10 — бобриковский горизонт; 11 — турнейский ярус; 12 — нижнецигровский горизонт; * — Песчано-Уметское и Грузиновское месторождения.

Всего открыто 16 залежей, из них: 11 газовых и 5 газо-нефтяных. Из 16 залежей 6 приурочено к Степновскому, по 3 залежи установлены в Первомайском и Фурмановском и 4 залежи в Сусловском месторождениях; из них 3 залежи (одна газовая и две газо-нефтяные) в живетском ярусе находятся в разведке и запасы по ним не подсчитаны.

Подавляющая часть промышленных запасов газа и нефти приурочена к отложениям живецкого яруса среднего девона (рис. 30). В отложениях нижнего и среднего карбона подсчитаны только запасы газа.

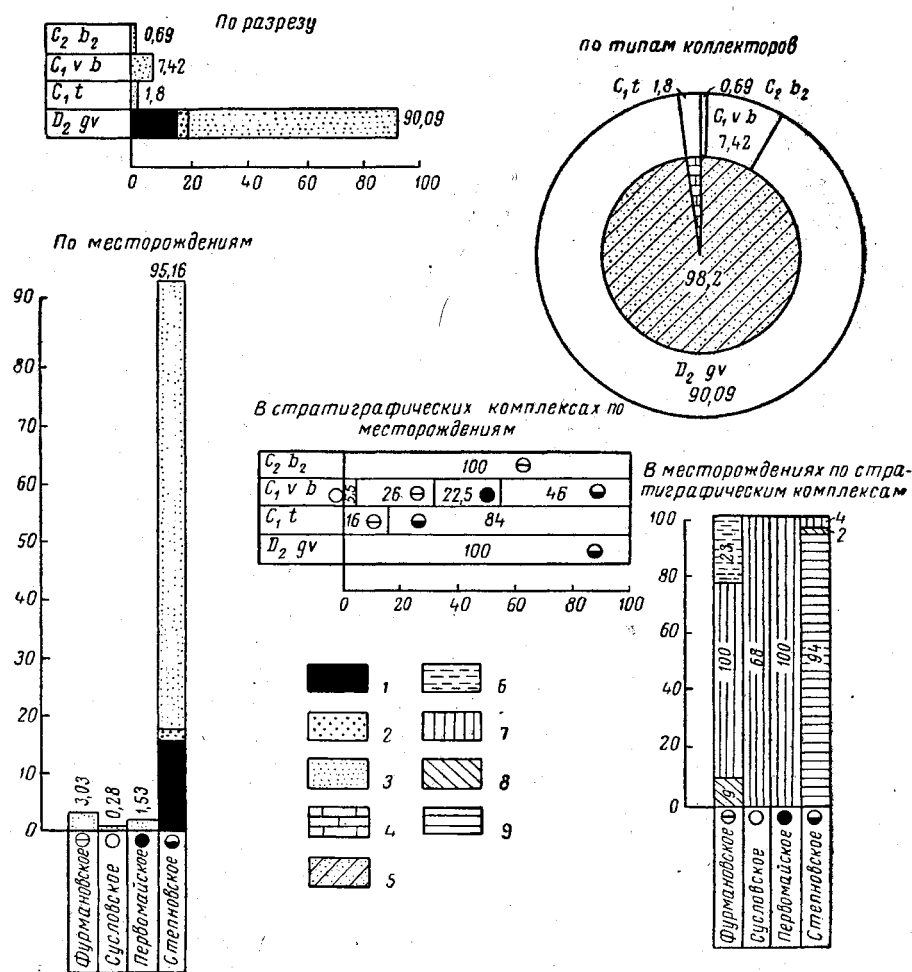


Рис. 30. Распределение запасов нефти и газа в Степновской тектонической зоне (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6 — верхнебашкирский подъярус; 7 — бобринский горизонт; 8 — турнейский ярус; 9 — живецкий ярус.

Преобладающий тип коллекторов — терригенный. Наиболее распространены пластовые сводовые и пластовые литологически экранированные залежи.

Максимальные запасы газа и нефти приурочены к самой погруженной — Степновской структуре.

В пределах Хлебновской зоны выделено три месторождения (Хлебновское, Малиновское и Радищевское) с промышленными запасами нефти и газа. К ним приурочены четыре залежи — три газо-нефтяные и одна нефтяная, связанные с отложениями нижнебашкирского подъяруса и турнейского яруса. Основные запасы сосредоточены в Малиновском месторождении.

Из локальных поднятий Ириновской тектонической зоны разведаны два: Ириновское и Тепловское, на которых установлены залежи нефти и газа промышленного значения. Всего открыто 6 залежей, из них: 3 нефтяные, 2 газо-нефтяные и одна газовая. Общие запасы нефти и газа незначительные. Основные запасы связаны с отложением турнейского яруса на Ириновском месторождении.

В пределах Казанлинской тектонической зоны установлено только одно — Казанлинское месторождение. Здесь выявлена газо-нефтяная залежь промышленного значения в черепетском горизонте и непромышленная залежь нефти — в малевском горизонте турнейского яруса. Залежи нефти и газа приурочены к карбонатным коллекторам.

К Генеральской тектонической зоне отнесены месторождения Генеральское, Советское, кроме того, в последнее время — Старицкое и Калининское. В пределах этих месторождений установлено пять залежей: 4 на Генеральском (3 — газовые, 1 — газо-нефтяная) и 1 нефтяная на Советском.

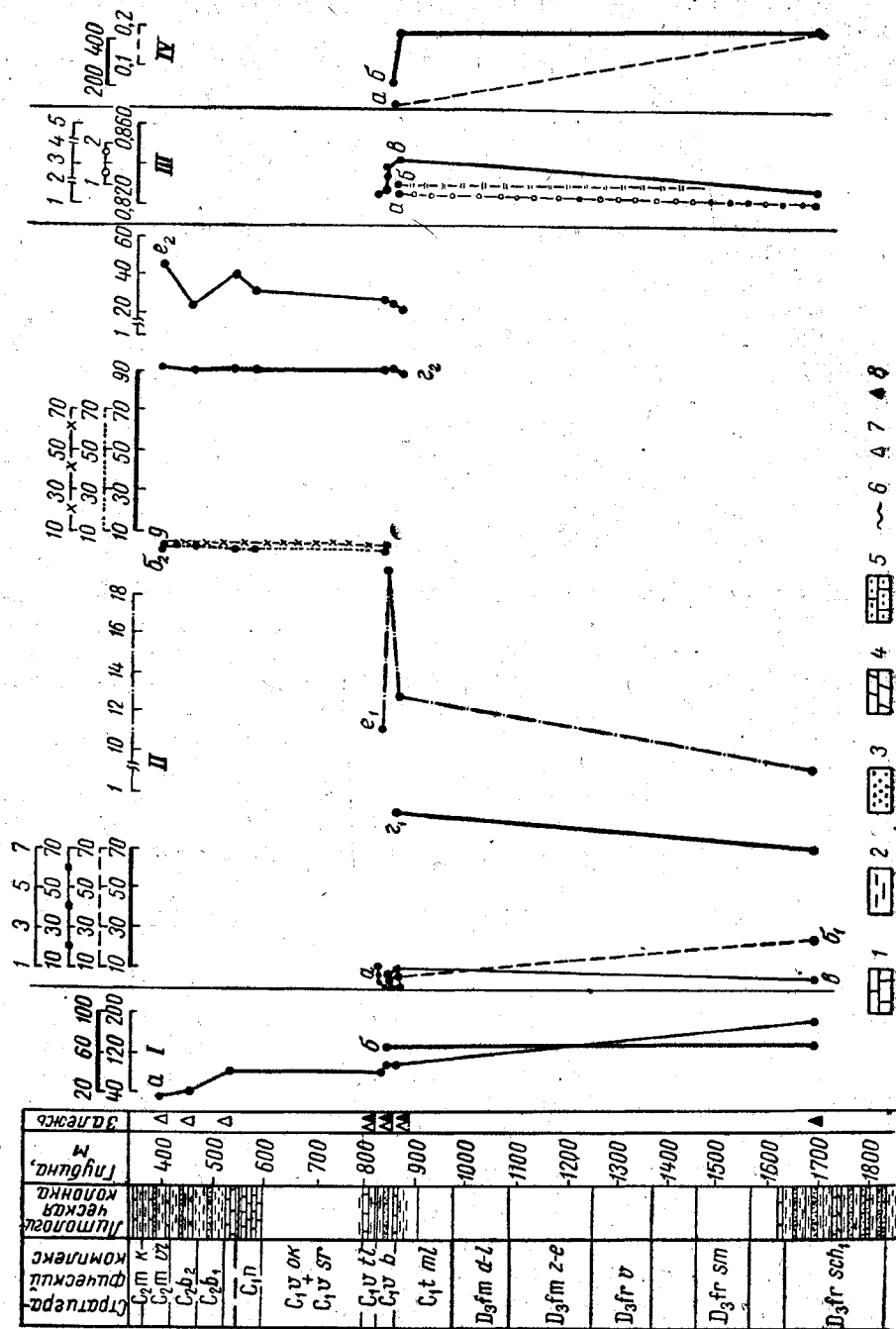
На Генеральском месторождении залежи в отложениях девона отсутствуют. Коллекторы верейского горизонта обводнены. В отложениях тульского горизонта отсутствуют коллекторы. Основными продуктивными горизонтами являются: верхнебашкирский, бобринский и турнейский на Генеральском месторождении.

#### ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ, ГАЗОВ И ПЛАСТОВЫХ ВОД

В целях изучения геохимической характеристики нефтей и газов юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода нами использованы результаты анализов нефтей и газов, произведенные в лаборатории ВНИГНИ, данные А. И. Иванова и фондовые материалы Нефтепромыслового управления Приволжского совнархоза.

#### Изменение свойств нефтей, газов и пластовых вод по разрезам месторождений

Изменение свойств нефтей и газов прослежено по разрезам всех месторождений, а для примера приводится только по двум месторождениям, имеющим наибольший диапазон нефтегазоносности.



Изменение свойств газа, нефти и пластовой воды по разрезу Елшано-Курдюмского месторождения приведено на рис. 31.

В свободных газах среднего и нижнего карбона количество тяжелых углеводородов вниз по разрезу увеличивается, а метана уменьшается.

Для газов из среднекаменноугольных отложений характерно высокое содержание кислых компонентов; в них присутствует сероводород, которого нет в газах из нижнекаменноугольных отложений. Азота содержится больше в газах нижнего карбона.

Растворенные газы отличаются от свободных более высоким содержанием тяжелых углеводородов и углекислого газа; содержание азота более низкое.

Газы из нижнецигровского горизонта содержат меньше метана по сравнению с газами каменноугольных отложений и соответственно более высокое количество тяжелых углеводородов; азот в них отсутствует.

По физической и химической характеристике нефти из отложений нижнего карбона и девона различаются довольно четко; нефти нижнецигровского горизонта более легкие (удельный вес 0,830 против 0,838) и наименее сернистые; кислотность их в два раза ниже; удельный вес нефтей нижнекаменноугольных отложений увеличивается вниз по разрезу (от 0,827 до 0,844).

Минерализация пластовых вод возрастает с глубиной (содержание иона  $SO_4^{2-}$  от бобриковского горизонта к черепетскому увеличивается, а в нижнецигровском горизонте вновь убывает).

По разрезу Степновского месторождения можно проследить только характер изменения свободных газов. Газы нижнего карбона и среднего девона различаются по содержанию углеводородных и неуглеводородных компонентов. Газы из отложений девона содержат меньше азота (2,46% против 13,57%) и углекислого газа и больше гомологов метана (11,38% против 7,16%), чем нефти из каменноугольных отложений.

Минерализация пластовых вод увеличивается с глубиной, а содержание  $SO_4^{2-}$  меняется незакономерно: в нижнебашкирском подъярсе 0,1203 г на 100 г; в бобриковском горизонте 0,0179 г на 100 г; в турнейском ярусе 0,0172 г на 100 г; в живетском ярусе 0,0432 г на 100 г.

Рис. 31. Изменение свойств газа, нефти и пластовой воды по разрезу Елшано-Курдюмского месторождения.

1 — известняк; 2 — глина; 3 — песок; 4 — мергель; 5 — песчаник; 6 — размыты; 7 — газ; 8 — нефть; I — характеристика залежи; a — начальное пластовое давление, ат; б — газовый фактор, м³/т; II — характеристика газа: содержание, об. %: a — азота; б — тяжелых углеводородов; б₁ — в растворенном газе, б₂ — в свободном газе; e — H₂S + CO₂; г — метана; e₁ — в растворенном газе, e₂ — в свободном газе; д — H₂S + CO₂; отношение: e₁ (в растворенном), e₂ (в свободном) — метана + азота к тяжелым углеводородам; III — характеристика нефти: содержание, %: a — серы, б — парафина; e — удельный вес; IV — характеристика воды: a — содержание

$SO_4^{2-}$ , г на 100 г; б — минерализации, мг-экв на 100 г.



В пределах Суровского и Песчано-Уметского месторождений нефти вверх по разрезу становятся тяжелее, а в пределах Хлебновского и Ириновского — легче.

В целом по разрезу палеозойских отложений юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода характер изменения свойств свободных и растворенных газов по горизонтам среднего и нижнего карбона и девона не имеет четкой направленности, а газы близки по своим свойствам.

В газах нижнешигровского (20,85%) и семилукского горизонтов содержание тяжелых углеводородов является максимальным для всего разреза, даже по сравнению с газами живетского яруса (13,21%); количество азота в одних продуктивных горизонтах больше в растворенном газе (нижнебашкирский подъярус 7,0% против 5,6%), в других — в свободном газе (бобриковский горизонт 5,38% против 1,52%).

Более четкая тенденция к изменению свойств газов проявляется так же, как это было отмечено для Латрыкско-Карамышской впадины, при анализе средних данных по крупным комплексам — среднему и нижнему карбону и девону: с увеличением возраста вмещающих отложений уменьшается содержание метана (соответственно 92,58; 88,83; 78,55%) и возрастает сумма тяжелых углеводородов (2,60; 4,52; 17,03).

Содержание азота в растворенных газах изменяется по разрезу, так же как и в Латрыкско-Карамышской впадине: от среднего карбона к нижнему уменьшается и вновь незначительно возрастает в девоне.

Максимальные количества углекислого газа (1,46%) содержатся в газах нижнего карбона, ничтожные количества сероводорода встречены преимущественно в газах среднего карбона (0,78%).

Отношение нормальных соединений к их изомерам (табл. 7) в газах нижнего карбона и девона * различаются, причем для пентанов более четко, чем для бутанов.

О возрастных отличиях газов по содержанию инертных газов судить трудно, так как все исследованные газы содержат очень низкий процент аргона, определяемый в виде следов или не фиксируемый приборами.

Изменение составов нефтей по разрезу юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода соответствует изменению составов газов этой области: удельные веса нефтей уменьшаются от среднего к нижнему карбону и девону (соответственно 0,899; 0,841; 0,836).

Нефти нижнего карбона и девона близки по удельным весам, но по остальным компонентам различны. С увеличением возраста

* Анализы газов отложений среднего карбона юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода отсутствуют.

Таблица 7

Характеристика растворенных газов юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода

Месторождения	Стратиграфические комплексы	Н. бутан	Н. пентан	Не Ар
		изобутан	изопентан	
Песчаный Умет	Бобриковский горизонт . .	2,5	—	0,051
»	»	2,3	0,3	0,048
Елшано-Курдюмское	Черепетский » . . . .	2,0	—	0,076
Песчаный Умет	Нижнешигровский горизонт . . . . .	2,5	0,7	—

вмещающих пород уменьшаются сернистость и кислотность и увеличивается содержание твердых парафинов в нефтях.

Фотометрическая характеристика нефтей и их спектры люминесценции подчеркивают различие между нефтями нижнего карбона и девона в целом и сходство нефтей отдельных горизонтов в пределах этих стратиграфических комплексов. Для нефтей нижнего карбона (бобриковский, черепетский горизонты) характерно наличие двух максимумов на спектре люминесценции; у нефтей девонских отложений максимум один и располагается в более коротковолновой части (табл. 8).

Таблица 8

Спектрально-люминесцентная характеристика нефтей юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода

Месторождение	Стратиграфический комплекс	Фотометрическая характеристика		$\lambda^*_{max}$ , мк
		яркость люминесценции	цветовая характеристика	
Песчаный Умет	Бобриковский горизонт	7,7	1,9	470 и 512
Елшано-Курдюмское	Черепетский горизонт	4,7	1,8	470 и 516
Атамановский участок	Нижнешигровский горизонт . . . . .	3,0	4,1	510
Песчаный Умет	Нижнешигровский горизонт . . . . .	2,6	0,8	514
Степновское	Живетский ярус D _{IV}	9,4	2,45	464
Советское	Живетский » . . . .	8,6	2,9	444
Сусловское	» » . . . .	6,5	2,5	454

*  $\lambda^*_{max}$  — длина волны максимума спектра люминесценции в миллимикронах.

Нефти девона в целом характеризуются более яркой люминесценцией и в их цветовой гамме преобладает синий цвет, что говорит о большем содержании масляной фракции.

Детальные исследования химического состава нефтей нижнего карбона и девона (проведенные в нефтяной лаборатории ВНИГНИ) показали четкие различия между ними. Во фракции, выкипающей свыше  $200^{\circ}$ , нефти девона содержат больше парафиново-нафтеновых углеводородов (52,34% против 41,17%) и меньше ароматических (18,95% против 31,55%), а также меньше смолисто-асфальтеновых компонентов. Кольцевой состав парафино-нафтеновых углеводородов свидетельствует о значительной роли парафиновых углеводородов в нефтях девона — по сравнению с нефтями нижнего карбона, ароматические углеводороды нефтей девона оказываются более конденсированными.

Все эти различия говорят о том, что нефти девона метаморфизованы больше каменноугольных нефтей.

Гидрогеологический режим описываемой территории, так же как восточного склона Воронежского свода и Латрыкско-Карамышской впадины определяется современным структурным планом палеозойских отложений. Отложения живетского яруса в пределах всей территории лежат приблизительно на равных глубинах, в результате чего минерализация вод в них почти одинаковая. По верхнедевонским и каменноугольным отложениям описываемая территория представляет собой юго-восточное погружение Жигулевско-Пугачевского свода, и пластовые воды движутся здесь в направлении с севера на юг — в Латрыкско-Карамышскую впадину и на юго-восток — в Прикаспийскую впадину.

Водам от верхнего девона до верейского горизонта московского яруса среднего карбона присуща общая закономерность: чем глубже они залегают, тем выше их минерализация и удельный вес. Единичные случаи исключения из этого правила на отдельных площадях связаны, по-видимому, с проникновением верхних или нижних вод по зонам трещиноватости, возможно по небольшим дизъюнктивным нарушениям. В водах, залегающих выше верейского горизонта, зависимости степени минерализации от глубины их залегания не наблюдается.

Все пластовые воды можно разделить на два типа: а) рассолы хлоркальциевого типа, к которым принадлежат воды всего разреза, начиная от верейского горизонта до живетского яруса включительно; б) опресненные воды, залегающие выше верейского горизонта. Для вод первого типа характерна закономерная связь глубины залегания и степени минерализации. Все залежи нефти и газа связаны с водями первого типа.

По разрезу большинства месторождений отмечается увеличение минерализации пластовых вод с увеличением возраста вмещающих отложений, однако изменение содержания сульфатов не носит закономерного характера. По-видимому, это заставляет думать, что изменение нефтей нельзя связывать с характеристикой пластовых вод.

### Изменение свойств нефтей, газов и пластовых вод по стратиграфическим комплексам в пределах тектонических зон

Из шести тектонических зон, приуроченных к юго-западному погружению Жигулевско-Пугачевского свода, в настоящей работе рассматриваются только месторождения Елшано-Сергиевской и Степновской зон, так как лишь в этих зонах оказалось возможным проследить изменения свойств нефтей и газов по одноименным стратиграфическим горизонтам.

В Елшано-Сергиевской тектонической зоне изменение геохимической характеристики нефтей и газов прослеживается только по отложениям нижнего карбона и, частично, нижнецигровского горизонта и башкирского яруса.

Нижнецигровский горизонт нефтеносен на Песчано-Уметском и Елшано-Курдюмском (Атамановский участок) месторождениях.

Первое содержит более тяжелую нефть (0,837 против 0,830) с большим содержанием кокса и парафина. Пластовые воды на этом месторождении более минерализованы по сравнению с Елшано-Курдюмским, но сульфатов содержат меньше.

В современном структурном плане кровля отложений нижнецигровского горизонта на Елшано-Курдюмском месторождении установлена на отметке  $-1541$  м, а на Песчано-Уметском —  $-1518$  м, т. е. последнее выше на 23 м.

Черепетский горизонт газонефтеносен в Песчано-Уметском и Елшано-Курдюмском месторождениях. На Суровском месторождении в этом горизонте имеется газовая залежь.

Свободные газы в пределах месторождений изменяются в северо-восточном направлении: уменьшается содержание метана и увеличивается количество тяжелых углеводородов (2,19% против 4,74%); отношение метана к сумме тяжелых углеводородов уменьшается от 42,61 до 19,04; сумма тяжелых углеводородов в растворенных газах изменяется в этом же направлении от 5,66 до 7,26%.

Нефти этого горизонта Елшано-Курдюмского и Песчано-Уметского месторождений имеют близкую характеристику.

Минерализация вод горизонта резко увеличивается в северо-восточном направлении. Исключение составляет Грузиновское месторождение, минерализация вод которого значительно ниже, чем на соседних. Содержание  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$  достигает максимальных значений на Песчано-Уметском месторождении;  $\text{SO}_4^{2-}$  в минимальных количествах содержится на Грузиновском месторождении.

Бобрковский горизонт газонефтеносен на Елшано-Курдюмском и Песчано-Уметском месторождениях, газоносен на Суровском месторождении.

В пределах месторождений с юго-запада на северо-восток нефти становятся более легкими (рис. 32), их удельный вес изменяется

от 0,870 до 0,837. Соответственно этому изменяется и содержание легких фракций и других характерных показателей.

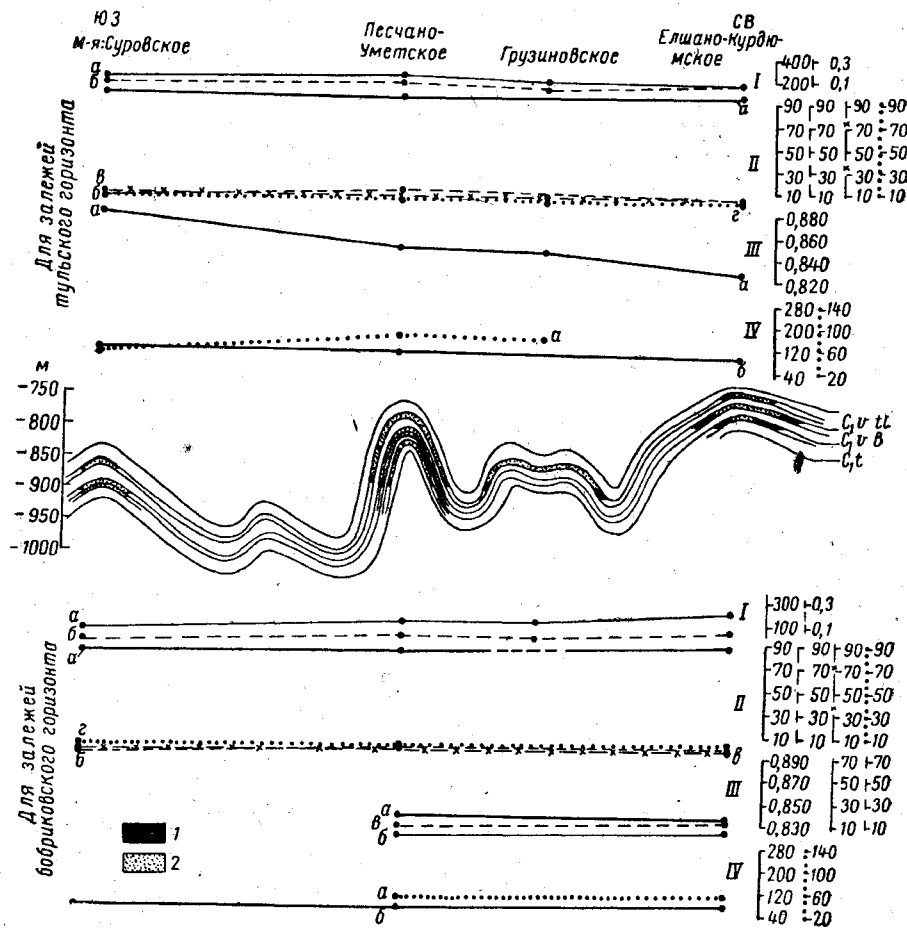


Рис. 32. Геолого-геохимический профиль по Елшано-Сергиевской тектонической зоне.

1 — нефть; 2 — газ; I — характеристика пластовой воды: а — минерализация, мг-экв на 100 г; б —  $\text{SO}_4^{2-}$ , г на 100 г; II — состав свободного газа, об. %: а — метана; б — тяжелых углеводородов; в — азота; г —  $\text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2$ ; III — характеристика нефти: а — удельный вес; б — смолы и асфальтены, %; в — легкие фракции до 150°; IV — характеристика залежи: а — газовый фактор, м³/т; б — начальное пластовое давление, ат.

В составе свободных газов в этом же направлении возрастает количество тяжелых углеводородов (2,42% против 3,83%) и уменьшается содержание азота и отношение метана к сумме тяжелых углеводородов (38,4% против 23,92%). Проследить характер изменений свойств растворенных газов не удается.

Указанные изменения свойств нефтей и газов происходят в направлении подъема оси Елшано-Сергиевской тектонической зоны (см. рис. 32). В этом же направлении содержание сульфатов сначала несколько возрастает, затем уменьшается и в Елшано-Курдюмском месторождении вновь возрастает до максимальной величины.

Незначительное отклонение в сторону уменьшения минерализации пластовых вод отмечается на Грузиновском месторождении (обычно наблюдается обратная картина: с подъемом слоев уменьшается минерализация).

Тульский горизонт в направлении с юго-запада на северо-восток в сторону общего регионального подъема содержит следующие залежи: нефтяную (I пласт) и газовую (III пласт) Суровского месторождения; газо-нефтяные (I пласт) Песчано-Уметского и Грузиновского и (III пласт) Елшано-Курдюмского месторождений.

В указанном направлении можно наблюдать изменения свойств свободных газов (исключая Песчано-Уметскую залежь) — уменьшение содержания метана (94,09% против 92,68%) и азота и увеличение содержания тяжелых углеводородных газов (1,05% против 3,55%). Такая же закономерность, но более резко выраженная, наблюдается и по растворенным газам.

В сторону регионального подъема происходит облегчение нефтей (0,876 против 0,827), увеличение процента выхода легких фракций (27,5 и 54%), уменьшение вязкости (8,34° и 1,66° Э при 20°), сернистости и содержания твердых парафинов (3,69 и 1,32%). Отмеченная закономерность имеет такую же направленность, как и в бобривском горизонте.

Минерализация вод тульского горизонта изменяется в сторону подъема пластов неравномерно: сначала возрастает, затем вновь снижается. Воды Суровского и Елшано-Курдюмского месторождений имеют близкую минерализацию. Содержание  $\text{SO}_4^{2-}$  изменяется также закономерно: возрастает в направлении возрастания минерализации, затем вновь снижается и в Елшано-Курдюмском месторождении вновь возрастает.

Башкирский ярус в Елшано-Сергиевской зоне газоносен в нижне- и верхнебашкирском подъярусах. Нефтяные залежи в этих отложениях встречены только на Суровском месторождении.

В составе газа из нижнебашкирского подъяруса с юго-запада на северо-восток отмечается незначительное уменьшение содержания метана (95,71 и 93,56%) и уменьшение величины отношения метана к сумме тяжелых углеводородов (от 142,2 до 38,98). Содержание остальных компонентов изменяется мало. В газе верхнебашкирского подъяруса наблюдается тоже уменьшение содержания метана, в том же направлении, но менее четко.

В Стенновской тектонической зоне по сравнению с Елшано-Сергиевской наблюдается наличие более легких нефтей, уменьшение содержания метана в составе растворенного и свободного газа и увеличение содержания азота.

Сар. 39,42,44

Бобриковский горизонт газонефтеносен на приподнятом, Фурмановском месторождении. Газовая залежь с небольшой оторочкой нефти. Свободные газы характеризуются незначительным изменением состава углеводородной части в направлении подъема пластов и уменьшением содержания кислых разностей (0,95 и 0,1%).

В направлении погружения бобриковского горизонта отмечается увеличение минерализации пластовых вод, однако содержание сульфатов возрастает (от 0,0089 до 0,0129 г на 100 г). По-видимому, эти изменения в составе кислых газов не связаны с окисляющим влиянием пластовых вод.

Живетский ярус нефтегазоносен в пласте V. Нефтегазосность подчинена принципу дифференциального улавливания в последовательной цепи ловушек. На Степновском месторождении пласт D_v в основном насыщен газом, а нефтяная оторочка не имеет промышленного значения; этаж газонасыщения равен 115—123 м при высоте ловушки 124 м. На смежном Первомайском месторождении, расположенном гипсометрически выше Степновского, газовая залежь плавающая, на Суловском (выше Первомайского) плавающая залежь с этажом нефтегазосности 60 м при высоте ловушки 113 м.

На основании анализа геохимической характеристики нефтей, газов и пластовых вод в пределах месторождений юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода представляется возможным сделать следующие выводы.

1. Свойства газов по разрезу большинства месторождений от среднего карбона к девону закономерно изменяются в сторону увеличения жирности и уменьшения содержания метана. В изменении свойств нефтей по разрезу в том же направлении отмечается тенденция к «облегчению». Групповой углеводородный состав нефтей показывает, что девонские нефти более метаморфизованы, чем каменноугольные.

2. Нефти и газы среднего и нижнего карбона и девона различаются по физико-химическим свойствам. Полностью идентичны нефти и газы верейского горизонта, верхнебашкирского и нижнебашкирского подъярусов. Нефти и газы тульского и бобриковского горизонтов сходны. Нефти и газы турнейского яруса и данково-лебедянского горизонта очень близки к нефтям терригенной толщи нижнего карбона; различия их, вероятно, связаны с условиями формирования залежей и их залегания; нефти и газы нижнецигровского горизонта и живетского яруса очень близки по составу, что свидетельствует об их генетическом единстве.

3. Минерализация пластовых вод увеличивается по разрезу месторождений в том же направлении, в котором происходит «облегчение» нефтей, однако содержание сульфатов меняется незаконномерно. Таким образом, на данной территории «облегчение» нефтей и жирности газов не связаны с содержанием в пластовых водах сульфатов.

4. В Елшано-Сергиевской и Степновской тектонических зонах отмечается закономерное изменение свойств нефтей и газов в девон-

ских и нижнекаменноугольных отложениях. Характер изменения свойств газов и нефтей в Степновской тектонической зоне находится в прямой зависимости от современного положения (подъема) пластов, а в Елшано-Сергиевской зоне — в обратной зависимости. Вероятно, во время формирования залежей нефти и газа в отложениях нижнего карбона Елшано-Сергиевской тектонической зоны региональный наклон пластов имел другую направленность. В Хлебновской, Ириновской и Казанлинской тектонических зонах определенной направленности в изменении геохимической характеристики нефтей и газов не установлено.

В связи с малочисленностью данных по месторождениям Генеральской тектонической зоны проследить за изменением геохимической характеристики нефти и газа не представляется возможным.

#### РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В пределах юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода геологические запасы нефти и газа подсчитаны по 51 залежи. Принятое отношение запасов газа к запасам нефти равно 1647 м³ газа на 1 т нефти. Промышленные скопления нефти и газа приурочены ко всему разрезу палеозойских отложений, но не поднимаются выше верейского горизонта среднего карбона. Установленные запасы распространены по тектоническим зонам и по разрезу отложений неравномерно.

Распределение запасов по разрезу приведено на рис. 33.

Залежи нефти и газа в отложениях среднего карбона приурочены к верейскому горизонту и башкирскому ярусу, но распространены по площади локально.

В отложениях верейского горизонта установлена только одна залежь газа в Елшано-Курдюмском месторождении, расположенном в Елшано-Сергиевской тектонической зоне. На площади других месторождений и тектонических зон коллекторы верейского горизонта обводнены.

Промышленные залежи нефти и газа в отложениях башкирского яруса приурочены к четырем тектоническим зонам: Елшано-Сергиевской, Хлебновской, Генеральской и Степновской. Однако этот комплекс отложений регионально газо-нефтеносен только в пределах Елшано-Сергиевской тектонической зоны (8 залежей из 12), где залежи установлены как в верхне-, так и в нижнебашкирском подъярусах (исключением является Песчано-Уметское месторождение). В трех других тектонических зонах нефтегазосность этих отложений локализуется в пределах какого-либо одного месторождения (Хлебновское, Генеральское и Фурмановское).

Общие запасы газа и нефти, приуроченные к отложениям башкирского яруса, составляют 12,52% от запасов юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода (см. рис. 33).

Промышленная газонефтеносность отложений нижнего карбона установлена регионально в пределах шести тектонических

зон и приурочена к отложениям тульского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса.

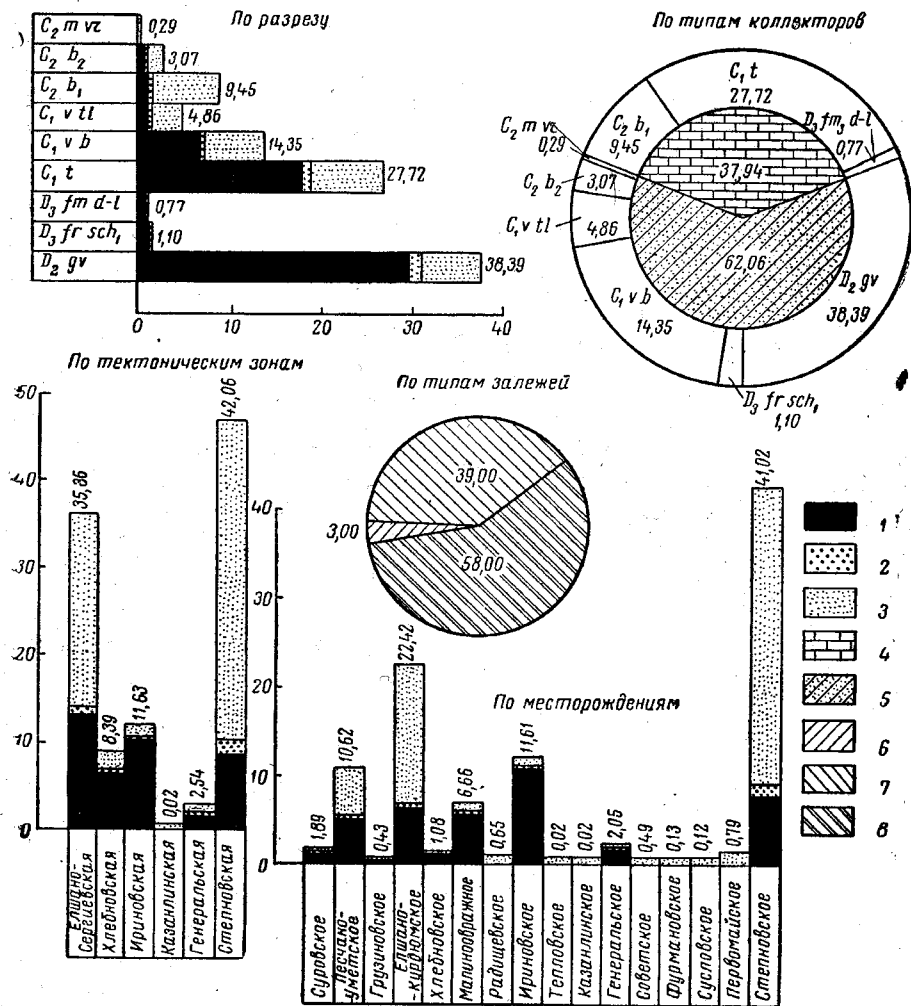


Рис. 33. Распределение запасов нефти и газа в юго-западном погружении Жигулевско-Пугачевского свода (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6—8 — залежи: 6 — массивные, 7 — пластовые сводовые, 8 — сводовые литологически экранированные.

Залежи нефти и газа в отложениях тульского горизонта регионально нефтегазоносны во всех месторождениях Елшано-Сергиевской тектонической зоны и в одном месторождении (Ириновском) в Ириновской тектонической зоне. Залежи распределены по место-

рождениям равномерно, за исключением Суровского, где в тульском горизонте их 2. Из 6 открытых залежей 2 нефтяные, 3 газо-нефтяные и 1 газовая. В других тектонических зонах тульский горизонт представлен в глинистой фации.

Залежи нефти и газа в отложениях бобриковского горизонта регионально нефтегазоносны во всех месторождениях трех тектонических зон (кроме Грузиновского), в Елшано-Сергиевской, Генеральской и Степновской. По направлению к северу и северо-западу от указанных зон фации бобриковского горизонта становятся глинистыми, а мощность отложений резко сокращается. Залежи газа и нефти распределены по месторождениям равномерно, за исключением Песчано-Уметского, где их 3.

Общие запасы нефти и газа, приуроченные к этим залежам, составляют 14,35% запасов юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода.

Скопления нефти и газа в отложениях турнейского яруса установлены регионально в пределах месторождений 6 тектонических зон (кроме Грузиновского, Суловского и Первомайского). При этом залежи этих ископаемых в турнейском ярусе обнаружены в тех трех зонах, где бобриковский горизонт не содержит скоплений нефти и газа и представлен в глинистой фации. Залежи по месторождениям распределены равномерно, за исключением Ириновского, где в турнейском ярусе установлено их 3.

Из 14 открытых залежей 5 — газовых, 8 — газо-нефтяных и 1 — нефтяная. Общие запасы, приуроченные к этим залежам, составляют 27,72% запасов юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода.

Промышленная нефтегазоносность девонских отложений приурочена к отложениям данково-лебедевского и нижнещигровского горизонтов и живетского яруса.

Залежь нефти в отложениях данково-лебедевского горизонта установлена только на одном, Ириновском месторождении и его запасы составляют лишь 0,77% запасов юго-западного погружения свода.

Залежи нефти в отложениях нижнещигровского горизонта (пашийский горизонт) приурочены только к 2 месторождениям (Песчано-Уметскому и Елшано-Курдюмскому) Елшано-Сергиевской тектонической зоны, расположенной на стыке северного борта Латырьско-Карамышской впадины с юго-западным погружением Жигулевско-Пугачевского свода. Общие запасы нефти, приуроченные к этим залежам, составляют всего 1,10% запасов описываемой части Жигулевско-Пугачевского свода. На остальных месторождениях правобережья описываемой территории они обводнены, а в пределах ближнего Саратовского Заволжья — размыты.

Промышленные залежи газа и нефти в отложениях живетского яруса приурочены только к двум тектоническим зонам: Степновской и Генеральской, расположенных в Заволжье к юго-западу от так называемой Балаковской вершины Жигулевско-Пугачевского

свода. Из 10 открытых залежей 5 газовых и 5 газо-нефтяных. Указанные залежи распределены неравномерно: к наиболее погруженному, Степновскому месторождению приурочено 4 залежи, к Первомайскому — 2*, к Сусловскому — 3* и к Советскому — 1 залежь.

Общие запасы нефти и газа по этим залежам составляют 38,39% запасов юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода.

Таким образом, в среднем отделе каменноугольной системы наибольшие запасы содержатся в отложениях нижнебашкирского подъяруса (9,45%), а в вышерасположенных комплексах — в верхнебашкирском подъярусе и верейском горизонте — запасы постепенно убывают (соответственно до 3,07 и 0,29%).

В нижнем отделе каменноугольной системы основным продуктивным комплексом является турнейский ярус, к которому приурочено 27,72% общих запасов; в вышележащих продуктивных комплексах нижнего карбона запасы закономерно убывают от 14,35% в бобриковском горизонте до 4,86% в тульском.

Максимальные запасы нефти и газа сосредотачиваются в отложениях живетского яруса; вышележащий разрез верхнего девона содержит всего 1,87% запасов в отложениях нижнещигровского и данково-лебежанского горизонтов.

Запасы девонских и среднекаменноугольных отложений резко различаются по содержанию в них газа. В залежах девонских отложений на 1 т нефти приходится 190 м³ газа (растворенного и свободного); в нижнекаменноугольных — 745 м³ и в среднекаменноугольных — 4950 м³. Как видно по распределению запасов в целом и соотношению запасов газа и нефти, выделяются три самостоятельные по характеру аккумуляции комплекса: девонский, нижнекаменноугольный и среднекаменноугольный.

Распределение запасов по тектоническим зонам (см. рис. 33) неравномерное: 77,42% их приурочено к двум зонам: Степновской и Елшано-Сергиевской. Необходимо отметить, что здесь отношение запасов газа к запасам нефти соответственно равно 5500 и 1720 м³ на 1 т нефти. В двух других зонах — Ириновской и Генеральской — количество газа на 1 т нефти не превышает 250 м³.

В Казанлинском месторождении, в котором газо-нефтяная залежь находится в отложениях турнейского яруса, содержится значительный процент (до 40) азота и сероводорода, что, по-видимому, надо расценивать как признак ее разрушения.

Наибольшие запасы нефти и газа, а также наиболее насыщенные газом залежи присущи тектоническим зонам, расположенным в непосредственной близости к впадинам. Так, Елшано-Сергиевская зона юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода флексуобразным сочленением связана с Латрыкско-Карамышской

впадиной, а Степновская расположена в непосредственной близости к Прикаспийской впадине.

К Елшано-Сергиевской тектонической зоне приурочены основные запасы верхних продуктивных комплексов: верейского, верхне- и нижнебашкирского, 82,59% тульского, а также все запасы нижнещигровского горизонта. В пределах Степновской и отчасти Генеральской тектонических зон сосредоточены все запасы живетского яруса.

В Ириновской тектонической зоне содержится только 17,42% запасов тульского горизонта.

Промышленные запасы бобриковского горизонта на 68,33% сосредоточены в Елшано-Сергиевской, на 21,78% — в Степновской и на 9,89% — в Генеральской тектонических зонах. Запасы турнейского яруса почти равномерно распределены между Елшано-Сергиевской, Хлебновской и Ириновской зонами, а тектонические зоны ближнего Саратовского Заволжья содержат минимальное количество запасов (3,93%).

Такое распределение запасов по тектоническим зонам обусловлено литологическими и коллекторскими свойствами отложений турнейского яруса, бобриковского и тульского горизонтов.

Севернее Елшано-Сергиевской зоны, в пределах правобережья в Саратовской области, отложения бобриковского и тульского горизонтов резко сокращаются в мощности, прослой песчаников и известняков выклиниваются и весь разрез сложен глинами. Только на Ириновском месторождении были встречены две линзы песчаников, расположенных на периклиналиях складки.

На Елшано-Курдюмском месторождении скопления нефти и газа бобриковского горизонта и турнейского яруса сообщаются между собой и представляют единую залежь.

Таким образом, толщу отложений турнейского яруса, бобриковского и тульского, а возможно, и данково-лебежанского горизонтов можно рассматривать в отношении формирования в них залежей нефти и газа как единый резервуар. В местах, где ловушки в верхних стратиграфических комплексах были относительно заполнены, нефть и газ проникали в низезалегающие комплексы. Севернее Елшано-Сергиевской зоны, где в отложениях тульского и бобриковского горизонтов коллекторы отсутствуют, продуктивность отложений турнейского яруса резко возрастает. Высокая продуктивность отложений живетского яруса Саратовского Заволжья объясняется тем, что в нижне-, и отчасти, в среднефранский век эта территория претерпела резкий подъем, сопровождавшийся формированием локальных поднятий, в результате чего отложения нижнещигровского горизонта были размыты и отложения живетского яруса перекрываются среднефранскими.

Возникновение структурных ловушек на ранних стадиях геологического развития создало благоприятные условия для формирования в них крупных скоплений нефти и газа. Большая часть залежей относится к газовым и газо-нефтяным; нефтяные залежи занимают подчиненное значение.

* Запасы не подсчитаны.

Распределение запасов по месторождениям приведено на рис. 33, из которого видно, что 41,02% общих запасов газа и нефти сосредоточено в Степновском месторождении и 22,42% запасов — в Елшано-Курдюмском.

Распределение запасов по типу коллекторов и по типам залежей показано на том же рисунке.

Пластовый литологически экранированный тип залежей широко развит в отложениях тульского и бобриковского горизонтов и живетского яруса, т. е. является основным в двух нижних этажах нефтегазонакопления, а запасы среднекаменноугольных отложений связаны с залежами главным образом пластового сводового типа.

На основании физико-химических свойств нефтей и газов и анализа распределения их залежей и запасов разрез палеозойских отложений юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода может быть подразделен на три продуктивные толщ.

1. Терригенно-карбонатная толща среднего карбона (башкирский ярус и верейский горизонт).

Залежи нефти и газа приурочены к песчаным коллекторам верейского горизонта и верхнебашкирского подъяруса и трещиноватым пористым карбонатным породам нижнебашкирского подъяруса. Свободные газы и нефти этой толщ по своим свойствам однотипны. Промышленные залежи меньше предыдущих и составляют 12,81% общих запасов юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода. Основные запасы газа и нефти приурочены к карбонатным коллекторам нижнебашкирского подъяруса. Вверх по разрезу они снижаются, достигая минимума в отложениях верейского горизонта. Наибольшее распространение залежи нефти и газа в отложениях этой толщ получили в Елшано-Сергиевской тектонической зоне. В остальных зонах открыто всего 4 залежи.

2. Терригенно-карбонатная толща нижнего карбона (турнейский ярус, бобриковский и тульский горизонты).

Нефти и газы этой толщ очень близки по своим свойствам и могут считаться однотипными. Они отличаются от нефтей и газов терригенной толщ девона и приурочены к песчаным и карбонатным коллекторам. Промышленные запасы составляют 47,70% общих запасов юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода. Максимальные запасы приурочены к отложениям турнейского яруса и уменьшаются вверх по разрезу, достигая минимума в отложениях тульского горизонта. К этой толще условно можно отнести карбонатные отложения данково-лебединского горизонта. Нефть (Ириновское месторождение) этого горизонта близка по своим свойствам к нефти нижнего карбона. В этом случае запасы нефти и газа от турнейского яруса резко снижаются вниз по разрезу толщ. Залежи нефти и газа распространены регионально и установлены во всех месторождениях (кроме Советского).

3. Терригенная толща девона в составе живетского яруса и нижнецигровского горизонта франского яруса.

Нефти и газы этой толщ близки по своим физико-химическим свойствам, их залежи приурочены к песчаным коллекторам и установлены в месторождениях Елшано-Сергиевской, Генеральской и Степновской тектонических зон. Промышленные запасы составляют 39,49% общих запасов юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода. Основные запасы сосредоточены в отложениях живетского яруса. Вверх по разрезу толщ они резко уменьшаются.

Наряду с выделением трех продуктивных толщ в разрезе палеозойских отложений юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода выделяются три водоупорных комплекса.

Глинистые породы верейского горизонта и частично верхнебашкирского подъяруса являются верхним и основным водоупорным комплексом. Ниже залегают высокоминерализованные воды хлоркальциевого типа, а выше — опресненные воды различных типов.

Следующим водоупором в разрезе нижнего карбона являются глинистые разности пород алексинского и тульского горизонтов.

В самой нижней части разреза прослеживается третий водоупорный комплекс, приуроченный к кровле терригенной толщ или к подошве карбонатной части разреза верхнего девона.

Следует отметить, что прямой генетической связи в изменении геохимической характеристики нефтей и газов и свойств пластовых вод в пределах юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода не наблюдается.

#### УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Описываемая территория в додевонское время (а возможно, еще и в архейское) представляла собой обширную впадину — Рязано-Саратовскую. К концу девонского периода впадина была заполнена отложениями бавлинской толщ, эйфельского, живетского, франского и фаменского ярусов девонской системы.

В конце нижнефранского века в районе Балаково началось воздымание поднятия, которое в дальнейшем развивалось в Жигулевско-Пугачевский свод. В результате поднятия Балаковской вершины в пределах ближнего Саратовского Заволжья были размыты отложения нижнецигровского горизонта и, частично, породы франского яруса; местами эти отложения не отлагались. Таким образом, на этой территории верхние слои верхнефранского подъяруса, а частично фаменского яруса ложатся непосредственно на образования живетского яруса. Интенсивный рост Балаковской вершины прекратился к концу девонского периода.

В течение всего каменноугольного периода описываемая территория совместно с восточным склоном Воронежского свода и Латрыкско-Карамышской впадиной развивалась в форме моноклиналиного склона Русской платформы.

Между концом каменноугольного периода и началом байосского века к югу от описываемой территории формировалась Латрыкско-Карамышская впадина, отделившая восточный склон Воронежского свода от формирующегося Жигулевско-Пугачевского.

В результате столь сложной истории развития описываемой территории наблюдается несоответствие региональных структурных планов по додевонским, девонским и каменноугольным отложениям.

По отложениям додевонского времени большая часть описываемой территории представляет собой глубокую и обширную впадину. По отложениям живецкого яруса и нижнефранского подъяруса все правобережье представляет собой впадину, а левобережье — Балаковскую вершину. По средне-, верхнефранским и каменноугольным отложениям вся территория является юго-западным погружением Жигулевско-Пугачевского свода, которое на юге сочленяется с Латрыско-Карамышской впадиной. Кроме того, в результате особенностей геологического развития в пределах северной части Саратовского Правобережья терригенная часть нижнего карбона в составе яснополянского надгоризонта резко сократилась в мощности и выражена в глинистой фации. На этой же территории изменилось строение и терригенной части среднего карбона в составе верхнебашкирского подъяруса и верейского горизонта. Отложения верхнебашкирского подъяруса к северу выклиниваются, а верейского горизонта сокращаются в мощности и в них начинают преобладать карбонатные породы.

Ранее было указано, что юго-западное погружение Жигулевско-Пугачевского свода осложнено рядом тектонических зон: Елшано-Сергиевской, Хлебновской, Ириновской, Казанлинской, Генеральской и Степновской. Эти тектонические зоны состоят из локальных поднятий разного времени формирования. Ниже приводится время формирования этих структур, по данным А. И. Иванова (1960) и К. А. Машковича (1961):

	По К. А. Машковичу	По А. И. Иванову
Суровская	Верхнепалеозойская эра	Верейское время (частично раскрывалась)
Вязовская	Мезо-кайнозойская эра	Послепалеогеновая эпоха
Песчано-Уметская	Верхнепалеозойская эра	Верейское время
Грузиновская	»	Верейское время (частично раскрывалась)
Елшано-Курдомская	»	Предбайосское время
Хлебновская	»	Верейское время
Малиновская	»	»
Ириновская	»	»
Тепловская	—	Конец палеозойского времени
Радищевская	—	То же
Казанлинская	Верхнепалеозойская эра	—
Генеральская	»	Нижнецигровское время
Сусловская	Девонский период	Конец девонского периода
Фурмановская	»	То же
Степновская	»	»
Советская	»	Конец живецкого века

Водоупорные комплексы, выделяемые в описываемой области наряду с выделением трех продуктивных толщ, являются одновременно и непроницаемыми породами для газа и нефти, а поэтому служат верхней крышкой для залежей соответствующих продуктивных толщ. Следовательно, однотипность геохимической характеристики нефтей и газов в пределах этих продуктивных толщ, распределение промышленных запасов по разрезу, присутствие в разрезе продуктивных толщ регионально выдержанных резервуаров с хорошими коллекторскими свойствами, а также наличие нефтегазопорных комплексов дают возможность прийти к выводу, что формирование залежей нефти и газа в юго-западном погружении Жигулевско-Пугачевского свода происходило за счет латеральной миграции углеводородов.

В тех случаях, когда тектонические зоны состоят из структур древнего заложения, к тому же одновременного, имеет место зависимость свойств нефти и газа от регионального наклона оси зоны. Такую зависимость можно наблюдать в Степновской тектонической зоне в залежах живецкого яруса. В Елшано-Сергиевской зоне отмечается несовпадение современного наклона оси тектонической зоны с характером изменений свойств нефти и газа в отложениях черепетского, бобриковского и тульского горизонтов (в которых направленность изменений неодинакова).

Следовательно, при наличии в разрезе палеозойского комплекса отложений трех фаз нефтегазонакопления, современное распределение запасов в юго-западном погружении Жигулевско-Пугачевского свода контролировалось рядом факторов:

- временем формирования сводов и прилегающих впадин, в течение которого образовывался региональный наклон пластов;
- временем формирования структурных ловушек (локальных поднятий);
- особенностями развития коллекторов и трещиноватых пород;
- наличием регионально развитых непроницаемых перекрытий и природных резервуаров;

д) временем переформирования залежей в связи с изменением регионального наклона пластов и частичным раскрытием структур.

Рассмотрим условия залегания и формирования залежей нефти и газа в месторождениях тектонических зон описываемой области.

Терригенные отложения нижнего карбона в пределах месторождений Елшано-Сергиевской тектонической зоны содержат промышленные скопления нефти и газа. Однако мощность (в м) этих отложений непостоянная:

	Яснополянский надгоризонт	В том числе горизонты:	
		тульский	бобриковский
Суровская	54—74	49—62	4—12
Песчано-Уметская	44—76	55—89	5—21
Грузиновская	41—65	35—49	6—16
Елшанская	25—48	23—36	2—12



Бобриковский горизонт продуктивен на Суровском, Песчано-Уметском и Елшано-Курдюмском месторождениях, а на Вязовском, расположенном между Суровским и Песчано-Уметским, и Грузиновском, расположенном между Песчано-Уметским и Елшано-Курдюмским месторождениями, коллекторы обводнены.

Отложения тульского горизонта продуктивны на всех локальных поднятиях Елшано-Сергиевской зоны, за исключением Вязовского.

К северу от Елшано-Сергиевской зоны мощность яснополянского надгоризонта резко уменьшается и коллекторы исчезают. Только на Ириновском поднятии в этих отложениях были встречены две небольшие залежи нефти линзообразной формы, приуроченные к периклинальным погружениям поднятия.

Из ранее приведенных данных видно, что структурные ловушки в пределах Саратовского правобережья формировались в основном в три этапа: в предверейское, предбайосское и послепалеогеновое время. При этом следует отметить, что большая часть ловушек района Саратовских дислокаций формировалась в более раннее время, преимущественно в предверейское (А. И. Иванов, 1960; К. А. Машкович, 1961).

На Елшано-Курдюмском и Песчано-Уметском месторождениях полное замыкание структур, а следовательно, и возможное начало формирования газо-нефтяных залежей в отложениях яснополянского надгоризонта произошло в предверейское (по А. И. Иванову) или верхнепалеозойское (по К. А. Машковичу) время.

На Грузиновском месторождении, где структурная ловушка образовалась в конце верейского времени, формирование залежей во всех продуктивных пластах яснополянского надгоризонта происходило в пределах современной структуры. Однако в результате предсреднеюрских движений восточная периклиналильная часть ее претерпела значительные изменения. К этому времени указанная часть структуры оказалась приподнятой, вследствие чего Грузиновское поднятие частично раскрылось в восточном направлении. По-видимому, этим и следует объяснить отсутствие газа и нефти на Грузиновском поднятии в черепетском и бобриковском горизонтах и весьма ограниченное скопление их в тульском.

На Вязовском месторождении формирование газо-нефтяных залежей в коллекторах турнейского и визейского ярусов не происходило, так как структурная ловушка была сформирована только в послепалеогеновое время.

Условия формирования газо-нефтяных залежей в отложениях яснополянского надгоризонта на Суровском поднятии сходны с условиями формирования их на Грузиновском. Ловушка, будучи замкнутой в период между концом нижнебашкирского и концом верейского времени, к концу карбона в западной своей части оказалась раскрытой. Газ и нефть, скопившиеся ранее в коллекторах турнейского и визейского ярусов, в результате этого частично мигрировали в западном направлении, вследствие

чего на поднятии имеются весьма ограниченные скопления нефти и газа. Абсолютные отметки кровли тульского и бобриковского горизонтов в различных структурах Елшано-Сергиевской зоны в современном структурном плане следующие:

	Тул- ский горизонт	Бобриков- ский горизонт
Суровская . . . . .	-843	-886
Вязовская . . . . .	-912	-965
Песчано-Уметская . . . . .	-745	-788
Грузиновская . . . . .	-785	-841
Елшано-Курдюмская . . . . .	-688	-700

Следовательно, в современном структурном плане Елшано-Сергиевская тектоническая зона имеет региональный наклон пластов яснополянского надгоризонта с востока на запад. В то же время геохимическая характеристика нефти и газа черепетского, бобриковского и тульского горизонтов и башкирского яруса находится в обратной зависимости от современного структурного плана тектонической зоны и полностью совпадает с палеоструктурным планом (В. А. Балаев, 1961).

В направлении с северо-востока на юго-запад нефти становятся более тяжелыми, в свободном газе увеличивается содержание метана, азота и уменьшается содержание тяжелых углеводородов. Возрастает величина отношения метана к сумме тяжелых углеводородов. В такой зависимости от палеоструктурного плана находится распределение залежей по месторождениям зоны в отложениях тульского горизонта и башкирского яруса: в восточных месторождениях (Елшано-Курдюмское, Грузиновское, Песчано-Уметское) установлены газо-нефтяные залежи в тульском горизонте или газовые в башкирском ярусе, а в крайнем западном, Суровском, обнаружены нефтяные залежи в тульском горизонте и в башкирском ярусе. Распределение залежей газа и нефти в отложениях черепетского и бобриковского горизонтов в месторождениях зоны имеет обратный характер: к Суровскому месторождению приурочены газовые залежи с ограниченными запасами, а к другим восточным месторождениям — газо-нефтяные залежи. Кроме того, в III пласте тульского горизонта в Суровском месторождении установлена газовая залежь.

Промышленные запасы газа и нефти и геохимическая характеристика их находятся в прямой зависимости от палеоструктурного плана. Максимальные запасы приурочены к Елшано-Курдюмскому месторождению — 63,39% запасов зоны; из них около 51% падает на отложения турнейского яруса и бобриковского горизонта. На втором месте по запасам находится Песчано-Уметское месторождение — 30,09% запасов зоны, которые почти поровну приходятся на отложения турнейского яруса, бобриковского и тульского горизонтов; в Суровском месторождении 90% запасов связано с отложениями башкирского яруса, на долю бобриковского и тульского

горизонтов приходится около 10% запасов месторождения, общие запасы этого месторождения составляют всего 5,35% запасов зоны. На последнем месте по запасам находится Грузиновское месторождение — 1,17% запасов зоны.

В направлении с северо-востока на юго-запад одновременно резко снижаются промышленные запасы газа: 44,19% запасов в Елшано-Курдюмском и 0,41% в Суровском месторождениях.

На основании анализа геохимических данных, распределения залежей в месторождениях и промышленных запасов газа и нефти можно прийти к выводу, что формирование месторождений Елшано-

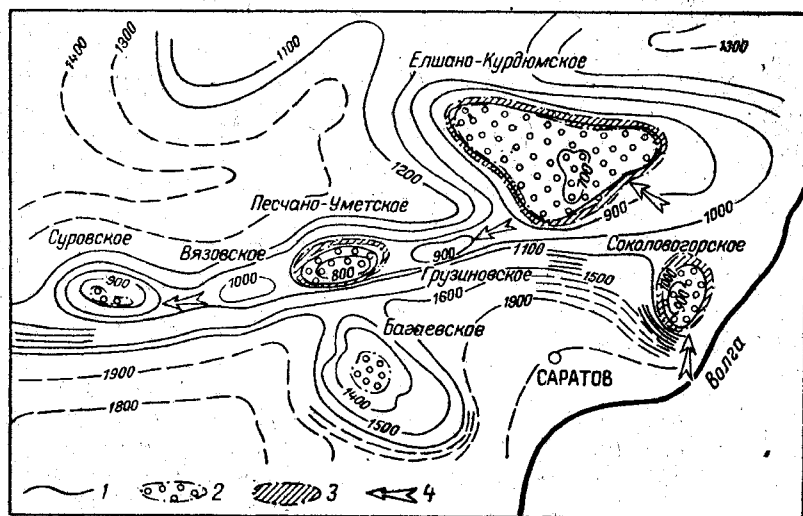


Рис. 34. Основное направление миграции нефти и газа в отложениях нижнего карбона Елшано-Сергиевской тектонической зоны.

1 — изогипси по кровле бобриковского горизонта; 2, 3 — залежи в отложениях бобриковского горизонта; 2 — газа, 3 — нефти; 4 — направление миграции.

Сергиевской зоны в отложениях нижнего и среднего карбона было связано с внутрiformационной миграцией углеводородов с северо-востока на юго-запад по региональному подъему пластов палеоструктурного плана. Не исключено, что направление региональной миграции нефти и газа в отложениях нижнего карбона в пределах Соколовогорской тектонической зоны (Латрыкско-Карамышская впадина) происходило с юга на север. В этом случае миграционный поток от Соколовой горы мог изменить направление (в соответствии с региональным подъемом пластов) на северо-западное, а затем — на юго-западное (рис. 34).

Однако при изменении регионального наклона пластов в мезокайнозойскую эру и образовании Латрыкско-Карамышской впадины произошло частичное раскрытие Суровской, Грузиновской и Багаевской (Латрыкско-Карамышская впадина) структур, в результате

чего в этих месторождениях залежи газа и нефти были переформированы. Только этим при прочих равных условиях можно объяснить значительную концентрацию запасов газа и нефти в Песчано-Уметском месторождении в тульском горизонте при наличии ограниченных запасов в этих отложениях в Елшано-Курдюмском месторождении и полной обводненности песчаных коллекторов тульского горизонта, а также наличие ограниченной по запасам залежи бобриковского горизонта в Багаевском месторождении. Не исключено, что часть запасов газа и нефти из последнего месторождения попала в процессе переформирования в Песчано-Уметскую и Грузиновскую структуры, расположенные гипсометрически выше примыкающего к ним Багаевского поднятия.

Наличие залежей газа с ограниченными запасами в турнейском ярусе, бобриковском горизонте и III пласте тульского горизонта Суровского месторождения показывает, что процесс региональной миграции углеводородов с северо-востока на юго-запад был осложнен не только переформированием залежей, но и местной миграцией флюидов в сторону подъема слоев из прилегающих локальных впадин вследствие процессов нефтегазообразования и, возможно, метаморфизма углей. В результате местной миграции углеводородов и частичного раскрытия Суровской структуры на данной площади встречены залежи с весьма незначительными промышленными запасами.

Формирование залежей нефти в отложениях нижнецигровского горизонта на Песчано-Уметском месторождении и Атамановском участке Елшано-Курдюмского месторождения очевидно происходило вследствие местной миграции углеводородов.

В месторождениях Хлебновской, Ириновской и Казанлинской тектонических зон промышленная нефтегазоносность регионально приурочена к отложениям турнейского яруса. Отложения яснополянского надгоризонта представлены в основном в глинистой фации сокращенной мощности (12—41 м), в связи с чем в них обнаружены две залежи нефти с незначительными запасами в Ириновском месторождении. Формирование этих залежей возможно только за счет местной миграции внутрiformационного типа.

Прямой связи между современным структурным планом месторождений этих зон и характером распределения залежей в отложениях турнейского яруса не устанавливается.

Промышленные запасы Хлебновского, Радищевского, Тепловского и Казанлинского месторождений весьма ограничены и в сумме не превышают 2% общих запасов нефти и газа всей описываемой области свода. Основные запасы нефти и газа сосредоточены в Ириновском (11,61% общих запасов) и Малиновском (6,66% общих запасов) месторождениях, которые в основном приурочены к отложениям турнейского яруса.

По данным К. А. Машковича и А. И. Иванова, все структурные зоны формировались в верейское или в верхнепалеозойское время.

На основании приведенных фактических данных определить условия формирования залежей нефти и газа в пределах месторождений этих тектонических зон не представляется возможным. Можно только предположить, что формирование залежей этих месторождений происходило, очевидно, за счет внутрiformационной миграции нефти и газа местного значения из прилегающих впадин. Относительная концентрация углеводородов в Ириновском и Малиноовражском месторождениях возможно связана с переформированием прилегающих месторождений, в первую очередь Радищевского и Хлебновского, погруженных по отношению к первым.

В заключение следует отметить, что, по данным В. А. Кротовой (1956), пьезометрические поверхности подземных вод среднего и верхнего девона в области развития структур описываемых тектонических зон находятся значительно ниже пьезометрической поверхности подземных вод нижнего карбона.

Приведенные данные со всей убедительностью показывают, что миграция нефти и газа из терригенных отложений яснополянского надгоризонта в подстилающие карбонатные коллекторы турнейского яруса и даже данково-лебединского горизонта (Ириновское месторождение) физически вполне обоснована, а сосредоточение запасов нефти в отложениях турнейского яруса наглядно подтверждает процесс миграции нефти вниз по разрезу внутри продуктивной толщи нижнего карбона.

Промышленные скопления нефти и газа в каменноугольных и девонских отложениях Саратовского Заволжья установлены на шести структурах Степновской и Генеральской тектонических зон. Четыре структуры приурочены к Степновской зоне поднятий, располагаясь последовательно гипсометрически одна выше другой, на фоне регионального подъема пластов с юго-востока на северо-запад. Наиболее погружена Степновская структура, приподнята Фурмановская (рис. 35).

Генеральское и Советское поднятия составляют вторую тектоническую зону, расположенную параллельно Степновской к юго-западу от последней. За последнее время в процессе разведки месторождения Советского выявлено новое поднятие — Луговское, расположенное между Генеральским и Советским. В структурном отношении Генеральское поднятие находится в пределах приподнятой части зоны, а Советское — опущенной.

По данным палеоструктурных построений (А. И. Иванов, К. А. Машкович) структурные ловушки в отложениях живетского яруса на всех месторождениях, за исключением Генеральского, были сформированы в живетский век. Несколько позже, но в тот же век структурная ловушка сформировалась и на Генеральском месторождении. Некоторое отставание во времени ее формирования здесь отмечается также и в отложениях нижнего карбона. Если формирование структурных ловушек в нижнем карбоне на Степновском, Первомайском, Суловском, Фурмановском и Советском месторождениях завершилось к предверейскому времени, то на Гене-

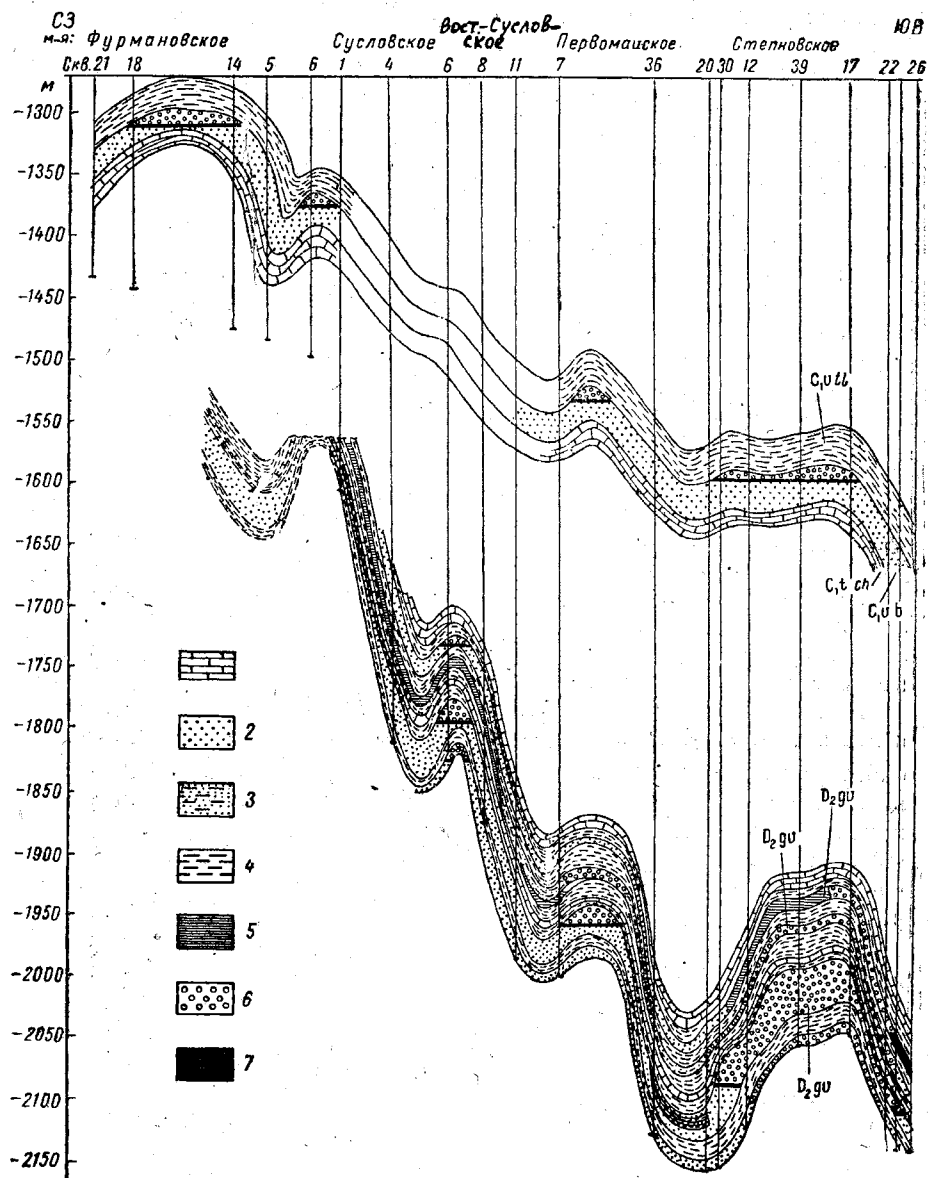


Рис. 35. Схематический геологический профиль по отложениям нижнего карбона и среднего девона Степновской тектонической зоны. Составили А. И. Иванов, В. А. Киров, С. П. Максимов.

1 — известняки; 2 — песчаники; 3 — пропластки песчаников и аргиллитов; 4 — глины; 5 — аргиллиты; 6 — газ; 7 — нефть.

ральском этот процесс закончился только к предбайосскому времени. К. А. Машкович (1959) считает, что Генеральская структура по малевскому горизонту сформировалась также к предверейскому времени.

В пределах Степновской тектонической зоны последовательность гипсометрического превышения локальных поднятий в направлении с юго-востока на северо-запад прослеживается как по отложениям девона, так и по отложениям нижнего карбона.

Нефтегазоносность отложений живетского яруса ближнего Саратовского Заволжья распределяется в соответствии с закономерностью дифференциального улавливания углеводородов в последовательной цепи структурных ловушек (Максимов, Иванов и Киров, 1959). Например, на Степновском месторождении пласт  $D_V$  в основном насыщен газом. Нефтяная оторочка, окаймляющая газовую залежь, не имеет промышленного значения. Этаж газонасыщения описываемой залежи равен на северо-западе 115 м, а на юго-востоке 123 м, при высоте структурной ловушки 124 м.

Необходимо несколько подробнее остановиться на условиях залегания нефти и газа в пласте  $D_{IVa}$  на Степновском месторождении. Здесь этот пласт насыщен газом и нефтью, залегающей в виде узкой оторочки. В северо-западной части структуры, в районе расположения скв. 28 и 29 нефтяная залежь (этаж нефтеносности более 200 м) не связана с газовой шапкой и находится в однофазном состоянии. Давление насыщения здесь равно 95 ат, а пластовое давление — 225 ат.

В пределах основной площади Степновского поднятия нефть и газ в залежи пласта  $D_{IVa}$  находятся в состоянии термодинамического равновесия, где давление насыщения равно пластовому давлению и составляет 240—245 ат, в условиях литологически экранированной залежи этаж газонефтеносности составляет 258 м, в том числе газоносности — 114 м и нефтеносности — 144 м. Таким образом, в одном пласте одного и того же месторождения установлено наличие резко недонасыщенной нефти и существование двух фаз.

Различное состояние залежей в пласте  $D_{IVa}$  на Степновском поднятии обусловило также и существенное различие в составе нефти и растворенного газа. После погружения залежей на значительную глубину (свыше 2000 м) произошли процессы обратной конденсации и обратного испарения. В результате последнего углеводороды, начиная от  $C_6H_{12}$ , и высшие гомологи частично перешли (из нефтяной оторочки, связанной с газовой шапкой) из жидкого состояния в газообразное, а в недонасыщенной части залежи (в районе скв. 29 и 28) эти компоненты нефти вследствие значительной разницы между пластовым давлением и давлением насыщений (равной 130 ат) полностью растворились в нефти. Возможно, газ из этой залежи мигрировал через трещины в покрывающих породах в начальные этапы формирования залежи. Этим, собственно говоря, и следует объяснять резкое различие в физических свойствах нефтей пласта  $D_{IVa}$  на Степновском поднятии.

Отсутствие газонефтеносности в девонских отложениях на месторождении Советском, вероятно, связано с наличием глубокого размыва (до воробьевского горизонта).

Размыв пласта  $D_V$  в Советском поднятии произошел в конце нижнецигровского времени. Место размыва перекрыто породами карбонатного девона, а размытая поверхность пласта была экранирована в среднефранское время. Возможность ухода углеводородов, поступающих в ловушки, исключилась, так как эти «окна» были перекрыты мощной толщей карбонатных и терригенных пород. В результате такого перекрытия должны были бы образоваться стратиграфические залежи, которых, однако, мы не наблюдаем.

В пределах Генеральской тектонической зоны отложения живетского яруса на Советском месторождении размыты и сохранились только в южной ее части, отделенной от основной сбросом. Здесь в пласте  $D_{IV}$  установлена небольшая залежь нефти и газа. В пределах Генеральской площади коллекторы живетского яруса обводнены. Отсутствие залежи на данной площади К. А. Машкович (1959) связывает с поздним формированием этой ловушки.

Терригенная часть нижнего карбона в ближнем Саратовском Заволжье представлена песчано-глинистыми отложениями бобриковского и тульского горизонтов. Кроме Советского поднятия, на всех выявленных поднятиях ближнего Саратовского Заволжья тульский горизонт выражен в глинистой фации, а коллекторы бобриковского горизонта развиты повсеместно.

В соответствии с данными палеоструктурных построений структурные ловушки в отложениях нижнего карбона на всех выявленных локальных поднятиях описываемой территории сформировались до конца палеозойской эры.

В пределах Степновской тектонической зоны все ловушки бобриковского горизонта насыщены газом, на Фурмановском месторождении установлена незначительная по размерам оторочка нефти. Одновременно в этой зоне отмечается закономерное падение содержания тяжелых компонентов газа в направлении регионального подъема пластов. Следовательно, формирование залежей в отложениях нижнего карбона происходило по принципу дифференциального улавливания углеводородов в ловушках в зависимости от их гипсометрического положения.

На Генеральском месторождении установлена газо-нефтяная залежь, а на Советском песчаники обводнены. Объяснить непродуктивность бобриковского и тульского горизонтов на Советском месторождении не представляется возможным из-за отсутствия данных глубокого бурения к юго-востоку и северо-западу от рассматриваемой площади.

Из изложенного материала можно сделать вывод, что формирование залежей нефти и газа в живетских и нижнекаменноугольных отложениях Саратовского Заволжья подчинено закономерности дифференциального улавливания углеводородов в последовательной

цепи ловушек при их боковой миграции. Миграция углеводородов шла в направлении с юго-востока на северо-запад в сторону регионального подъема пластов из зоны развития максимальных мощностей терригенных осадков девона и карбона (рис. 36, 37).

Распределение промышленных запасов газа и нефти подтверждает сделанный вывод, ибо 95,16% общих запасов тектонической зоны сосредоточено в наиболее погруженной, Степновской структуре, из которых около 90% приходится на отложения живецкого яруса.

Формирование залежей в живецком ярусе, по-видимому, было синхронично с временем формирования Балаковской вершины Жигулевско-Пугачевского свода (франский век).

На Степновском, Фурмановском и Генеральском месторождениях газовые залежи установлены в карбонатных отложениях турнейского яруса. Нам представляется, что формирование связано с миграцией газа вниз по разрезу продуктивной толщи нижнего карбона, вследствие уменьшения гидростатических напоров в этом же направлении.

В пределах Генеральского и Фурмановского поднятий открыты залежи газа с ограниченными промышленными запасами в отложениях башкирского яруса. Локальное распространение залежей газа в месторождениях ближнего Саратовского Заволжья и незначительные их запасы являются, очевидно, следствием местной миграции углеводородов внутриформационного типа.

Таким образом, формирование залежей газа и нефти в пределах месторождений юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода происходило за счет внутрирезервуарной миграции углеводородов. При этом в ловушках Степновской и Елшано-Сергиевской тектонических зон устанавливается дифференциальное улавливание углеводородов, в зависимости от их гипсометрического положения на общем региональном подъеме слоев девона и карбона.

Формирование месторождений Хлебновской, Ириновской и Казанлинской тектонических зон очевидно связано с местной миграцией углеводородов.

Формирование залежей нефти и газа в Степновской зоне по мнению С. Ф. Федорова (1962) происходило по принципу дифференциального (ступенчатого) улавливания по региональному подъему терригенной толщи девона с юго-востока на северо-запад. При этом Соколовгородское месторождение и Атамановский участок Елшано-Курдюмского месторождения являются крайними северо-западными ловушками, которые подверглись заполнению мигрировавшими углеводородами из Прикаспийской впадины. Нам представляется, что связывать формирование залежей нефти в девонских отложениях Соколовгородского месторождения и Атамановского участка с региональной миграцией углеводородов вдоль Степновской тектонической зоны нет оснований. Размыв терригенных отложений девона на ряде площадей Степновской зоны, значительный прогиб в девонский период, фиксируемый на Генеральском месторождении,

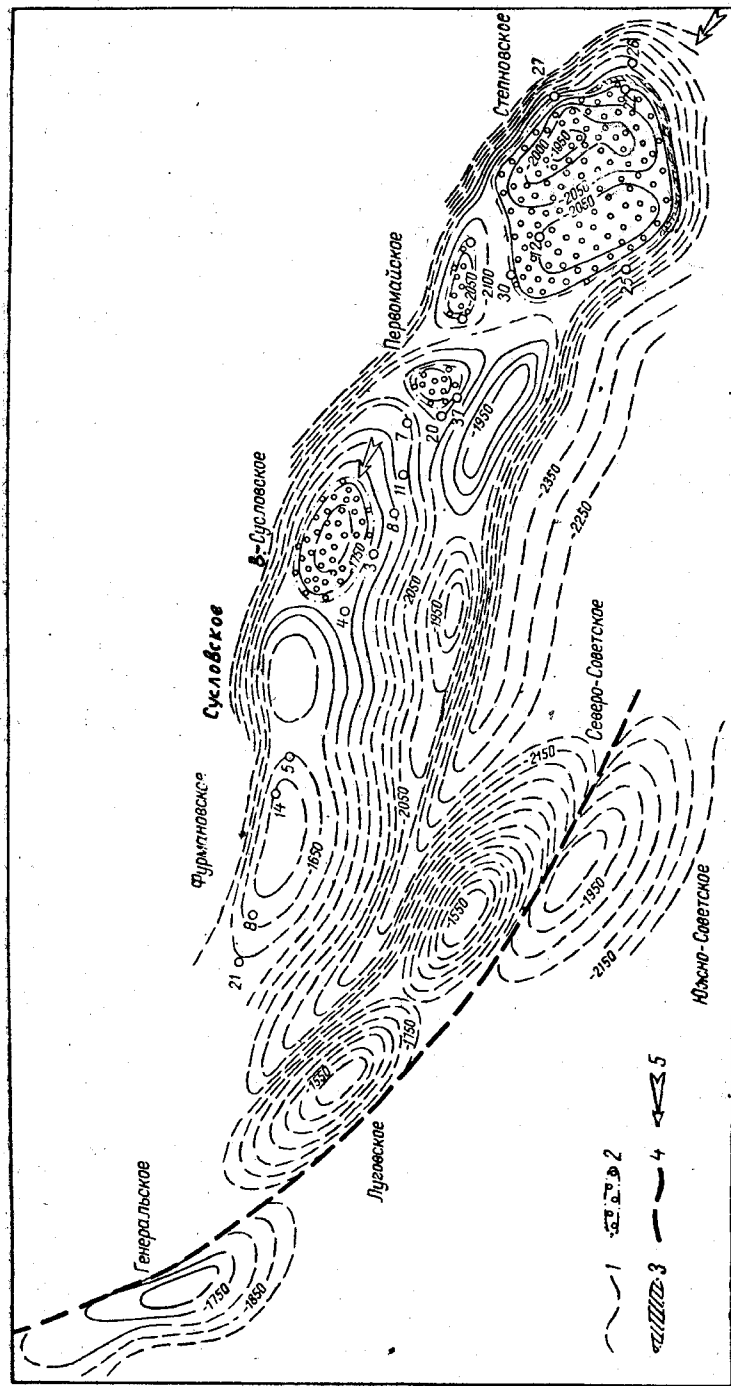


Рис. 36. Основное направление миграции газа и нефти в терригенных отложениях девона Степновской тектонической зоны. По А. И. Иванову, С. П. Максимова, В. А. Киркову.

1 — изогипсы по кровле пласта Ду живецкого яруса; 2 — залежи газа; 3 — залежи нефти; 4 — линия предполагаемого сброса; 5 — направление миграции.

безусловно являлись непреодолимым препятствием для региональной миграции нефти к западу от восточного купола Сусловского месторождения.

В противоположность изложенному К. А. Машкович (1961) полностью отрицает формирование залежей нефти и газа в месторождениях Степновской тектонической зоны по принципу дифференциального улавливания, ибо нефтяные оторочки установлены в девонских отложениях как в пределах Степновского, так и на Сусловском месторождениях. Действительно, в отложениях терригенного ком-

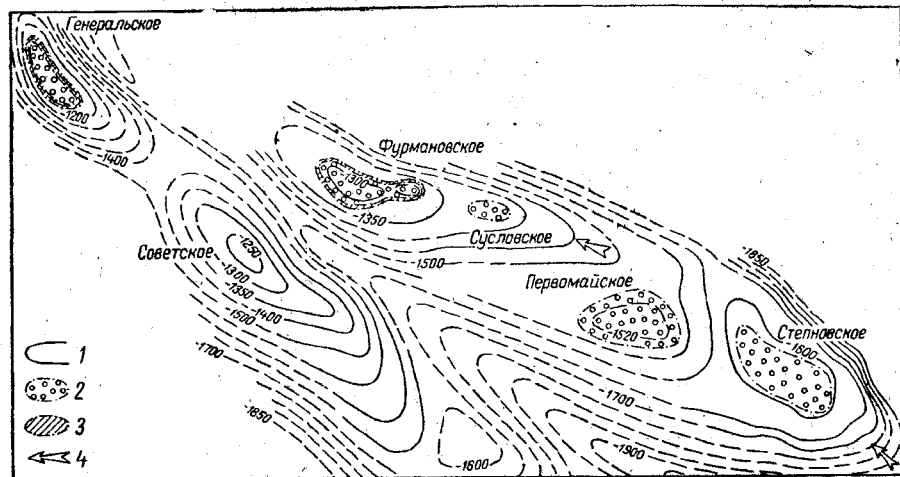


Рис. 37. Основное направление миграции нефти и газа в отложениях нижнего карбона Степновской тектонической зоны. По А. И. Иванову, В. А. Кирову, С. П. Максимову.

1 — изогипсы по кровле бобриковского горизонта; 2, 3 — залежи в отложениях бобриковского горизонта; 2 — газа, 3 — нефти; 4 — направление миграции.

плекса девонской системы такое распределение залежей нефти и газа имеет место. Однако, на 1 т нефти Степновского месторождения приходится 2738 м³ газа, а на Восточно-Суловском месторождении — 533 м³ газа. Следовательно, удельное значение нефти возрастает вверх по восстанию тектонической зоны, что является характерным для залежей нефти, формировавшихся по принципу дифференциального улавливания.

Одновременно К. А. Машкович указывает, что в отложениях каменноугольной системы в месторождениях Степновской зоны наблюдаются только скопления свободного газа. На самом же деле в отложениях нижнего карбона на Фурмановском месторождении установлена газо-нефтяная залежь. Правда, оторочка нефти имеет небольшие размеры, но она приурочена к наиболее приподнятой, Фурмановской структуре, в то время как в относительно опущенных ловушках содержатся только залежи свободного газа. Таким

образом, в отложениях нижнего карбона закономерность дифференциального улавливания нефти и газа в ловушках Степновской тектонической зоны четко прослеживается.

Учитывая, что региональный наклон пластов в пределах зоны во времени и в пространстве не изменялся, следует высказать предположение, что нефтяная оторочка в терригенных отложениях девона Степновского месторождения, вероятно, образовалась несколько позже, когда общее погружение зоны сменилось на восходящее движение. Благодаря последнему объем ловушки в отложениях девона увеличился, а поэтому эта ловушка могла вновь вмещать в себя нефть.

В указанной работе К. А. Машкович считает, что нами также допущена ошибка в определении времени (нижнего предела) заполнения ловушки газом, ибо не были учтены 670 м мощности размытых осадков верхнего девона. Нам представляется, что возражения К. А. Машковича являются несостоятельными, так как размыв девонских отложений произошел до формирования залежей в этих отложениях.

ГЛАВА VI

**НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ЮГО-ВОСТОЧНОГО ПОГРУЖЕНИЯ ЖИГУЛЕВСКО-ПУГАЧЕВСКОГО СВОДА И СЕВЕРНОГО БОРТА БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ**

Описываемая территория глубоким разведочным бурением изучена слабо. Здесь выявлено всего 5 месторождений, из них 2 в Кулешовской тектонической зоне (северный борт Бузулукской впадины) — Кулешовское и Благодаровское и 1 в Покровской тектонической зоне — Покровское. Никольское и Спиридоновское месторождения приурочены к локальным поднятиям. За последнее время установлен ряд продуктивных горизонтов на Лебяжинском месторождении северо-западнее Кулешовского и на Мало-Мальшевской площади северо-северо-восточней Кулешовского месторождения.

В связи с малочисленностью открытых месторождений и генетическим сходством региональных зон нефтегазоаккумуляции нефтегазоносность и условия формирования залежей нефти и газа юго-восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и северного борта Бузулукской впадины нами рассматриваются совместно.

Отсутствие достаточного количества фактического материала не позволяет рассмотреть вопросы нефтегазоносности и условий формирования залежей по тектоническим зонам.

**УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА**

В пределах юго-восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода на Покровском, Никольском, Спиридоновском, Кулешовском и Благодаровском месторождениях (рис. 38) выявлено 25 залежей, из них 2 газо-нефтяных, остальные нефтяные (рис. 39).

В числе залежей 7 установлены по керну и каротажу. В последнее время наличие залежей в верейском горизонте (Aз) и в живетском ярусе (D_{III} и D_{IV}) Кулешовского месторождения подтвердилось опробованием. На месторождении Лебяжинском установлено 5 залежей, из них 2 газовые или газо-нефтяные. На Мало-Мальшевской площади получена нефть из турнейского яруса.

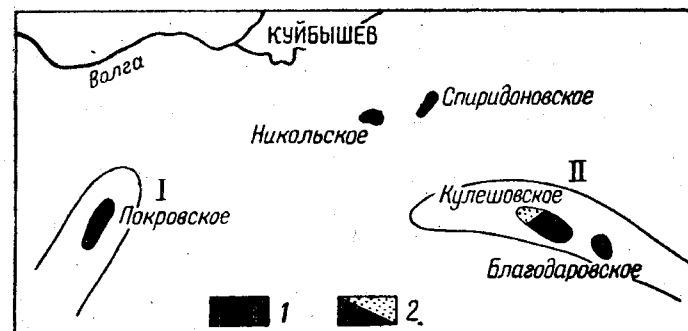


Рис. 38. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений юго-восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и северного борта Бузулукской впадины.

Тектонические зоны: I — Покровская, II — Кулешовская. Месторождения: 1 — нефтяные, 2 — газо-нефтяные.

Рис. 39. Распределение залежей нефти и газа по разрезу палеозойских отложений юго-восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и северного борта Бузулукской впадины.

1 — коллекторы терригенные; 2 — коллекторы карбонатные; 3 — 5 — валехи; 3 — газовые, 4 — нефтяные, 5 — газо-нефтяные.

Зоны Месторождения Продуктивные комплексы	Покровская			Кулешовская		Всего в продуктивных комплексах	В том числе	
	Покровское	Никольское	Спиридоновское	Кулешовское	Благодаровское		нефть	газ+нефть
P ₁ kg				▲		2	—	2
C ₃				▲		1	1	—
C ₂ m k	▲			▲		2	2	—
C ₂ m vz	▲			▲		3	3	—
C ₂ b	▲	▲		▲	▲	4	4	—
C ₁ v ok	▲			▲		1	1	—
C ₁ v tl	▲			▲		1	1	—
C ₁ v b	▲	▲		▲		2	2	—
C ₁ t	▲			▲		2	2	—
D ₃ fm a-l	▲			▲		1	1	—
D ₃ fr p				▲		3	3	—
D ₂ gv				▲		3	3	—
<b>Всего в месторождениях</b>	9	2	1	12	1	25	23	2
<b>В том числе:</b>	нефть		газ+нефть					
	9	2	1	10	1	23	2	

1 2 ▲ 3 ▲ 4 ▲ 5

## Описание продуктивных горизонтов

Залежи нефти на описываемой территории установлены в отложениях от кунгурского яруса пермской системы (газо-нефтяные) до живетского яруса девонской системы (нефтяные). Характерно наличие крупных залежей нефти в среднем карбоне (каширский и верейский горизонты, башкирский ярус) и залежей нефти в верхнем карбоне.

### Пермская система

Кунгурский ярус ( $P_1 kg$ ) в кровле представлен ангидритами кристаллическими, плотными, крепкими, с прослоями доломитов; в нижней части — доломитами пелитоморфными, иногда ангидритизированными, плотными с прослоями мергелей. Коллекторами нефти и газа являются доломиты пелитоморфные, в различной степени сульфатизированные, микротрещиноватые, обладающие пористостью 15%, проницаемостью в 10 *мд*. Мощность отложений достигает 140 *м*.

К кунгурскому ярусу приурочены две газо-нефтяные залежи (пласты I и II) на Кулешовском месторождении. Залежи пластового типа.

### Каменноугольная система

Продуктивность установлена во всех отделах каменноугольной системы.

#### Верхний отдел

Промышленная нефтеносность отложений верхнего отдела установлена на Кулешовском и Лебяжинском месторождениях. Отложения представлены микрокристаллическими известняками, участками окремнелыми, иногда ангидритизированными. В нижней части доломиты микрокристаллические, крепкие, с прослоями известняков и мергелей. Фонтан нефти получен из известняков зоны *Triticites stukenbergi*. Перекрытием служит мощный пласт крепких плотных ангидритов. Залежи и коллекторские свойства пород не изучены.

#### Средний отдел

В среднем отделе каменноугольной системы продуктивными отложениями являются каширский и верейский горизонты и башкирский ярус.

Каширский горизонт ( $C_{2m k}$ ) представлен карбонатными породами: известняками пелитоморфными, органогенными, местами трещиноватыми с пропластками известкового доломита. Продуктивный пласт приурочен к подошвенной части горизонта. Средняя глубина его залегания на Покровском месторождении 945 *м*, на Кулешовском — 1641 *м*. За последнее время на Благодаров-

ском месторождении выявлены залежи нефти, а на Лебяжинском при опробовании получен газ с водой. Коллекторские свойства продуктивного пласта, а также тип залежи не исследованы.

Верейский горизонт представлен переслаивающимися глинами, алевролитами, песчаниками и известняками. Мощность его 73—93 *м*.

На Покровском месторождении нефтеносным является пласт  $A_3$ , залегающий в нижней части горизонта. Здесь он представлен известняками, расчлененными глинами и мергелями на три прослоя.

На Кулешовском месторождении в верейском горизонте выявлены три нефтяных пласта —  $A_1$ ,  $A_2$  и  $A_3$ , приуроченные к кровле средней и нижней частей. Все три пласта представлены песчаниками кварцевыми, мелкозернистыми, с прослоями глин и алевролитов. В кровле второго пласта ( $A_2$ ) иногда присутствуют известняки. На Благодаровском месторождении за последнее время выявлена залежь нефти. Средняя глубина залегания горизонта на Покровском месторождении 1015—1020 *м*, на Кулешовском — 1676 *м*. Коллекторы отличаются высокой пористостью — 16—19%, проницаемостью 25—115 *мд*. Залежи пластовые сводовые.

Башкирский ярус ( $C_{1b}$ ) представлен органогенно-обломочными известняками, прослоями пелитоморфными, плотными, доломитизированными. Мощность 58—91 *м*.

Продуктивный пласт ( $A_4$ ), залегающий в кровле яруса, обладает хорошей пористостью (20—25%) и проницаемостью (100—3500 *мд*). Кровлей служат глины верейского горизонта.

Залежи пластовые сводовые и массивные. Во время опробования отложений башкирского яруса на Лебяжинском месторождении получен приток газа со свободным дебитом 1 млн.  $m^3/сутки$ ; возможно наличие и нефтяной оторочки. На Мало-Малышевской площади в башкирском ярусе установлены признаки нефти.

#### Нижний отдел

В нижнем отделе каменноугольной системы продуктивными являются отложения окского надгоризонта, тульского и бобриковского горизонтов яснополянского надгоризонта и турнейского яруса.

Окский надгоризонт ( $C_{1v ok}$ ) сверху сложен переслаивающимися известняками и доломитами, в нижней части — сланцеватыми глинами. Нефтенасыщение приурочено к верхам веневского горизонта. Коллекторами являются доломиты и известняки плотные, крепкие, местами брекчиевидные, тонкозернистые, глинистые, загипсованные, ангидритизированные, трещиноватые, сильно кавернозные, обладающие пористостью 8%, проницаемостью 10 *мд*. Выше залегают глины серпуховского надгоризонта.

Залежь выявлена на Покровском месторождении пластового сводового типа с водонапорным режимом. При опробовании окского подъяруса на Лебяжинском месторождении получен фонтан нефти дебитом 40 *т/сутки*.



Тульский горизонт ( $C_{IVt}$ ) сложен в верхней части известняками, в средней — чередованием глинистых известняков с глинами и алевролитами, в нижней — известняками микрокристаллическими, сильно окремнелыми в подошве. Мощность горизонта увеличивается от 50 м на Покровском месторождении до 89 м в районе Кулешовского месторождения.

На Покровском месторождении имеется один пласт песчаника, к которому и приурочена залежь нефти. Пласт очень изменчив по простирацию, и залежь, связанная с ним, по типу относится к шнурковой (литологической). Коллекторские свойства пласта высокие: пористость 20,6%, проницаемость 744 мд.

Бобриковский горизонт ( $C_{IVb}$ ) сложен глинами с тонкими прослоями алевролитов и мелкозернистых кварцевых слабосцементированных песчаников. Мощность 26—32 м.

Залежи нефти выявлены на Покровском и Никольском месторождениях, где они приурочены к кварцевым песчаникам буровато-серым и бурым до черных, слабоуплотненным и пористым, мелкозернистым, литологически неоднородным, с хорошей пористостью — 20—22% и проницаемостью — 480—1035 мд. Залежи пластовые сводовые. Бобриковский горизонт нефтенасыщен также на Мало-Малышевской площади.

Турнейский ярус ( $C_{It}$ ) представлен известняками с тонкими прослоями мергелей и глин; в нижней части разреза залегают глины с редкими прослоями известняков и доломитизированных известняков. Мощность до 60—81 м.

Малодебитные залежи нефти приурочены к верхним частям кондурчинского ( $C_{It kd}$ ) и упинского ( $C_{It up}$ ) горизонтов (пласты  $V_1$  и  $V_3$ ) Покровского месторождения. Коллекторские свойства невысокие, пористость 8—10%, проницаемость 38 мд. Залежи пластовые сводовые, обладают водонапорным режимом. В последнее время на Лебяжинском месторождении и Мало-Малышевской площади выявлены залежи нефти.

### Девонская система

Продуктивными являются данково-лебединский и пашийский горизонты верхнего отдела и живетский ярус среднего отдела.

Данково-лебединский горизонт ( $D_3 fm d-l$ ) сложен известняками, участками глинистыми, и доломитами.

Промышленная нефтеносность установлена только на Покровском месторождении. Коллекторы обладают пористостью 8%, проницаемостью 113 мд. Залежь пластовая сводовая.

Пашийский горизонт ( $D_3 fr p$ ) сложен терригенными породами, среди которых преобладают алевролиты с подчиненными им пластами песчаников и глин. Коллекторами являются белые кварцевые мелкозернистые пористые песчаники. Отложения горизонта покрываются хорошо выдерживающейся по простирацию пачкой глин кыновского горизонта ( $D_3 fr kn$ ) 30-метровой мощности.

На Покровском месторождении терригенная часть девона отсутствует.

В пашийском горизонте выделяются два нефтенасыщенных пласта ( $D_I, D_{II}$ ), приуроченных к его кровле и подошве. Залежи установлены на Спиридоновском месторождении. Коллекторские свойства изучены только на Спиридоновском месторождении, где пористость пласта  $D_I$  16—19%, проницаемость 140—243 мд. Залежь пластовая сводовая.

Живетский ярус ( $D_{2gv}$ ) представлен чередованием песчаников, глин и алевролитов. Песчаники кварцевые, мелко- и тонкозернистые, с прослоями глин.

Глубина залегания отложений живетского яруса на Кулешовском месторождении превышает 3000 м. Нефтеносными являются прослойки песчаников с высокими коллекторскими свойствами. Тип залежей и режим не установлены. Промышленные залежи выявлены на Кулешовском месторождении в пласте  $D_{III}$  и в последнее время в пласте  $D_{IV}$ . Пласт  $D_{III}$  не опробован, но в нем также предполагаются промышленные скопления нефти.

### Распределение запасов нефти и газа

Промышленные запасы нефти и газа по стратиграфическому разрезу описываемой территории и месторождениям распределены неравномерно (рис. 40).

В отложениях нижней перми открыты 2 залежи. В отложениях верхнего карбона — 1 залежь. Запасы не подсчитаны.

Залежи нефти в отложениях среднего карбона выявлены в каширском* и верейском горизонтах и башкирском ярусе. Всего известно 9 залежей, приуроченных к четырем месторождениям: Покровскому, Кулешовскому, Никольскому и Благодаровскому; на последних двух месторождениях они приурочены только к башкирскому ярусу.

В стратиграфических комплексах нижнего карбона промышленные залежи разведаны в окском надгоризонте, тульском и бобриковском горизонтах. Выявлены 4 залежи, из которых 3 — в Покровском и 1 — в Никольском месторождениях.

Залежь нефти в данково-лебединском горизонте установлена только в Покровском месторождении. Промышленные скопления нефти в пашийском горизонте выявлены на Спиридоновском и Кулешовском месторождениях.

Подавляющая часть запасов нефти и растворенного газа приурочена к отложениям среднего карбона, главным образом к отложениям башкирского яруса (см. рис. 40). Количество запасов уменьшается вверх по разрезу. В продуктивных горизонтах, залегающих

* Запасы незначительные и не подсчитывались.

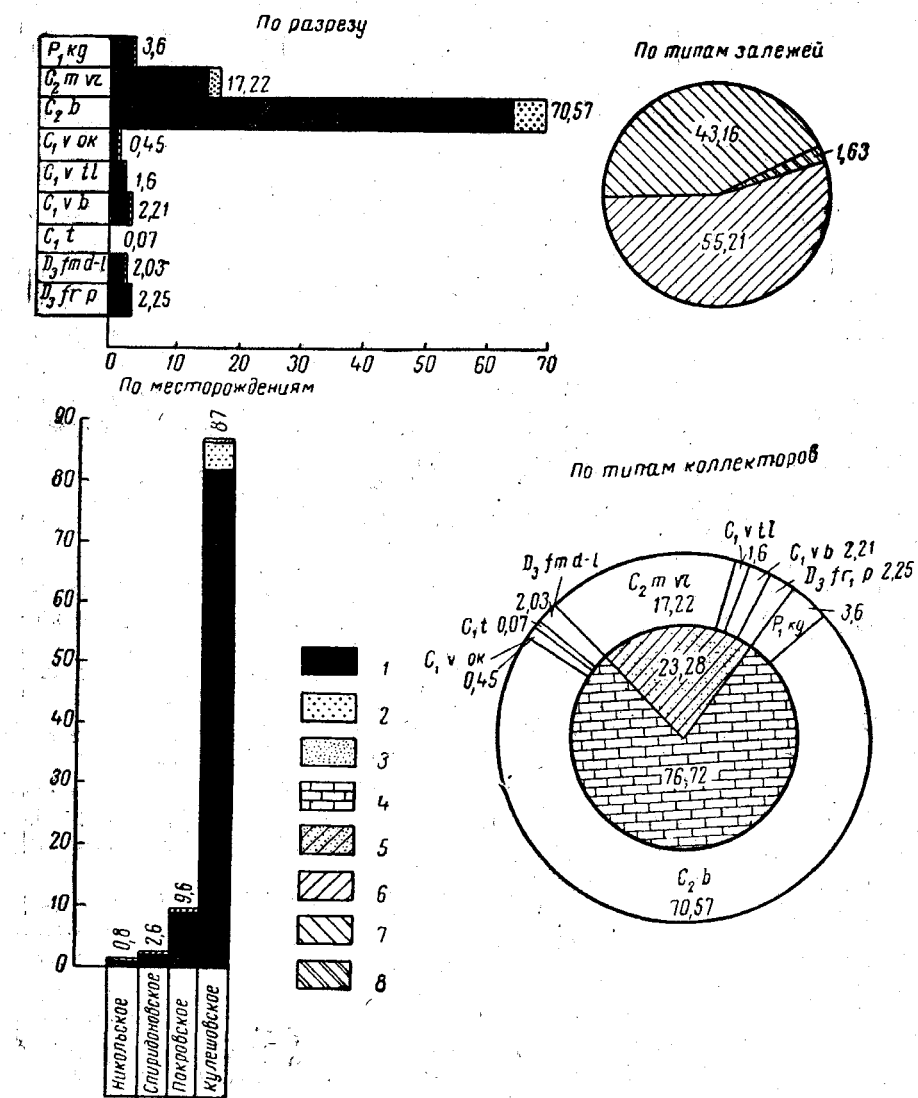


Рис. 40. Распределение запасов нефти и газа в юго-восточном погружении Жигулевско-Пугачевского свода и северного борта Бузулукской впадины (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6—8 — залежи: 6 — массивные, 7 — пластовые сводовые, 8 — пластовые литологически экранированные.

ниже башкирского яруса, запасы распределены сравнительно равномерно.

Преобладающий тип коллектора — карбонатный. Наиболее распространены пластовые сводовые и массивные залежи. Большую часть запасов нефти и газа содержат относительно приподнятые Кулешовское и Покровское месторождения.

### ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ, ГАЗОВ И ПЛАСТОВЫХ ВОД

Изменение свойств нефтей и растворенных газов по разрезу палеозойских отложений можно проследить только в наиболее изученном Покровском (рис. 41) и, частично, в Кулешовском месторождениях. В связи с недостаточной изученностью юго-восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и Бузулукской впадины выявить закономерности изменения геохимической характеристики нефтей и газов отдельных стратиграфических комплексов не представляется возможным.

Нефти Покровского месторождения относительно легкие (удельный вес 0,800—0,858) и дают сравнительно высокие выходы легких фракций (46—59%), серцистые (0,58—1,63%), парафинистые (4,03—7,15%). Для них характерно низкое содержание ванадиевых и никелевых порфиринов (табл. 9), что было отмечено еще В. А. Успенским

Таблица 9

Спектрально-люминесцентная характеристика нефтей Покровского месторождения

Стратиграфические комплексы	Индексы пластов	Яркость люминесценции	Цветовая характеристика	$\lambda_{\text{max}}^*$ , м м	Цвет люминесценции капель
Верейский горизонт . .	A ₃	2,6	1,11	—	Серовато-коричневый—светло-оранжевый
Башкирский ярус . . .	A ₄	4,7	1,44	430	Желтый, к краю фиолетовый
Окский надгоризонт . .	O ₂	1,54	0,69	515	Серовато-темно-коричневый с оранжевым оттенком
Тульский горизонт . . .	B ₀	2,55	0,56	520	Буровато-оранжевый
Бобриковский горизонт	B ₂	1,2	0,69	520	Темно-бурый
Кондурчинский горизонт . . . . .	B ₁	2,55	0,71	—	Серовато-желтый
Упинский горизонт . . .	B ₃	2,1	1,05	—	Желтовато-оранжевый
Данково-лебединский горизонт . . . . .	ДЛ	1,07	0,70	515	Темно-бурый

*  $\lambda_{\text{max}}$  — длина волны максимума спектра люминесценции в миллимикронах.

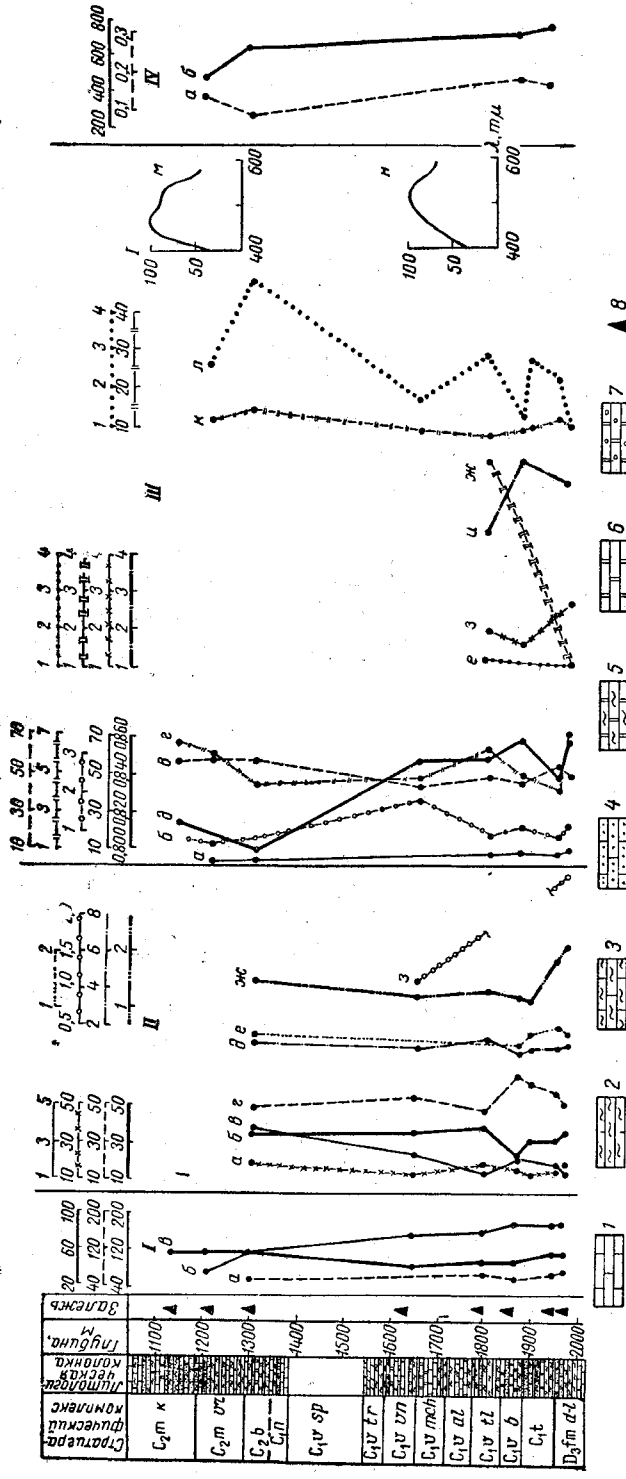


Рис. 41. Изменение свойств газа, нефти, воды по разрезу Покровского месторождения.

1 — известняк; 2, 3 — глинистая порода, глина; 4 — песчаник; 5—6 — глинистый доломит; 7 — доломит с галькой; 8 — нефть; 9 — характеристики залежи; а — давление насыщения, ат; б — начальное пластовое давление, атм; в — газовый фактор; отношение; д — метана к азоту в газе; содержание, об. %; а — азота; б — метана; в — H₂S + CO₂; г — тяжелых углеводородов; бутану; з — метана к азоту в нефти; характеристика нефти; содержание, %; а — смол и асфальтенов; б — серы; в — легких фракций до 300° С; г — парафинов; д — удельный вес нефти; отношение; е — % атомов С в парафиновых цепях; ж — % атомов С в парафиновых углеводородах; з — парафиновых углеводородов к ароматическим во фракции выше 150° С; и — то же + нафталинов к ароматическим во фракции до 150° С; к — ванадия к никелю; л — яркость люминесценции; м, н — спектры люминесценции; длина волны λ, т, и дл. г; м — башкирского яруса; н — данково-лебедянского горизонта; IV — характеристика воды; а — содержание SO₂, г на 100 г; б — минерализация, мг-экв на 100 г.

и Ф. Б. Инденбом (1957). Кроме того, нефти месторождения обладают характерным цветом люминесценции, а именно — оранжевым оттенком. По-видимому, в них присутствуют смолистые вещества, гасящие люминесценцию и придающие ей указанный оттенок.

Изменение свойств нефти по разрезу четко прослеживается по усредненным данным среднего, нижнего карбона и данково-лебедянского горизонта (см. рис. 41). С увеличением возраста вмещающих отложений нефти становятся более тяжелыми; содержание смол и асфальтенов в них увеличивается, содержание легких фракций уменьшается.

Нефти из отложений каширского, верейского горизонтов и башкирского яруса очень близки и резко отличаются от нефтей из отложений нижнего карбона.

Среднекаменноугольные нефти более легкие, их удельный вес не превышает 0,815. Содержание смол и асфальтенов в них меньше, а легких фракций значительно больше. Больше они содержат метановых углеводородов, особенно это характерно для нефтей башкирского яруса. Вверх по разрезу (от башкирского яруса к каширскому горизонту) удельный вес нефтей несколько увеличивается. Это явление, по-видимому, связано с осернением нефти в процессе ее миграции; при миграции же нефтей в отложения башкирского яруса они, очевидно, подверглись фильтрации. К такому же выводу пришли В. А. Успенский, Ф. Б. Инденбом (1957) и А. К. Котина (1957).

Нижнекаменноугольные и девонские (данково-лебедянский горизонт) нефти близки по удельному весу, содержанию серы, кокса, смол, асфальтенов. Однако углеводородный состав их, в особенности состав бензиновой фракции, различен. В первых преобладают парафиновые углеводороды (68,95—71,54%), во вторых — наftenовые (55,53%). В отбензиненной нефти данково-лебедянского горизонта ароматических углеводородов содержится почти в 2,5 раза меньше, чем в нижнекаменноугольных (11,41% против 29,96%). Парафинонаftenовые и ароматические углеводороды нефтей данково-лебедянского горизонта имеют более конденсированные молекулы с более короткими боковыми цепями.

Состав растворенных газов (особенно углеводородная часть) с глубиной меняется незначительно. Содержание в них кислых и редких газов существенно не меняется. Величина отношения бутана к изобутану выше в девонских газах (2,2% против 1,2%).

Отсутствие резких изменений в составе газов, близкие по всему разрезу величины газового фактора, не превышающие 55 м³/т, и давления насыщения (табл. 10) — дали возможность К. Б. Апирову и Л. Г. Хайкину утверждать, что в Покровском месторождении существовали благоприятные условия для гидродинамической связи между продуктивными горизонтами, что, по их мнению, подтверждается составом пластовых вод.

Наиболее древний из изученных водоносных горизонтов в Покровском месторождении приурочен к данково-лебедянскому горизонту фаменского яруса (1700—1750 м); воды этого горизонта

Таблица 10

## Характеристика залежей нефти Покровского месторождения

Стратиграфические комплексы	Пласты	Пластовое давление, ат	Давление насыщения, ат	Газовый фактор, м ³ /т
Каширский горизонт	A ₁	—	—	55 (усл.)
Верейский »	A ₂	68,1	—	»
Башкирский ярус	A ₄	117,6	56,0	55,0
Окский надгоризонт	O ₂	150,5	—	41,0
Тульский горизонт	B ₀	159,5	66,0	39,0
Бобриковский горизонт	B ₂	176,6	64,0	32,0
Кондурчинский »	B ₁	173,8	—	32,0
Упинский »	B _{III}	172,1	65,3	48,3
Данково-лебединский горизонт	ДЛ-I	176,6	69,0	42,6

представляют собой рассол хлоркальциевого типа. Следующий водоносный комплекс приурочен к терригенным отложениям бобриковского горизонта (1600 м) и аналогичен водам данково-лебединского горизонта. В отложениях башкирского яруса на глубине 1075 м вскрыт третий водоносный горизонт.

Нам представляется, что гидродинамическая связь продуктивных горизонтов карбона и верхнего девона должна бы отразиться в равной мере на составе как нефти, так и растворенных газов, чего однако не отмечается. Нефти несут на себе отпечаток длительного существования в залежах, а последние — специфические условия их формирования. Так, для залежи нефти в отложениях башкирского яруса наиболее благоприятными условиями, по-видимому, являлась ее изолированность от влияния пластовых вод. По промышленным данным залежь башкирского яруса является запечатанной и непосредственно с пластовыми водами не контактирует.

В 1954 г. нами совместно с Р. Г. Панкиной проводились исследования нефти этого яруса и было установлено однообразие ее свойств в различных частях залежи, что подтверждает отсутствие здесь влияния пластовых вод. В то же время исследования нефтей бобриковского горизонта (пласт B₂) показали наличие более легких разностей в сводовой части залежи и более тяжелых у водо-нефтяного контакта. Следовательно, по разрезу Покровского месторождения устанавливается сравнительно четкое различие нефтей среднего и нижнего карбона. Нефти данково-лебединского горизонта также имеют специфические черты. Можно предположить, что изменения в свойствах нефтей нижней части разреза связаны с местными условиями формирования этих небольших по размерам залежей (данково-лебединский горизонт).

Насколько можно судить по неполным данным, изменения свойств нефтей, газов и пластовых вод по разрезу Кулешовского

месторождения подчинены закономерностям, свойственным Покровскому месторождению.

Таким образом, на основании имеющихся в настоящий момент немногочисленных материалов можно сделать следующие выводы.

1. Нефти каширского, верейского горизонтов и башкирского яруса Покровского и Кулешовского месторождений по геохимической характеристике однотипны и, очевидно, генетически однородны.

2. Нефти окского надгоризонта, тульского и бобриковского горизонтов по составу, свойствам и спектрально-люминесцентной характеристике весьма сходны и могут считаться генетически однородными.

3. Нефти турнейского яруса и данково-лебединского горизонта имеют черты сходства и различия. Очевидно, они генетически различны, но на их свойства наложен отпечаток вторичных явлений: фильтрации и окисления.

4. Нефти среднего карбона имеют характерные черты, отличающие их от нефтей нижнего карбона.

5. По характеристике растворенных газов четкого различия не наблюдается.

6. Прямой зависимости изменения свойств нефтей и химического состава пластовых вод по разрезу палеозойских отложений не устанавливается.

## УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Породы среднего и верхнего девона, карбона и перми, слагающие описываемую территорию, моноклиналино и полого погружаются на юго-восток. Залегание их осложнено локальными поднятиями и тектоническими зонами, в свою очередь состоящими из линейно вытянутых локальных поднятий, связанных общностью структурных форм. Геологическое строение описываемой части изученной нами области исследовано мало; не все локальные поднятия и тектонические зоны выявлены.

В разделе 1 было показано, что запасы нефти как по разрезу, так и по месторождениям распределяются неравномерно. Особенности распределения запасов в месторождениях является связь большей части запасов (76,72%) с карбонатными коллекторами.

Немногочисленные геохимические данные и данные распределения промышленных запасов как по разрезу, так и по месторождениям юго-восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и северного борта Бузулукской впадины позволяют подразделить палеозойские отложения на четыре продуктивные толщи.

1. Карбонатная толща н и ж н е й п е р м и (кунгурский ярус) содержит залежи нефти и газа, приуроченные к трещиноватым карбонатным породам. Непроницаемой кровлей служит гипсо-ангидритовая толща. Газо-нефтяные залежи установлены только в Кулешовском месторождении. В связи с отсутствием геохимической характеристики нефтей и газов, а также слабой изученностью

продуктивности этой толщи на соседних структурах выделение ее производится условно.

2. Терригенно-карбонатная толща среднего карбона (башкирский ярус, верейский и каширский горизонты) содержит залежи нефти в песчаных коллекторах и пористых трещиноватых и кавернозных известняках. Непроницаемой кровлей служат плотные глины и аргиллиты верейского и каширского горизонтов (Кулешовское месторождение), а кроме того, плотные разности карбонатных пород верхней части каширского горизонта (Покровское месторождение). Толща продуктивна почти во всех месторождениях описываемой территории (кроме Спиридоновского), однако продуктивность ее к северу от Покровского и Кулешовского месторождений резко сокращается.

По составу и физико-химическим свойствам, а также люминесцентно-спектральной характеристике нефти и газы толщи, очевидно, генетически однородны.

Основные запасы нефти приурочены к башкирскому ярусу и убывают как вниз, так и вверх по разрезу.

3. Терригенно-карбонатная толща нижнего карбона (бобриковский и тульский горизонты, окский надгоризонт) содержит залежи нефти в песчаных коллекторах и трещиноватых карбонатных породах. Непроницаемой кровлей служат глинистые породы тульского горизонта, в ряде мест частично породы, представленные в карбонатной фации.

По физико-химической характеристике нефти и растворенные в ней газы весьма сходны.

К данной продуктивной толще следует также условно отнести карбонатные отложения турнейского яруса, нефти и газы которого сходны по составу с нефтями и газами бобриковского горизонта.

4. Терригенная толща верхнего и среднего девона (пашийский горизонт и живетский ярус) содержит залежи нефти в песчаных коллекторах. Непроницаемой кровлей являются глинистые породы кыновского горизонта, которые прослеживаются только в восточной части описываемой территории. На западе ее (Покровское месторождение) терригенная часть верхнего девона (в том числе и кыновский горизонт) отсутствует. Поэтому залежи нефти, связанные с данной продуктивной толщей, установлены только в восточной части территории, в Кулешовском и Спиридоновском месторождениях.

В связи с тем, что открытые залежи нефти не опробованы, запасы не подсчитаны, геохимическая характеристика нефти и газа отсутствует, выделение толщи также производится условно.

Наряду с выделением четырех продуктивных толщ в разрезе палеозойских отложений данной территории могут быть выделены четыре водоупорных комплекса. Следует, однако, оговориться, что пластовые воды изучены здесь слабо, а поэтому подразделение водоупорных комплексов носит предварительный характер. Водоупорными комплексами являются следующие (по возрасту) отложения.

#### 1. Гидрохимическая толща кунгурского яруса.

Развита в восточных районах (северный борт Бузулукской впадины). Выше этого водоупора устанавливается зона активного водообмена.

#### 2. Верейский и каширский горизонты.

Сложены глинистыми породами с прослоями песчаников, а в восточной части описываемой территории — глинистыми породами (каширский горизонт — Кулешовское месторождение). Пластовые воды, залегающие ниже данного водоупора, высокоминерализованы, хлоркальциевого типа. Однако общая их минерализация слабее минерализации нижезалегающих пластовых вод. Различаются они и по другим характерным коэффициентам.

#### 3. Тульский и бобриковский горизонты.

Сложены глинистыми породами иногда с прослоями песчаников и известняков, а в восточных районах (бобриковский горизонт) — глинами. Пластовые воды, залегающие ниже этого водоупора в Покровском месторождении, высокоминерализованные, хлоркальциевого типа. Такая характеристика вод прослеживается до данково-лебединского горизонта включительно.

#### 4. Кыновский горизонт.

Представлен глинистыми породами, развитыми в восточной части описываемой территории.

Анализ распределения промышленных запасов, а также общность физико-химических свойств нефтей, сходство по групповому углеводородному составу и люминесцентно-спектральной характеристике, наличие водоупорных (соответственно и нефтегазоупорных) комплексов позволяют считать, что нефть терригенно-карбонатных толщ нижнего и среднего карбона образовалась в этих же толщах.

По аналогии с другими соседними районами можно высказать предположение, что терригенная толща верхнего и среднего девона также содержит нефть, образовавшуюся в ее разрезе. Вопрос о карбонатной толще кунгурского яруса, нефтегазоносность которой доказана для отдельных участков, на современном этапе изученности невозможно решить даже в первом приближении.

Следовательно, формирование залежей нефти в продуктивных толщах нижнего и среднего карбона в пределах месторождений юго-восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и северного борта Бузулукской впадины происходило за счет внутрирезервуарной миграции.

Ограниченность геохимических данных и слабая геологическая изученность территории не позволяют выявить закономерности изменения свойств нефтей и растворенных газов по площади, а следовательно, определить направление миграции углеводородов. Можно только ориентировочно предположить, что формирование залежей нефти в среднем карбоне Покровской и Кулешовской тектонических зон происходило за счет региональной миграции нефти по восстанию пластов (рис. 42).

Сам. 07 / 97.087

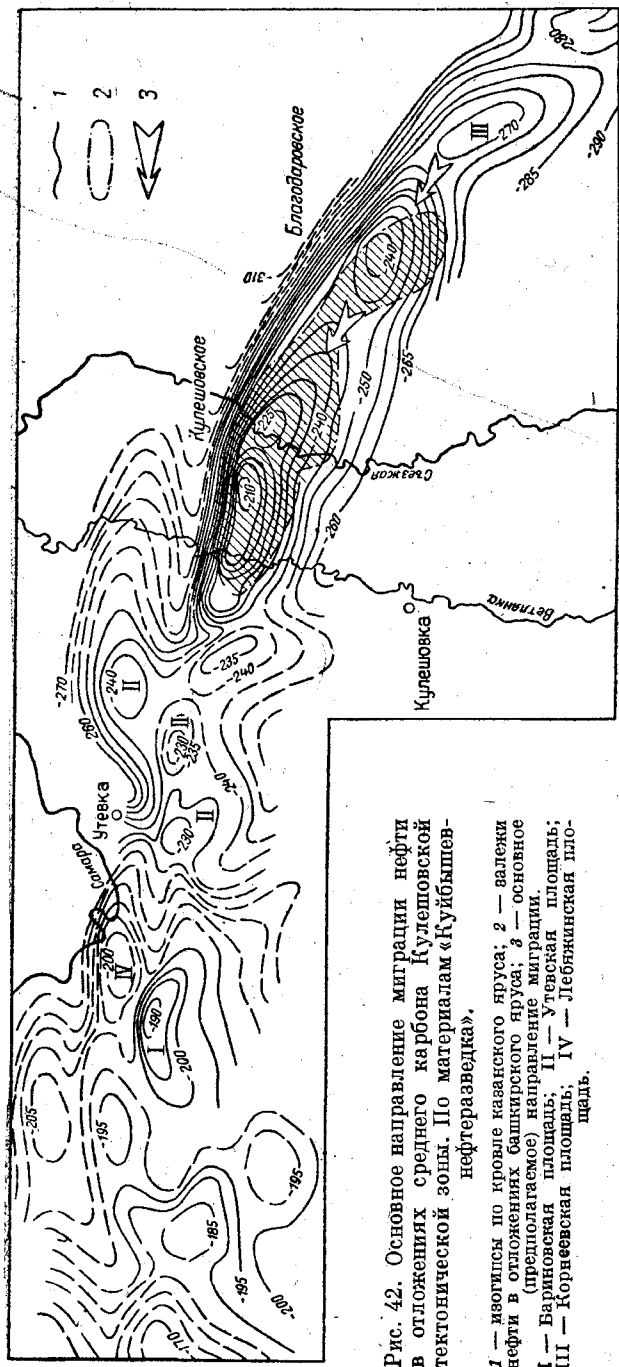


Рис. 42. Основное направление миграции нефти в отложениях среднего карбона Кулешовской тектонической зоны. По материалам «Куйбышев-нефтегазведка».

1 — мегалисы по кровле казанского яруса; 2 — валены нефти в отложениях башкирского яруса; 3 — валены (предпологаемое) направление миграции.  
 I — Баринская площадь; II — Утевская площадь;  
 III — Корнеевская площадь; IV — Лебяжинская площадь.

Сам. 07 / 97.087

Наиболее вероятным направлением пути миграции нефти следует считать южное, в основном с юго-юго-востока на север-северо-запад (Кулешовская зона). Основанием для такого предположения являются значительные промышленные запасы в отложениях среднего карбона Покровского и Кулешовского месторождений и некоторое сходство нефтей и растворенных газов Латрыкско-Карамышской впадины и юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода. Можно предположить, что к югу от указанных месторождений возрастает мощность терригенных отложений среднего карбона, увеличивается их погружение и песчанистость разреза.

Можно также предположить, что формирование залежей нефти в терригенно-карбонатной толще нижнего карбона Покровского месторождения и терригенной толще девона Кулешовского месторождения было связано с региональной миграцией углеводородов по восстанию слоев этих толщ.

Значительные промышленные запасы и некоторое сходство нефтей Покровского месторождения с нефтями Латрыкско-Карамышской впадины и юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода заставляют думать, что региональная миграция нефти происходила с юга, юго-востока на север, северо-запад. В этом направлении (Максимов и др., 1960) ожидается возрастание мощностей терригенных толщ нижнего карбона и девона и увеличение песчанистости разреза. В связи с недостаточностью фактического материала по Кулешовской тектонической зоне дать однозначное объяснение отсутствию залежей нефти в отложениях нижнего карбона на Кулешовском месторождении не представляется возможным. При благоприятной структурной ловушке песчаные коллекторы здесь обводнены.

Наряду с высказанными предположениями о наличии региональной миграции нефти с юга и юго-востока, за счет которой в основном и произошло формирование значительных промышленных запасов нефти в продуктивных толщах нижнего карбона (Покровское месторождение) и среднего карбона (Кулешовское и Покровское месторождения), некоторые залежи нефти в среднем и нижнем карбоне (Никольское месторождение), а возможно, и в пашийском горизонте (Спиридоновское), формировались за счет местной миграции. Подтверждением этого предположения является резкое сокращение диапазона нефтегазоносности по разрезу Никольского и Спиридоновского месторождений и практическое отсутствие промышленных запасов открытых залежей.

С. Ф. Федоров (1962) также считает, что формирование залежей нефти в среднедевонских отложениях Кулешовского месторождения происходило за счет региональной миграции флюидов из Прикаспийской впадины с юга на север до Ромашкино. При этом формирование залежей нефти происходило по принципу дифференциального улавливания углеводородов. Нам представляется, что резкое снижение мощностей терригенного комплекса девона, ухудшение коллекторских свойств песчаных пластов к северу от Кулешовского место-

рождения, расчлененность структурного плана по кровле девонских отложений (Сокско-Мухановский выступ фундамента и др.) в пределах восточной (погруженной) части Жигулевско-Пугачевского свода и Мелекесс-Радаевской впадины исключают возможность миграции нефти из Прикаспийской впадины до южной вершины Татарского свода включительно. Этот вывод полностью увязывается с различной геохимической характеристикой нефтей Кулешовского, Мухановского и Ромашкинского месторождений. Вероятно, нефтегазосборные площади для месторождений Мухановской зоны (см. гл. VII) и Ромашкинского месторождения были иные, а поэтому формирование их залежей в отложениях среднего девона нельзя связывать с Прикаспийской впадиной.

Внутрирезервуарная миграция в пределах четырех продуктивных толщ (из них две выделены условно) в основном, очевидно, происходит по песчаным коллекторам. Достаточное количество терригенных коллекторов в ловушках обеспечивает аккумуляцию в них нефти, которая, как известно, в водонасыщенном коллекторе движется у подошвы малопроницаемых пород и стремится занять самое верхнее положение.

При значительном сокращении песчаных коллекторов в разрезе продуктивной толщи (например, в среднем карбоне) и при продолжающемся процессе внутрирезервуарной миграции наступает момент, когда объем ловушки по песчаным коллекторам будет целиком заполнен. Если непроницаемая покрывка достаточно надежна и способна выдержать образовавшийся перепад давлений (разница удельных весов воды и нефти), то по мере поступления в ловушку новых порций нефти она начинает проникать по трещинам, порам и кавернам в подстилающие карбонатные породы. Неизбежным условием миграции нефти вниз по разрезу в карбонатные коллекторы должна явиться значительная амплитуда структурной ловушки с противоположного ее крыла или периклинали (например, Покровская структура), или когда в карбонатных породах образуются вакуумные трещины в связи с перекристаллизацией известняков. Если указанные условия отсутствуют, то нефть преодолевает барьеры, стоящие на ее пути, и будет продолжать миграцию по региональному подъему пластов до встречи ловушки структурного, стратиграфического или литологического типа.

При значительном ухудшении коллекторских свойств песчаных пород и наличии хорошо сообщающихся трещин, пор и карстовых пустот в известняках и доломитах нефть способна совершать региональную миграцию по восстанию этих пород до встречи с очередной ловушкой. Нам представляется, что наличие к северо-западу от Покровской структуры относительно глубокого прогиба является одной из причин нефтенасыщения в данной структуре карбонатных пород башкирского и турнейского ярусов и приуроченность к башкирскому ярусу значительных промышленных запасов нефти.

По этой же причине становится ясно, почему благоприятные структуры, расположенные к северо-западу от Покровского место-

рождения (Звенигородская, Натальинская, Обшаровская и др.) при наличии песчаных коллекторов в разрезе не содержат промышленных залежи нефти в среднем и нижнем карбоне.

В заключение следует обратить внимание на то, что распределение запасов нефти и газа в пределах юго-восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и северного борта Бузулукской впадины находится в определенной взаимосвязи с мощностями терригенных комплексов среднего и нижнего карбона. Преобладающая часть общих запасов нефти среднего карбона соответствует значительной мощности терригенной толщи, а незначительные запасы нефти нижнего карбона непосредственно связаны с резким уменьшением мощности терригенного комплекса этого возраста на исследованной территории. Если отмеченную по карбону закономерность распространить на терригенный комплекс девона, то соотношение запасов в исследуемой территории, по мере развития разведочного бурения, должно измениться — должен резко возрасти удельный вес запасов из девонских отложений.



## ГЛАВА VII

### НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА СЕВЕРНОГО ПОГРУЖЕНИЯ ЖИГУЛЕВСКО-ПУГАЧЕВСКОГО СВОДА

Нефтяные месторождения в пределах северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода приурочены к Жигулевскому валу, Мухановской и Коханской тектоническим зонам. Все структуры располагаются кулисообразно; характер их сочленений до сих пор не установлен. В месторождениях северного погружения сосредоточено основное количество залежей нефти и газа Жигулевско-Пугачевского свода.

#### УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В пределах описываемой территории выявлено 33 месторождения (рис. 43), из которых 28 содержат нефтяные залежи и 5—газо-нефтяные. Всего установлено 106 залежей: 96 нефтяных и 10 газо-нефтяных.

Между Жигулевской и Коханской тектоническими зонами недавно открыты Волго-Сокское и Водинское месторождения, а в самое последнее время — Кривоуцкое и Малышевское, малая изученность которых не позволяет выделить их в отдельную тектоническую зону; поэтому условно они рассматриваются совместно с Жигулевской тектонической зоной. Кожемякинское, Кинель-Черкасское и недавно открытое Семеновское месторождения, располагающиеся несколько севернее Мухановской тектонической зоны, для удобства изложения рассматриваются совместно с последней. В восточной части Мухановской тектонической зоны установлено еще одно — Уваровское месторождение. Распределение залежей по стратиграфическим комплексам в пределах названных тектонических зон приведено на рис. 44.

#### Описание продуктивных горизонтов

Диапазон нефтегазоносности данной территории очень широк: от калиновской свиты верхней перми до пласта  $D_{IV}$  живетского яруса.

### Пермская система

Промышленные скопления нефти и газа в пермских отложениях выявлены только в месторождениях Мухановской и Коханской тектонических зон. В отложениях верхнего отдела залежи встречаются в калиновской свите казанского яруса, в нижнем отделе — в куңгурском ярусе.

#### Верхний отдел

Калиновская свита ( $P_2\ kz\ kl$ ) представлена карбонатными породами.

Продуктивная толща, приуроченная к верхней части свиты, залегает на глубинах 300—400 м. Коллекторами являются доломиты и доломитовые известняки, кристаллические, реже оолитовые, с редкими прослоями известняков, в различной степени обогащенных глинистым материалом. Пористость коллекторов 15—24%, проницаемость 75—250 мд. Эффективная мощность меняется от 8 до 24 м. Коллекторы перекрыты отложениями тидрохимической свиты мощностью до 30 м.

Все залежи, приуроченные к калиновской свите, по запасам небольшие. Среднесуточные дебиты скважин колеблются от 8 до 900 тыс. м³/сутки. Залежи массивные.

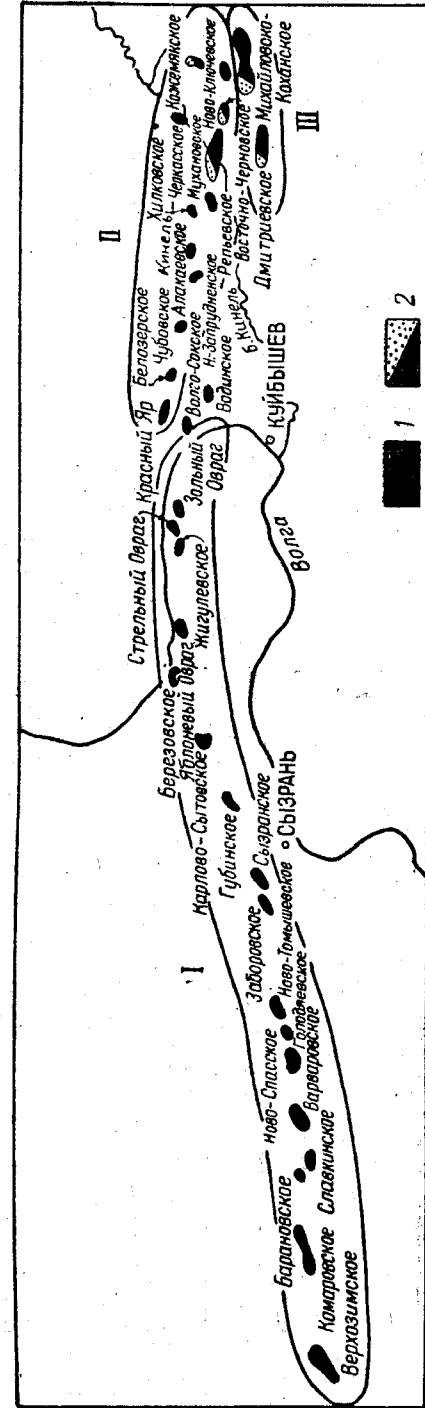


Рис. 43. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода. I — Жигулевский вал; II — Мухановская зона; III — Коханская зона. 1 — нефтяные, 2 — газо-нефтяные месторождения.





темно-серых, кристаллически зернистых, мергелей известковистых, пелитоморфных, плитчатых. Глубина залегания отложений на Самарской Луке 500 м, на Дмитриевском месторождении — 1400 м.

Продуктивной является подошвенная часть горизонта. Пористость коллекторов 15%, проницаемость 100 мд. Промышленные скопления нефти приурочены к Дмитриевскому месторождению. Дебит скважины 61 т/сутки.

В Жигулевском вале в нижней части каширского горизонта нефтепроявления наблюдаются на Заборовском, Сызранском и Стрельненском (Стрельный Овраг) месторождениях.

Тип залежей не установлен.

Верейский горизонт ( $C_2 m v$ ) сложен глинами известковистыми, алевритистыми и алевролитами разномерными. В средней части горизонта встречены полимиктовые разномерные песчаники и известняки. В верхней и подошвенной частях горизонта преобладают глины.

Нефть содержат два песчаных прослоя (пласты  $A_2$  и  $A_3$ ). Пористость коллекторов 6,2 до 23%, проницаемость 462—2010 мд. Дебиты скважины невысокие — 1—10 т/сутки. Средняя глубина залегания верейского горизонта на Самарской Луке 550 м.

С верейским горизонтом довольно многочисленные нефтепроявления связаны на месторождениях Верхозимском, Комаровском, Губинском, Карлово-Сытовском и других и залежи нефти, не имеющие самостоятельного значения, разрабатываемые совместно с другими на месторождениях Зольный Овраг (2 залежи) и Сызранском. По керновому материалу и каротажу установлена нефтеносность на месторождениях Белозерском (1 залежь), Чубовском (2 залежи) и Красноярском (Красный Яр).

Всего в верейском горизонте установлено 8 залежей нефти.

Башкирский ярус ( $C_2 b$ ) на большей части территории Куйбышевской области представлен; по-видимому, только отложениями нижнего подъяруса, несогласно залегающими на породах намюрского яруса. Это известняки, в той или иной степени перекристаллизованные и закарстованные, что обуславливает хорошие коллекторские свойства. Известняки перекрыты глинами верейского горизонта.

Средняя пористость продуктивной части коллекторов 11%, проницаемость 89,0 мд. Начальные дебиты скважин колеблются от 8 до 215 т/сутки нефти (Хилковское месторождение, пласт А).

Нефтенасыщение приурочено к верхней части разреза в пределах Жигулевского вала. Всего выявлено 6 залежей нефти промышленного значения. На Белозерском месторождении залежь данного горизонта единая с верейским. Тип залежи не установлен.

#### Нижний отдел

В нижнем отделе каменноугольной системы нефтенасыщение установлено в отложениях тульского и бобриковского горизонтов, малиновского надгоризонта и турнейского яруса.

Тульский горизонт ( $C_{1v tl}$ ) по литологическому составу подразделяется на две части: верхнюю, сложенную темными известняками с прослоями глин, и нижнюю, представленную главным образом глинами и кварцевыми песчаниками, а также углистыми сланцами и известняками. Средняя глубина залегания пород 750—900 м.

Коллекторами нефти являются песчаники, обладающие пористостью 17—24,6% и проницаемостью до 2000 мд. Эффективная мощность пласта 1,8—5 м.

Многочисленные нефтепроявления и залежи нефти преимущественно литологически экранированные, приурочены к выклинивающимся прослоям песчаников. Реже встречаются пластовые залежи. Всего установлено 9 залежей нефти. Начальные среднесуточные дебиты скважин колеблются от 7 до 150 т/сутки.

Бобриковский горизонт ( $C_1 v b$ ) является основным нефтеносным горизонтом северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода. Представлен терригенными отложениями, глинами углистыми, черными с тонкими редкими прослоями и стяжениями сидерита, с прослоями алевролитов и кварцевых песчаников. Мощность изменчива и резко колеблется даже в пределах одного месторождения. Породы залегают на глубинах 750—1000 м на Жигулевском валу и 1900—2000 м в пределах Мухановской тектонической зоны. Покрывающими породами являются глины тульского горизонта.

Коллекторами нефти являются песчаники, обладающие пористостью 20—24% и проницаемостью 1160—2340 мд; местами, даже в пределах одного месторождения, эти значения уменьшаются. Эффективная мощность коллекторов 4—12 м; на Мухановском месторождении — около 40 м. Среднесуточные дебиты скважин колеблются от 5 до 300 т/сутки нефти. Залежи нефти относятся к типу пластовых сводовых, реже пластовых литологически экранированных.

Всего выявлено 28 залежей. Недавно установлена залежь нефти на Кинель-Черкасском месторождении.

Малиновский надгоризонт ( $C_1 l mv$ ) по литологическому составу пород аналогичен бобриковскому горизонту и представлен черными глинами, углистыми сланцами, песчаниками и алевролитами. Прослой карбонатных пород — известняков и доломитов — в разрезе имеют подчиненное значение и протягиваются относительно узкой полосой с северо-запада на юго-восток в районе Мухановского, Дмитриевского и Михайловско-Коханского месторождений. Отделяются от песчаников бобриковского горизонта глинами мощностью 8—12 м и залегают на глубине 2000—2100 м.

Коллекторами нефти являются прослой песчаников, обладающие пористостью 19—20%, проницаемостью до 1500 мд и эффективной мощностью 5—12 м. Выделяется до 4 пластов коллекторов, которые не выдержаны по простиранию и трудно сопоставимы даже в пределах одного месторождения. Дебиты скважин колеблются

в широких пределах. В последнее время на Уваровском месторождении (35 км восточнее Муханово) установлено 6 залежей нефти с дебитами 70—80 *т/сутки*. Залежи пластовые сводовые и литологически экранированные. На Семеновском месторождении в 95 км к северу от Муханово из этих отложений также получен фонтан нефти.

Турнейский ярус (*Cit*) представлен органогенно-обломочными известняками и доломитами, являющимися коллекторами. Они отделены от бобриковского горизонта пачкой глин до 25 м мощности или мощной пачкой малиновского (*Cit ml*) надгоризонта. Средняя пористость коллекторов 10,5%, проницаемость 39 *мд*, эффективная мощность нефтенасыщенной части разреза 10—27,5 м.

Дебиты скважин колеблются в пределах 5—140 *т/сутки*. Залежи массивные. Возможно, на ряде месторождений залежи турнейского яруса и бобриковского горизонта в результате неполного разделения их глинами находятся под общим гидростатическим режимом и составляют единую залежь (Зольный Овраг).

Всего выявлено 5 залежей нефти.

### Девонская система

В верхнем отделе девонской системы продуктивными являются отложения данково-лебединского горизонта фаменского яруса, кыновского и пашийского горизонта франского яруса, в среднем отделе — отложения живетского яруса.

Данково-лебединский горизонт ( $D_3 \text{ fm } d-l$ ) в нижней части сложен доломитами, в верхней — органогенно-обломочными известняками.

Коллекторами нефти являются трещиноватые известняки с низкой пористостью в среднем 6,2% и проницаемостью 24,6 *мд*. Дебиты скважин достигают 36 *т/сутки*. Залежи пластовые. Глубина их залегания 1600—1980 м.

Залежи нефти встречены на двух месторождениях: Зольный Овраг и Хилковском.

Саргаевский горизонт ( $D_3 \text{ fr } sr$ ) содержит залежи нефти только в пределах Жигулевского вала на месторождениях Яблоневый Овраг (2 залежи) и Жигулевском. Коллекторами являются песчаники, залегающие в нижней части горизонта*. Отсутствие продуктивных пластов в других районах связано с изменением литологического состава пород. Мощность коллекторов 25—37 м, проницаемость 500—1400 *мд*, пористость 17—22%. Дебиты скважин 40—250 *т/сутки*. Залежи пластовые сводовые.

Кыновский горизонт ( $D_3 \text{ fr } kn$ ) сложен глинами со спорадическими пропластками песчаников. Залежи нефти установлены на Волго-Сокском и Чубовском месторождениях. Они еще мало изучены и данные о характере их коллекторов отсутствуют.

* По унифицированной схеме 1961 г. эти отложения отнесены к кыновскому горизонту.

Пашийский горизонт ( $D_3 \text{ fr } p$ ) залегает на глубине —1550 м в пределах Жигулевского вала и —2750 м в Мухановской тектонической зоне. Покрывается хорошо выдержанной пачкой глин кыновского горизонта 30 м мощности.

Содержит два пласта-коллектора —  $D_I$  и  $D_{II}$ .

Пласт  $D_I$  приурочен к верхней половине толщи и представлен кварцевыми песчаниками и алевролитами с пористостью до 20%, проницаемостью 630 *мд* и эффективной мощностью 10 м. Характерной чертой его является резкая литологическая изменчивость. Начальные дебиты скважин достигают 250 *т/сутки*.

Пласт  $D_{II}$  отделен от пласта  $D_I$  пачкой глин, не выдержанных по мощности. Пористость пласта  $D_{II}$  15—21%, проницаемость колеблется от 386 до 1270 *мд*, эффективная мощность 9—23 м. Дебиты скважин достигают 200 *т/сутки*. Залежи пластовые сводовые.

Всего выявлено 16 залежей нефти.

На отдаленном восточном погружении Жигулевского вала залежь нефти установлена в Криволукском месторождении; дебит нефти 103 *т/сутки*, нефть необычайно легкая — удельного веса 0,788, приближающаяся к конденсату. Между Георгиевской площадью и Дмитриевским месторождением недавно открыто Малышевское месторождение; при опробовании получен фонтан с дебитом 220—250 *т/сутки*. На Семеновском месторождении также получен фонтан с дебитом 200 *т/сутки*; мощность продуктивной толщи 36 м.

Живетский ярус ( $D_2 \text{ gv}$ ) объединяет три литологических комплекса: нижний — карбонатно-глинистый, средний — песчано-глинистый (аналог пластов  $D_{IV}$  и  $D_{III}$  вместе с пластом слабопроницаемых пород между ними) и верхний — глинисто-карбонатный.

Пласт  $D_{III}$  отделен от  $D_{II}$  пачкой глин и алевролитов мощностью 3—7 м. Пласты сложены песчаниками пористостью 19,7% и непостоянной проницаемостью; эффективная мощность 16—26 м сильно меняется за счет появления глинистых прослоек. Залежь, связанная с пластом  $D_{III}$ , высокодебитная — 340 *т/сутки*.

Пласт  $D_{IV}$  залегает на коре выветривания кристаллического фундамента, на глубине 2900 м и отделяется от вышележащего пласта  $D_{III}$  прослоями глин и известняков общей мощностью 4—7 м. Сложен пласт  $D_{IV}$  грубозернистым песчаником с непостоянной и низкой проницаемостью. Пористость их 8—13,9%; эффективная мощность пласта 4—5 м; начальные дебиты скважин достигают 50 *т/сутки*.

С песчано-глинистым комплексом связано 6 залежей нефти.

Распределение запасов нефти и газа по тектоническим зонам

Жигулевский вал, или зона, является одной из самых крупных тектонических структур по количеству приуроченных к ней месторождений.

Здесь установлена нефтеносность отложений верхнего девона, нижнего и среднего карбона (рис. 45). Наиболее широкий диапазон нефтеносности имеет месторождение Зольный Овраг. По запасам нефтяные месторождения Зольного Оврага и Яблоневое Оврага

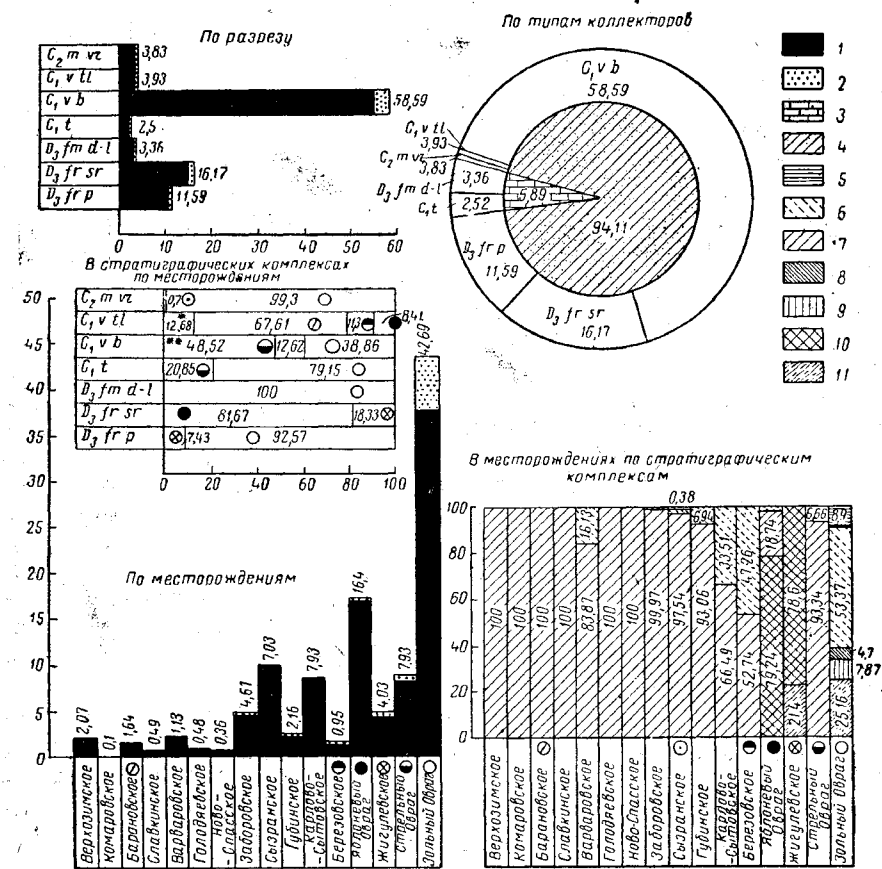


Рис. 45. Распределение запасов нефти и газа в пределах Жигулевского вала (в %).

1 — нефть; 2 — газ; 3 — карбонатные коллекторы; 4 — терригенные коллекторы; 5 — верейский горизонт; 6 — тульский горизонт; 7 — бобринский горизонт; 8 — турнейский ярус; 9 — данково-лебедянский горизонт; 10 — саргаевский горизонт; 11 — пашийский горизонт; * — падает на месторождения: Варваровское, Голодаевское, Жигулевское, Губинское; ** — падает на месторождения: Верховимское, Комаровское, Славянское, Новоспасское, Заборовское, Сызранское, Карлово-Сытовское.

относятся к средним. В открытых в последние годы Волго-Сокском и Водинском месторождениях, расположенных на левобережье Волги и рассматриваемых нами совместно с Жигулевской тектонической зоной, нефтеносность установлена в бобринском и кыновском горизонтах.

По концентрации запасов Жигулевский вал можно разделить на две части. К западной части вала приурочено восемь месторождений с 14 залежами, запасы которых составляют всего 6,27% общих запасов по валу (запасы Ново-Томышевского месторождения не подсчитаны). Запасы месторождений постепенно возрастают с востока на запад; эта закономерность нарушается только в Комаровском месторождении, обладающем незначительными запасами. В пределах восточной части вала расположено 9 месторождений с 29 залежами. К этим месторождениям приурочено 94,73% общих запасов (см. рис. 45). Здесь, наоборот, запасы в основном возрастают с запада на восток.

Преобладающая часть запасов в месторождениях Жигулевского вала приурочена к терригенным коллекторам. Наиболее распространены залежи пластового сводового типа. Основные запасы по валу (94,11%) сосредоточены в двух терригенных толщах — нижнего карбона и верхнего девона (см. рис. 45).

В отложениях нижнего карбона максимальные запасы приурочены к бобринскому горизонту.

Удельное значение запасов, содержащихся в бобринском горизонте, в восточной части Жигулевского вала, постепенно убывает с запада на восток от Заборовского месторождения к Березовскому, за счет возрастания запасов тульского горизонта в связи с развитием в нем к востоку от Ново-Спасского месторождения прослоев песчаников.

В отложениях терригенной толщи девона основные запасы (27,76%) приурочены к саргаевскому и пашийскому горизонтам; при этом запасы первого превосходят запасы второго почти в 1 1/2 раза.

Наибольшее количество залежей и запасов приурочено к наиболее погруженной структуре — Зольный Овраг.

В Мухановской тектонической зоне, на Мухановском, Репьевском и Кожемякском месторождениях запасы подсчитаны по кунгурскому ярусу, бобринскому горизонту и турнейскому ярусу; на Алакаевском и Красноярском месторождениях — по башкирскому ярусу, а на Чубовском — по пашийскому горизонту.

Распределение залежей по разрезу и месторождениям приведено на рис. 46.

Наиболее широким диапазоном нефтеносности обладает Мухановское месторождение, расположенное в самой погруженной части зоны; по запасам оно относится к уникальным. Месторождения Красный Яр, Белозерское, Чубовское и Алакаевское относятся к средним; остальные (часть из них недоразведана) — к мелким.

Промышленно-нефтегазоносными являются отложения калиновской свиты и кунгурского яруса, среднего и нижнего карбона, верхнего и среднего девона (см. рис. 46). Нефтепроявления были установлены в отложениях артинского яруса, тульского и каширского горизонтов.

Соотношение запасов в стратиграфических комплексах в пределах месторождений тектонической зоны показано на рис. 46. Большая

часть запасов нефти, так же как в предыдущей зоне, приурочена к терригенным коллекторам. Наиболее распространен пластовый сводовый тип залежей.

Максимальные запасы (70,47%) приурочены к самому погруженному в современном структурном плане — Мухановскому месторождению. Запасы нефти в направлении от месторождений Красный Яр к Мухановскому закономерно снижаются до минимальных в Рельевском.

Условия залегания и распределения запасов нефти в пределах двух описанных тектонических зон близки.

### Геохимическая характеристика нефтей, газов и пластовых вод

Привести изменение свойств нефтей, газов и пластовых вод по разрезу палеозойских отложений всех выявленных месторождений не представляется возможным. Поэтому оно дается по наиболее изученным месторождениям независимо от их приуроченности к определенным тектоническим зонам. Изменение свойств нефтей, газов и пластовых вод по стратиграфическим комплексам, обладающим региональной нефтеносностью, приводится по месторождениям соответствующих тектонических зон.

Пластовые воды характеризуются в соответствии с данными М. И. Зайдельсона (1957, 1959, 1960), А. Н. Козина (1959) и А. И. Кротовой (1955, 1956, 1957, 1959, 1960).

### Изменение свойств нефтей, газов и пластовых вод по разрезам месторождений

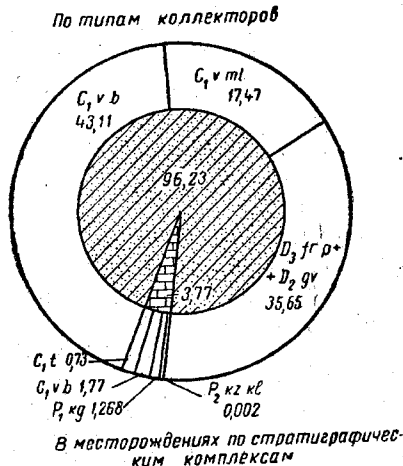
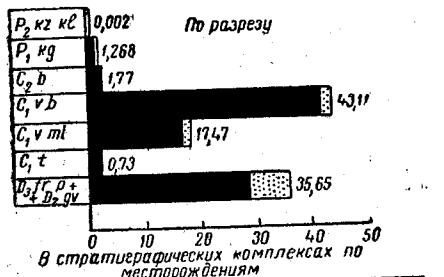
Описание свойств нефтей, газов и пластовых вод приводится по разрезам месторождений Зольный Овраг и Мухановское.

На месторождении Зольный Овраг продуктивные горизонты выявлены в верейском горизонте среднего карбона, в нижнем карбоне и в девоне (в терригенной и карбонатной толщах) (рис. 47).

Нефти верейского горизонта отличаются от всех нижележащих нефтей большим удельным весом (0,860), большей смолистостью (2,03%) и повышенным содержанием микроэлементов.

Нефти турнейского яруса почти идентичны нефтям бобриковского горизонта и в то же время резко отличаются от нефтей девона. Связь нижнекаменноугольных залежей подтверждается не только сходством физико-химического состава нефтей, полной идентичностью газов, но также и промысловыми данными: водо-нефтяные контакты обеих залежей расположены на одной глубине, давление насыщения и газовые факторы в них имеют близкие значения.

Нефти данково-лебединского и пашийского горизонтов по составу и свойствам близки — они легкие, содержат небольшое количество серы и асфальтенов. Но по люминесцентным характеристикам нефть данково-лебединского горизонта отличается большей яркостью и более светлыми оттенками.



$P_2$ кз кл	100	○
$P_1$ кг	37 ○ 29,95	56,3 ●
$C_2$ б	1,268 ○ 99,74	●
$C_1$ в б	20,288 ○ 15,9 ○ 17,06	○ 46,76
$C_1$ в мл	100	○
$C_1$ т	11,3 ○	● 88,7
$D_2$ гв + $D_3$ гр	3,4 ○	○ 91,6

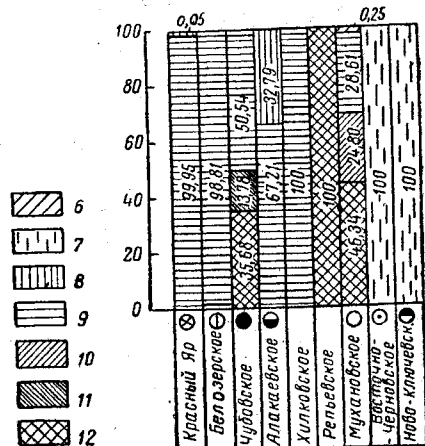
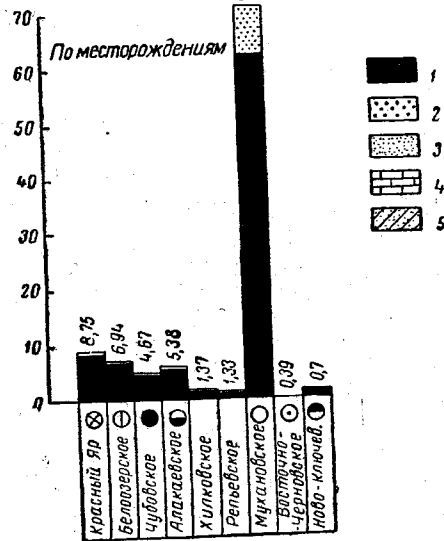
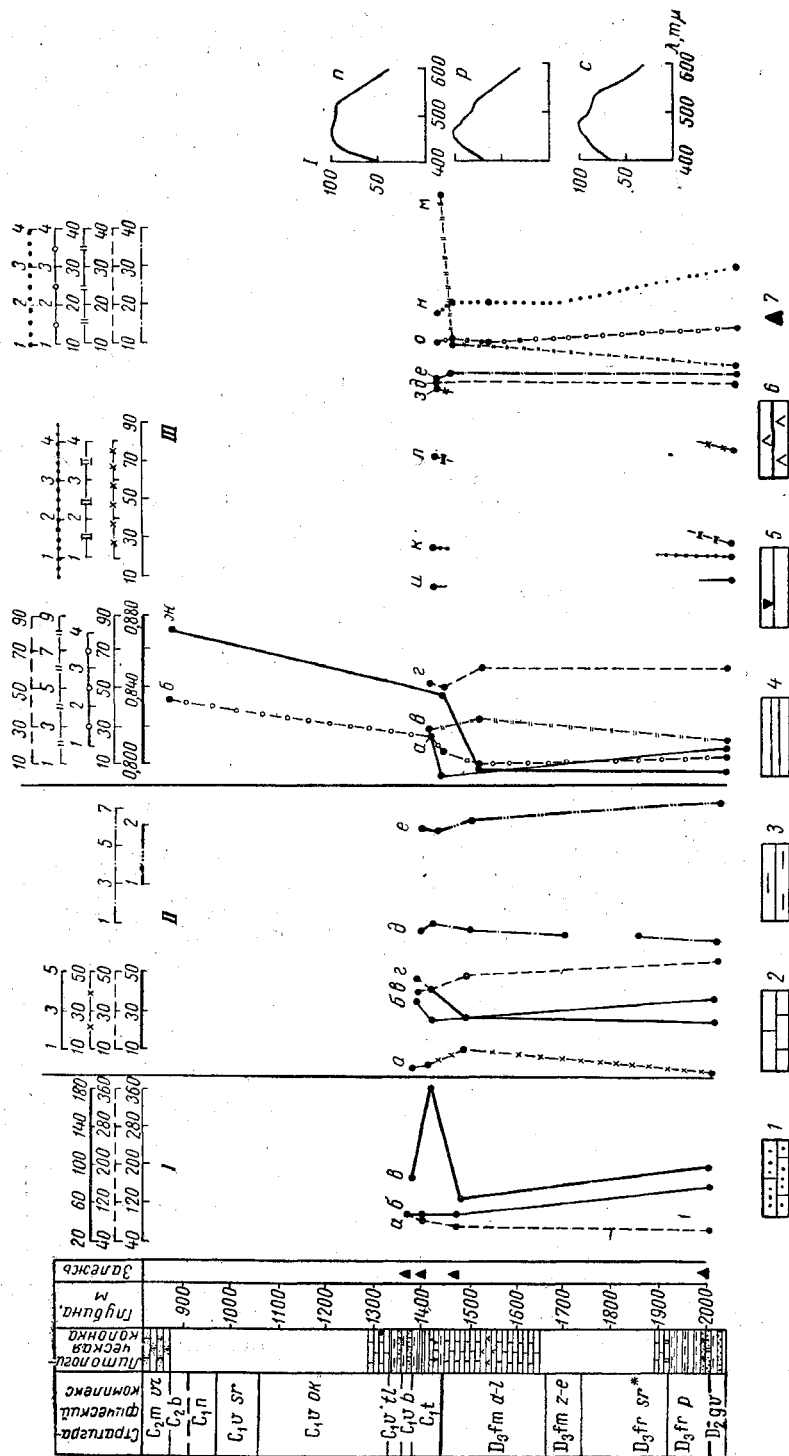


Рис. 46. Распределение запасов нефти и газа в Мухановской тектонической зоне (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6 — калиновская свита; 7 — кунгурский ярус; 8 — бапкирский ярус; 9 — бобриковский горизонт; 10 — малиновский надгоризонт; 11 — турнейский ярус; 12 — пашийский горизонт и живетский ярус; * — падает на Чубовское, Алакаевское, Хилковское месторождения; ** — падает на Рельевское и Чубовское месторождения.



Н. А. Еременко (1960) были проведены исследования изотопного состава серы нефтей («а», в %) по стратиграфическому разрезу месторождения Зольный Овраг, которые показали различие этого состава в отложениях среднего и нижнего карбона и девона. Полученные результаты, очевидно, связаны с генетическим различием упомянутых нефтей.

Верейский горизонт (скв. 3) . . . . . +2,9  
 Бобриковский горизонт (скв. 21, пл. B₂) . . . . . +5,5  
 Пашийский горизонт (скв. 91, пл. D_{II}) . . . . . +6,4

Растворенные газы девона характеризуются повышенным по сравнению с газами карбона содержанием тяжелых углеводородов (69,0 против 48,2%), меньшим содержанием кислых газов и отсутствием сероводорода; исключение составляют газы данково-лебединского горизонта. Отношение нормального бутана к изобутану в растворенных газах увеличивается по стратиграфическому разрезу от карбона к девону.

Газы данково-лебединского горизонта при общем сходстве с газами пашийского горизонта отличаются несколько более высоким содержанием азота и по некоторым данным («Гипровостокнефть») в небольших количествах содержат сероводород.

Газы турнейского яруса по составу полностью идентичны бобриковским, что говорит о генетической связи этих двух продуктивных комплексов.

Для газов бобриковского горизонта характерно наличие сероводорода и углекислого газа, содержание азота, близкое к девонскому газу, повышенное содержание метана и соответственно этому пониженное содержание тяжелых углеводородов.

Суммируя материалы по отдельным месторождениям Жигулевского вала, можно отметить следующее.

Нефти верейского горизонта отличаются от всех нижележащих нефтей высоким удельным весом (0,881), большей сернистостью, смолистостью, очень низким содержанием легких фракций (30%). Нефти и газы тульского и бобриковского горизонтов имеют иной состав и много общих черт с нефтями и газом турнейского яруса.

Рис. 47. Изменение свойств нефти и газа по разрезу месторождения Зольный Овраг.

1 — песчаник; 2 — известняк; 3-4 — глины; 5 — известняк доломитизированный; 6 — ангидрит; 7 — нефть; I — характеристика залежи: а — давление насыщения, ат; б — начальное пластовое давление, ат; в — газовый фактор, м³/т; II — характеристика газа, содержание, об. %: а — азота; б — H₂S + CO₂; в — тяжелых углеводородов; г — метана; д — метана + азота к тяжелым углеводородам; е — отношение нормального бутана к изобутану; III — характеристика нефти: содержание, %: а — смол и асфальтенов; б — серы; в — парафина; г — легких фракций до 300° С; д — никеля; е — ванадия; ж — удельный вес нефти; отношение: з — парафиновых углеводородов к ароматическим во фракции выше 150° С; и — то же + нафтеновых к ароматическим во фракции до 150° С; отношение: к — % атомов С в парафиновых цепях к % атомов С в кольцах в ароматических углеводородах; л — то же в кольцах парафино-нафтеновых углеводородов; м — ванадия к никелю; н — яркость люминесценции; о — цветовая характеристика; п — с — спектры люминесценции, длина волн, м и для горизонтов: п — верейского, р — бобриковского, с — пашийского; * D_{3fr} зг отложения по унифицированной схеме 1961 г. относятся к кыновскому горизонту.

Нефти и газы данково-лебединского горизонта отличаются от нефтей и газов пашийского горизонта более легким удельным весом, а газы (по некоторым данным) — содержанием сероводорода. Появление более легких нефтей можно объяснить фильтрацией ее из нижнекаменноугольных отложений, а наличие кислых компонентов в газах, вероятно, свидетельствует о некотором их окислении. По данным М. И. Зайдельсона, воды бобриковского горизонта, турнейского яруса и данково-лебединского горизонта имеют очень много общего. По-видимому, наличие здесь вод каменноугольного облика и повлияло на состав газов данково-лебединского горизонта.

Нефти и газы саргаевского и пашийского горизонтов несколько различаются по составу.

В целом по тектонической зоне нефти и газы девона отличаются от нефтей и газов нижнего карбона. Девонские нефти более легкие (0,837 против 0,871), содержат больше легких фракций (56,7 против 37,8%), меньше смол и асфальтенов и меньше серы. Содержание ванадиевых комплексов в них меньше. Растворенные в девонских нефтях газы характеризуются большим содержанием тяжелых углеводородов (49,95% против 37,74%), а также большей величиной отношения нормальных углеводородов (бутана и пентана) к их изомерам, по сравнению с газами нефтей нижнекаменноугольных отложений.

Пластовые воды девонских отложений тоже отличаются от каменноугольных (бобриковских): по минерализации: 604—842,44 мг-экв на 100 г против 354,84—751 мг-экв на 100 г; по содержанию  $SO_4^{2-}$ , очень низкому для вод обоих возрастов: отсутствуют — незначительные количества против 0,0613 мг на 100 г — следы; по степени метаморфизации:  $\frac{Cl}{Mg}$  (коэффициент метаморфизации) равен 3,5—7,58 против  $\frac{Cl}{Mg}$ , равного 2,49—3,37.

Му х а н о в с к о е м е с т о р о ж д е н и е нефтегазосно в пермских, каменноугольных и девонских отложениях. Анализ средних данных по свойствам нефтей позволяет сказать, что с увеличением возраста вмещающих отложений, т. е. от карбона к девону, некоторые их свойства закономерно изменяются.

По удельному весу и углеводородному составу нефти становятся более легкими: уменьшается их вязкость, содержание смол и асфальтенов и возрастает содержание парафина и легких фракций (последних до 60%) (рис. 48).

В бензиновых фракциях, выкипающих до 150° С, значительно уменьшается содержание и ароматических углеводородов: с 12,41 до 5,45%; в отбензиненной фракции уменьшается содержание бензольных смол с 15,77 до 5,84% и увеличивается содержание парафиновых углеводородов. Это различие подчеркивает кольцевой состав парафино-нафтеновых углеводородов. Среднее число колец в молекуле и число атомов углерода в кольце на молекулу во фракции выше 150° С для нефти пермских отложений выше 1,4;

в ароматических углеводородах этой фракции среднее число колец в молекуле нефтей того же возраста и количество атомов углерода в боковой цепи также несколько выше (Панкина, 1962). Следует сказать, что по характеристике бензиновых фракций сопоставлять эти нефти не рекомендуется, так как за период хранения очень легкие нефти девонской системы потеряли большую часть этих фракций.

В бензиновой фракции, выкипающей выше 150° С: уменьшается содержание парафиновых углеводородов (с 56,62 до 44,80%) и, наоборот, увеличивается содержание ароматических (с 16,54 до 27,8%).

По кольцевому составу парафино-нафтеновой фракции: уменьшается содержание нафтеновых углеводородов и, наоборот, несколько увеличивается количество атомов в боковых цепях. Ароматические углеводороды по кольцевому составу близки.

Р. Г. Панкиной (1962) проведены исследования по содержанию микроэлементов в нефтях Мухановского месторождения. По ее данным, отношение  $\frac{V}{Ni}$  от перми до девона изменяется от 6,8 в пермских отложениях до 7,4 в каменноугольных и до 4,3 в девонских. Величины отношения ванадия к никелю, по данным Р. Г. Панкиной, не совпадают с данными Л. А. Гуляевой (1945, 1952): 4—6 для нефтей пермских отложений, 2—3 для каменноугольных и 1,18—4,7 для девонских, что, очевидно, связано с неодинаковой методикой исследований.

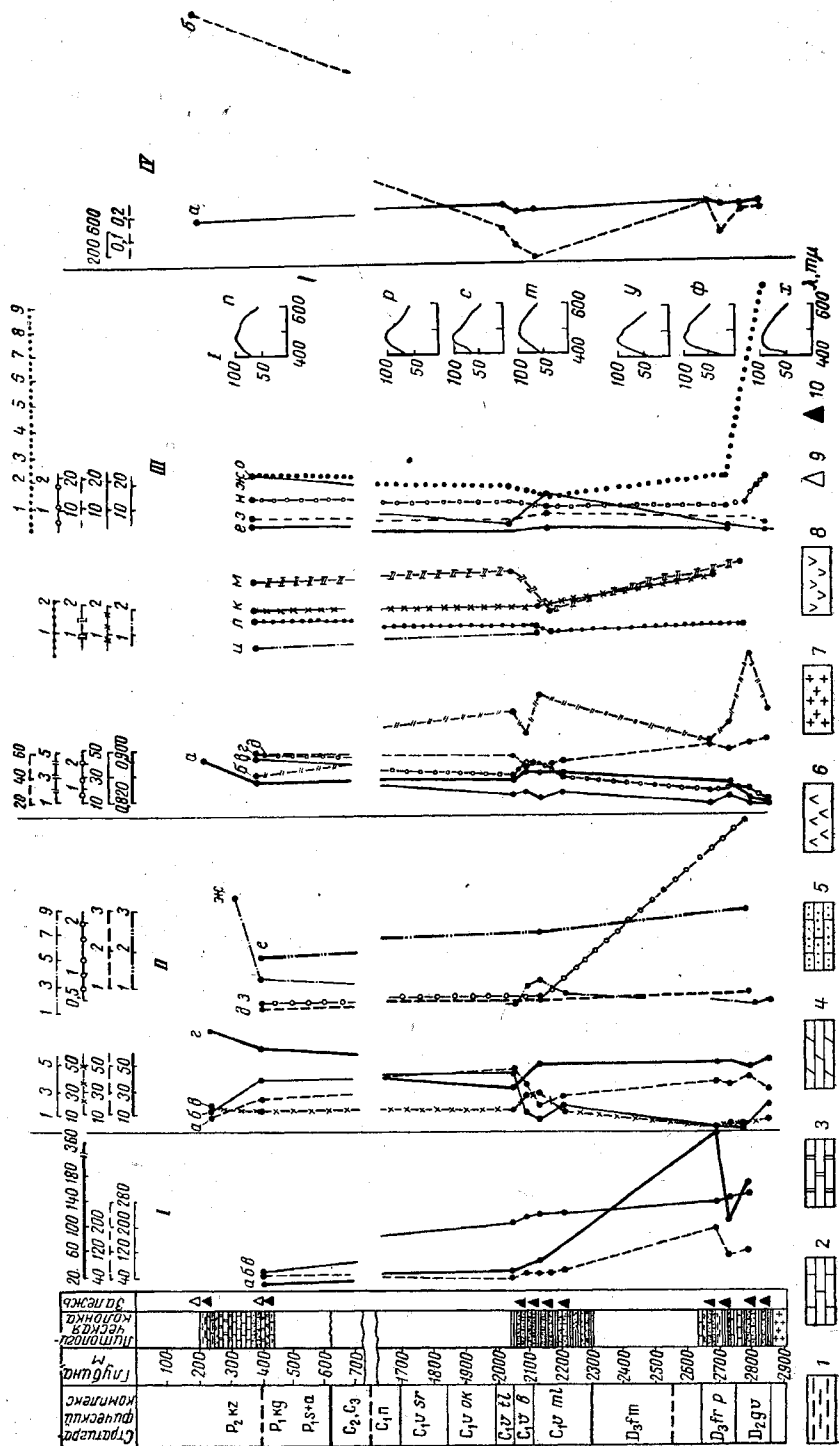
Растворенные газы с увеличением стратиграфического возраста вмещающих пород становятся более жирными.

Внутри каждого стратиграфического комплекса имеется ряд продуктивных пластов, свойства нефтей и газов в которых не всегда подчиняются указанным закономерностям. Отклонения от общей закономерности, по-видимому, связаны со спецификой формирования и условиями существования отдельных залежей.

В соответствии со сказанным, нефти и газы пермских и каменноугольных отложений закономерно изменяются по стратиграфическому разрезу.

Нефти калиновской свиты самые тяжелые из всего разреза (удельный вес их 0,880), а газы самые сухие. По содержанию неуглеводородных компонентов растворенные в нефтях газы калиновской свиты и кунгурского яруса близки.

Нефти кунгурского яруса, по сравнению с нефтями I пласта бобриковского горизонта, несколько легче, содержат больше легких фракций и смол. Люминесцентные свойства их сходны. Цвет люминесценции серовато-желтый, цветовая характеристика 1,31—1,2, яркость больше — 1,2—2,3. Длина волн максимума спектра 450—460 м. Содержание ванадия, никеля и меди повышенное. Ванадиевые и никелевые порфирины, определенные по полосам поглощения, содержатся приблизительно в одинаковом количестве, но для нефтей кунгурского яруса характерен комплекс с полосой поглощения при длине волны 635 м. По содержанию неуглеводо-



родных компонентов растворенные в нефтях газы очень близки. Газы I пласта бобриковского горизонта содержат почти в два раза больше тяжелых углеводородов, чем газы кунгурского яруса.

Нефти пластов II, III, IV малиновского надгоризонта по своим свойствам также очень близки.

В отличие от нефтей бобриковского горизонта они более тяжелые и вязкие, содержат больше смол и асфальтенов и меньше легких фракций. Отмеченное сходство подтверждается анализами растворенных в нефтях газов, однако они имеют и некоторое различие; газы малиновского надгоризонта, по сравнению с газами бобриковского горизонта, не содержат сероводорода, больше содержат азота и метана и значительно меньше — тяжелых углеводородов, соответственно возрастает величина отношения метана к сумме тяжелых углеводородов.

В девонских отложениях из четырех пластов резко выделяется наиболее глубокий пласт  $D_{IV}$ , содержащий самую легкую нефть (0,801) из всех до сих пор встреченных в Куйбышевской области. Нефть содержит минимальные количества серы, смол, асфальтенов (по некоторым пробам отсутствующих), микроэлементов и порфиринов; характеризуется самыми светлыми тонами люминесценции и максимальной яркостью. Растворенные в нефти газы изменяются также: содержание азота возрастает от I пласта к III, а в IV вновь убывает. По содержанию тяжелых компонентов нефти всех четырех пластов близки; величина отношения нормального бутана к изобутану изменяется мало. Очень интересно высокое значение отношения  $He/Ar$  — 3,6—4,1 (для IV пласта оно не было определено).

Следует отметить, что по разрезу Мухановского месторождения с увеличением возраста вмещающих пород изменяются не только свойства нефтей, но и количество растворенных в них газов. Так, для девонских залежей характерны большие величины давления насыщения — 210—203  $at$  и газового фактора — 398,7—233,0  $m^3/m$ , резко отличающие их от карбоновых — 50—77  $at$  и 37—55  $m^3/m$ . В кунгурской залежи давление насыщения равно пластовому давлению.

Рис. 48. Изменение свойств газа, нефти, пластовой воды по разрезу Мухановского месторождения. По Р. Г. Панкиной.

1 — глины; 2 — известняк; 3 — доломит; 4 — мергель; 5 — песчаник; 6 — ангидрит; 7 — породы фундамента; 8 — соль; 9 — газ; 10 — нефть; I — характеристика залежи; II — характеристика газа, содержание, об. %; III — характеристика нефти; IV — характеристика пластовой воды; а — газовый фактор,  $m^3/m$ ; б — давление насыщения,  $at$ ; в — начальное пластовое давление,  $at$ ; г — характеристика газа, содержание, об. %; д — тяжелых углеводородов; е —  $H_2S + CO_2$ ; ж — азота, з — метана; и — отношение: д — нормального пентана к изопентану, е — нормального бутана к изобутану; ж — метана + азота к тяжелым углеводородам; з — гелия к аргону; III — характеристика нефти; а — удельный вес; б — парафина; в — смолы и асфальтенов; г — легкие фракции до  $300^\circ C$ ; д — серы; е — никеля; ж — ванадия; отношение: з — ванадия к никелю; и — углеводородов парафиновых к ароматическим во фракции до  $150^\circ C$ ; л — то же во фракции выше  $150^\circ C$ ; м — то же парафиново-нафтеновых углеводородов; н — цветовая характеристика, о — яркость люминесценции; п — х — спектры люминесценции, длина волн,  $m \mu$  для; н — кунгурского яруса; р — бобриковского горизонта; с, т, у — малиновского надгоризонта; ф, х — пашайского горизонта; IV — характеристика пластовой воды; а — минерализация,  $mg-экв$ ; б — содержание  $SO_4^{2-}$  на 100 г.



нию —44—50 ат при наличии небольшой газовой шапки; газовый фактор того же порядка, который наблюдается в карбоновых залежах —38,5—59 м³/т.

Повышенное содержание нефтяных и ароматических углеводородов в составе нефтей кунгурского яруса, по-видимому, свидетельствует об их относительной «молодости», точно так же как увеличение содержания метановых углеводородов в нефтях каменноугольных и девонских отложений говорит о большем их метаморфизме. Не менее важным доказательством в пользу этой точки зрения является уменьшение величины отношения нормального бутана к изобутану от более древних нефтесодержащих пластов к более молодым. Интересным доказательством в пользу относительной «молодости» нефтей пермских отложений является повсеместное наличие в них пигментов с полосой поглощения 630 мμ наряду с обычными V и Ni порфириновыми комплексами.

Результаты изотопных исследований серы нефтей «а» (в ‰) свидетельствуют о том, что нефти бобриковского горизонта и кунгурского яруса не связаны генетически.

Кунгурский ярус . . . . .	—1,6
Бобриковский горизонт . . . . .	+5,5

Единственным отклонением от общих закономерностей по разрезу является аномально высокое содержание суммы тяжелых углеводородов в газах каменноугольных отложений. По данным А. С. Великовского (1960), определенному составу нефти должен соответствовать вполне определенный состав газа. Изменения нефтей по разрезу происходят закономерно; закономерно изменяются в газах величины отношений нормальных соединений к изомерам, гелия к аргону, однако количественное содержание тяжелых углеводородов в газах карбона повышено.

К. Б. Аширов объясняет это явление (устное сообщение) последующей потерей легких фракций (СН₄ и N₂) газов за счет их миграции в вышележащие отложения. Может быть, это и верно. Но уход легких фракций (которые, по-видимому, должны были бы выделиться в свободную фазу) должен снизить значения давления насыщения. Так или иначе, этот вопрос не может считаться твердо решенным и требует дальнейшей разработки.

Пластовые воды Мухановского месторождения можно подразделить на две группы: 1) воды четвертичных и неогеновых отложений с небольшой минерализацией и 2) воды нефтегазоносных отложений от калиновской свиты до живетского яруса среднего девона высокоминерализованные, хлоркальциевые.

Вторая группа вод имеет очень много общих черт, однако ее, в свою очередь, можно подразделить на подгруппы.

Наибольшей минерализацией характеризуются воды калиновской свиты. Однако содержание в них иона Cl, хотя и высокое, но ниже, чем в более древних отложениях, а содержание иона SO₄ значительно выше, чем в водах карбона и девона.

Воды карбона, в свою очередь, можно разделить на две группы: воды бобриковского горизонта (I пласт) и воды малиновского надгоризонта (II, III, IV пласты). Для вод бобриковского горизонта характерна минерализация 825,4 мг-экв на 100 г и содержание SO₄²⁻ несколько более высокое, чем в водах нижележащих пластов. Различия вод этих двух групп четко выявляются при сравнении величин коэффициентов  $\frac{Na}{Cl}$  и  $\frac{Cl - Na}{Mg}$ , которые составляют в водах бобриковского горизонта соответственно 0,95 и 3,13, а в водах малиновского надгоризонта — 0,86—0,69 и 4,57—4,12. В свою очередь, воды малиновского надгоризонта еще более резко отличаются от вод девона, которые имеют более высокую минерализацию: 807,32—828,38 мг-экв на 100 г, коэффициент  $\frac{Na}{Cl}$  0,47—0,51; коэффициент  $\frac{Cl - Na}{Mg}$  7,81—0,27.

Вообще для описываемых пластовых вод характерен постоянный анионный состав и количественное изменение содержания катионов Са, Na, К.

От I пласта бобриковского горизонта с глубиной постепенно увеличивается содержание брома.

Резюмируя все сказанное по Мухановскому месторождению, можно констатировать, что по его разрезу наблюдаются те же закономерности в изменении свойств нефтей, газов и вод, которые отмечены для месторождений Сызранского, Яблоневый Овраг, Зольный Овраг Жигулевского вала. В Дмитровском и Михайлово-Коханском месторождениях удельный вес нефти (и соответственно другие параметры) от пермских образований к каменноугольным увеличивается, а в отложениях девона — резко уменьшается.

#### Изменение свойств нефтей, газов и пластовых вод по стратиграфическим комплексам в тектонических зонах

Изменение свойств нефтей, газов и пластовых вод в пределах Жигулевского вала можно проследить по терригенным комплексам нижнего карбона и верхнего девона.

Тульский горизонт — пласт B₀ содержит залежи нефти в месторождениях Сызранском, Карлово-Сытовском и Яблоневый Овраг. Пробы нефтей и растворенных газов были исследованы во всех трех месторождениях.

Нефть тяжелая (удельный вес 0,853—0,893). Удельный вес нефти увеличивается с востока на запад, достигая максимальных величин в месторождениях Верхозимском и Комаровском (за пределами района, в Ульяновской области). Нефти месторождения Яблоневый Овраг несколько тяжелее нефтей Карлово-Сытовского месторождения. Они отличаются и по люминесцентным данным меньшей яркостью и спектром люминесценции, имеющим максимум в более длинноволновой части (табл. 11).

Таблица 11

## Спектрально-люминесцентная характеристика нефтей тульского горизонта Жигулевского вала

Месторождения	Удельный вес	Цветовая характеристика	Яркость люминесценции	$\lambda^*_{\text{max}}$ , $m\mu$
Сызранское . . . . .	0,871	0,41	1,05	515
Карлово-Сытовское . . . . .	0,858	0,76—0,93	2,1—2,8	512—516
Яблоневый Овраг . . . . .	0,889	0,6	1,3	522

*  $\lambda^*_{\text{max}}$  — длина волны максимума спектра люминесценции в  $m\mu$ .

Бобриковский горизонт — пласт  $B_2$  содержит залежи нефти во всех месторождениях.

Удельный вес, сумма смол и асфальтенов в нефтях увеличиваются с востока на запад (исключая месторождение Яблоневый Овраг) довольно равномерно до Голодяевского месторождения, в пределах которого эти величины несколько снижаются и затем вновь начинают равномерно возрастать, достигая максимальных значений в Верхозимском — крайнем западном месторождении вала. Содержание легких фракций в этом направлении уменьшается. В изменении содержания серы, парафина и вязкости закономерности не наблюдается.

Закономерное изменение свойств нефтей в пределах вала с запада на восток отмечается также и по люминесцентным данным (табл. 12).

Таблица 12

## Спектрально-люминесцентная характеристика нефтей бобриковского горизонта Жигулевского вала

Месторождения	Удельный вес	Цветовая характеристика	Яркость люминесценции	$\lambda^*$ , $m\mu$
Сызранское . . . . .	—	0,41	0,91	515
Карлово-Сытовское . . . . .	0,863	0,73—0,75	1,35—2,2	480—508
Яблоневый Овраг . . . . .	0,882	—	2,55	480
Стрельный Овраг . . . . .	0,848	0,85	2,55	480
Зольный Овраг . . . . .	0,834	1,17	2,55	470

*  $\lambda^*$  — длина волны спектра в  $m\mu$ .

Длина волны максимума спектра люминесценции сдвигается из более длинноволновой части (от 515  $m\mu$ ) до более коротковолновой (470  $m\mu$ ), характер спектра также изменяется.

В растворенных газах в направлении погружения слоев увеличивается содержание суммы тяжелых углеводородов и соответственно

уменьшается содержание суммы метана и азота. Залежи, расположенные западнее Заборовского месторождения, не были исследованы, так как содержание газа в нефтях там чрезвычайно низкое. В наиболее погруженных ловушках содержание метана намного превышает содержание азота, а с увеличением подъема слоев содержание азота увеличивается и в крайних западных залежах становится близким к содержанию метана.

В табл. 13 приведены данные об изотопном составе серы.

Таблица 13

## Изотопный состав серы растворенных газов бобриковского горизонта Жигулевского вала (по Н. А. Еременко)

Месторождения	Удельный вес	Содержание		Изотопный состав S, $H_2S$ растворенного газа «а», 0/00
		S в нефти, %	$H_2S$ в растворенном газе, %	
Сызранское . . . . .	0,884	2,6	2,9	+5,5
Карлово-Сытовское . . . . .	0,852	2,28	1,38	+7,5
Яблоневый Овраг . . . . .	0,882	2,22	0,96	+2,0
Зольный Овраг . . . . .	0,835	1,23	3,80	+5,1

Из таблицы видно, что величина  $a$  для залежей газов Жигулевского вала, исключая Яблоневый Овраг, примерно близка; с другой стороны, это отношение аналогично отношению изотопов серы в нефтях, где оно равно по Зольному Оврагу +5,5%.

В направлении погружения слоев увеличивается удельный вес и минерализация пластовых вод, величина отношения  $\frac{Na}{Cl}$  от 0,72 до 0,86, коэффициент метаморфизации  $\frac{Cl-Na}{Mg}$  от 2,49 до 3,64; уменьшается отношение хлора к бромю. Содержание иона сульфата становится очень низким (исключение составляют пластовые воды месторождения Зольный Овраг).

В турнейском ярусе имеется всего две залежи — на месторождениях Зольный Овраг и Стрельный Овраг.

Нефти и газы турнейского яруса и бобриковского горизонта каждого из указанных месторождений очень близки. Так, более легкой нефти из пласта  $B_2$  бобриковского горизонта Зольного Оврага соответствует более легкая нефть из пласта  $B_1$  турнейского яруса; нефть Стрельного Оврага как бобриковского горизонта, так и турнейского яруса тяжелее нефтей Зольного Оврага.

Растворенные в нефти газы по составу аналогичны газам бобриковского горизонта. Особенно четко их сходство обнаруживается по содержанию азота и отношению бутана к изобутану.

К терригенной толще верхнего девона (саргаевский и папийский горизонты) приурочены залежи нефти только

месторождений Зольный Овраг (пашийский горизонт), Жигулевское (пашийский и саргаевский горизонты) и Яблоневый Овраг (саргаевский горизонт). Проницаемые пласты, служащие коллекто-

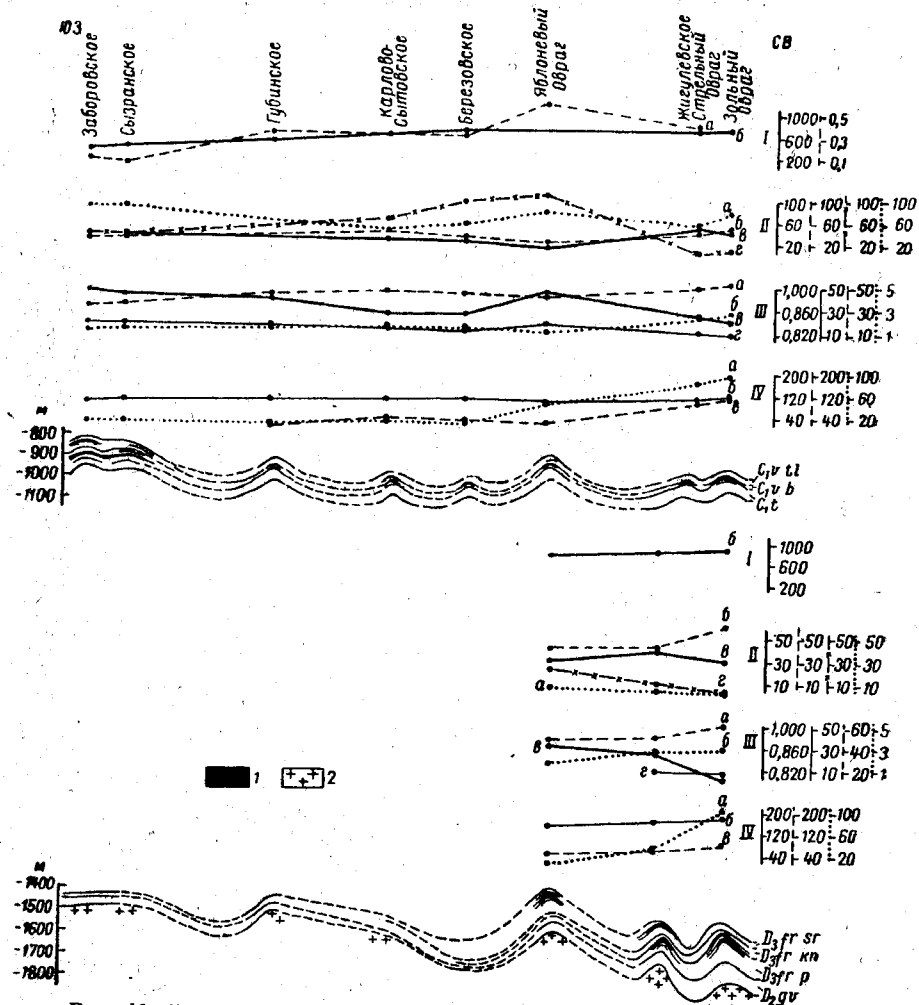


Рис. 49. Геолого-геохимический профиль по Жигулевскому валу. 1 — нефть; 2 — кристаллический фундамент; I — характеристика пластовой воды: а — содержание  $SO_4^{2-}$ , г на 100 г, %; б — минерализация, мг-экв на 100 г; II — состав растворенного газа, об. %: а —  $H_2S + CO_2$ ; б — тяжелых углеводородов; в — метана; г — азота; III — характеристика нефти: а — легкие фракции до  $300^\circ C$ , %; б — яркость люминесценции; в — удельный вес; г — смолы и асфальтены, %; IV — характеристика залежи: а — газовый фактор, м³/т; б — начальное пластовое давление, ат; в — давление насыщения, ат.

рами в описываемой толще девона, по-видимому, являются единым резервуаром, так как в западном направлении кыновский горизонт выклинивается.

Кровля продуктивной толщи девонских отложений имеет региональный подъем в направлении с востока на запад; в этом же направлении происходит изменение основных параметров в залежах (Максимов, 1954). С запада на восток от месторождения Яблоневый Овраг к месторождению Зольный Овраг характеристика нефтей изменяется: они становятся значительно легче, изменяется характер их люминесценции (рис. 49).

В этом же направлении происходит изменение как количества растворенного в нефти газа, о чем свидетельствует газовый фактор, так и его состава. От месторождения Яблоневый Овраг к Зольному Оврагу в составе газа возрастает содержание тяжелых углеводородов, соответственно уменьшается содержание метана и особенно резко падает содержание азота.

Воды терригенной части девона хлоркальциевые, сильно минерализованные — от 694 до 842,44 мг-экв на 100 г. Ионы сульфатов отсутствуют или содержатся в незначительных количествах в виде следов, но на Сызранском месторождении содержание  $SO_4^{2-}$  достигает 0,008 мг на 100 г. Воды характеризуются сильной метаморфизованностью — коэффициент метаморфизации  $\frac{Cl}{Mg}$  изменяется от 3,5 до 7,58. В направлении погружения слоев увеличивается минерализация и удельный вес, однако закономерного изменения характерных коэффициентов  $\frac{Na}{Cl}$  и  $\frac{Cl}{Mg}$  не наблюдается.

Наиболее выдержанными по простиранию в пределах месторождений Мухановской тектонической зоны являются, так же как и в других зонах северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода, отложения бобриковского и пашийского горизонтов.

Залежи нефти в бобриковском горизонте имеются на всех месторождениях этой зоны, за исключением Репьевского; залежи в пашийском горизонте открыты в Мухановском, Репьевском и Чубовском месторождениях. Кроме того, три залежи нефти связаны с кунгурским ярусом — Мухановское, Восточно-Черновское, Ново-Ключевское месторождения в восточной части зоны. Две из них имеют незначительные газовые шапки.

Залежи нефти кунгурского яруса расположены в восточной части Мухановской тектонической зоны, погружающейся с запада на восток. Максимальная абсолютная отметка кровли отложений яруса на Мухановском месторождении — 373 м, на Восточно-Черновском — 415 м и на Ново-Ключевском — 434 м; в первых двух залежи нефти имеют незначительные газовые шапки.

Нефти кунгурского яруса по составу и свойствам очень близки. Для них характерно наличие ванадиевых порфиринов, а также соединения с полосой поглощения 630 м $\mu$ . Отношение  $\frac{V}{N_i}$  в среднем

равно 5,1. В Мухановской залежи отмечается несколько повышенное содержание железа. В сторону регионального подъема слоев от Ново-Ключевского к Мухановскому месторождению в растворенных газах увеличивается содержание азота и метана и соответственно уменьшается содержание тяжелых углеводородов — с 44,10 до 25,16%.

Изотопный состав серы из нефти определен в двух образцах из Ново-Ключевского и Восточно-Черновского месторождений —  $a = 1,6\text{‰}$ . Изотопный состав серы из растворенного газа исследован только для Мухановского месторождения —  $a = 1,8\text{‰}$ . Таким образом, сера газа и нефти кунгурского яруса имеет близкий изотопный состав и отличается от изотопного состава серы нефти бобриковского горизонта.

Б о б р и к о в с к и й г о р и з о н т, пласт  $B_2$ , так же как и в пределах Жигулевского вала, обладает хорошей пористостью и проницаемостью, имеет довольно выдержанную мощность, резко возрастающую только на Мухановском месторождении. Кровля пласта  $B_2$ , к которому приурочены основные залежи нефти Мухановской зоны, погружается с запада на восток на 500 м. По сравнению с положением пласта  $B_2$  на месторождении Зольный Овраг, где максимальная отметка кровли его — 980 м, пласт  $B_2$  погружен в Мухановской зоне также почти на 500 м.

Несмотря на то, что ловушки в Мухановской зоне погружены значительно больше, чем в Жигулевском вале, давление насыщения здесь почти в два раза ниже; резко уменьшается и количество растворенного в нефти газа: если в Зольном Овраге газовый фактор равен  $97,8 \text{ м}^3/\text{т}$ , то на месторождениях Красноярском и Белозерском он составляет соответственно 40,8 и  $26,93 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Нефти по сравнению с нефтями Жигулевского вала в среднем легче, более парафинистые, содержат меньше асфальтенов; по содержанию легких фракций нефти обеих зон близки.

По изменению свойств нефтей можно выделить две группы месторождений: Красноярское — Чубовское и Алакаевское — Мухановское (табл. 14).

Таблица 14

Характеристика нефтей бобриковского горизонта месторождений Мухановской тектонической зоны (данные Гипростокнефть)

Группы	Месторождения	Удельный вес	Содержание, %				
			серы	смола и смолы в парафинах	асфальтенов	парафина	светлых фракций до 300° С
Вторая	Мухановское . . . . .	0,844	1,69	8,3	0,84	7,52	49,0
	Хилковское . . . . .	0,830	1,45	—	—	6,00	—
	Алакаевское . . . . .	0,832	1,38	6,7	0,7	5,7	—
Первая	Чубовское . . . . .	0,853	1,77	9,20	1,7	6,60	—
	Белозерское . . . . .	0,849	1,49	6,30	1,60	6,00	47,0
	Красноярское . . . . .	0,844	1,59	5,92	0,79	6,07	48,0

В каждой группе по мере погружения пласта  $B_2$  с запада на восток нефти становятся более тяжелыми, а газы — более легкими. В Чубовской залежи они тяжелее, а газы — легче, чем в Алакаевской, крайней западной залежи второй группы (см. рис. 50).

По составу газа, так же как и по составу нефтей, можно выделить две группы месторождений: Красноярское — Чубовское, Алакаевское — Мухановское (рис. 50). Содержание тяжелых углеводородов в газах первой группы больше, чем во второй. В каждой группе, в свою очередь, отмечается уменьшение содержания растворенных газов с запада на восток. По сравнению с газами Жигулевского вала в газах Мухановской зоны тяжелых углеводородов содержится почти в два раза больше, а азота и метана — значительно меньше.

Нефти бобриковского горизонта месторождений Мухановского и Зольный Овраг имеют близкий изотопный состав серы ( $a$ , ‰):

Зольный Овраг . . . . .	+5,5
Мухановское . . . . .	+6,7

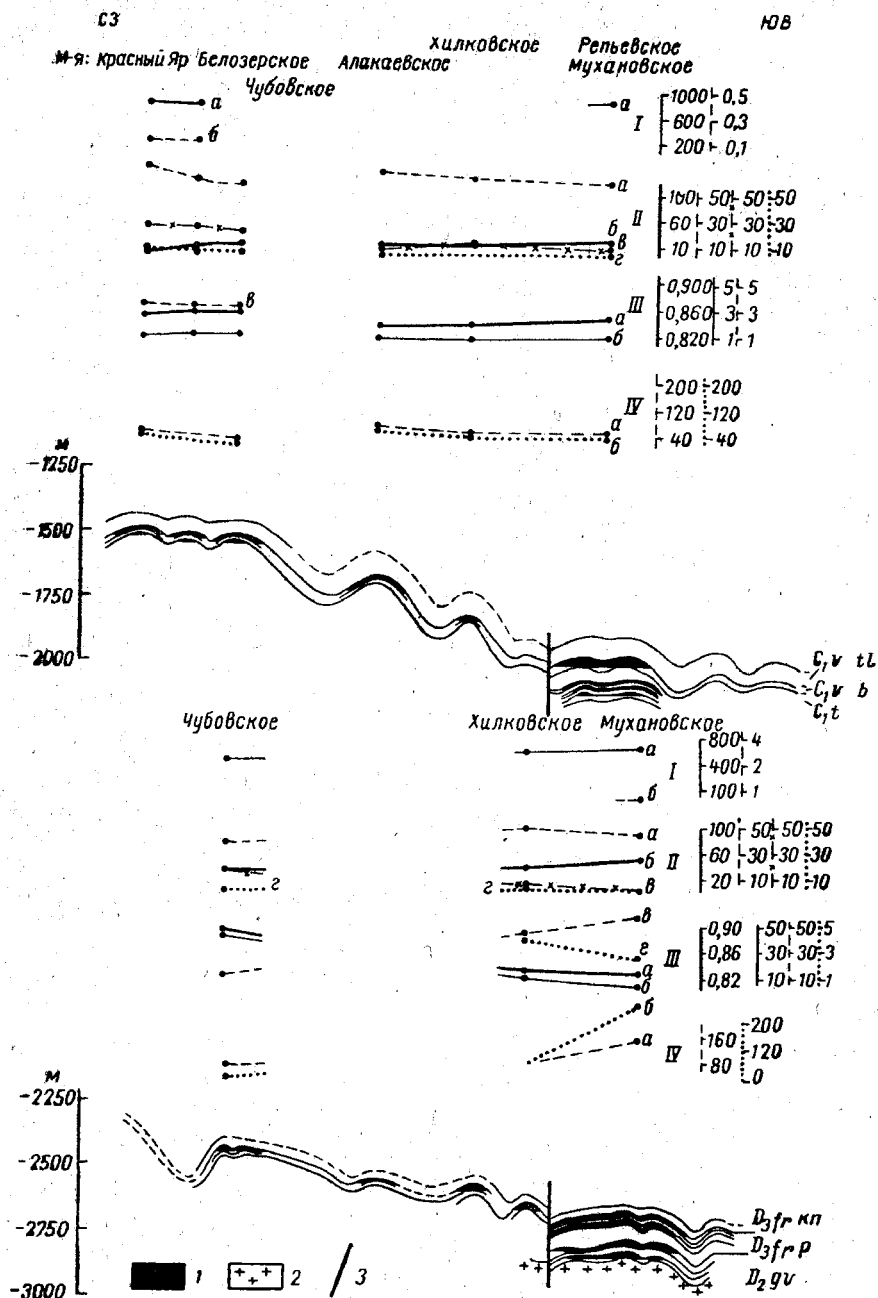
Близость изотопного состава серы нефтей одновозрастного горизонта на месторождениях, относящихся к разным тектоническим зонам, подтверждают результаты, полученные Х. Г. Тодом (1958). При исследовании нефтей месторождений, расположенных на много сотен километров одно от другого, им установлено постоянство изотопного состава серы нефтей, относящихся к отложениям одного и того же возраста, что привело Х. Г. Тода и других исследователей к выводу о едином источнике серы для исследованных нефтей. Такой источник ими усматривается в сульфатах, растворенных в морской воде.

С этим выводом следует согласиться, так как трудно представить существование какого-либо источника серы, обеспечивающего постоянство ее изотопного состава на огромных территориях при одновременном изменении этого состава во времени. Изменение изотопного состава серы в морских бассейнах во времени Х. Г. Тод связывает с биологическими процессами, приводящими к заметному фракционированию изотопов серы.

Также был исследован изотопный состав серы сероводорода из газа бобриковского горизонта месторождений Красноярского, Белозерского и Мухановского. Оказалось, что по сравнению с нефтями газы содержат больше изотопов серы:

Красноярское . . . . .	—6,0
Белозерское . . . . .	—4,3
Мухановское . . . . .	—4,8
среднее . . . . .	—3,1

В работах Х. Г. Тода и др. (1958) отмечается сходство изотопного состава серы растворенных газов с изотопным составом серы соответствующих нефтей. Это позволило упомянутым авторам прийти к заключению об образовании  $\text{H}_2\text{S}$  за счет серы нефтей. В пределах исследованных месторождений (кроме Яблоневского Оврага) сходство отмечается только для месторождений Жигулевского вала.



В Яблоневом Овраге и во всех месторождениях Мухановской зоны изотопный состав в газах оказался значительно легче (табл. 13). Это обстоятельство позволило сделать два предположения: либо образование  $H_2S$  происходит за счет серы нефтей микробиологическим путем, при котором возможно существенное фракционирование изотопов серы, либо имеется другой источник серы — сульфаты пластовых вод.

Для выяснения этого вопроса были поставлены специальные эксперименты, показавшие возможность значительного фракционирования изотопов серы биологическим путем и получения в сероводороде серы с более легким изотопным составом. Разница в сравнении с исходной серой достигала 10‰ (Еременко, 1960).

Полная характеристика пластовых вод бобриковского горизонта Мухановской зоны отсутствует. Имеются анализы вод только по месторождениям Красноярское, Белозерское и Мухановское. Судя по ним, воды бобриковского горизонта хлоркальциевые, сильно минерализованные. Общая минерализация возрастает с запада на восток, соответствуя региональному падению пласта  $B_2$  бобриковского горизонта.

Кровля пашийского горизонта верхнего девона погружается в восточном направлении от Чубовского к Репьевскому и Мухановскому месторождениям больше чем на 200 м, а по сравнению с Зольным Оврагом — почти на 1000 м (табл. 18).

От самого погруженного Мухановского месторождения в сторону подъема слоев в нефтях наблюдается увеличение удельного веса и вязкости, возрастает содержание смол, асфальтенов, серы; уменьшается содержание парафина и легких фракций (табл. 15).

Таблица 15

Характеристика нефтей пашийского горизонта месторождений Мухановской тектонической зоны (данные Гипровостокнефть)

Месторождения, пласты	Удельный вес	Содержание, %				Выход легких фракций, %
		серы	смола см-линка-левых	асфальтенов	парафина	
Чубовское, $D_I$	0,881	2,10	11,10	4,40	3,7	45,5
Репьевское, $D_{II}$	0,838	1,03	9,9	0,4	4,4	—
Мухановское, $D_{II}$	0,835	0,72	5,75	0,47	6,5	—
Мухановское, $D_I$	0,823	0,6	2,72	0,15	4,0	58,5

Рис. 50. Геолого-геохимический профиль Мухановской тектонической зоны. 1 — нефть; 2 — кристаллический фундамент; 3 — разломы; 4 — характеристика пластовых вод: а — общая минерализация, мг-экв на 100 г; б —  $SO_4^{2-}$ , г на 100 г; II — состав растворенного газа, об. %: а — тяжелых углеводородов; б — метана; в — азота; г —  $H_2S + CO_2$ ; III — характеристика нефти: а — удельный вес; б — смолы и асфальтены, %; в — легкие фракции, %; г — яркость люминесценции; IV — характеристика залежей: а — давление насыщения, ат; б — газовый фактор, м³/т.

Спектрально-люминесцентная характеристика нефтей бобриковского и пашийского горизонтов Мухановской тектонической зоны

Месторождения	Горизонты, пласты	Цветовая характеристика	Яркость люминесценции	$\lambda_{max}^*$ м м
Зольный Овраг Красноярское Белозерское Чубовское Мухановское	Бобриковский			
	B ₂	1,17	2,13	462 и доп. 522
	»	1,43	3,3	460—465
	»	1,5	2,8	465—470
	»	1,43	3,04	458—470
Зольный Овраг Чубовское Мухановское	I пласт	1,3	1,7	450—460
	Пашийский			
	D _I	1,51	2,6	465
Чубовское	D _{II}	0,5	1,05	495
	D _{II}	0,74	2,83	510

*  $\lambda_{max}$  — длина волны максимума спектра люминесценции в м м.

Таблица 17

Характеристика залежей пашийского горизонта Мухановской тектонической зоны

Месторождения	Начальное пластовое давление, ат	Давление насыщения, ат	Газовый фактор, м ³ /т	Абсолютная отметка кровли пласта, м
Мухановское, D _I . . . . .	320	210	400	—2690
» D _{II} . . . . .	320	123	120	—
Рельевское . . . . .	—	104	103,5	—2650
Хилковское . . . . .	—	—	—	—2590
Алакаевское . . . . .	—	—	—	—2565
Чубовское . . . . .	293,26	68,6	31,7	—2454

Изменения свойств нефтей и количества растворенных в них газов прослеживается между Чубовским и Мухановским месторождениями, находящимися в разных концах тектонической зоны.

При рассмотрении составов и свойств нефтей, газов и пластовых вод Кюханской тектонической зоны закономерностей в их изменении по имеющимся ограниченными данным установить не представлялось возможным.

В заключение анализа геохимической характеристики нефтей, газов и пластовых вод в пределах месторождений северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода можно отметить следующие основные закономерности.

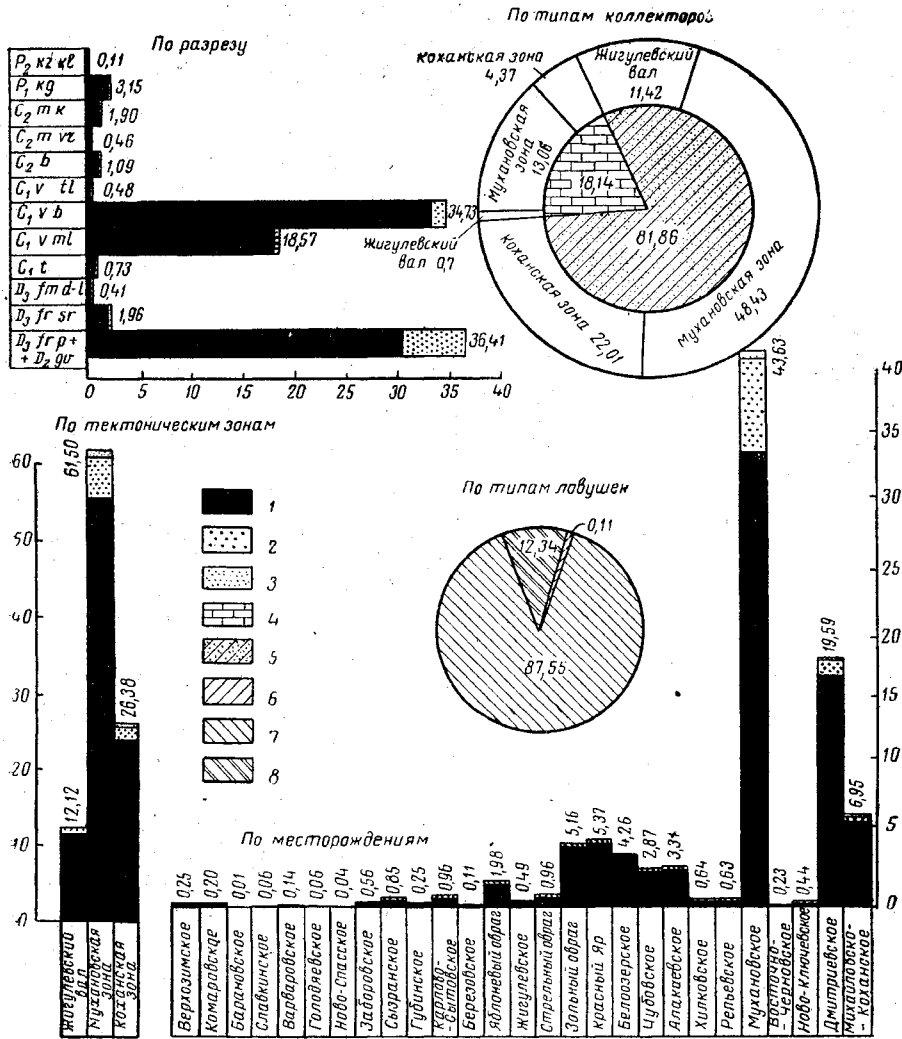


Рис. 51. Распределение запасов нефти и газа на северном погружении Жигулевско-Пугачевского свода (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6—8 — залежи: 6 — массивные, 7 — пластовые сводовые, 8 — пластовые литологически экранированные.

Изменения свойств нефтей показывают также данные люминесцентного анализа (табл. 16). В направлении регионального подъема слоев происходит изменение количества растворенных газов (табл. 17) и увеличение содержания азота в них.

1. Нефти с увеличением стратиграфического возраста вмещающих отложений становятся более легкими, в них уменьшается содержание смол и асфальтенов, увеличивается количество легких фракций, а в углеводородном составе начинают преобладать метановые углеводороды. Соответственно изменяется состав растворенного газа: газы становятся более жирными — увеличивается содержание тяжелых углеводородов, величина отношения нормального бутана к изобутану, уменьшается содержание метана.

При общей тенденции нефтей к метаморфизму отмечается наличие более тяжелых разностей (соответственно изменяются и свойства растворенного газа) малиновского надгоризонта в месторождениях Коханской тектонической зоны.

2. На основании различия физико-химических свойств и люминесцентно-спектральной характеристики нефтей, состава растворенных газов и изотопов серы устанавливается различие нефтей и газов перми (кунгурский ярус), среднего карбона (верейский горизонт), нижнего карбона (тульский, бобринский горизонты, малиновский надгоризонт и турнейский ярус) и девона (саргаевский и пашийский горизонты и живетский ярус).

Нефти данково-лебединского горизонта (Зольный Овраг) по геохимической характеристике стоят ближе к нефтям нижнего карбона.

3. Изменение свойств нефтей, количества и качества растворенных в них газов в пределах Жигулевского вала в терригенной толще девона и бобринском горизонте, являющихся регионально нефтеносными и обладающих хорошими коллекторскими свойствами, отмечается вверх по региональному подъему продуктивных пластов.

В терригенной толще верхнего девона закономерные изменения свойств нефтей и газов — газового фактора и давления насыщения — прослеживаются от Зольного Оврага до Яблоневского Оврага включительно.

В пласте  $B_2$  бобринского горизонта указанные изменения наблюдаются от месторождения Зольный Овраг на востоке до Заборовского на западе (кроме месторождения Яблоневый Овраг).

В месторождениях западного погружения Жигулевского вала (от Голодяевского на востоке до Верхозимского на западе) изменение свойств нефтей четко не прослеживается. Намечается только некоторое увеличение удельного веса их к западу и востоку от Барановского месторождения. В современном структурном плане западное погружение вала отделено от центральной части прогибом с амплитудой более 100 м. Кроме того, на нефти месторождений западного погружения вала (залежи с ограниченными запасами) возможно значительное влияние оказали пластовые воды, которые в этом районе менее минерализованы и содержат повышенные количества сульфатов.

4. Изменение геохимической характеристики нефтей и растворенных в них газов в месторождениях Мухановской тектонической зоны в залежах девонских отложений происходит в соответствии с их

региональным погружением (с запада на восток). Аналогичное изменение свойств газов наблюдается в залежах кунгурского яруса.

В пласте  $B_2$  бобринского горизонта изменение свойств нефтей и растворенных газов находится в обратной зависимости от направления его современного погружения. При региональном погружении бобринского горизонта с запада на восток (от Красноярского месторождения к Мухановскому) нефти становятся более тяжелыми, а газы — более легкими в направлении с востока на запад. При этом отмеченные закономерности изменяются не постепенно, а резким скачком, прослеживаемым между Чубовским и Алакаевским месторождениями.

Указанные изменения свойств нефтей и газов подтверждаются величинами газового фактора и давления насыщения.

5. Физико-химические свойства нефтей и газов и люминесцентная характеристика в пределах месторождений Коханской зоны существенных изменений не претерпевают. Не выявлено также особых закономерностей в изменении газового фактора и давления насыщения соответствующих залежей. Исключением являются залежи малиновского надгоризонта, в пределах которого газовый фактор и давление насыщения в восточном направлении снижаются.

6. Состав пластовых вод палеозойских отложений изменяется со стратиграфической глубиной в сторону повышения общей минерализации. По современному региональному погружению пород девонской, каменноугольной и пермской систем минерализация пластовых вод в основном увеличивается закономерно, с незначительными отклонениями.

#### ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В пределах данной территории распределение запасов (по категориям  $A + B + C_1$ ) следующее: 91,38% общих запасов составляет нефть, 0,23% — свободный газ, 8,39% — растворенный в нефти газ. Запасы подсчитаны в 78 залежах 26 месторождений.

Отношение запасов газа к запасам нефти равно  $86 \text{ м}^3$  газа на 1 т нефти.

Залежи свободного газа с небольшими нефтяными оторочками содержат пермские отложения; в отложениях карбона и девона установлены только залежи нефти. Нефтегазосность пермских отложений имеет локальный характер и приурочена к восточной части северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода.

Распределение запасов нефти и газа в пределах северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода показано на рис. 51. Из рисунка видно, что продуктивную толщу можно подразделить на два комплекса: терригенная толща нижнего карбона (бобринский горизонт и малиновский надгоризонт) и терригенная толща девона (саргаевский, пашийский горизонты и живетский ярус).

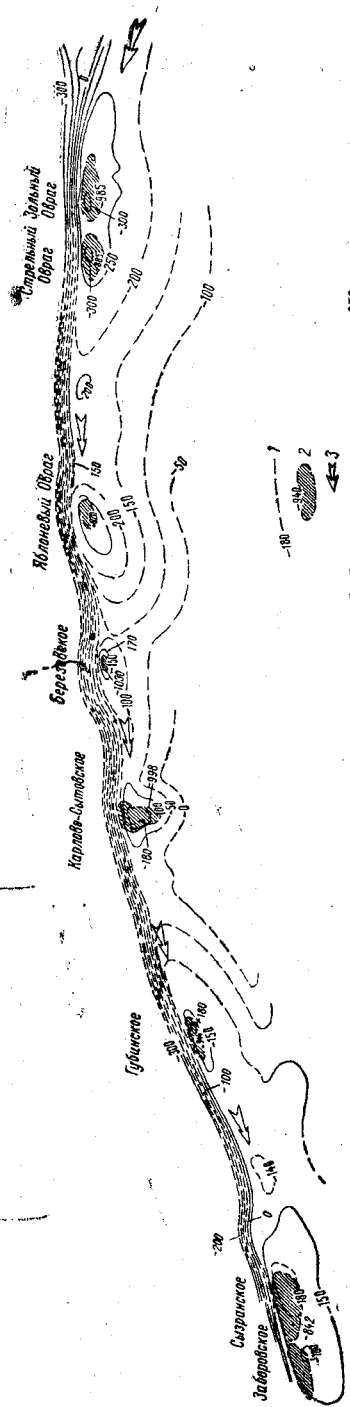


Рис. 52. Основное направление миграции нефти в отложениях бобринковского горизонта Жигулевского вала. 1 — изогипсы по кровле псагеринового горизонта; 2 — залежи нефти в отложениях бобринковского горизонта; 3 — направление миграции.

В целом в отложениях перми установлено 3,26% запасов, в залежах карбона — 57,98%, девона — 38,76% общих запасов северного погружения свода.

Распределение запасов нефти и газа по тектоническим зонам неравномерное (см. рис. 51): 61,50% их сосредоточено в 9 месторождениях Мухановской тектонической зоны, 16,38% приходится на 2 месторождения Коханской тектонической зоны и 12,12% приурочено к 15 месторождениям Жигулевского вала.

Из 26 месторождений, по которым подсчитаны запасы, в Мухановском сконцентрировано 43,64% запасов и в Дмитриевском — 19,59%.

Месторождение Зольный Овраг Жигулевского вала является наиболее погруженным. Красноярское месторождение в современном структурном плане самое приподнятое, а Мухановское — наиболее погруженная структурная ловушка в Мухановской тектонической зоне. Дмитриевское и Михайловско-Коханское месторождения в современном структурном плане приподняты очень незначительно по сравнению с Мухановской структурой.

Из 5 перечисленных месторождений 4 расположены в пределах опущенной восточной части и 1 (Зольный Овраг) — в относительно приподнятой западной части северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода.

Основная часть запасов описываемой территории связана с залежами пластового сводового типа. 81,86% запасов приурочено к песчаным коллекторам.

Геохимические данные, территориально совпадающая промыш-

ленная нефтегазоносность соответствующих стратиграфических комплексов и характер распределения запасов нефти и газа по разрезу палеозойских отложений позволяют сделать вывод о наличии в исследованном районе трех продуктивных толщ, генетически связанных, по-видимому, с самостоятельными циклами нефтегазообразования. Четвертая продуктивная толща намечается в отложениях среднего карбона.

1. Карбонатная толща перми (кунгурский ярус и калиновская свита).

Залежи нефти и газа приурочены к трещиноватым карбонатным коллекторам. Непроницаемой кровлей служат гипсо-ангидритовые толщи. Залежи приурочены к структурам типа куполов, промышленные — только в восточной части Мухановской, а также в Коханской тектонических зонах.

По геохимической характеристике нефти и газы кунгурского яруса в значительной степени отличаются от всех углеводородов нижележащих продуктивных толщ.

Основные запасы нефти приурочены к отложениям кунгурского яруса. Общие запасы всей толщи составляют 3,26%.

2. Терригенно-карбонатная толща среднего карбона (башкирский ярус, верейский и каширский горизонты).

Залежи нефти приурочены к пластам песчаников, не имеющих повсеместного распространения, или к трещиноватым карбонатным породам; в пределах Жигулевского вала они распространены спорадически (Сызранское и Зольный Овраг) при очень ограниченных запасах. Непроницаемой кровлей для нефти служат глинистые породы верейского горизонта или плотные карбонатные разности каширского горизонта. В Мухановской тектонической зоне залежи нефти в верейском горизонте развиты шире (Красноярское, Белозерское, Чубовское), кроме того, в 5 месторождениях установлена промышленная нефтеносность башкирского яруса.

Площадь нефтегазоносности башкирского яруса и верейского горизонта в большинстве случаев территориально совпадает, а в Белозерском месторождении к коллекторам этих комплексов приурочена единая залежь нефти; в связи с отсутствием геохимической характеристики нефтей и растворенных газов из этих залежей карбонатная толща башкирского яруса отнесена к указанной продуктивной толще условно. Кроме того, залежь нефти выявлена в каширском горизонте на Дмитриевском месторождении Коханской тектонической зоны.

В башкирском ярусе нефтенасыщенность обычно приурочена к верхней части разреза и постепенно исчезает книзу, а в каширском горизонте, наоборот, — к самым низам разреза, контактирующим с отложениями верейского горизонта.

Суммарные запасы карбонатно-терригенной толщи карбона чрезвычайно малы по сравнению с нижележащей толщей нижнего карбона и составляют 3,45%.

Весьма ограниченное количество геохимических данных позволяет условно сделать вывод, что нефти и газы терригенно-карбонатной

Увельский — 143  
Губинское — 143  
Березовское — 144



толщи среднего карбона значительно отличаются от нефтей и газов терригенной толщи нижнего карбона.

3. Терригенная толща нижнего карбона (малиновский и яснополянский надгоризонты).

Залежи нефти приурочены к песчаным коллекторам. Непроницаемой кровлей служат глинистые породы тульского горизонта, прослеживающиеся регионально, и глинистые пропластки внутри терригенной толщи.

Нефти и растворенные газы из отложений яснополянского и малиновского надгоризонтов по составу и свойствам несколько различаются, однако не настолько, чтобы выделять среди них особые типы.

Основные запасы нефти приурочены к регионально выдержанным песчаным коллекторам бобриковского горизонта.

Нефти и газы турнейского яруса и бобриковского горизонта по свойствам очень близки. В тех месторождениях, где имеется достаточное количество песчаных коллекторов, залежи нефти в карбонатных породах турнейского яруса отсутствуют. В относительно погруженных ловушках, где песчаные пласты не могут вместить всю нефть при продолжающемся процессе миграции, она, заполнив ловушки вышележащих песчаных коллекторов до отказа, мигрирует по трещинам в карбонатные коллекторы турнейского яруса (Зольный Овраг, Стрельный Овраг, Красноярское, Белозерское, Чубовское и Хилковское месторождения). В Белозерском месторождении к коллекторам бобриковского горизонта и турнейского яруса приурочена единая залежь. Поэтому карбонатные породы турнейского яруса следует отнести к этой продуктивной толще.

Нефть и газ данково-лебединского горизонта Зольного Оврага (залежь нефти в Хилковском месторождении не опробована) по свойствам имеют черты как сходства, так и различия по сравнению с нефтью бобриковского горизонта. В то же время область нефтеносности этого горизонта совпадает с нефтеносностью турнейского яруса, а нефти и газы терригенной толщи нижнего карбона резко отличаются от нефтей терригенной толщи девона. Нефти и газы терригенной толщи нижнего карбона могут считаться однотипными; в целом они резко отличаются от нефтей и газов терригенной толщи девона.

Запасы терригенной толщи нижнего карбона составляют 54,94%.

4. Терригенная толща девона (живетский ярус, пашийский и саргаевский или кыновский горизонты франского яруса).

Залежи нефти приурочены к песчаным коллекторам. Непроницаемой кровлей для нефти являются глинистые разности пород кыновского горизонта, который прослеживается регионально в трех тектонических зонах. В западной части Жигулевского вала отложения кыновского горизонта отсутствуют. В месторождениях Яблоневый Овраг и Жигулевском залежи нефти перекрыты глинами саргаевского горизонта.

Пашийский горизонт регионально нефтеносен в пределах месторождений всех трех зон (кроме западной части Жигулевского вала). Отложения живетского яруса содержат промышленные залежи только в Мухановском и Коханском месторождениях. Продуктивные залежи в саргаевском горизонте ограничиваются месторождениями Яблоневый Овраг и Жигулевское.

Нефти и растворенные газы этой продуктивной толщи по свойствам близки.

Основные запасы нефти приурочены к регионально выдержанным коллекторам пашийского горизонта. Всего в терригенной толще девона сосредоточено 38,35% запасов северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода.

Продуктивные толщи разделяют на пять водоупорных комплексов.

1. Гидрохимическая толща казанского яруса.

Развита только в юго-восточных районах Жигулевско-Пугачевского свода.

Выше этого водоупора проходит зона активного водообмена.

2. Гипсо-ангидритовая толща кунгурского яруса.

Развита только в юго-восточных районах Жигулевско-Пугачевского свода.

3. Верейский горизонт, выраженный в глинистой фации.

В юго-восточных районах Жигулевско-Пугачевского свода, где верейский горизонт слагают глинисто-карбонатные и карбонатные отложения, он не может служить водоупором. При наличии глинистых фаций воды среднего карбона значительно отличаются от всех нижележащих более слабой минерализацией и повышенной сульфатностью, но относятся к типу хлоркальциевых.

4. Тульский горизонт, представленный глинистыми породами с прослоями известняков.

Пластовые воды, залегающие между кыновским и тульским горизонтами, характеризуются высокой минерализацией и относятся по типу к хлоркальциевым. Однако воды нижнего карбона резко отличаются от вод терригенного девона наличием сероводорода, отсутствием закисного железа, понижением содержания брома. Общая минерализация несколько понижена по сравнению с водами девонских отложений.

5. Кыновский горизонт, представленный глинистыми разностями пород.

Пластовые воды нижележащих пород характеризуются высокой минерализацией и относятся по типу к хлоркальциевым (рассолы).

Северное погружение Жигулевско-Пугачевского свода представляет собой приподнятое обрамление Русской платформы, протягивающееся на расстоянии более 360 км относительно узкой полосой

с запада на восток. С севера свод примыкает к Ставропольской депрессии и Мелекесс-Радаевской впадине посредством флексуры; с востока, с Самарской Луки, он осложнен сбросом амплитудой до 900 м; наиболее приподнята западная часть, где расположен Жигулевский вал; восточнее, в пределах ближнего Куйбышевского Заволжья, северная часть свода резко погружается и осложняется Сокско-Мухановским выступом кристаллического фундамента и двумя тектоническими зонами: Мухановской и Коханской, к югу описываемая часть свода полого погружается.

#### УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

На поверхности кристаллического фундамента, кинзевского и бобриковского горизонтов (Наливкин и др., 1956) наиболее высокая часть северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода соответствует Сызранской, а по кровле верейского и швагеринового горизонтов — Стрельневской структурам. К востоку от указанных структур происходит общее погружение слоев в восточном направлении. Отсутствие терригенных отложений верхнего девона в западной части северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода (к западу от Яблоневого Оврага) свидетельствует о том, что региональный наклон пластов с запада на восток был образован еще во франкий век и в дальнейшем сохранялся на протяжении каменноугольного и пермского периодов. Наряду с погружением пластов к востоку имел место региональный подъем их с севера и северо-востока на юг, юго-запад, в зоне сочленения южного борта Мелекесс-Радаевской впадины с северным склоном Жигулевско-Пугачевского свода. Таким образом, наличие регионального подъема слоев на протяжении девонского, каменноугольного и пермского периодов с востока на запад и с севера, северо-востока на юг, юго-запад создавала благоприятные условия для региональной миграции нефти в этих направлениях.

Анализ распределения промышленных запасов, совпадение областей нефтегазоносности соответствующих стратиграфических комплексов, а также общность физико-химических свойств нефтей и газов, почти полная аналогия в групповом углеводородном составе и люминесцентно-спектральной характеристике нефтей в разрезе выделенных продуктивных толщ, различие изотопов серы нефтей и газов, природные резервуары, регионально выдержанные по площади, с хорошими коллекторскими свойствами, присутствие в разрезе водоупорных комплексов, разделяющих продуктивные толщи, дают основание считать, что нефть девонских, нижнекаменноугольных и среднекаменноугольных отложений месторождений северного погружения Жигулевско-Пугачевского вала «... возникла в пределах той свиты, где сейчас залегают, и вся ее миграция совершалась в пределах только этой свиты: из глин в пески и по пескам в своды антиклиналей и в другие места скопления» (Губкин, 1932б).

Следовательно, формирование залежей нефти на северном погружении Жигулевско-Пугачевского свода шло за счет внутрирезер-

вуарной миграции. Общность условий образования подтверждена большим сходством нефтей девона (соответственно нижнего и среднего карбона), а наблюдаемое их различие является функцией условий формирования и последующих преобразований нефтей.

Формирование залежей нефти за счет региональной миграции и дифференциального улавливания в цепи ловушек, расположенных одна гипсометрически выше другой, наблюдается в пределах месторождений Жигулевского вала и Мухановской тектонической зоны.

Наряду с миграцией нефти по региональному подъему слоев, вследствие которой образовались большие ее скопления в отложениях нижнего карбона и девона, ряд залежей нефти формировался за счет местной миграции.

Ниже приводится описание условий формирования залежей нефти в пределах Жигулевского вала и Мухановской тектонической зоны.

Проведенные геохимические исследования, анализ промышленных запасов и физико-химических данных по нефтям и газам нижнего карбона и верхнего девона месторождений Жигулевского вала дают возможность установить закономерные изменения их составов с востока на запад.

В указанном направлении закономерно увеличиваются удельный вес нефти (Максимов, 1954), кинематическая вязкость, содержание нейтральных смол и асфальтенов, серы и уменьшается выход легких фракций до 300° С, а также спектрально-люминесцентная характеристика. Эта закономерность хорошо прослеживается при исследовании нефтей папийского горизонта месторождений Зольный Овраг, Жигулевское и Яблоневый Овраг, а также подтверждается изменениями свойств нефтей пласта  $B_2$  бобриковского горизонта от месторождения Зольный Овраг на востоке к Заборовскому на западе. Особняком служит только нефть нижнего карбона месторождения Яблоневый Овраг с большим удельным весом и кинематической вязкостью, аномальным увеличением содержания нейтральных смол и асфальтенов, серы и значительным уменьшением выхода легких фракций до 300° С. Это явление автором в 1954 г. было объяснено разновременным формированием структур Жигулевского вала. Новые данные показывают, что аномальная характеристика нефтей каменноугольных отложений месторождения Яблоневый Овраг, вероятно, также связана с окисляющим влиянием пластовых вод и смешением нефтей девона и нижнего карбона (Максимов, 1955а).

В соответствии с качеством нефти и количеством растворенного в ней газа находится и такой показатель, как давление насыщения.

К сожалению, на Самарской Луке имелась возможность определить давление насыщения в залежах пласта  $B_2$  только в месторождениях Зольный Овраг, Стрельный Овраг и Карлово-Сытовском. Но и на их примере подтверждается зависимость давления насыщения от количества растворенного газа в соответствующей по качеству

нефти. В сторону погружения слоев происходит увеличение содержания тяжелых углеводородов и соответственно уменьшается содержание метана и азота. В самых погруженных залежах с легкой нефтью газ содержит наибольшее количество тяжелых углеводородов (рис. 49).

Давление насыщения и газовые факторы в залежах бобриковского горизонта закономерно уменьшаются по региональному подъему пластов. Аналогичная закономерность прослеживается по залежам нефти верхнего девона.

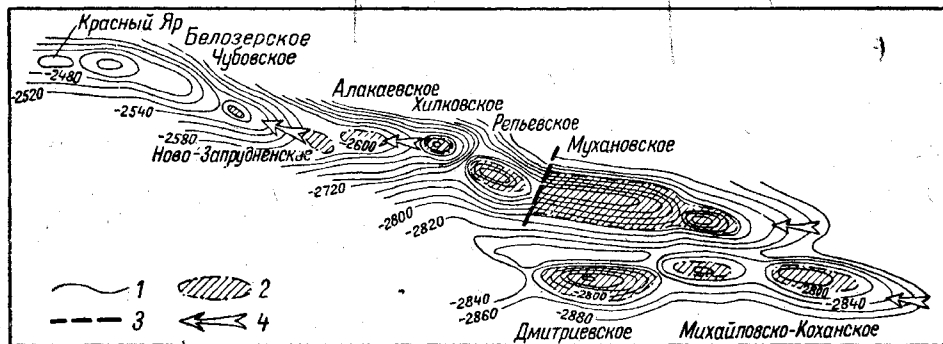


Рис. 53. Основное направление миграции нефти в отложениях пашийского горизонта Мухановской и Коханской тектонических зон (структурная карта по кровле горизонта составлена С. В. Самаровым и Э. П. Мироновым).

1 — изогипсы по кровле пашийского горизонта; 2 — залежи нефти в отложениях пашийского горизонта; 3 — предполагаемый сброс; 4 — направление миграции.

В направлении с востока на запад наблюдается подъем и кристаллического фундамента, и пластов всего осадочного комплекса. Так, абсолютные отметки (в м) кровли фундамента и осадочных отложений на различных месторождениях составляют:

	Бобриковский горизонт, пласт Б ₂	Пашийский горизонт	Кристаллический фундамент
Заборовское	—890	—	—1439
Сызранское	—892	—	—1431
Губинское	—944	—	—1458
Карлово-Сытовское	—998	—	—1560
Березовское	—1030	—	—1733
Яблоневый Овраг	—920	—1380	—1549—1596
Жигулевское	—	—1512	—1740
Стрельный Овраг	—990	—	—
Зольный Овраг	—985	—1610	—1862—1788

Эти данные показывают, что в области Жигулевского вала в первую очередь были заполнены самой легкой нефтью ловушки, приуроченные к структуре Зольный Овраг, а затем начался процесс заполнения ловушек каменноугольных отложений Стрельного Оврага

(по девону Жигулевской структуры). Указанный процесс продолжался вплоть до заполнения Сызранской и Заборовской структур. Этот вывод полностью увязывается с тем обстоятельством, что газовый фактор нефтей месторождений Зольный Овраг (верхний девон и нижний карбон) и Стрельный Овраг достигает 100—120 м³ на 1 т нефти, в то время как в более западных месторождениях он составляет всего 5—10 м³/т.

Процессы миграции нефти, а соответственно и заполнение ловушек, в девоне и карбоне происходили независимо один от другого. Возможно, заполнение верхнедевонских ловушек значительно опережало процесс миграции нефти в нижнекаменноугольных отложениях. Подтверждением наличия миграции нефти с востока может служить открытие залежи чрезвычайно легкой нефти (приближающейся к конденсату) в Криволюцком месторождении.

Таким образом, можно предположить, что миграция нефти происходила с востока на запад (см. рис. 52). Этот вывод полностью увязывается с геологическим строением и историей развития Жигулевского вала.

Основными нефтепроизводящими свитами востока Самарской Луки К. Б. Аширов (1954) считает отложения доманика, которые по разрезу опорной Узюковской скважины, в примыкающем участке Ставропольской депрессии развиты в глинисто-карбонатной фации. Для западной части нефтепроизводящими свитами являются глинисто-карбонатные породы фаменского яруса, вскрытые Сызранской опорной скважиной на площади депрессии. Следовательно, К. Б. Аширов приходит к выводу, что формирование залежей нефти на востоке Самарской Луки шло за счет подъема нефти по системе трещин из отложений доманика Ставропольской депрессии в коллекторы пашийского и саргаевского горизонтов Жигулевского вала. На западе, где дислокация пликативная, нефтепроизводящие осадки фаменского яруса не могут питать нефтью терригенный девон, а поэтому нефть здесь может поступать только в отложения карбона, с которыми и связана промышленная нефтеносность.

Проведенные геохимические исследования полностью исключают схематично намеченные К. Б. Ашировым условия формирования нефтяных месторождений Жигулевского вала и подтверждают основные выводы И. М. Губкина (19326), сформулированные им для месторождений Северо-Восточного Кавказа.

Нефть терригенной толщи верхнего девона и нижнего карбона образовалась в тех отложениях, в которых она залегают в настоящее время, а поэтому нет никаких оснований считать, что формирование залежей нефти в отложениях нижнего карбона связано с подтоком ее из девонских отложений в структуры по крупным крыльям.

Некоторые исследователи (З. Л. Маймин, К. Б. Аширов и др.) пытаются объяснить указанную закономерность действием пластовых вод, соленость которых возрастает с запада на восток, считая, что область питания пластовых вод месторождений Жигулевского вала расположена на западе этого вала и что их движение происходит

Увеличил Рельевское - 39

вниз по региональному падению пластов, т. е. в сторону Зольного Оврага. В соответствии с этим процесс окисления и осмоления нефтей в западных месторождениях на Самарской Луке происходит более интенсивно, чем в восточных. Нам кажется, что приведенное объяснение не убедительно и не дает положительного ответа на целый ряд вопросов.

Во-первых, если движение пластовых вод отложений нижнего карбона в направлении с запада на восток допустить еще можно, то не поддается объяснению выход пластовых вод в девонских коллекторах на поверхность только в зоне Воронежского свода.

Во-вторых, во многих месторождениях Жигулевского вала относительно более тяжелые нефти встречаются в скважинах, расположенных в восточных приконтурных зонах, а не наоборот, как можно было бы предполагать из приведенного объяснения. Кроме того, исследованиями М. В. Абрамовича (1941), В. С. Мелик-Пашаева (1955) и других установлено, что влияние пластовых вод на нефтяную залежь не распространяется на весь ее этаж, а ограничивается сравнительно небольшим слоем нефти в приконтурной зоне.

В-третьих, с востока на запад наблюдается не только утяжеление нефти, но одновременно закономерно уменьшаются газовый фактор и давление насыщения, которые, как известно, в большей степени характеризуют условия формирования залежей (В. С. Гассоу, 1955; А. И. Леворсен, 1958) и почти не зависят от вторичных влияний пластовых вод. Система может быть резко изменена только при переформировании или при разрушении залежей.

В-четвертых, предположение о движении пластовых вод с запада на восток делается на основании изучения современных гидрогеологических условий и не может исключать обратного движения вод во время формирования залежей нефти в отложениях верхнего девона и нижнего карбона.

Механическое перенесение современных гидрогеологических условий этого бассейна в прошлое может привести только к отрицательным результатам. Но даже если отбросить все сказанное и предположить, что движение пластовых вод в терригенной толще верхнего девона и нижнего карбона в момент формирования залежей нефти шло с запада на восток, то и в этом случае миграция ее, а следовательно, и дифференциация по ловушкам, вполне могли происходить по восстанию пласта, т. е. с востока на запад.

Как известно, по вопросу скорости стока пластовых вод существует несколько точек зрения. А. И. Силин-Бекчурин (1949) считает, что в пределах Жигулевского вала, на участке Заборовка — Ставрополь, скорость стока вод по пласту  $B_2$  бобриковского горизонта составляет 100 км за 0,5—0,8 млн. лет. М. И. Зайдельсон (1957, 1960) допускает скорости передвижения вод от 5 до 20 см/год, т. е. 50—200 км за 1 млн. лет. М. С. Кавеев и Б. В. Васильев (1956) определяют скорость движения вод на Ромашкинском месторождении в 9,125 см/год, или 100 км за 1,1 млн. лет, а между Ромашкин-

ским и Бавлинским месторождениями — в 12,77 см/год, или 100 км за 0,8 млн. лет.

К. Б. Аширов (1961) считает, что приведенные скорости чрезвычайно велики и неправдоподобны, так как при этих скоростях не должно образовываться застойных вод (рассолов). Если принять минимальную скорость в 5 см/год, то за период от верхнего палеозоя до настоящего времени (250 млн. лет) пластовые воды могли совершить путь в 12 500 км, т. е. промыть породы палеозоя от Урала до границ Поволжья минимум 25 раз. А между тем, в девонских и нижнекаменноугольных отложениях существуют высокоминерализованные воды.

Причину этого можно объяснить двояко. Во-первых, скорости движения пластовых вод в различное время геологической истории были, очевидно, неодинаковыми: на первых этапах формирования осадков и их диагенеза они были максимальными, а затем, по мере погружения Волго-Уральской нефтегазоносной области, уплотнения пород и нивелировки рельефа (в первую очередь областей питания), произошло значительное снижение скоростей движения пластовых вод, которое в девоне и частично в нижнем карбоне в настоящее время сведено к минимуму. Во-вторых, минерализация пластовых вод не может служить генетическим показателем их происхождения. Поэтому воды, залегающие в терригенных отложениях девона, не могут считаться ювенильными, они заведомо вторичные по отношению к породам, в которых находятся сейчас.

Так, например, воды юрских отложений Северо-Восточного Кавказа (Сухарев, 1961) представляют рассолы с высокой минерализацией (от 245,96 до 999,43 мг-экв на 100 см³) и относятся к хлоркальциевому типу, к хлоридной группе и натриевой подгруппе. Минерализация пластовых вод нижнемеловых отложений в северной части южного склона эпигерцинской платформы достигает 2250 мг-экв на 100 см³ (почти в три раза выше вод девонских отложений), воды относятся к хлоркальциевому типу. Наконец, известны случаи нахождения хлоркальциевых вод в четвертичных отложениях.

Таким образом, следует признать, что процесс обновления пластовых вод в течение геологической истории развития Волго-Уральской области совершался неоднократно, но скорости их движения постепенно падали. Следовательно, нет необходимости допускать большого промежутка времени для формирования и природных рассолов. Особенно хорошо это подтверждается характеристикой вод в пределах Жуковского и Ивановского месторождений (см. гл. VIII), где на поверхность выходят воды, минерализация которых в 1^{1/2} раза выше вод девонских отложений. Появление высокоминерализованных вод в зоне свободного водообмена можно объяснить тем, что воды девонских или каменноугольных отложений при движении по тектоническим разломам обогащаются за счет легкорастворимых солей и появляются в пермских отложениях уже более высокоминерализованные, чем рассолы девонских отложений.

В различных стратиграфических комплексах палеозойских отложений по вертикальному разрезу и по площади Жигулевского вала можно выделить три геогидродинамические зоны: верхнюю (активного свободного водообмена), среднюю (затрудненного водообмена) и нижнюю (отсутствие водообмена или застойного водного режима). Наиболее благоприятными условиями для скопления и сохранения нефти в различных стратиграфических комплексах палеозоя являются зоны отсутствия водообмена. После формирования залежей к самому благоприятному относится застойный режим вод. Следовательно, в терригенных отложениях верхнего девона и нижнего карбона Жигулевского вала имеются благоприятные гидрогеологические условия как для формирования, так и для сохранения залежей нефти.

Опыты В. А. Краюшкина (1959) показали, что дифференциация флюидов происходит в движущемся потоке, легче, чем в статической неподвижной системе. Поэтому, если движение пластовых вод и направление миграции углеводородов совпадают, то создаются максимально благоприятные условия для передвижения нефти по региональному подъему пластов. При противоположном знаке движения воды и нефти возможны два случая: если скорость движения вод небольшая и не достигает «критической», то миграция и по региональному подъему пласта возможна; в случае же превышения «критической» скорости воды будут уносить своим потоком нефть вниз по региональному падению пласта. Возникает вопрос: какие же скорости воды можно считать «критическими»?

При совместном движении в резервуаре струи нефти и воды они будут оказывать взаимное влияние на скорость движения. Вода может либо замедлить, либо ускорить движения нефти. Наибольшее влияние будет сказываться на пограничном слое воды и нефти, а затем распространяться далее на толщину всего слоя. Для решения поставленного вопроса может быть использовано уравнение движения вязких жидкостей Навье — Стокса. С помощью этого уравнения могут быть выявлены граничные условия влияния движения воды на скорость миграции нефти в пластовых условиях.

Для решения задачи приняты следующие условия.

1. Коллектор, ограниченный в подошве и кровле непроницаемыми породами.
2. Соотношение в пласте струй нефти и воды таково, что толщина струи воды во много раз больше толщины струи нефти.
3. Толщина струй воды и нефти и мощность пласта выдержаны.
4. Все поверхности раздела параллельны и наклонены под углом  $\alpha$ .
5. Начало координат для расчета принято в кровле пласта. Положительное значение (по оси  $X$ ) принято по направлению движения воды. Ось  $Y$  направлена по простиранию пласта, ось  $Z$  — нормально к напластованию.

6. Задача рассматривается как одномерное движение в направлении оси  $X$ . Компоненты скоростей в других направлениях равны

нулю, т. е.  $V_y = 0$ ;  $V_z = 0$ ;  $V_x = 0$  — независимо от  $X$ , но изменяется по оси  $Z$ .

Решение этой задачи (выполненное П. Л. Антоновым) показало, что «критическая» скорость в пластах должна быть равной  $0,2$  см/сек при толщине струйного потока нефти в  $1$  см и  $20$  см/сек при толщине струи в  $10$  см. Иначе говоря, для того чтобы вода в пластовых условиях могла остановить всплытие нефти, или даже увлечь ее в своем потоке, необходима скорость порядка  $n \cdot 10^1$  см/сек, в то время как реальные скорости движения воды в пластовых условиях —  $n \cdot 10^{-7}$  см/сек — на 6—7 порядков меньше.

Таким образом, можно считать установленным, что геологические условия для миграции нефти с востока на запад по региональному подъему пластов нижнего карбона и верхнего девона в пределах Жигулевского вала были весьма благоприятными.

Наиболее изученными структурами, осложняющими Мухановскую тектоническую зону, являются Красноярская, Белозерская, Чубовская и Мухановская. По материалам изучения этих структур может быть сделано заключение об общих закономерностях тектонического строения рассматриваемой зоны. Тектоническое строение данного района приводится ниже по К. Б. Аширову, который любезно предоставил нам эту возможность.

Аналогично Жигулевскому валу тектоническая зона асимметрична, с крутым северным крылом и имеет ступенчатое строение, что подтверждается смыканием структур в периклиналильных зонах. Кроме ступенчатости, отмечаемой между структурами по оси, на юго-востоке зона, по-видимому, претерпевает сложные смещения, о чем, однако, в настоящее время можно говорить лишь предположительно. Сложное строение центральной части зоны подчеркивается характером сопряжения структур Ново-Запрудненской с Алакаевской и Хилковской с Репьевской.

По структурной карте, составленной по кровле калиновской свиты верхней перми, видно, что Ново-Запрудненское поднятие ориентировано с северо-запада на юго-восток. Характер соотношения направления оси структуры с ориентировкой крутого крыла показывает, что Красноярско-Белозерская ветвь зоны восточнее Чубовки меняет направление простирания с широтного на юго-восточное. Характер расположения ветви зоны на участке Алакаевка — Хилково, ориентированной под углами  $65$ — $70^\circ$  к оси Ново-Запрудненской структуры, показывает, что здесь имеем дело либо с резкой виргацией ветви зоны, либо с пересечением ее другой дислокацией, поперечно ориентированной, к которой и приурочены Алакаевская и Хилковская структуры. В свою очередь, Репьевско-Мухановская ветвь сложно, кулисообразно сопряжена с Алакаевско-Хилковской ветвью.

В настоящее время трудно сделать какие-либо утвердительные выводы, но возможны три варианта толкования: 1) Ново-Запрудненская ветвь является продолжением Репьевско-Мухановской

структуры, что нами и принято пока условно; 2) Ново-Запрудненская ветвь является продолжением Георгиевского и Дмитриевского поднятий; 3) восточное продолжение Ново-Запрудненской ветви приурочено к промежутку между Мухановской и Дмитриевской структурами, т. е. последние должны сочленяться с Михайловско-Коханским поднятием.

Как отмечалось выше, связь Жигулевского вала с тектоническими зонами, располагающимися восточнее, не выявлена. Сочленяется ли вал с Коханской тектонической зоной или с западной оконечностью Мухановской зоны, не установлено. В пределах Заволжья выделяется Волго-Сокская и Водинская структуры с промышленной залежью нефти, первой в отложениях девонской системы, а во второй, в бобриковском горизонте (пласт  $B_2$ ).

Данные бурения на Водинской структуре показали, что Красноярская структура по пласту  $B_2$  ступенчато опущена относительно Водинской почти на 200 м.

На основании сопоставления мощностей разновозрастных пород в скважинах, пробуренных в пределах сводовых участков структур и за крутым крылом Красноярской структуры, устанавливаются как время, так и основные этапы ее формирования.

В частности, для структуры Зольный Овраг этапы формирования Жигулевской дислокации установлены по скв. 140, пробуренной в пределах Ставропольской депрессии, в 1 км к северу от Зольного. Сопоставление разрезов показывает, что появление крутого крыла Жигулевского вала произошло в основном в конце саргаевского времени, причем формирование его непрерывно продолжалось почти до конца фаменского века.

Амплитуда крутого крыла дислокации в первый этап ее формирования достигла 241 м.

Поскольку мощности осадков карбона, перми и, возможно, мезозоя как в пределах Самарской Луки, так и в примыкающей депрессии примерно равны, а современная амплитуда смещения по отложениям верхнего палеозоя превышает 700 м и по девону составляет 930—970 м, следует признать, что второй этап формирования дислокации относится к послепалеозойскому времени.

К аналогичным выводам можно прийти и при анализе условий формирования структур Мухановской тектонической зоны.

Первый этап формирования крутого крыла в Красноярской структуре относится также к периоду времени от саргаевского до турнейского века, когда амплитуда его достигла 40 м. Далее до конца палеозоя, мощности осадков как в пределах структуры, так и за крутым крылом одинаковы, что указывает на отсутствие дифференциальных движений участков, сопряженных с крутым крылом.

Поскольку современная амплитуда крутого крыла по кровле швагеринового горизонта составляет около 50 м, а от кровли швагеринового горизонта до кыновского горизонта почти 90 м, несомненно и здесь второй этап формирования дислокации следует отнести к послепалеозойскому времени.

Аналогичные данные получены для Белозерской и Чубовской структур.

К первому этапу формирования дислокации следует отнести и блоковые дифференциальные движения ее отдельных структурных участков. За счет их в данный период участок Белозерской структуры опустился относительно структуры Красный Яр на 150 м, что к концу фаменского века скомпенсировалось соответствующим ростом мощности осадков. В свою очередь, западная половина Чубовской структуры опустилась на 100 м ниже Красноярской, но на 50 м превышала участок Белозерской структуры. Восточная часть Чубовской структуры опускалась более интенсивно, в результате чего превышение мощности разновозрастных осадков относительно западного участка здесь составило 33 м.

В связи с отсутствием полных данных для центральной части зоны можно сделать лишь общие выводы о единстве этапов ее формирования. При этом не исключено, что здесь также имели место не равномерные, а дифференциальные движения отдельных структурных участков.

В настоящее время наблюдается общее погружение Мухановской тектонической зоны с запада на восток (табл. 18).

Таблица 18

Соотношение структур Мухановской тектонической зоны (по К. Б. Аширову)

Структуры	Абсолютная отметка кровли, м				Разница мощностей отложений между:	
	пашийского горизонта	пласта D I	репера N нижнего карбона	пласта B ₂	репером N и кровлей пашийского горизонта I	пластами D I и B ₂
Красноярская . . . . .	-2368	—	-1469	-1470	899	—
Белозерская . . . . .	-2550	—	-1497	-1506	1053	—
Чубовская . . . . .	-2458	-2454	-1489	-1514	969	940
Алакаевская . . . . .	-2588	-2601	-1686	-1675	906	890
Хилковская . . . . .	-2581	-2590	-1805	-1825	776	765
Решевская . . . . .	-2643	-2645	-1948	—	690	—
Мухановская . . . . .	—	-2690	—	-1970	—	702
Зольный Овраг . . . . .	-1570	—	-953	—	617	—

Как отмечалось, Мухановская тектоническая зона Жигулевско-Пучагевского свода ступенчато опущена относительно Жигулевского вала. Величина уступа по кровле пашийского горизонта составляет в районе Зольного Оврага около 950 м, восточнее, между Красноярской и Волго-Сокской структурой — около 400 м.

Таким образом, Мухановская тектоническая зона по отложениям терригенного девона максимально приподнята в Красном Яре,

затем, на фоне общего погружения к востоку, она относительно опускается к Белозерке, вновь поднимается к Чубовке, опускается в Алакаевке, весьма незначительно поднимается в Хилков и, наконец, резко погружается в Репьевке и Муханово.

Несомненно, что и южная, Коханская зона, также осложнена аналогичными последовательными погружениями и поднятиями, хотя подтверждающих это данных пока мало.

В свою очередь, Мухановская тектоническая зона представляет следующую ступень в области севернее Мелекесс-Радаевской впадины. Это подтверждается наличием у нее крутого крыла с установленной амплитудой по кровле пашийского горизонта в Красном Яре около 80 м и в Муханово около 100 м.

Наличие уступов в фундаменте и в осадочном комплексе выявлено в последнее время и на Орлянской площади, расположенной к северу от Мухановской зоны.

На основании структурных карт по кровлям пласта  $D_1$ , пласта  $B_2$  бобриковского горизонта и башкирского яруса в пределах месторождений зоны устанавливается общее соответствие структур всех стратиграфических этажей. При этом с глубиной резкость структур возрастает и усложняется их конфигурация. Так, длина Алакаевской структуры по девонским отложениям в пределах указанных границ 3 км, ширина 1,7 км; длина структуры по нижнему карбону 3,8 км, ширина 2 км; длина структуры по кровле башкирского яруса 4 км, ширина 3 км.

По всем структурным поверхностям отмечается закономерное увеличение угла падения пластов крутого северо-западного крыла с глубиной. Так, угол падения пластов в девоне на северо-западном крыле  $3^\circ$ , в нижнем карбоне  $2^\circ 50'$  и по кровле башкирского яруса  $1^\circ 50'$ .

На юго-восточном крыле угол падения пластов девона, нижнего карбона и башкирского яруса примерно одинаков и равен  $2^\circ 30'$ .

Наибольшей крутизной падения отличается участок северо-восточной периклинали, где пласты падают под углами до  $3^\circ 30'$ .

Исключительный интерес представляет характер нефтеносности структур Мухановской зоны.

По имеющимся данным, намечается многоэтажный характер нефтенасыщения почти всех структур. Так, отложения пашийского горизонта промышленно нефтеносны в Чубовском, Ново-Запрудненском, Алакаевском, Хилковском, Мухановском и Восточно-Черновском месторождениях. На восточном продолжении зоны в Репьевском и Мухановском месторождениях залежи пашийского горизонта представляют важнейшие объекты разработки.

Отложения турнейского яруса опробованы и оказались промышленно нефтеносными в месторождениях Красноярском, Белозерском и Чубовском. В Мухановском месторождении залежи нефти приурочены к отложениям малиновского надгоризонта, а в отложениях турнейского яруса залежь нефти не обнаружена.

На всех структурах (кроме Репьевской и Восточно-Черновской) доказана высокая продуктивность пласта  $B_2$ , которому в Мухановском месторождении соответствует залежь в песчаной пачке I пласта нижнего карбона.

Кроме того, на западных структурах (Красноярской, Белозерской, Чубовской, Алакаевской и Хилковской) по керновым и геофизическим данным нефтеносны отложения башкирского яруса и верейского горизонта. Опробование залежей башкирского яруса в Красноярском, Алакаевском и Хилковском месторождениях подтвердило их большое промышленное значение.

Следовательно, в распределении нефтегазосности по месторождениям зоны устанавливается определенная закономерность:

а) нефтегазосность кунгурских отложений установлена в месторождениях восточной части зоны. Промышленная залежь газа и нефти в калиновской свите отмечена локально в Мухановском месторождении;

б) промышленная нефтеносность башкирского яруса и верейского горизонта установлена в месторождениях западной части зоны. В отложениях башкирского яруса залежи нефти прослеживаются к востоку до Хилковского месторождения, а в верейском горизонте — только до Чубовского;

в) промышленные залежи нефти в отложениях малиновского надгоризонта приурочены только к восточным частям зон — Мухановскому, Михайловско-Коханскому, Дмитриевскому месторождениям, а нефтеносность турнейского яруса, наоборот, доказана в месторождениях западной части Мухановской зоны (Красноярское, Белозерское, Чубовское, Хилковское месторождения). Основные запасы нефти в отложениях нижнего карбона приурочены к Мухановскому и Красноярскому месторождениям;

г) нефтеносность бобриковского горизонта прослеживается регионально, кроме структур Репьевской, Восточно-Черновской, Ново-Ключевской, Дмитриевской *, Михайловско-Коханской *, расположенных по соседству с Мухановским месторождением с запада, востока и юга;

д) промышленная нефтеносность в терригенной толще девона тяготеет к месторождениям восточной части зоны. Основные запасы сосредоточены в Мухановской и Репьевской структурах.

Наиболее выдержанными коллекторами являются, так же как и в Жигулевском валу, коллекторы бобриковского горизонта (пласт  $B_2$ ) и пашийского горизонта, обладающие хорошей пористостью и проницаемостью.

По региональному падению слоев пашийского горизонта можно отметить определенную закономерность. С запада на восток (от Чубовского к Мухановскому месторождениям) резко возрастает (в 13 раз) газовый фактор, более чем в 3 раза увеличивается давление насыщения. В этом же направлении изменяются свойства нефти: умень-

* Месторождения находятся в другой тектонической зоне.

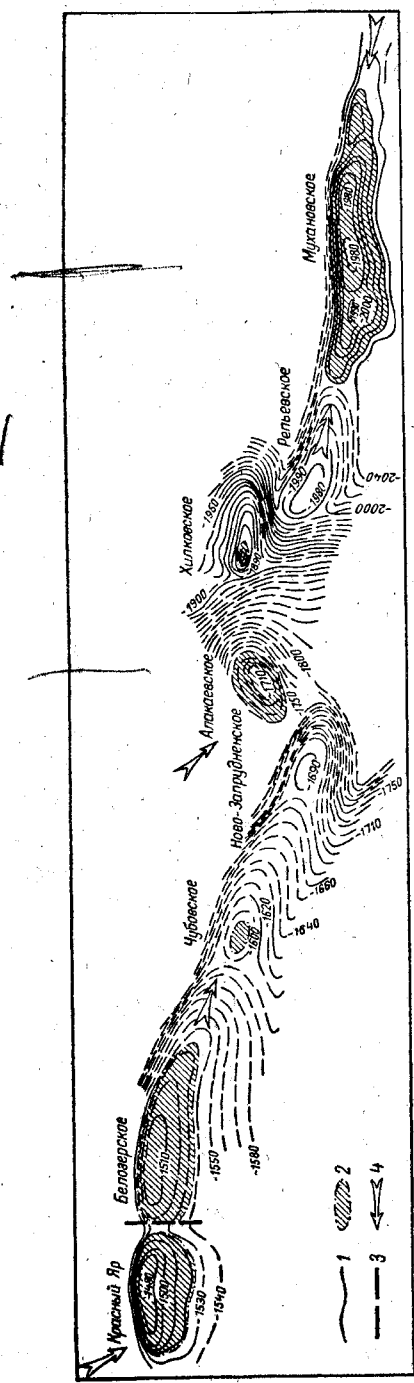


Рис. 54. Основное направление миграции нефти в отложениях бобриковского горизонта Мухановской тектонической зоны. Структурная карта составлена Л. П. Задовым и В. И. Калининим.  
 1 — изогонсы по кровле бобриковского горизонта; 2 — залежи нефти в отложениях бобриковского горизонта; 3 — предполагаемый разлом; 4 — направление миграции.

шается ее удельный вес, резко снижается содержание серы, смол и асфальтенов, возрастает содержание парафина и выход легких фракций (с 45,5 до 58,5%). Аналогичная закономерность отмечается также по пласту D_{II} пашийского горизонта Рельевского и Мухановского месторождений, однако диапазон колебания упомянутых параметров значительно меньше, ибо нефти этих двух залежей, как по свойствам, так и по условиям залегания, очень близки. По приведенным, далеко неполным данным очень трудно установить направление миграции нефти и условия формирования залежей в отложениях пашийского горизонта. По мере получения результатов опробования залежей пашийского горизонта в Хилковском, Алакаевском и Ново-Запрудненском месторождениях, установленная направленность в изменении геохимической характеристики нефти и растворенных газов будет в значительной мере уточнена и проверена. При отсутствии данных по трем месторождениям центральной части зоны, но при сохранении в дальнейшем выявленной тенденции в изменении свойств нефти и растворенных газов, а также, принимая во внимание характер распределения залежей и их запасов по месторождениям зоны, можно сделать сугубо предварительное предположение, что основное

направление миграции нефти в пашийском горизонте было по региональному подъему слоев с востока, юго-востока на запад, северо-запад (рис. 53). Формирование залежей нефти Мухановской зоны в терригенной части верхнего девона происходило самостоятельно и не зависимо от месторождений Жигулевского вала.

Кровля пласта B₂, к которому приурочены основные залежи нефти Мухановской зоны, погружается с запада на восток на 500 м. По сравнению с его положением на месторождении Зольный Овраг, где максимальная отметка кровли B₂ — 980 м, пласт B₂ в Мухановской зоне погружен также почти на 500 м. В пределах самой зоны наблюдается погружение ловушек одна относительно другой с запада на восток, так же как в Жигулевском. Вполне естественно было ожидать аналогичную дифференциацию нефтей от месторождения к месторождению и в общем значительное их «облегчение» по региональному погружению пластов.

В ряде месторождений к востоку от Красноярского на фоне общего погружения структур наблюдается соответственное понижение водо-нефтяных контактов во всех приуроченных к ним залежам (табл. 19). Несмотря на то, что ловушки Мухановской зоны значительно погружены по сравнению с таковыми в Жигулевском вале, давление насыщения в пласте B₂ значительно ниже (почти в 2 раза) по сравнению с давлением в Зольном Овраге; резко уменьшается и количество растворенного в нефти газа: если в Зольном Овраге газовый фактор 97,8 м³/т, то в Красноярском он составляет 40,8 м³/т и в Белозерском 26,93 м³/т.

Нефти всех трех месторождений мало различаются, а по сравнению с нефтью Зольного Оврага они несколько тяжелее, более вязкие, сернистость несколько выше, но содержание смол, асфальтенов и парафина значительно выше, чем в Зольном Овраге; газовый фактор изменяется параллельно давлению насыщения.

По месторождениям характеристика нефти изменяется с запада на восток. Однако это изменение идет неравномерно, а претерпевает отклонения, в результате чего выделяются две группы месторождений: Красноярское — Чубовское и Алакаевское — Мухановское.

Если сопоставить характеристики нефтей бобриковского горизонта Мухановской тектонической зоны и Жигулевского вала, то становится ясно, что общая закономерность в изменении характера нефти, количества и качества растворенного в ней газа и давления насыщения в зависимости от современного регионального погружения пласта B₂ не сохраняется. В пределах Жигулевского вала уменьшение удельного веса нефти и увеличение содержания тяжелых углеводородов в растворенном газе происходит в сторону регионального погружения бобриковского горизонта (с запада на восток). В Мухановской зоне устанавливается обратная закономерность: по региональному падению пласта B₂ от Красноярского к Чубовскому и от Алакаевского к Мухановскому месторождениям

увеличить Рельевское 39-6



Таблица 19

Характеристика физических и гидродинамических параметров по пластам месторождений Мухановской тектонической зоны и месторождения Зольный Овраг

Месторождения	Коэффициент пористости, %	Проницаемость, мд	Абс. отметка кровли пласта, м	Абс. отметка водо-нефтяного контакта, м	Пластовое давление, ат	Пластовая температура, °С
Пласт $B_2$						
Зольный Овраг . . . . .	0,23	2400	-973	-1020	117	26
Красноярское . . . . .	0,22	2000	-1470	-1521	177	35
Белозерское . . . . .	0,21	1000	-1506	-1535—1541	177	35
Чубовское . . . . .	0,21	1200	-1514	-1544—1553	177	35
Алакаевское . . . . .	—	—	—	—	Около 215	41
Хилковское . . . . .	—	—	—	Ниже -1841	—	—
Мухановское . . . . .	0,20	1450	-1970	-2030	236	46
Пласты $D_I$ и $D_{II}$						
Зольный Овраг ( $D_I$ ) . . . . .	0,20	350	-1570	-1600	180	47,5
Чубовское » . . . . .	0,18	300	-2454	-2467	284	55
Алакаевское » . . . . .	—	—	—	-2606	—	—
Хилковское » . . . . .	—	—	—	Ниже -2605	—	—
Репьевское ( $D_{II}$ ) . . . . .	—	—	—	Ниже -2675	320	70
Мухановское ( $D_I$ ) . . . . .	0,061	71	-2690	-2786	332	72
» ( $D_{II}$ ) . . . . .	0,16	200	-2710	-2786	332	72

(с запада на восток) наблюдается увеличение удельного веса нефти и содержания метана в газах.

Любопытно отметить закономерности в изменении давлений насыщения в пласте  $B_2$  по месторождениям зоны. В пределах единой тектонической зоны по восстанию пластов в ловушках, содержащих нефть, должно наблюдаться постепенное уменьшение газового фактора и давления насыщения (как это наблюдалось в пределах Жигулевского вала). Однако в рассматриваемой по двум выделенным группам месторождений зоне наблюдается как раз обратная закономерность. Кроме того, в крайней восточной залежи первой группы, в Чубовском месторождении, нефти оказываются тяжелее, а газы легче, чем в Алакаевском, крайней западной залежи второй группы (см. рис. 50).

В соответствии с принципом формирования залежей по схеме дифференциального улавливания должна была бы наблюдаться обратная закономерность.

Вследствие недостатка геологических данных, в настоящее время построить палеотектонические профили для Мухановской тектонической зоны не представляется возможным. Однако, может быть в момент формирования залежей нефти бобриковского горизонта

региональный наклон пластов в этой зоне был с востока на запад, а выделенные группы месторождений находятся в разных зонах нефтегазоаккумуляции.

Подтверждением высказанной мысли является существенное изменение мощностей отложений верхнего девона и нижнего карбона. Судя по изменению мощностей отдельных свит в данном районе, можно предполагать изменение направления регионального наклона пластов в нижнем карбоне. Как отмечалось ранее, кровля пашийского горизонта и пласта  $B_2$  бобриковского горизонта от Красноярского месторождения постепенно погружается на восток, к Мухановскому. Однако дифференциальный характер тектонических движений во время отложения осадков верхнего девона и нижнего карбона имел, очевидно, обратный знак. Если проанализировать разность мощностей отложений между кровлей пашийского горизонта и репером N нижнего карбона (или между пластами  $D_I$  и  $B_2$ ), то оказывается, что наибольшая мощность приходится на район Белозерского месторождения (1053 м), а наименьшая приурочена к Мухановскому (702 м). При этом мощность этих отложений закономерно увеличивается с востока на запад. Обращает на себя внимание тот факт, что мощность карбонатной части верхнего девона и нижнего карбона (включая турнейский ярус, 400-метровую толщу малиновского надгоризонта и бобриковский горизонт) в Мухановском месторождении только на 85 м превосходит мощность соответствующих отложений в Зольном Овраге (617 м). Известно также, что Сокско-Мухановский выступ кристаллического фундамента (так же как и Жигулевский вал) в верхнем девоне испытывал восходящие движения, в то время как район Белозерки и Красного Яра (судя по мощностям) имел устойчивое погружение вплоть до нижнего карбона включительно. Таким образом, анализ мощностей отложений верхнего девона и нижнего карбона показывает наличие регионального погружения пород нижнего карбона с востока на запад, от Мухановского месторождения к Белозерскому. Позднее, возможно, к концу верхнего карбона, устойчивое погружение сменилось восходящими движениями. Подъем западной части Мухановской тектонической зоны продолжался также в пермский период, в то время как восточная ее часть была вовлечена в устойчивое погружение. Следовательно, в пределах месторождений Мухановской тектонической зоны региональный наклон пластов в нижнекаменноугольную эпоху был с востока на запад, а в пермский период — с запада на восток.

Из приведенных фактических данных следует, что формирование залежей нефти в бобриковском горизонте шло в направлении с северо-запада на юго-восток. При этом миграция нефти в отложениях нижнего карбона происходила по двум самостоятельным направлениям: от Красноярской структуры к Чубовской и от Алакаевской структуры к Мухановской. Формирование залежей нефти в этих двух группах структур совершалось независимо одна от другой (см. рис. 54).

Приуроченность залежей нефти турнейского, башкирского ярусов и верейского горизонта к месторождениям западной части Мухановской тектонической зоны показывает, что образовавшийся региональный подъем слоев в конце верхнего девона сохранял свое направление до среднего карбона включительно. Инверсия регионального наклона слоев, которая, очевидно, произошла позднее карбона, прервала миграцию нефти с северо-запада на юго-восток, происходившую при формировании залежей нефти в башкирском ярусе и верейском горизонте. Безусловно, это предположение должно быть проверено геохимическими исследованиями нефтей и газов по мере опробования открытых залежей в отложениях среднего карбона. Если оно подтвердится геохимическими данными, то становится понятным, почему в песчаных коллекторах верейского горизонта на Мухановском и некоторых других месторождениях восточной части зоны отсутствуют залежи нефти. Очевидно, основной миграционный поток нефти в отложениях среднего карбона с северо-запада не успел пройти до этих структур и был прерван изменением направления регионального падения слоев, либо вообще нефти было недостаточно для заполнения всей цепи ловушек в этих отложениях. Формирование залежей нефти и газа в пермских отложениях целесообразно рассмотреть совместно с месторождениями восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода. Заканчивая рассмотрение условий формирования залежей нефти в Мухановской тектонической зоне, следует отдельно остановиться на Мухановском месторождении и на формировании залежей нефти в отложениях малиновского надгоризонта.

Геохимические исследования показали, что нефти и растворенные в ней газы малиновского надгоризонта по свойствам несколько отличаются от нефтей бобриковского горизонта. Одновременно устанавливается их резкое различие от нефтей и газов пашийского горизонта и живетского яруса.

По данным Р. О. Хачатряна (1957), Мухановская структура была заложена еще в девонский период, рост ее продолжался в каменноугольный и пермский периоды. Следовательно, ко времени образования нефти в девонских и нижнекаменноугольных отложениях здесь уже имелась структурная ловушка, благоприятная для ее скопления. При этом следует учесть, что рост данной структуры тесно связан с подъемом погребенного Сокско-Мухановского выступа кристаллического фундамента, который имел длительный и устойчивый характер. Указанные восходящие движения погребенного выступа фундамента максимально проявлялись в Мухановском районе в девоне и нижнем карбоне. В течение этого отрезка времени Мухановская структура была приподнята значительно выше, чем соседние структуры с востока и юга. Следовательно, формирование залежей нефти в девонских отложениях и малиновском надгоризонте в Мухановском месторождении могло происходить за счет миграции ее с востока, юго-востока. Не исключено, что в формировании залежей нефти бобриковского горизонта Мухановского место-

рождения принимала участие миграция нефти с востока, юго-востока, но это направление миграции, вероятно, имело местный характер и не распространялось на структуры, расположенные западнее Мухановской. Между тем известно, что в I пласте Мухановского месторождения сосредоточены основные промышленные запасы, в то время как в соседних месторождениях этот пласт обводнен или содержит в нижней части горизонта непромышленные залежи (Дмитриевское). Нам представляется, что причиной последнего обстоятельства является переформирование залежей. Длительный подъем погребенного выступа фундамента привел к значительному росту Мухановской структуры и к частичному раскрытию по бобриковскому горизонту Восточно-Черновского, Михайловско-Коханского, Дмитриевского и Репьевского поднятий, расположенных на его склонах. Е. Л. Пештич возможное время образования залежей в пластах II, III и IV нижнего карбона Мухановского месторождения устанавливает по давлениям насыщения соответственно: башкирский век и кашпирское время московского века.

Следовательно, переформирование залежей и переток нефти из соседних структур в Мухановскую ловушку произошел, очевидно, в послесреднекаменноугольное время.

Анализ условий формирования залежей нефти в пределах месторождений Жигулевского вала и Мухановской тектонической зоны дает возможность сделать следующие выводы.

1. Формирование нефтяных месторождений Жигулевского вала в терригенных толщах верхнего девона и нижнего карбона происходило за счет внутривулканической миграции нефти с востока на запад, в сторону регионального подъема палеозойских пород.

2. Формирование залежей нефти Мухановской тектонической зоны в терригенной толще девона и в отложениях малиновского надгоризонта происходило, очевидно, с востока на запад, а в продуктивных толщах нижнего карбона и среднего карбона региональная миграция нефти, по-видимому, шла с северо-запада на юго-восток по древнему подъему слоев в этом направлении.

3. При наличии регионального подъема пластов наиболее погруженные ловушки улавливают самые легкие углеводороды, образуя нефтяные залежи с высоким содержанием растворенного газа. Последующие ловушки, вверх по направлению регионального подъема пластов, заполняются более тяжелой нефтью. Однако нефть погруженной ловушки более легкая, чем нефть в соседней приподнятой ловушке. Если же нефти недостаточно для полного заполнения всех ловушек, то самые верхние из них (верейский горизонт в Мухановском месторождении) могут содержать только воду. Установленная закономерность будет иметь место только в том случае, если процесс образования ловушек опередил процесс миграции углеводородов, а коллекторские свойства продуктивных отложений регионально выдержаны по площади и по разрезу.

4. Формирование залежей нефти в терригенной толще нижнего карбона в месторождениях западной части Жигулевского вала

(от Новоспасского на востоке до Верхозимского на западе) происходило за счет местной миграции нефти из прилегающих впадин, незначительных по своим размерам и при ограниченной мощности возможных нефтематеринских толщ.

5. В терригенно-карбонатной толще среднего карбона в месторождениях Сызранское и Зольный Овраг залежи нефти формировались за счет местной миграции из прилегающих синклиналей, в которых мощность возможных нефтематеринских толщ была весьма ограниченной.

6. В пределах Жигулевского вала изменение свойств нефтей и растворенных газов по региональному падению палеозойских отложений совпадает с общим возрастанием минерализации пластовых вод в этом же направлении.

В Мухановской тектонической зоне изменение геохимической характеристики нефтей и газов не соответствует изменению характеристики пластовых вод с запада на восток. Очень показательны также изменение свойств нефтей и газов по разрезу палеозойских отложений в Коханской тектонической зоне, где нефти вниз по разрезу становятся легче, а газы — тяжелее, в то время как пластовые воды по всему разрезу не претерпевают существенных изменений. Следовательно, наблюдаемые закономерности в изменении свойств нефтей по региональному подъему слоев являются следствием условий их формирования. Вторичное влияние пластовых вод на сформировавшиеся залежи ограничено и только в отдельных случаях приводит к нарушению генетических закономерностей (например, месторождение Яблоневый Овраг).

## ГЛАВА VIII

### НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ВОСТОЧНОГО ПОГРУЖЕНИЯ ЖИГУЛЕВСКО-ПУГАЧЕВСКОГО СВОДА

Геологическое строение восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода изучено слабо. Глубоким разведочным бурением наиболее детально в пределах всех тектонических зон (Самаркинской, Городецко-Жуковской и Малокинельской), осложняющих восточное погружение Жигулевско-Пугачевского свода, исследован только верхнепермский структурный план. Нефтегазоносность пермских отложений прослежена регионально, в то время как нефтегазоносность каменноугольных и девонских находится в начальной стадии изучения в пределах одной — четырех площадей Самаркинской тектонической зоны. В связи с этим анализ фактического материала в данной главе в основном производится только по отложениям пермской системы.

#### УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В пределах восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода выявлено 28 месторождений нефти и газа, к которым приурочено 73 залежи, в том числе 28 газовых, 16 газо-нефтяных и 29 нефтяных. Западнее Неклюдовского месторождения сравнительно недавно открыты Подгорненское и южнее Долматовского — Борское месторождения (рис. 55).

Распределение залежей нефти и газа по разрезу палеозойских отложений приведено на рис. 56.

#### Описание продуктивных горизонтов

До последнего времени промышленные скопления нефти и газа описываемой территории были выявлены в отложениях пермской системы и только в 1959—1962 гг. установлены залежи нефти в каменноугольных (средний и нижний карбон) и девонских (средний девон) отложениях.

## Пермская система

Нефтегазоносность в отложениях пермской системы выявлена в калиновской свите казанского яруса, уфимском, кунгурском, артинском и сакмарском ярусах.

Калиновская свита ( $P_2\ kz\ kl$ ) представлена карбонатными породами — известняками и доломитами, местами с глинистыми прослоями.

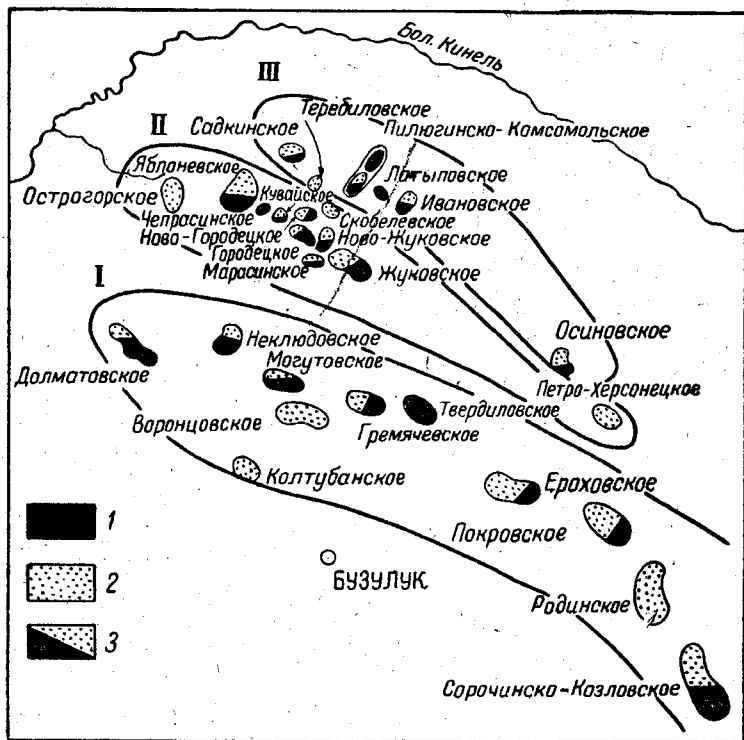


Рис. 55. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода.

I—III тектонические зоны: I — Самаркинская, II — Городецко-Жуковская, III — Малокинельская; 1—3 — месторождения: 1 — нефтяные, 2 — газовые, 3 — газо-нефтяные.

Продуктивная часть свиты залегает на глубинах 450—507 м и сложена доломитами, доломитовыми известняками кристаллическими, реже оолитовыми, с редкими прослоями известняков, в различной степени обогащенными глинистым материалом. На Ероховском месторождении Самаркинской тектонической зоны выявлены прослой алевролитов и мелкозернистых плотных песчаников, залегающие среди глин и мергелей.

Зоны	Место-рожде-ния	Продук-тивные комплексы	В том числе:	
			газ	нефть
Самаркинская	Долматовское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Неклюдовское	$P_2\ kz\ kl$	2	1
	МагUTOBское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Колтубанское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Калтубанское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	МогUTOBское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Гремячевское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Тврдиловское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Ероховское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Локровское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Радинское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Козловское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
Городецко-жуковская	Петра-Херсонцеиное	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Осиновское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Покровское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Ероховское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Локровское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Радинское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Козловское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Петра-Херсонцеиное	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Осиновское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Покровское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Ероховское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Локровское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
Мало-кинельская	Сорочинско-Козловское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Яблоневское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Чепрасинское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Кувайское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Сковелевское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Ново-Жуковское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Ново-Городецкое	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Марасинское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Жуковское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Ново-Городецкое	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Жуковское	$P_2\ kz\ kl$	1	1
	Ново-Городецкое	$P_2\ kz\ kl$	1	1
Всего в месторождениях			28	13
	В том числе:		3/2	1
	газ		2	1
	нефть		2	1
	В том числе:		8	4/3
	газ		1	1
	нефть		1	1
	В том числе:		6	7/6
	газ		1	1
	нефть		4	7/4
	В том числе:		73	29/29
	газ		2	2
нефть		2	2	

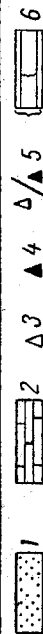


Рис. 56. Распределение залежей нефти и газа по разрезу палеозойских отложений восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода.

1 — коллекторы терригенные; 2 — коллекторы карбонатные; 3 — залежи; 4 — газовые, 5 — нефтяные, 6 — газо-нефтяные.

Пористость коллекторов 15—24%, проницаемость 75—250 мд. Эффективная мощность горизонта меняется от 8 до 24 м. Калиновскую свиту покрывают отложения гидрхимической свиты ( $P_2kzgh$ ) мощностью 30 м.

К описанному горизонту приурочены 20 газовых и одна газо-нефтяная залежь (Городецкое месторождение).

Все залежи небольшие, массивного типа.

Среднесуточные дебиты газа колеблются от 8 до 900 тыс. м³/сутки.

У ф и м с к и й я р у с ( $P_2uf$ ) представлен терригенными отложениями — глинами с прослоем песчаников, служащими коллекторами. Промышленная нефтегазоносность установлена только на Ероховском и Родинском месторождениях. Ероховское месторождение содержит газо-нефтяные залежи, которые эксплуатируются совместно с залежами калиновской свиты; Родинское — газовую.

К у н г у р с к и й я р у с ( $P_1kg$ ) представлен исключительно карбонатными породами; кровля залегает на глубинах 350—700 м.

Продуктивную часть слагают чередующиеся доломиты пористые, ангидритизированные, трещиноватые, мелкозернистые, с глинистыми плотными доломитами и ангидритами; к пористым разностям приурочены залежи нефти. Пористость коллекторов 11—15%, проницаемость 4—150 мд. Продуктивные пласты перекрыты глинами уфимского яруса.

Породы кунгурского яруса в пределах восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода регионально нефтегазоносны. Количество пластов, с которыми связаны залежи нефти и газа, различное, — от одного до трех ( $I, Ia, II$ ).

К  $I$  пласту приурочены залежи: газовые (Сорочинско-Козловское, Осиновское месторождения), газо-нефтяные (Неклюдовское, Могутовское, Гремячевское — 2 залежи, Ново-Жуковское, Жуковское, Садкинское месторождения) и нефтяные (Долматовское, Марасинское, Ивановское месторождения).

В  $Ia$  пласте есть газовая залежь в Долматовском месторождении.

Во  $II$  пласте выявлены залежи газо-нефтяные (Неклюдовское, Гремячевское, Кувайское, Осиновское месторождения) и нефтяные (Сорочинско-Козловское месторождение).

$III$  пласт содержит две залежи — нефтяную и газо-нефтяную на различных куполах Осиновского месторождения. На Неклюдовском месторождении имеется газовая залежь.

В отложениях кунгурского яруса имеется также нефтяная залежь, общая для  $I$  и  $II$  пластов (Ново-Городецкое месторождение), для  $I, Ia$  и  $II$  пластов (Городецкое месторождение), для  $II$  и  $III$  пластов (Пилюгинско-Комсомольское месторождение) и газо-нефтяная залежь, общая для  $I$  и  $II$  пластов (Яблоневское месторождение). На Яблоневском месторождении признаки тяжелой малоподвижной нефти приурочены к пористым доломитам.

Всего в кунгурском ярусе установлено 28 залежей — 12 нефтяных, 13 нефте-газовых и 3 газовых.

Все залежи содержат небольшие запасы; дебиты газа от 553 до 17 000 м³/сутки, дебиты нефти не превышают 40 т/сутки. По типу залежи пластовые сводовые.

А р т и н с к и й и с а к м а р с к и й я р у с ( $P_1a+s$ ) сложены карбонатными породами: доломитами и известняками.

Продуктивная часть отложений на юго-востоке описываемого района представлена кавернозными ангидритизированными доломитами; к западу коллекторские свойства доломитов ухудшаются: они становятся плотными, слабопористыми.

Всего установлено 8 залежей: 3 нефтяные, 1^а газо-нефтяная и 4 газовые. Залежи пластового типа.

В отложениях сакмарского яруса признаки газа встречены в Неклюдовском месторождении и нефти — в Борском.

### Каменноугольная система

В нижнекаменноугольных отложениях, по-видимому в малиновском надгоризонте, залежь нефти открыта в Подгорненском месторождении.

В верейском горизонте ( $C_2mvr$ ) и башкирском ярусе ( $C_2b$ ) нефтеносность установлена в Могутовском, Твердиловском и Ероховском месторождениях. В бобринском горизонте ( $C_1vb$ ) залежи нефти имеются на Могутовском месторождении.

В турнейском ярусе ( $C_1t$ ) нефтяные залежи открыты на Могутовском и Неклюдовском месторождениях.

### Девонская система

В верхнедевонском подъярусе ( $D_3fg_2$ ) газовая залежь установлена на Долматовском месторождении. В пашинском горизонте ( $D_3fgp$ ) и живетском ярусе ( $D_2gv$ ) выявлены нефтяные залежи на Неклюдовской и Могутовской площадях.

Опробованию подвергались только залежи в башкирском ярусе, малиновском надгоризонте и  $IV$  пласте живетского яруса Могутовского месторождения.

### Распределение запасов нефти и газа по тектоническим зонам

В пределах Городецко-Жуковской тектонической зоны выявлено 11 месторождений, из них Острогорское и Петро-Херсонское месторождения находятся в разведке.

Региональная газоносность установлена во всех месторождениях (калиновская свита), кроме Чепрасинского; нефтегазоносность — во всех месторождениях (кунгурский ярус), кроме Острогорского, Скобелевского и Петро-Херсонского.

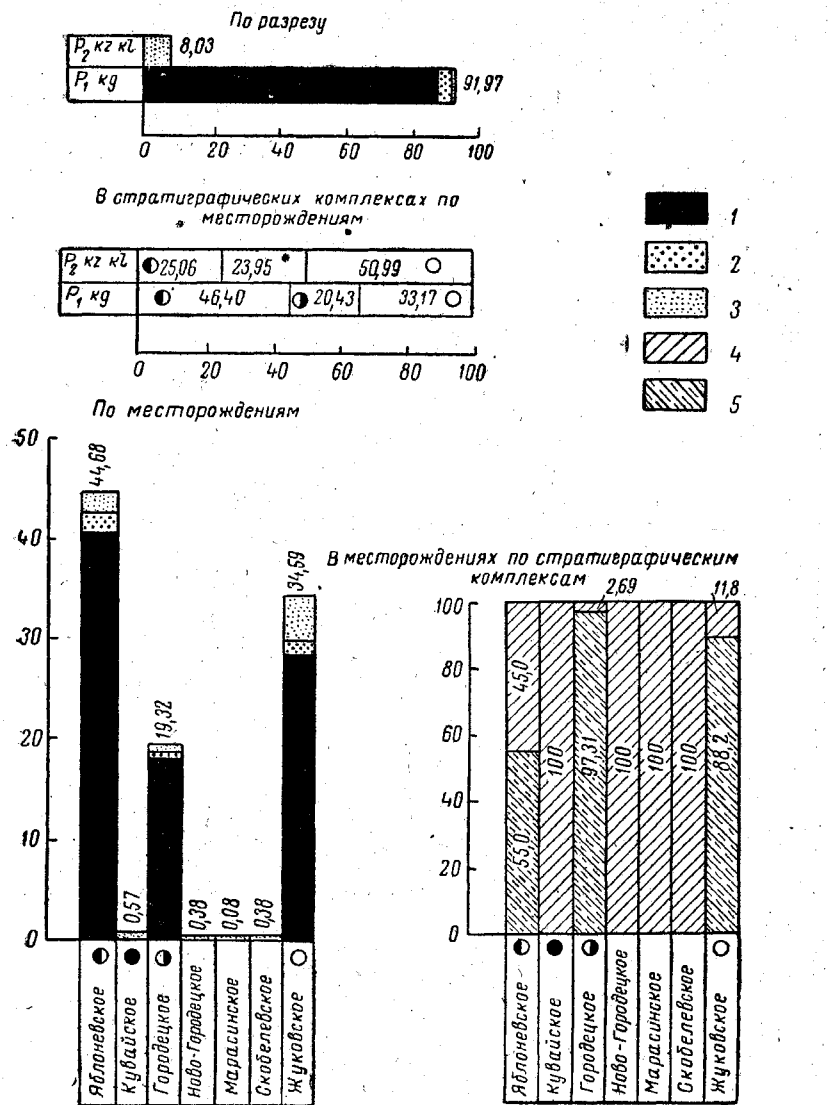


Рис. 57. Распределение запасов нефти и газа в Городецко-Жуковской тектонической зоне (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — калиновская свита; 5 — кунгурский ярус.  
 * — падает на месторождения: Кувайское, Городецкое, Ново-Городецкое, Марасинское и Скобелевское.

Всего открыта 21 залежь, из них 9 газовых (в калиновской свите), 5 газо-нефтяных (1 в калиновской свите и 4 в кунгурском ярусе) и 7 нефтяных (в кунгурском ярусе). Залежи свободного газа приурочены к отложениям калиновской свиты.

Не подсчитаны запасы по Острогорскому, Петро-Херсонскому, Ново-Жуковскому и Чепрасинскому месторождениям. 91,97% всех запасов сконцентрировано в отложениях кунгурского яруса.

Соотношение запасов в месторождениях по стратиграфическим комплексам показано на рис. 57. В пределах Ново-Городецкого, Кувайского, Марасинского и Скобелевского месторождений все запасы сосредоточены в отложениях калиновской свиты. На Яблоневском, Городецком и Жуковском месторождениях основные запасы приурочены к отложениям кунгурского яруса.

Практически все запасы нефти и газа сосредоточены на трех месторождениях: Яблоневском (44,68%), Городецком (19,32%), Жуковском (34,59%) и только 1,41% запасов приходится на остальные месторождения.

Все запасы связаны с карбонатными коллекторами. Наиболее распространен массивный тип залежей, реже — пластовый сводовый.

В Самаркинской и Малокинельской тектонических зонах распределение запасов нефти и газа почти аналогично распределению их в Городецко-Жуковской зоне. Из различий следует отметить значительные запасы нефти (41,12%) в отложениях малиновского надгоризонта в Самаркинской тектонической зоне и незначительные (4,27%) — в отложениях сакмаро-артинского ярусов в Малокинельской тектонической зоне.

### Геохимическая характеристика нефтей, газов и пластовых вод

Проследить изменение свойств нефти и газа рассматриваемой части Жигулевско-Пугачевского свода по разрезу месторождений не представляется возможным в связи с ограниченностью фактического материала и узким диапазоном газонефтеносности. Поэтому геохимическая характеристика нефтей, газов и вод дается только по стратиграфическим комплексам, по которым имеются их анализы.

Характеристика нефтей, газов и вод калиновской свиты. Газы калиновской свиты характеризуются высоким содержанием метана, которого почти в 8 раз больше, чем тяжелых углеводородов (8,29%). Среди тяжелых углеводородов основное место занимает этан (6,24%); бутана менее 2%, пропана менее 1%. Содержание азота в газе колеблется от 7 до 38%. Сероводорода и углекислоты мало; на некоторых месторождениях они отсутствуют. Изомерных соединений бутана почти в два раза меньше, чем нормальных. Содержание гелия незначительное.

Как видно из приведенного геохимического профиля (рис. 58), построенного через Садкинское, Пилюгинское, Ивановское, Осинское месторождения (Малокинельская тектоническая зона),

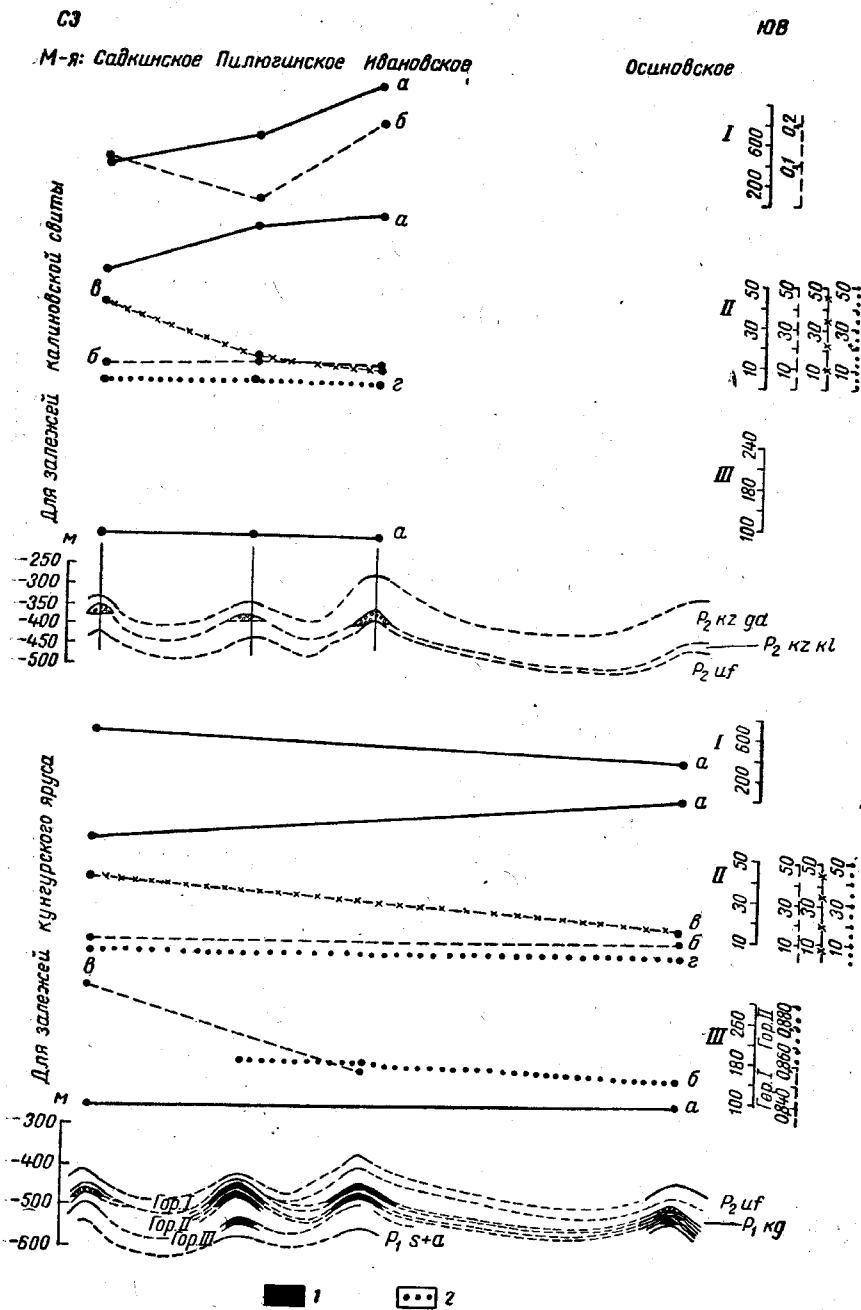


Рис. 58. Геолого-геохимический профиль через Садкинскую, Пилыгинскую, Ивановскую и Осинновскую структуры.

1 — нефть; 2 — газ; I — характеристика пластовой воды: а — минерализация, мг-экв на 100 г; б — содержание  $SO_4^{2-}$ , г на 100 г; II — состав газа, об. %: а — метана; б — тяжелых углеводородов; в — азота; г —  $H_2S + CO_2$ ; III — характеристика залежи: а — начальное пластовое давление, ат; б — то же II горизонта; в — удельный вес нефти I горизонта.

0-70

намечается определенная направленность в изменении количества метана и азота. В сторону регионального подъема слоев — с юго-востока на северо-запад в газах уменьшается содержание метана с 83 до 54%; менее отчетливо изменения этого содержания наблюдаются в месторождениях Городецко-Жуковской тектонической зоны — от 79 до 70%. В Самаркинской тектонической зоне в этом направлении увеличивается содержание более тяжелых углеводородов, содержание же метана и азота закономерно не изменяется. В Городецко-Жуковской и Малокинельской тектонических зонах происходит некоторое увеличение содержания азота и кислых газов, в особенности сероводорода.

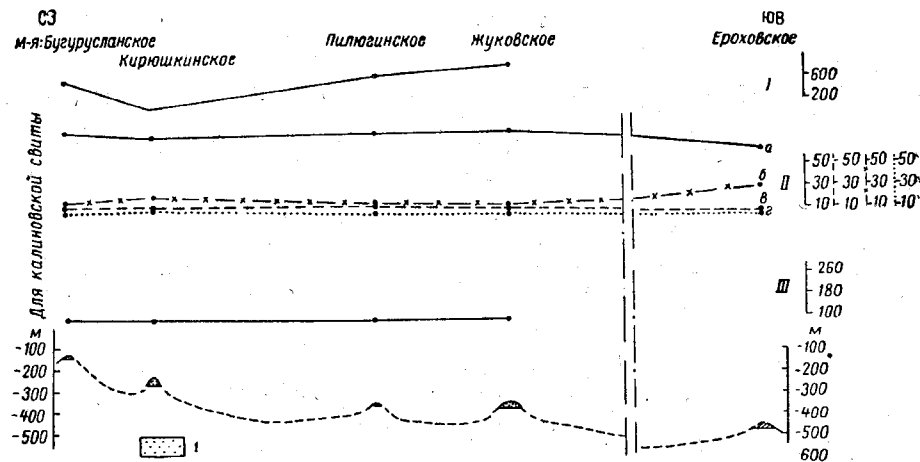


Рис. 59. Геолого-геохимический профиль через Бугурусланское — Ероховское месторождения.

I — газ; I — характеристика пластовой воды (минерализация, мг-экв на 100 г); II — состав природного газа, об. %: а — метана; б — азота; в — тяжелых углеводородов; г —  $H_2S + CO_2$ ; III — характеристика залежи (начальное пластовое давление, ат).

На геохимическом профиле, проведенном через Ероховское, Жуковское, Пилыгинско-Комсомольское, Кирюшкинское и Бугурусланское месторождения (рис. 59), видно, что четкой закономерности в изменении состава газа в направлении с юга на север также не наблюдается. В пределах указанных на профиле месторождений содержание метана в сторону регионального подъема слоев уменьшается, азота — увеличивается, а количество тяжелых газов почти не изменяется; содержание кислых газов возрастает; минерализация вод уменьшается, содержание сульфатов в водах увеличивается.

Нефть в оторочке газовой залежи Городецкого месторождения имеет удельный вес 0,847, сравнительно небольшую яркость люминесценции — 3; содержит 1,96% асфальтенов, 37,06% силикагелевых смол; в отбензиненной фракции — 31,96% парафино-нафтеновых углеводородов и 29,02% ароматических; в бензиновой фракции

0-30

0-40

(34,8% нефти) — 38,48% парафиновых углеводородов, 43,02% нафтеновых углеводородов; ароматических углеводородов 18,50%.

Пластовые воды характеризуются широким диапазоном колебания минерализации. Очень высокой минерализацией — 969—1110 мг-экв на 100 г обладают воды самых восточных структур исследуемого района (Жуковской и Ивановской). Здесь они относятся к типу хлоркальциевых. Судя по коэффициентам  $\frac{r_{Cl} - r_{Na}}{r_{Mg}}$  и другим, воды довольно сильно метаморфизованы. Высокоминерализованные воды были встречены также на Городецком и Пилюгинско-Комсомольском месторождениях. Они также характеризуются высоким содержанием хлора. Однако, в отличие от вод более восточных структур, содержат значительно меньше кальция, но больше калия и натрия; величина отношения натрия к хлору у них вдвое выше. Воды эти менее метаморфизованы, что видно по уменьшению упомянутого коэффициента.

Наименее минерализованы воды самых западных структур. Общая минерализация их колеблется в пределах 218,29—374,14 мг-экв на 100 г; содержание кальция низкое. По составу они относятся к хлормагниевого типу группы хлоркальциевых вод и характеризуются наибольшей величиной отношения натрия к хлору (относятся к подгруппе натриевых вод). Содержание ионов  $SO_4^{2-}$  и  $HCO_3^-$  в них самое высокое среди вод калиновской свиты. Воды мало метаморфизованы, о чем свидетельствуют низкие коэффициенты.

Таким образом, в изменении состава пластовых вод выявляется определенная закономерность: с юго-востока на северо-запад уменьшается минерализация и степень их метаморфизма; меняется также тип вод: хлоркальциевые переходят в хлормагниевые.

Воды уфимского яруса также сильно минерализованы — им свойственно высокое содержание натрия, калия и хлора; в отличие от вод калиновской свиты содержание магния и кальция в них низкое.

Характеристика нефтей и газов кунгурского яруса. По имеющимся анализам свойства нефтей I и II пластов кунгурского яруса одинаковы даже в тех случаях, когда нефть в одном из пластов является оторочкой для газа (Жуковское месторождение, I пласт).

Нефти довольно легкие — удельный вес колеблется от 0,839 до 0,871, сравнительно сернистые и смолистые, содержание легких фракций в них высокое — от 52 до 60%. Они обладают серовато-желтым цветом люминесценции, спектр люминесценции имеет максимум при длине волн в основном 472—482 мμ, реже 492—495 мμ, причем характер спектра остается всегда одинаковым.

Более детальный анализ группового состава бензиновой и отбензинной фракций показывает, что для них характерно довольно высокое содержание ароматических углеводородов. В сумме с нафтеновыми углеводородами в бензиновой фракции их более 50%.

По составу нефти сходны с нефтями этого же возраста Мухановской и Коханской тектонических зон.

Для сравнения в табл. 20 приведен групповой состав бензиновой и отбензинной фракций нефти Мухановского месторождения. Как видно из таблицы он очень близок.

Таблица 20

Групповой состав нефтей кунгурского яруса

Месторождения	Выход бензиновой фракции до 200°С, %	Характеристика бензиновой фракции			Характеристика отбензинной фракции				
		групповой состав, %			групповой состав, %				
		парафиновые углеводороды	нафтеновые углеводороды	ароматические углеводороды	асфальтены	парафиновые углеводороды	ароматические углеводороды	тяжелые ароматические (бензолиновые смолы)	спирто-бензолиновые смолы
Яблоневское . . .	26,8	42,46	33,57	22,29	2,28	31,15	18,63	18,28	9,04
Городецкое . . .	30,8	—	—	—	2,6	34,21	21,27	13,36	9,72
Пилюгинско-Комсомольское . . .	30,0	49,11	31,65	19,24	1,76	55,12	—	—	—
Мухановское . . .	27,8	46,63	40,96	12,41	1,64	37,42	20,68	15,77	7,42

Необходимо отметить еще одну особенность, присущую всем нефтям кунгурского яруса; — наличие в них, кроме ванадийсодержащего порфиринового комплекса, соединения с полосой поглощения 635 мμ.

По имеющимся немногочисленным анализам свободного и растворенного газа можно отметить, что растворенные в нефти газы содержат кислые компоненты — 1,24—2,11%, небольшое количество азота — 5,66—7,09%, почти в равных количествах метан и тяжелые углеводороды; в свободных же газах метана в 6—10 раз больше, чем тяжелых углеводородов, больше азота и меньше кислых газов.

При сопоставлении состава растворенных газов описываемой территории и Мухановской и Коханской тектонических зон, можно отметить, что газы последних содержат в среднем такое же количество азота, но больше метана; величина отношения нормального бутана к изобутану у этих газов близка.

При довольно близких свойствах нефтей и газов кунгурского яруса имеются отклонения от средних величин.

Нефти Самаркинской тектонической зоны мало различаются; исключение составляет более легкая нефть Могутовского месторождения. В Городецко-Жуковской тектонической зоне, от Яблоневского к Городецкому месторождению, нефти несколько легче; в соответствии с изменением нефтей в растворенных газах увеличивается содержание тяжелых углеводородов, уменьшается количество азота и метана. В Жуковском месторождении удельный вес нефти вновь



возрастает, возможно, за счет выделения большого количества газа в газовую шапку *. С запада на восток продуктивные пласты кунгурского яруса погружаются следующим образом: отметки кровли I пласта в Яблоневском месторождении — 440 м, в Городецком — 470 м, в Жуковском — 480 м.

В расположенных северо-восточнее месторождениях Малокинельской тектонической зоны (Пилюгинском, Ивановском, Осиновском) I пласт нефтеносен на Ивановском месторождении и содержит нефть удельного веса 0,857; на следующем к востоку, Осиновском месторождении, в I пласте имеется газовая залежь. В Садкинском месторождении, западнее Пилюгинско-Комсомольского, газовая залежь с небольшой нефтяной оторочкой; удельный вес нефти 0,893. По сравнению с Пилюгинско-Комсомольским в Садкинском месторождении кровля кунгурского яруса залегает на 25 м ниже.

II пласт нефтеносен на Пилюгинско-Комсомольском, Ивановском и Осиновском месторождениях. В первых двух месторождениях нефти имеют одинаковый удельный вес, на Осиновском становятся несколько легче. В направлении уменьшения удельного веса нефти и появления газовой залежи кровля кунгурского яруса погружается от отметок — 450 м в Пилюгинско-Комсомольском до — 460 м в Ивановском и — 450 м в Осиновском месторождениях (см. рис. 58).

Таким образом, по месторождениям Самаркинской, Городецко-Жуковской и Малокинельской тектонических зон с погружением кровли нефтегазоносных отложений кунгурского яруса нефти становятся легче или появляются газовые залежи, что может быть связано с дифференциальным улавливанием углеводородов при их миграции с юго-востока на северо-запад.

Попытка сопоставить нефти и газы Городецкого, Садкинского и Кирюшкинского месторождений, расположенных вкрест простирания тектонических зон, показывает обратное соотношение флюидов: наиболее погруженная ловушка Городецкого месторождения содержит нефть, расположенные гипсометрически выше Садкинское и Кирюшкинское месторождения имеют газовые залежи с нефтяными оторочками.

В составе свободных газов в этом направлении значительно увеличивается количество метана и уменьшается содержание азота, количество тяжелых углеводородов несколько увеличивается (6,44%; 7,98%), соответственно изменяется и отношение метана к сумме тяжелых углеводородов.

По-видимому, эти месторождения не связаны определенными условиями формирования.

Характеристика нефтей, газов и вод сакмарского и артинского ярусов. Нефти отложений артинского и сакмарского ярусов очень тяжелые (удельный вес их колеблется от 0,891 до 1,00) и смолистые. Они обладают небольшой яркостью люминесценции (1—0,9) и низкой цветовой характеристи-

кой (0,6—0,9). Спектр люминесценции нефтей представлен в виде плавной кривой с максимумом в интервале 506 *m*  $\mu$ .

Растворенные в нефти газы имеют своеобразный состав. В них содержится много тяжелых углеводородов, мало метана (45,22%), кислых компонентов и азота. Указанное своеобразие состава растворенного газа Пилюгинско-Комсомольской залежи может быть объяснено сильной дегазацией нефти, при которой все легкие компоненты из нефти были вынесены.

В Самаркинской тектонической зоне исследования пластовых вод были произведены на месторождении Неклюдовском из I и II пластов кунгурского яруса (КуйбышевНИИИП).

Воды сильно минерализованы — 974,4 *мг-экв* на 100 г, содержание иона сульфата очень низкое. Концентрация брома и бора в них выше в 10—15 раз, чем в обычных водах пермских отложений, а йода — в 5—6 раз. По содержанию йода и брома они уникальны для всего разреза палеозоя.

Воды отложений артинского и сакмарского ярусов характеризуются высокой минерализацией, достигающей иногда 1018 *мг-экв* на 100 г. Они относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, подгруппе натриевых вод.

Воды отложений кунгурского, артинского и сакмарского ярусов близки по составу. Единственное различие у них в том, что в водах из кунгурских образований сульфатов почти в семь раз больше.

В пределах восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода наблюдается определенная закономерность в изменении химизма вод. В центральной части встречены высокоминерализованные воды с большим содержанием кальция и хлора. К югу и северо-западу в водах сильно сокращается содержание кальция, они делаются менее минерализованными. К востоку минерализация уменьшается за счет резкого снижения содержания натрия и кальция, а также хлора и магния.

Приведенные выше данные о составе нефтей, газов и пластовых вод, залегающих в отложениях пермского возраста, позволяют сделать следующие выводы.

1. В верхнепермских отложениях, в калицовской свите залегают газовые залежи, в нижнепермских: в кунгурских — газо-нефтяные, в артинских и сакмарских — нефтяные залежи.

2. Вверх по разрезу от отложений сакмарского и артинского к кунгурскому ярусу уменьшаются удельный вес нефти (от 0,910 до 0,850), сернистость; увеличивается количество легких фракций нефти; изменяются люминесцентно-спектральные характеристики: нефти дают более яркое свечение, максимум спектра люминесценции сдвигается в коротковолновую часть (от 518 *m*  $\mu$  до 466 *m*  $\mu$ ). Эта закономерность наблюдается как по усредненным данным, так и по отдельным месторождениям.

3. В свободных газах отложений верхней перми и кунгурского яруса величина отношения метана к тяжелым углеводородам прак-

* Анализ газа Жуковского месторождения отсутствует.

тически не изменяется; содержание гелия изменяется неравномерно. В газах нижнепермских отложений содержится в два раза меньше гелия, чем в верхнепермских, где его содержание как в отложениях уфимского яруса, так и калиновской свиты почти одинаковое. В растворенном газе вверх по разрезу содержание метана, тяжелых углеводородов, азота практически постоянное, а величина отношения нормального бутана к изобутану уменьшается (от 2,73 до 1,73).

4. В месторождениях Городецко-Жуковской и Малокинешельской тектонических зон и, частично, в Самаркинской тектонической зоне, наблюдается некоторое уменьшение удельного веса нефтей или смена нефтяных залежей на газовые по региональному погружению слоев кунгурского яруса.

5. Минерализация и состав пластовых вод изменяется по месторождениям: наиболее минерализованы воды Жуковского, Комсомольско-Пилюгинского и Ивановского месторождений. К западу, востоку и югу минерализация резко уменьшается, возрастает сульфатность, изменяется тип воды (калиновская свита).

#### Общие закономерности распределения запасов нефти и газа и условия формирования их залежей

Геологические запасы нефти и газа на описываемой территории сосредоточены в 48 залежах 17 месторождений.

По разрезу запасы распределены неравномерно (рис. 60). 80,35% их сосредоточено в нижней перми, главным образом в кунгурском ярусе. В калиновской свите 62,77% запасов содержится в Городецко-Жуковской тектонической зоне, 28,14% — в Самаркинской зоне и только 9,09% — в Малокинешельской зоне. В отложениях нижней перми  $\frac{3}{4}$  запасов нефти сосредоточено в Городецко-Жуковской тектонической зоне, 18,79% — в Самаркинской и 8,76% — в Малокинешельской. 100% запасов нефти малиновского надгоризонта сосредоточено в Самаркинской тектонической зоне.

По тектоническим зонам запасы также распределены неравномерно: 62,31% общих запасов сосредоточено в Городецко-Жуковской зоне, 29,71% — в Самаркинской и только 7,98% — в Малокинешельской.

Запасы нефти и газа на 87,96% приурочены к карбонатным коллекторам. Распределение их по типам залежей приведено на рис. 60, из которого видно, что основная часть запасов связана с залежами пластового сводового типа и только 19,58% — с залежами массивного типа.

В соответствии с условиями залегания нефти и газа, распределением их запасов, геохимическими свойствами углеводородов разрез *

* В связи с ограниченностью фактических данных разрез каменноугольных отложений не рассматривается.

пермских отложений восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода может быть подразделен на две продуктивные толщи.

1. Карбонатная толща нижней перми (кунгурский, артинский и сакмарский ярусы).

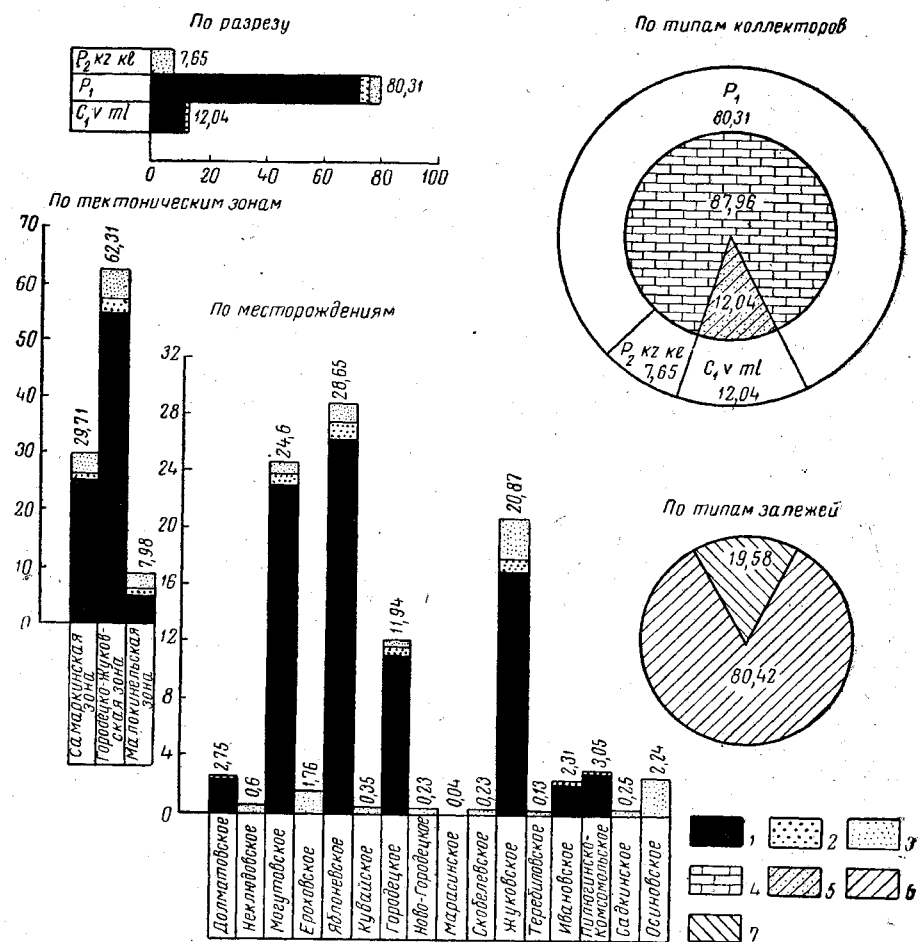


Рис. 60. Распределение запасов нефти и газа в пределах восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6 — пластовые, сводовые залежи; 7 — массивные залежи.

Залежи нефти и газа приурочены к трещиноватым карбонатным породам кунгурского яруса — верхняя часть толщи. Непроницаемой покрывкой служат гипсо-ангидритовые пачки, залегающие в кровле кунгурского яруса. Структуры типа куполов, иногда

очень небольшие по размерам и амплитуде поднятия. В нижней части толщи, в трещиноватых доломитах и пористых известняках сакмарского и артинского ярусов нефти имеют большой удельный вес. В Долматовском месторождении установлена залежь свободного газа.

Непосредственно под гипсо-ангидритовой покрывкой кунгурского яруса залегают нефти с небольшим удельным весом; большинство залежей нефти имеет газовые шапки. Иногда встречаются залежи свободного газа (Неклюдовское, Сорочинско-Козловское, Осиновское месторождения).

По физико-химическим свойствам нефти сакмарского и артинского ярусов значительно отличаются от нефтей кунгурского яруса. По свойствам растворенных газов принципиального различия не наблюдается. Однако имеет место резкое различие их в величине отношения нормального бутана к изобутану, которая уменьшается в верхней части продуктивной толщи.

Основные промышленные запасы нефти и газа приурочены к верхней части толщи (кунгурский ярус) и резко снижаются в нижней (сакмарский и артинский ярусы).

2. Терригенно-карбонатная толща верхней перми (калиновская свита и уфимский ярус).

Залежи газа и нефти приурочены к трещиноватым карбонатным породам и реже — к терригенным коллекторам. Верхней непроницаемой покрывкой служит мощная пачка каменной соли казанского яруса. Газонефтяные залежи приурочены к незначительным по размерам куполам. Нефтяных залежей не установлено. Подавляющее большинство залежей содержит свободный газ и только в двух месторождениях: Городецком (калиновская свита) и Ероховском (уфимский ярус) газовые залежи имеют очень небольшие оторочки нефти.

Основные промышленные запасы приурочены к калиновской свите, коллекторы которой залегают непосредственно под непроницаемыми пачками соли.

Свободные газы данной толщи однотипны. По содержанию метана, азота и тяжелых углеводородов они не отличаются от свободных газов нижележащей карбонатной толщи. Резкое различие устанавливается по содержанию гелия.

В пределах описываемой территории может быть выделено два водоупора: гипсо-ангидритовая толща кунгурского яруса и гидрохимическая толща казанского яруса. Однако состав пластовых вод не соответствует выделенным продуктивным толщам. Общая минерализация пластовых вод и их тип изменяются по площади, а не по стратиграфическому разрезу. Например, пластовые воды Жуковской, Пилюгинской и Ивановской структур всего пермского разреза характеризуются очень высокой минерализацией — более 1000 мг-экв на 100 г. К западу, востоку и югу изменяется характеристика, тип и состав пластовых вод. В этих районах воды калиновской свиты и кунгурского яруса становятся менее минерализован-

ными, возрастает количество сульфатов. Между тем известно, что нефти пермских отложений отличаются значительной пестротой состава. Наиболее сходны нефти и газы уфимского яруса и калиновской свиты. Нефти же нижнепермской карбонатной толщи резко различаются, но растворенные в них газы имеют почти полное сходство.

Нефти отложений сакмарского и артинского ярусов тяжелые и высокосернистые, нефти кунгурского яруса северного и восточного погружений Жигулевско-Пугачевского свода более легкие и значительно менее сернистые. Характеристика свободных газов по разрезу пермских отложений не претерпевает существенных изменений (исключение составляет содержание гелия).

Однако анализ распределения запасов показывает, что уменьшение удельного веса нефтей вверх по разрезу пермских отложений сопровождается возрастанием газоносности стратиграфических комплексов в этом же направлении. Например, запасы нефти в отложениях сакмарского и артинского ярусов в 17—18 раз превышают запасы газа; в кунгурском ярусе (Малокинельская тектоническая зона) эта величина снижается до 8, а к отложениям калиновской свиты приурочены основные запасы газа Мелекесс-Радаевской впадины (см. гл. IX), северного и восточного погружений Жигулевско-Пугачевского свода.

Одновременно с этим в свободных газах калиновской свиты и уфимского яруса в значительных количествах содержатся трудно-растворимые компоненты (метан и азот) и в два раза возрастает содержание гелия.

Объяснить это аномальное явление в составе свободных газов верхнепермских отложений можно двояко.

1. Состав свободных газов калиновской свиты находится в прямой зависимости от химического состава пластовых вод, в частности, от содержания сульфатов.

Действительно, воды калиновской свиты на западных и северо-восточных месторождениях (Большекинельский вал) менее минерализованы и содержат больше сульфатов, чем пластовые воды восточных и юго-восточных месторождений. Возможно, что в относительно приподнятых месторождениях были более благоприятные условия для проникновения в калиновскую свиту опресненных и богатых сульфатами вод, при соприкосновении с которыми газы могли подвергаться изменениям окислительного характера.

Вторичные процессы естественно должны были в первую очередь оказать влияние на тяжелые углеводороды, по мере окисления которых могли образоваться кислые газы. Однако в направлениях понижения минерализации пластовых вод и роста сульфатности уменьшения содержания тяжелых углеводородов не наблюдается, а изменение процентного содержания кислых газов происходит незначительно. В то же время наблюдается резкое возрастание в свободных газах этих зон (пониженной минерализации) содержания азота и соответственно уменьшение содержания метана. Последний

не мог быть уничтожен вторичными процессами раньше тяжелых углеводородов.

Следовательно, состав свободных газов калиновской свиты нельзя объяснить влиянием вторичных процессов, а поэтому зависимость характеристики газов от состава пластовых вод является очевидно не генетической.

2. Свободные газы калиновской свиты по составу непосредственно связаны с дегазацией нижнепермских (а возможно, и каменноугольных) залежей нефти.

Действительно, наличие садкинского разлома (который прослежен до нижнепермских отложений включительно), выход высокоминерализованных вод в районе Жуковского и Ивановского месторождений полностью подтверждают возможность проникновения в верхнепермские отложения свободных газов из нижезалегающих залежей по разломам или системе трещин.

Целесообразно рассмотреть условия газонасыщения нефтей, залегающих в отложениях кунгурского, артинского и сакмарского ярусов нижней перми, а также состав растворенных в них газов и обратить внимание на ряд наблюдаемых здесь особенностей.

Ранее нами отмечалось, что нефти кунгурского яруса преимущественно относительно легкие, хотя в некоторых случаях (Садкинский месторождение и др.) они тяжелые. В некоторых месторождениях, например, в Восточно-Черновском, Коханском, Кожемякском, Садкинском, Михайловском и других нефтяные залежи в отложениях кунгурского яруса имеют газовые шапки. Это указывает на их полную газонасыщенность, благодаря чему избыток газа образовал газовую шапку. В ряде случаев залежи в отложениях кунгурского яруса недонасыщены газом и давление насыщения в них ниже начального пластового давления (Городецкое, Яблоневское, Ивановское, Пилюгинско-Комсомольское и другие месторождения).

Особенностью растворенных газов залежей кунгурского яруса является незначительное содержание азота (до 4—7%), а также сравнительно высокое содержание метана. Несомненно, что относительно низкое содержание азота связано с низким пластовым давлением в залежах кунгурского яруса и азот как наиболее трудно-растворимый газ выделился в свое время из нефти и мигрировал вверх.

При наличии в нефтяных залежах кунгурского яруса газовых шапок в их газе содержание азота резко возрастает и достигает 14—39%, высоким является также и содержание метана, следующего за азотом газа по трудности растворения.

Сказанное подтверждается опытами ступенчатого разгазирования нефтей, проведенными в Гипрвостокнефти под руководством Г. В. Черченко (1957а). Так, при разгазировании нефти пласта D₁₁ Мухановского месторождения давление насыщения снизилось со 125 до 20 ат, газовый фактор — с 121 до 42,5 м³/т. При этом если в нефти при 125 ат в составе растворенного газа азота было 1,51%, то в газе, выделившемся из нефти при снижении давления до 20 ат, содержа-

ние азота поднялось до 7,2%. Соответственно содержание метана в выделившемся газе поднялось до 68,8% против 25,27% в исходной нефти.

Закономерность изменения состава нефтяных газов при снижении пластового давления подтверждается составом газов газовых залежей, обычно приуроченных к отложениям калиновской свиты верхней перми и располагающихся над залежами нефти в кунгурском, сакмарском и артинском ярусах. Характерно, что в газе, растворенном в нефти Калиновско-Новостепановского месторождения, где пластовое давление к моменту отбора проб было ниже 20 ат, азот отсутствует, а в газовой шапке его 14,2%. Столь же высоко содержание в газах калиновской свиты и метана: 79% в Калиновско-Новостепановском и 80,9% в Яблоневском месторождениях.

В Садкинском месторождении, где нефть в кунгурском ярусе довольно тяжелая, имеется газовая шапка, в которой наблюдается высокое содержание азота (30,8%) и метана (64,8%); в газовой залежи калиновской свиты азота также много (39,1%). Аномальные содержания азота и метана в Садках, по-видимому, объясняются следующим. Как известно, здесь имеется крупный разлом, полость которого на глубину нескольких сотен метров заполнена асфальтитом (Аширов, 1950). Несомненно, что разлом произошел после формирования залежей, так как глубинная нефть, поднимаясь по разлому, дегазировалась, окислилась и закупирила огромную трещину, образовав «жилу» асфальтита.

Асфальтит имеет удельный вес меньше единицы и плавает на воде, что связано с насыщенностью его пузырьками газа. Следовательно, при подъеме глубинной нефти по разлому происходила ее дегазация, причем, в первую очередь, выделились азот и метан (Аширов, Максимов, 1958).

После закупоривания разлома загустевшей нефтью выделившийся газ, обогащенный азотом и метаном, вновь скопился в калиновской свите в газовую залежь, которая поэтому и отличается столь своеобразным составом.

Избыток азота в газовой шапке залежи кунгурского яруса Садкинского месторождения можно объяснить как показатель наличия в более глубоких отложениях нефтяных залежей, которые также подвергались дегазации при образовании разлома. Дело в том, что в газах газовых шапок залежей кунгурского яруса содержание азота сравнительно невелико. Так, в Восточно-Черновском месторождении азота в газовой шапке всего 6%, против 39% в Садкинском. Если учесть, что нефть кунгурского яруса в Садкинском месторождении довольно тяжелая (была дегазирована), то вряд ли она могла вновь создать газовую шапку. Поэтому можно предполагать, что во вторичном образовании газовой залежи в калиновской свите и особенно газовой шапки в кунгурском ярусе участвовали неизвестные нам пока залежи нефти из нижележащих отложений.

Несмотря на непрерывную утечку газа, залежи до сих пор не исчезли. В случаях же их разрушения, что произошло при разломе

структуры на Садкинском месторождении, залежи даже способны восстанавливаться вновь.

Утечка газа из газовых залежей подтверждается работами Л. Н. Задова и С. Я. Вайнбаума (1952), проследившими характер изменения окраски пород над газовыми залежами, связанный с восстановлением углеводородами окисных соединений.

Приведенные выше фактические данные показывают, что увеличение удельного веса этих нефтей не столько связано с вторичными процессами окисления, сколько с их дегазацией. Например, в Пилюгинско-Комсомольском месторождении содержание в растворенном газе метана составляет 45,22%, азота 6,36%, в то время как сумма тяжелых углеводородов достигает 47,6%. Аномально низкое содержание труднорастворимых газов (метана и азота) в нефтях сакмарского и артинского ярусов можно объяснить только дегазацией. Учитывая, что в кунгурском ярусе залегают сравнительно легкая нефть, а следовательно, менее дегазированная, а в отложениях сакмарского и артинского ярусов установлена тяжелая нефть, несущая признаки явной дегазации, следует прийти к выводу, что состав газов в калиновской свите определялся в первую очередь дегазацией нефтей сакмарского, артинского и, частично, кунгурского ярусов.

Не исключено, что в формировании залежей газа калиновской свиты принимали участие труднорастворимые газы, выделившиеся при вертикальной миграции нефти и воды из более глубоких стратиграфических комплексов. В связи с этим заслуживают определенного внимания исследования группы сотрудников «Гипровостокнефть» по разгазированию пластовых вод.

Анализ газов, выделяемых из глубинных проб нефти методом однократного, так называемого, контактного разгазирования, производился при помощи низкотемпературной ректификации с применением прибора Норзе для определения водорода, углекислого газа и сероводорода. Газы, растворенные в пластовых водах, выделялись из проб воды, отобранных глубинным двухклапанным проботборником системы В. И. Горояна путем выпуска газа через газосепаратор в газгольдер, и анализировались на приборе Норзе.

Максимальная насыщенность нефтяными газами приконтрактного слоя пластовых вод доказана исследованиями А. П. Козина и К. И. Мжачих (1957), А. Н. Черепенникова (1955), Е. И. Суханкина (1957).

На основании полученных данных А. Н. Козин и К. И. Мжачих делают справедливые выводы о том, что наибольшая газонасыщенность пластовых вод приурочена к нефтяному контакту, а в законтурных скважинах газонасыщенность резко снижается. Характерно, что в приконтрактном слое воды наблюдается низкое содержание азота, а в законтурных водах снижается содержание углеводородов и углекислоты и увеличивается содержание азота. По данным А. Н. Козина и К. И. Мжачиха, в составе газов пластовых вод, кроме

метана, присутствуют этан и, в незначительном количестве, пропан, бутан, пентан и др.

А. Н. Козин и К. И. Мжачих (1957) приводят данные об изменении газовых факторов и состава газов в пластовых водах в зависимости от давления. Например, в Покровском месторождении, в законтурной скважине 21, пробуренной на пласт  $B_2$ , в пробе с глубины 1685 м при давлении 181,2 атм газовый фактор составлял 0,262 м³/т, газы содержали углеводородов 44,4—46,6%, азота 53,4—55,6%; в пробе с глубины 1185 м при давлении 123,4 атм газовый фактор 0,232 м³/т, углеводородов 56,5%, азота 43,4%; в пробе с глубины 685 м при давлении 66,6 атм газовый фактор 0,202 м³/т, углеводородов 52,1%, азота 47,9%.

Таким образом, при подъеме глубинных вод происходит их разгазирование и снижение газового фактора. При этом, если в первой пробе азот преобладал над углеводородами, то при снижении давления углеводороды стали преобладать над азотом, что связано с его малой растворимостью. При движении пластовых вод по вертикальной зоне разлома давление будет резко снижаться, а следовательно, создаваться благоприятные условия для их дегазации. Как показали опыты, в первую очередь из пластовых вод будут выделяться азот и метан, содержание которых в глубинных водах достигает значительных величин.

Рассмотренные данные позволяют сделать следующие выводы.

1. При дегазации нефтей и вод, связанной со снижением пластового давления, в первую очередь выделяются труднорастворимые, обладающие максимальной упругостью в растворе газы — азот и метан, остаточное содержание которых в растворенном газе характеризует степень разгазирования нефти и воды.

2. При избытке газа, не могущего раствориться в нефти при существующем пластовом давлении, он образует над залежью газовую шапку, а, мигрируя вверх, скапливается в газовую залежь. Поэтому газовые залежи в калиновской свите в большинстве случаев могут рассматриваться как газовые шапки, оторванные от нижележащих нефтяных залежей в кунгурском, сакмарском и артинском ярусах, а возможно, и в каменноугольных отложениях.

Происходящая миграция труднорастворимых газов в калиновскую свиту, а также последующая их утечка до поверхности подтверждается многочисленными газопроявлениями из татарских отложений при бурении.

3. Дегазация нефти и воды, очевидно, происходила при вертикальной миграции по разломам (типа садкинского). При этом выделившийся газ как наиболее подвижный достиг отложений калиновской свиты и уфимского яруса, где и аккумулировался в залежи.

Следовательно, увеличение газонасыщенности, содержание азота и метана вверх по разрезу пермских отложений свидетельствуют о том, что образование верхнепермских залежей газа (и частично нефти) связано в основном с вертикальной миграцией углеводородов и пластовых вод.

В связи с этими выводами возникает вопрос: как шло формирование залежей в калиновской свите, в каком направлении перемещались углеводороды при смене вертикальной миграции на латеральную?

А. Л. Козлов (1959) предположил, что в пределах исследуемого района региональная миграция флюидов в калиновской свите могла идти в направлении от Пилюгинско-Комсомольской структуры через Кириюшкинскую в Калиновско-Новостепановскую, что подтверждается распределением газа и нефти в структурах согласно принципу дифференциального улавливания.

В западном направлении от зоны разломов (Садкинское — Жуковское — Ивановское поднятия) определенных закономерностей в распределении залежей газа и нефти установить не удается. Между тем многие ловушки в калиновской свите (незначительные по объему) заполнены до последней изогипсы и содержат, как правило, очень ограниченные запасы газа. Объем некоторых ловушек заполнен свободным газом не полностью. При этом газонасыщенность коллекторов свиты ограничивается на западе Самаркинской тектонической зоной, Мухановским и Дмитриевским месторождениями. Очевидно, условия формирования залежей газа и нефти в калиновской свите в месторождениях восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода были несколько иными, чем в Мелекесс-Радаевской впадине. Можно предположить, что миграция газа в калиновской свите шла сложными путями по каким-либо основным направлениям в сторону Большекинельского вала (в частности, в направлении Калиновско-Новостепановского месторождения) и, очевидно, широким фронтом — в сторону восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода.

В заключение необходимо очень коротко остановиться на условиях формирования залежей нефти и газа в нижнепермских отложениях. Недостаточность геохимических данных по нефтям и газам восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода лишает нас возможности рассмотреть этот вопрос в полном объеме. Очевидно генезис нефтей описываемого района целесообразно рассмотреть совместно с генезисом нефтей этого возраста в Мелекесс-Радаевской впадине.

Здесь же следует только упомянуть, что в пределах Городецко-Жуковской, Малокинельской и, частично, Самаркинской тектонических зон наблюдается изменение свойств нефтей или смена нефтяных и газовых залежей по региональному падению слоев кунгурского яруса, что может быть связано с дифференциальным улавливанием в цепи ловушек. Очевидно, латеральной миграции как в направлении с юга на север, в сторону общего регионального подъема пермских отложений, так и с востока на запад, где в пределах некоторых тектонических зон наблюдается подъем слоев отдельных продуктивных горизонтов перми, принадлежит существенная роль в формировании ряда залежей. На некоторых участках можно проследить определенные изменения в свойствах нефтей и в соотношении зале-

жей нефти и газа, которые могут быть связаны с формированием залежей в результате латеральной миграции (кунгурский ярус, I и II пласты).

Однако в пределах всей территории восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода не наблюдается определенной четкой закономерности в изменении свойств нефтей и газов и в их соотношении, которое бы указывало на главенствующую роль латеральной миграции в формировании нефтяных и нефте-газовых залежей в нижнепермских отложениях.

Кроме того, по геохимической характеристике нефтей и газов не удалось решить проблему генезиса нефтей нижнепермских отложений. Латеральная миграция углеводородов могла идти от нефте-материнских толщ, но она также могла сменить вертикальную миграцию, как это устанавливается в верхнепермских отложениях. Поэтому вопрос о цикле нефтеобразования в нижнепермских отложениях следует рассмотреть особо, при описании условий формирования пермских залежей нефти и газа Мелекесс-Радаевской впадины.



ГЛАВА IX

**НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА МЕЛЕКЕСС-РАДАЕВСКОЙ ВПАДИНЫ**

Промышленные скопления нефти и газа установлены в центральной части Мелекесс-Радаевской впадины и на ее северном борту.

К отложениям девонской и каменноугольной системы приурочены преимущественно залежи нефти, а к отложениям пермской системы — залежи свободного газа; нефтяные залежи в этих отложениях имеют второстепенное значение.

В данную главу условно включено описание нефтегазоносности месторождений Алябьевской тектонической зоны, расположенной на северном склоне Оренбургского свода.

**УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА**

В пределах Мелекесс-Радаевской впадины выявлено 83 залежи, из них 16 газовых, 11 нефте-газовых, 56 нефтяных, которые приурочены к 27 месторождениям, расположенным в 8 тектонических зонах: Малиновской, Студено-Ключевой, Шугуровско-Серноводской, Байтуганской, Нойкинско-Кислинской, Большекинельской, Южно-Большекинельской и Алябьевской (рис. 61). Распределение залежей нефти и газа в палеозойских отложениях приведено на рис. 62.

В последнее время установлены новые залежи нефти на Сосновской и Ново-Анамакской площадях Большекинельского вала; Самодуровской площади Алябьевской тектонической зоны, Краснооктябрьской площади Южно-Большекинельской тектонической зоны.

**Описание продуктивных горизонтов**

Промышленное нефтегазонасыщение приурочено к двенадцати стратиграфическим комплексам от калиновской свиты казанского яруса верхней перми до пашийского горизонта франского яруса верхнего девона включительно.

Нефтегазоносность установлена в калиновской свите казанского яруса, уфимском, кунгурском, артинском и сакмарском ярусах.

Калиновская свита (P₂ kz kl) сложена в западных районах впадины карбонатными, а в восточных — терригенными породами. Наибольшее количество залежей связано с месторождениями Большекинельского вала, где развиты пористые известняки. От Султангулово-Заглядинского месторождения и далее к востоку карбонатные породы обогащаются глинистым материалом и пори-

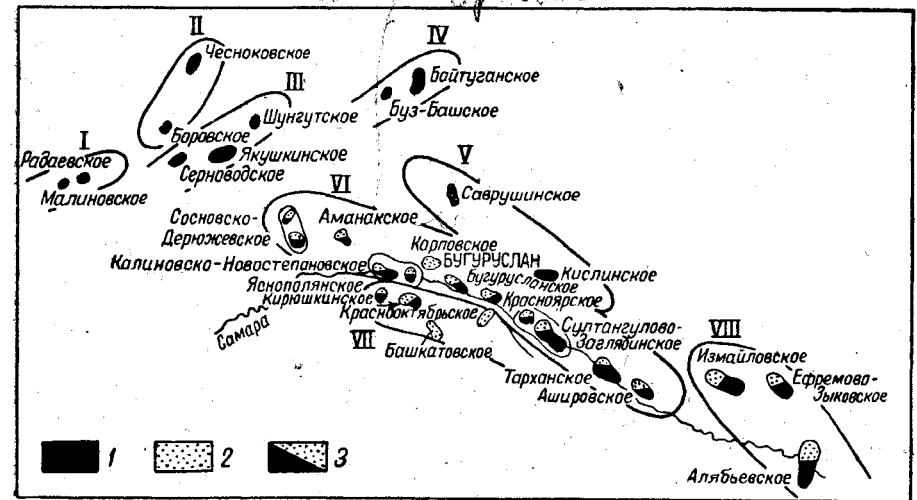


Рис. 61. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений Мелекесс-Радаевской впадины.

I—VIII — тектонические зоны: I — Малиновская, II — Студено-Ключевая, III — Шугуровско-Серноводская, IV — Байтуганская, V — Нойкинско-Кислинская, VI — Большекинельский вал, VII — Южно-Большекинельская, VIII — Алябьевская; 1—3 — месторождения: 1 — нефтяные, 2 — газовые, 3 — газо-нефтяные.

стость их резко снижается. В районе Алябьевской тектонической зоны появляется значительное количество песчаных прослоев, содержащих залежи газа непромышленного характера.

Нефтегазонасыщение приурочено к верхам калиновской свиты. На западе Большекинельского вала продуктивная часть свиты сложена доломитами и доломитизированными известняками, кристаллическими, реже оолитовыми, с редкими прослоями известняков, в различной степени обогащенными глинистым материалом. Пористость коллекторов 15—24%, проницаемость 75—250 мд. Эффективная мощность продуктивных пластов меняется от 8 до 24 м.

В пределах Алябьевской тектонической зоны коллекторами газа являются песчаники непостоянной мощности — 0—20 м.

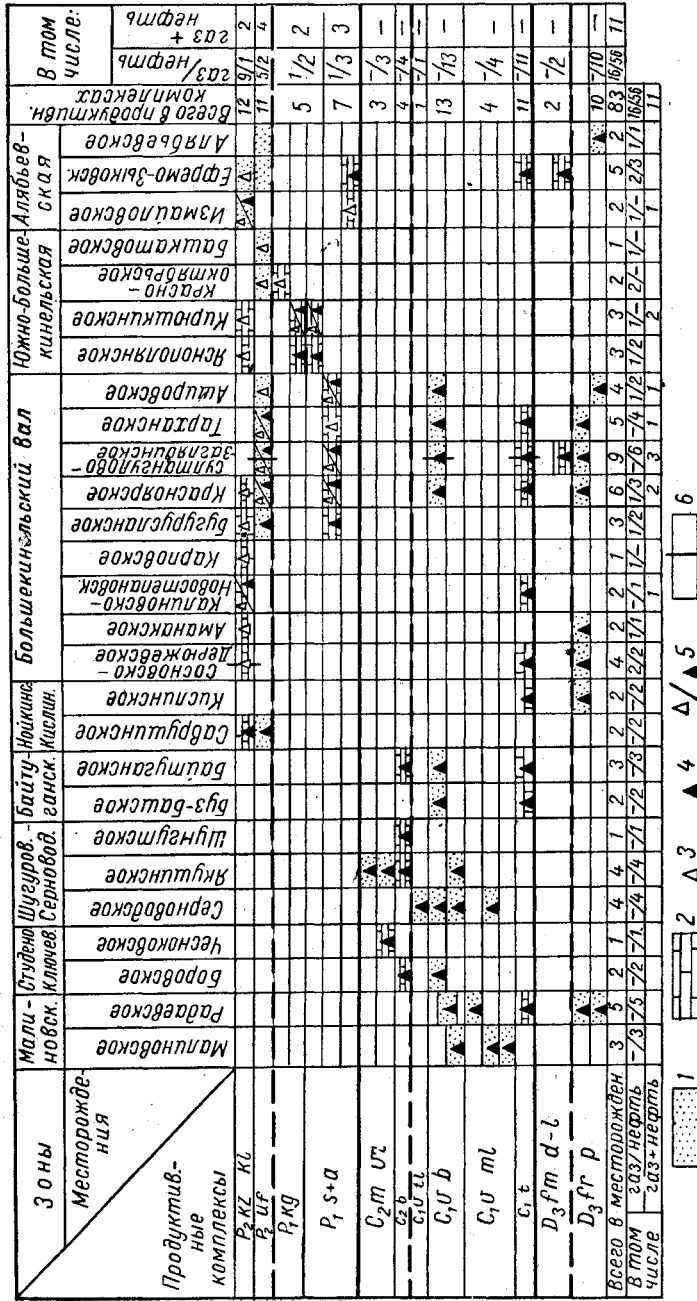


Рис. 62. Распределение залежей нефти и газа по разрезу палеозойских отложений Мелекес-Радаевской впадины. 1 — коллекторы терригенные, 2 — коллекторы карбонатные; 3 — 6 залежи; 3 — газопыльные, 4 — нефтяные, 5 — газонефтяные, 6 — две залежи.

Пористость и проницаемость их также резко колеблются — от 1 до 31% (пористость) и от 0 до 2700 мд (проницаемость).

Залежи расположены в юго-восточной части Мелекес-Радаевской впадины и связаны с тектоническими зонами: Нойкинско-Кислинской, Большекинельским валом, Южно-Большекинельской и Алябьевской. Запасы небольшие.

Уфимский ярус (P₂uf) северо-западной части Мелекес-Радаевской впадины сложен сульфатно-карбонатно-терригенными породами, в которых признаки густой нефти были встречены только в доломитах.

В юго-восточной части впадины скопления нефти и газа приурочены к прослоям песчаников 8—19,9 м эффективной мощности и 27—32% эффективной пористости.

Нефтегазонасыщение приурочено к Нойкинско-Кислинской зоне, юго-восточной части Большекинельского вала, Южно-Большекинельской и Алябьевской тектоническим зонам. Залежи относятся к типу пластовых литологически экранированных.

Кунгурский ярус (P₁kg) сложен исключительно карбонатными породами: чередующимися доломитами слабопористыми, ангидритизированными, трещиноватыми, мелкозернистыми, прослоями пористыми, оолитовыми, реже органогенно-обломочными доломитами и глинистыми плотными ангидритами.

Продуктивная толща трансгрессивно перекрыта сульфатной пачкой мощностью до 40 м. Количество прослоев, с которыми связаны залежи нефти и газа, колеблется от 1 до 4 (пласты: I, I-a, II и III); основными нефтегазосодержащими прослоями являются I и II.

Промышленное нефтегазонасыщение связано с месторождениями только Южно-Большекинельской тектонической зоны. Залежи пластовые сводовые или массивные.

Артинский (P₁a) и сакмарский ярусы (P₁s) представлены доломитами и известняками. В пределах Большекинельского вала и Алябьевской тектонической зоны продуктивная часть описываемых отложений представлена кавернозными ангидритизированными доломитами эффективной пористости 12—14% и проницаемости 32—444 мд. К западу и северо-западу в продуктивных пластах артинского и сакмарского ярусов коллекторские свойства ухудшаются.

Промышленные скопления нефти и газа приурочены к месторождениям Большекинельского вала и Алябьевской тектонической зоны. Все залежи относятся к типу массивных.

### Каменноугольная система

Продуктивными являются отложения среднего и нижнего отделов.

#### Средний отдел

Верейский горизонт (C₂m vr) представлен как карбонатными, так и терригенными породами.



В Якушкинском месторождении коллекторами являются мелкозернистые, участками известковистые песчаники, эффективной мощности 7—19 м, пористости 12,6% и проницаемости 670 мд. На Чесноковском месторождении, где верейский горизонт сложен карбонатными породами, коллекторы представлены известняками 8,5—17,5 м мощностью, от 1,3 до 23,9% пористостью и от 0 до 67 мд проницаемостью. Промышленные скопления нефти в верейском горизонте приурочены к месторождениям: Якушкинскому (2 залежи) и Чесноковскому. Залежи пластовые сводовые и литологически экранированные.

Б а ш к и р с к и й я р у с (C_{2b}) сложен известняками. Коллекторами являются перекристаллизованные и закарстованные разности известняков со средней пористостью 25% и проницаемостью 1644 мд. Эффективная мощность продуктивного пласта 12—18 м. Промышленные скопления нефти приурочены к месторождениям Студено-Ключевской, Шугуровско-Серноводской и Байтуганской тектонических зон.

#### Нижний отдел

Т у л ь с к и й г о р и з о н т (C_{1v tl}) представлен известняками с прослоями глин и только на Серноводском месторождении в этом горизонте были встречены прослой песчаников. Песчаники по составу очень близки к песчаникам бобриковского горизонта.

Промышленная залежь нефти выявлена только в пределах Серноводского месторождения. Залежь пластовая литологически экранированная. Режим водонапорный.

Б о б р и к о в с к и й г о р и з о н т (C_{1v b}) сложен глинами и алевролитами с прослоями песчаников мелко- и среднезернистых, глинистых, мощностью 13—21 м.

Коллекторами являются прослой песчаников непостоянной мощности. Эти песчаники выклиниваются или замещаются по простиранию плотными алевролитами и глинами, вследствие чего все залежи бобриковского горизонта в пределах описываемых территорий относятся к типу пластовых литологически экранированных, реже пластовых сводовых.

Промышленные скопления нефти выявлены на месторождениях: Малиновском, Радаевском, Боровском, Серноводском, Якушкинском, Буз-Башском, Байтуганском, Красноярском, Султангулово-Заглядинском (2 залежи), Тарханском и Ашировском. Режим залежи гидродинамический.

М а л и н о в с к и й н а д г о р и з о н т (C_{1v me}) установлен на ограниченной территории в Серноводском, Радаевском и Малиновском месторождениях. По литологическому составу надгоризонт аналогичен бобриковскому и сложен глинами и алевролитами с прослоями песчаников. Мощность отложений на Радаевском месторождении достигает 65 м, и к востоку резко уменьшается до полного выклинивания.

Коллекторами являются песчаники высокой пористости — до 20% и проницаемости — до 1500 мд; эффективная мощность их 5—12 м.

Промышленные скопления нефти выявлены на всех месторождениях. Залежи пластовые сводовые и литологически экранированные.

Т у р н е й с к и й я р у с (C_{1t}) в верхней части представлен известняками органогенно-обломочными, пористыми, кавернозными, а в нижней — плотными доломитами. Мощность отложений 70—85 м.

Коллекторами являются органогенно-обломочные известняки верхней части яруса эффективной мощности 5,7—15 м, пористости 5,5—12% и проницаемости 6,42—136 мд. Залежи нефти приурочены к 10 месторождениям (Радаевское, Буз-Башское, Байтуганское, Кислинское, Сосновско-Дерюжевское, Калиновско-Новостепановское, Красноярское, Султангулово-Заглядинское, Тарханское и Ефремово-Зыковское). По типу залежи относятся к массивным.

#### Девонская система

Промышленное нефтенасыщение установлено в отложениях данково-лебедянского и пашийского горизонтов верхнего девона.

Д а н к о в о - л е б е д я н с к и й г о р и з о н т (D_{3fm d-1}) сложен в верхней части органогенно-обломочными известняками, а в нижней — доломитами. Коллекторами являются известняки с низкой пористостью, в среднем 6,2% и проницаемостью 24 мд. Залежи нефти установлены в Султангулово-Заглядинском и Ефремово-Зыковском месторождениях. Залежи массивного типа.

П а ш и й с к и й г о р и з о н т (D_{3fg p}) сложен исключительно терригенными породами, среди которых главную роль играют алевролиты и подчиненную — песчаники и глины. Мощность отложений колеблется от 53—56 м на Сосновско-Дерюжевском месторождении до 24—27 м на Ефремово-Зыковском.

Коллекторами являются мелкозернистые кварцевые песчаники 3,4—6,6 м эффективной мощности, 16,5—18% пористости и 274—299 мд проницаемости. Выделяются две пачки коллекторов, индексируемые D_I и D_{II}.

Залежи нефти выявлены в 9 месторождениях (Радаевском, Саврушинском, Сосновско-Дерюжевском, Аманакском, Красноярском, Султангулово-Заглядинском, Тарханском, Ашировском и Алябьевском). Залежи пластовые, сводовые.

#### Распределение запасов нефти и газа по тектоническим зонам

В пределах Большекинельского вала установлено 9 месторождений, в которых открыто 36 залежей (24 — в восточной части вала и 11 — в западной), из них 7 газовых, 8 газо-нефтяных и 21 нефтяная. В пяти месторождениях западной части вала почти все залежи

(6) приурочены к верхней части разреза — калиновской свиты. В отложениях уфимского, артинского и сакмарского ярусов выявлено только по одной залежи, а в турнейском ярусе и пашийском горизонте — по две. В четырех месторождениях восточной части Большекинешельского вала залежи распределены по всему разрезу. Они установлены в отложениях уфимского, артинского и сакмарского ярусов, бобринского горизонта, турнейского яруса и пашийского горизонта. Исключение составляют Красноярское месторождение, где имеется также залежь в калиновской свите, и Ашировское месторождение, где нет залежи в турнейском ярусе.

К отложениям калиновской свиты приурочены в основном залежи газа; газо-нефтяная залежь приурочена только к Калиновско-Новостепановскому месторождению, где нефтяная оторочка имеет значительные размеры, но распространена не по всему периметру залежей. Отложения уфимского, артинского и сакмарского ярусов содержат в основном газо-нефтяные залежи. Исключением являются: нефтяная залежь в Бугурусланском месторождении и газовая в Ашировском месторождении в отложениях уфимского яруса; нефтяные залежи в Бугурусланском и газовые в Тарханском месторождениях в отложениях артинского и сакмарского ярусов. К отложениям бобринского горизонта, турнейского яруса и пашийского горизонта приурочены только залежи нефти.

В связи с резким уменьшением песчаных прослоев в глинах бобринского горизонта и неравномерным расположением их на структурах (Свищев, 1961) промышленная нефтеносность этого горизонта в описываемой зоне резко снижается. В отложениях турнейского яруса в большинстве месторождений зоны отмечается повышенная нефтенасыщенность.

По распределению запасов (рис. 63) в данной зоне выделяется три продуктивные толщи: верхнепермская, нижнекаменноугольная и верхнедевонская. В первой толще наибольшие запасы приурочены к отложениям калиновской свиты и снижаются вниз по разрезу. Во второй толще максимальные запасы сосредоточены в отложениях турнейского яруса и снижаются вверх по разрезу. В терригенной толще верхнего девона запасы приурочены к пашийскому горизонту. Основные запасы в пашийском горизонте находятся в центральной части Большекинешельского вала.

В залежах девонских и каменноугольных отложений на 1 т нефти приходится 21,4 м³ растворенного в нефти газа (свободный газ здесь отсутствует), а в верхнепермских — 2200 м³ свободного и растворенного в нефти газа.

Запасы по месторождениям распределяются таким образом: к двум месторождениям — Калиновско-Новостепановскому и Султангулово-Заглядинскому — приурочено 64,70% запасов Большекинешельского вала; к двум месторождениям: Красноярскому и Тарханскому — 27,52%, а к остальным пяти месторождениям — всего 7,78% общих запасов вала. Практически все запасы нефти и газа Большекинешельского вала сосредоточены на четырех месторождениях.

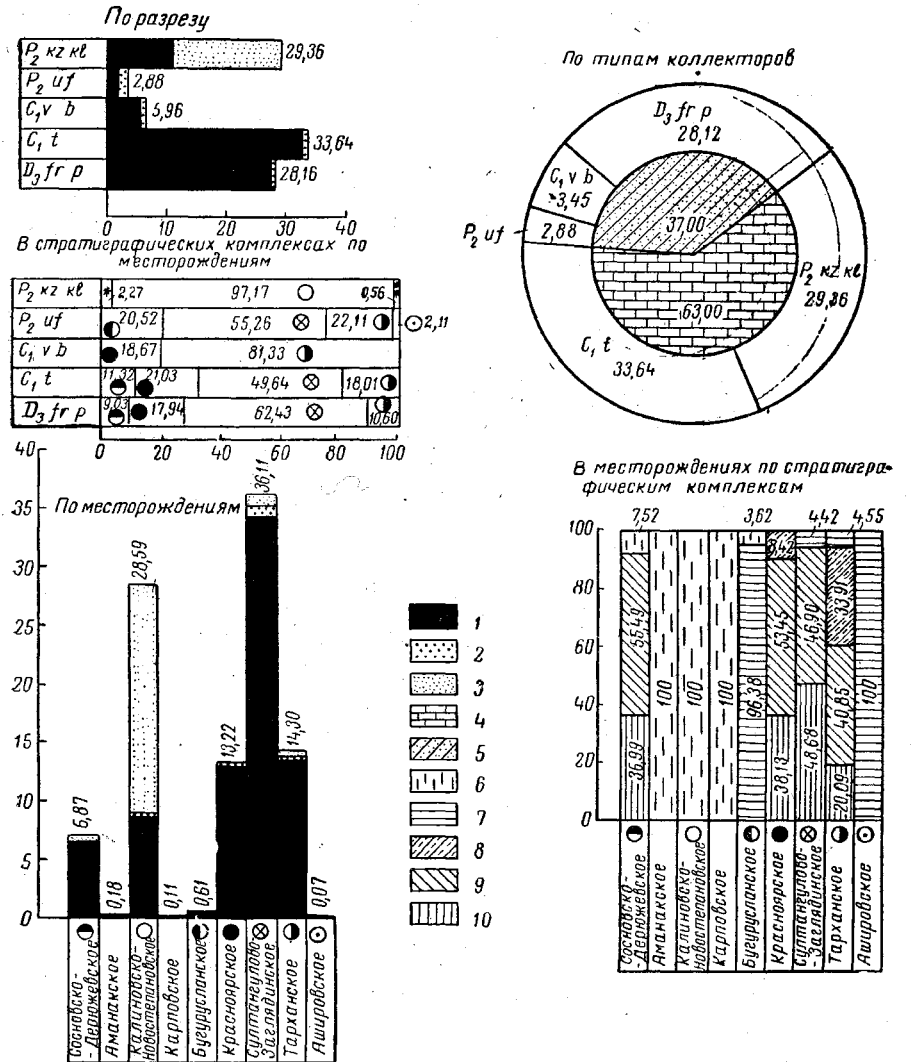


Рис. 63. Распределение запасов нефти и газа в пределах Большекинешельского вала (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6 — калиновская свита; 7 — уфимский ярус; 8 — бобринский горизонт; 9 — турнейский ярус; 10 — пашийский горизонт; * — падает на месторождения: Аманакское, Сосновско-Дерюжеское; ** — на Карповское и Бугурусланское.

Соотношение запасов в балансе месторождений таково: основными залежами относительно суммарных запасов каждого продуктивного горизонта являются: для калиновской свиты — залежь Калиновско-Новостепановского месторождения (97,17%), для уфимского яруса — залежь Султангулово-Заглядинского месторождения (55,26%), для бобриковского горизонта — залежь Тарханского месторождения (81,33%), для турнейского яруса — залежь Султангулово-Заглядинского месторождения (49,64%), для пашийского горизонта — залежь того же месторождения (62,43%).

По типам коллекторов запасы нефти и газа распределяются так: почти  $\frac{2}{3}$  их приурочено к карбонатным коллекторам и только  $\frac{1}{3}$  — к терригенным. Преобладающие типы залежей — массивные и пластовые сводовые.

В пределах остальных зон основные запасы приурочены к разным стратиграфическим комплексам: к калиновскому горизонту в Южно-Большекинельской зоне (85,10%); к верейскому горизонту (60,69%) в Студено-Ключевской зоне; к башкирскому ярусу в Шугурово-Сергиевской зоне (68,91%); к бобриковскому горизонту в Малиновской (96,11%) и Байтуганской (83,42%) тектонических зонах.

#### ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ, ГАЗОВ И ПЛАСТОВЫХ ВОД

Наиболее детально нами были исследованы нефти и газы самого крупного тектонического элемента впадины — Большекинельского вала, к которому приурочено около 50% всех запасов и промышленная нефтегазоносность которого прослеживается по всему разрезу палеозойских отложений. Нефти и газы остальных зон исследовались менее детально. Для примера приведено описание изменений геохимической характеристики флюидов по разрезу только двух наиболее изученных месторождений с широким диапазоном нефтегазоносности: Сосновско-Дерюжевского и Султангулово-Заглядинского.

#### Изменение свойств нефтей и газов по разрезам месторождений

В Сосновско-Дерюжевском месторождении и промышленная нефтегазоносность приурочена к отложениям турнейского яруса и пашийского горизонта. Газоносность связана с отложениями калиновской свиты.

Физико-химическая и люминесцентная характеристики нефти и газа из указанных отложений приведены на рис. 64.

Нефти и растворенные газы турнейского яруса и пашийского горизонта по составу различны. Вверх по разрезу нефти становятся более тяжелыми, увеличивается жирность растворенных в них газов. Последнее, вероятно, связано с тем, что легкая фракция нефтей турнейского яруса содержит больше (на 15%) парафиновых

углеводородов. В свободных газах, наоборот, резко возрастает содержание азота и метана. В нефти пашийского горизонта растворено значительно больше газа, чем в нефти турнейского яруса (газовый фактор соответственно равен 45 и 27  $m^3/m$ ).

Газ калиновской свиты сухой, содержит метана в 16 раз больше, чем тяжелых газов. Характерная особенность его — высокое содержание азота, примерно одинаковое соотношение нормального бутана и изобутана и отсутствие пентана.

В Султангулово-Заглядинском месторождении нефтеносность приурочена к отложениям девонской и каменноугольной систем, нефтегазоносность и газоносность — к пермским отложениям — уфимскому и сакмарскому ярусам.

Нефти по составу разнообразны, хотя определенного направления в изменении их свойств по стратиграфическому разрезу не наблюдается (рис. 65).

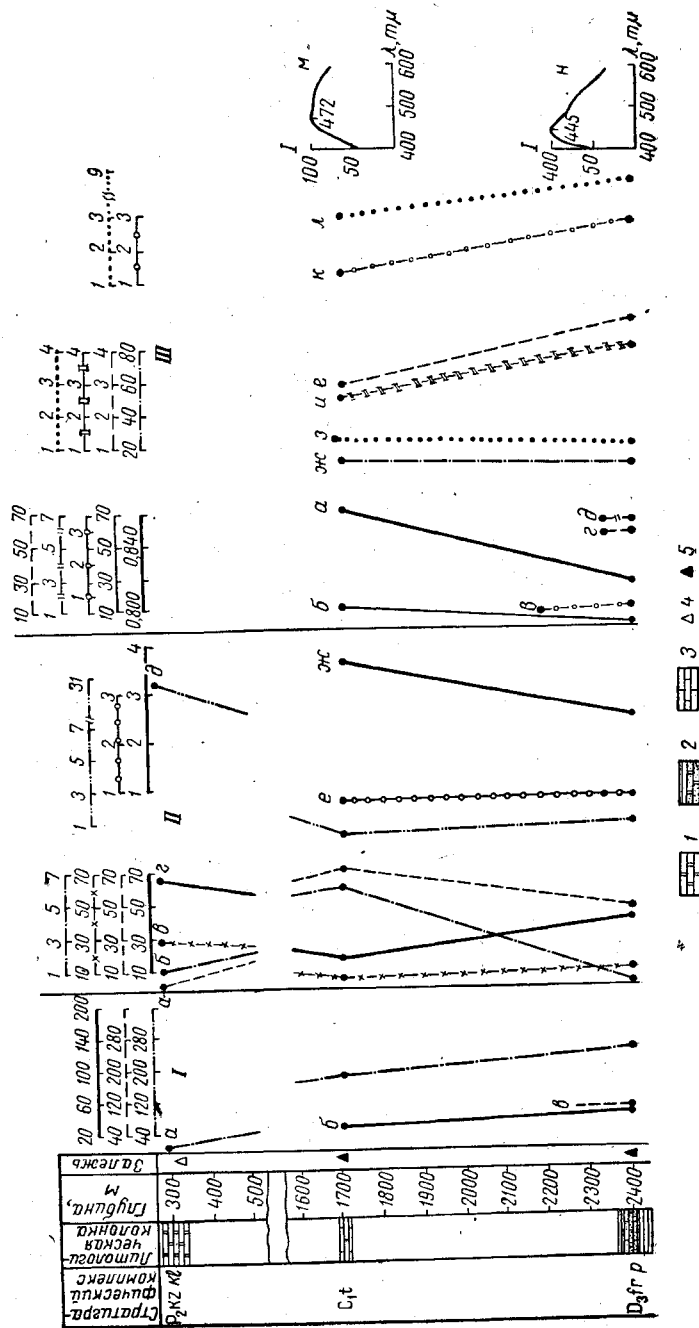
Наиболее тяжелая нефть, с удельным весом 0,894 и содержанием акцизных смол 66%, встречается в отложениях сакмарского яруса, а наиболее легкая, с удельным весом 0,862 и содержанием акцизных смол 43,3% — в отложениях бобриковского горизонта. Средние по составу нефти приурочены к основным продуктивным горизонтам месторождения: уфимскому, турнейскому ярусам и пашийскому горизонту. Нефти этих стратиграфических комплексов наиболее изучены, что позволяет охарактеризовать их состав и выделить специфические черты сходства и различия.

Нефть уфимского яруса более легкая (удельный вес 0,870), менее вязкая, чем нефти турнейского яруса и пашийского горизонта, характеризуется меньшей яркостью люминесценции. Цвет люминесценции капиллярных втяжек коричневато-оранжевато-желтый. Спектр люминесценции имеет широкий максимум в интервале волн 470—510  $m\mu$ . По данным люминесценции, содержание ванадиевых парафинов меньше, чем в нефтях из отложений турнейского яруса. Из микроэлементов характерно присутствие марганца, никеля в большом количестве и железа в относительно большом количестве.

По углеводородному составу, так же как в нефтях турнейского яруса, преобладают нафтено-ароматические углеводороды легкой и тяжелой фракций.

Удельный вес нефти, залегающей в отложениях турнейского яруса (0,880) примерно такой же, как в пашийском горизонте, но она менее вязкая и смолистая (по содержанию силикагелевых смол) и более сернистая.

Яркость люминесценции в ней большая. Особенно резкие различия наблюдаются по спектрам люминесценции, который сдвинут в коротковолновую часть, где в интервале волн 463—516  $m\mu$  выделяются два максимума. Такие же различия наблюдаются и по спектрам поглощения спиртовых втяжек нефтей (рис. 66). Если в нефти пашийского горизонта наблюдается интенсивное поглощение в области 572  $m\mu$  (главная полоса ванадиевого порфирина), то в нефти турнейского яруса отмечается и вторая полоса поглощения



в области 533  $m \mu$ . Оптическая плотность в полосе поглощения ванадиевого комплекса порфиринов (572  $m \mu$ ) в нефти турнейского яруса выше, чем в девонской, и составляет 0,092, что свидетельствует о большем содержании ванадиевого комплекса порфиринов. Содержание микроэлементов, особенно ванадия и никеля, значительно выше, чем в нефти из девонских отложений.

По углеводородному составу в нефти преобладают нафтенно-ароматические углеводороды, как в легкой, так и в тяжелой фракциях; они характеризуются более длинными цепями по сравнению с аналогичными углеводородами нефти пашийского горизонта. Углеводороды парафино-нафтенной фракции во фракции выше 150° С отличаются длинными цепями; только три процента атомов в молекуле связано с кольцами.

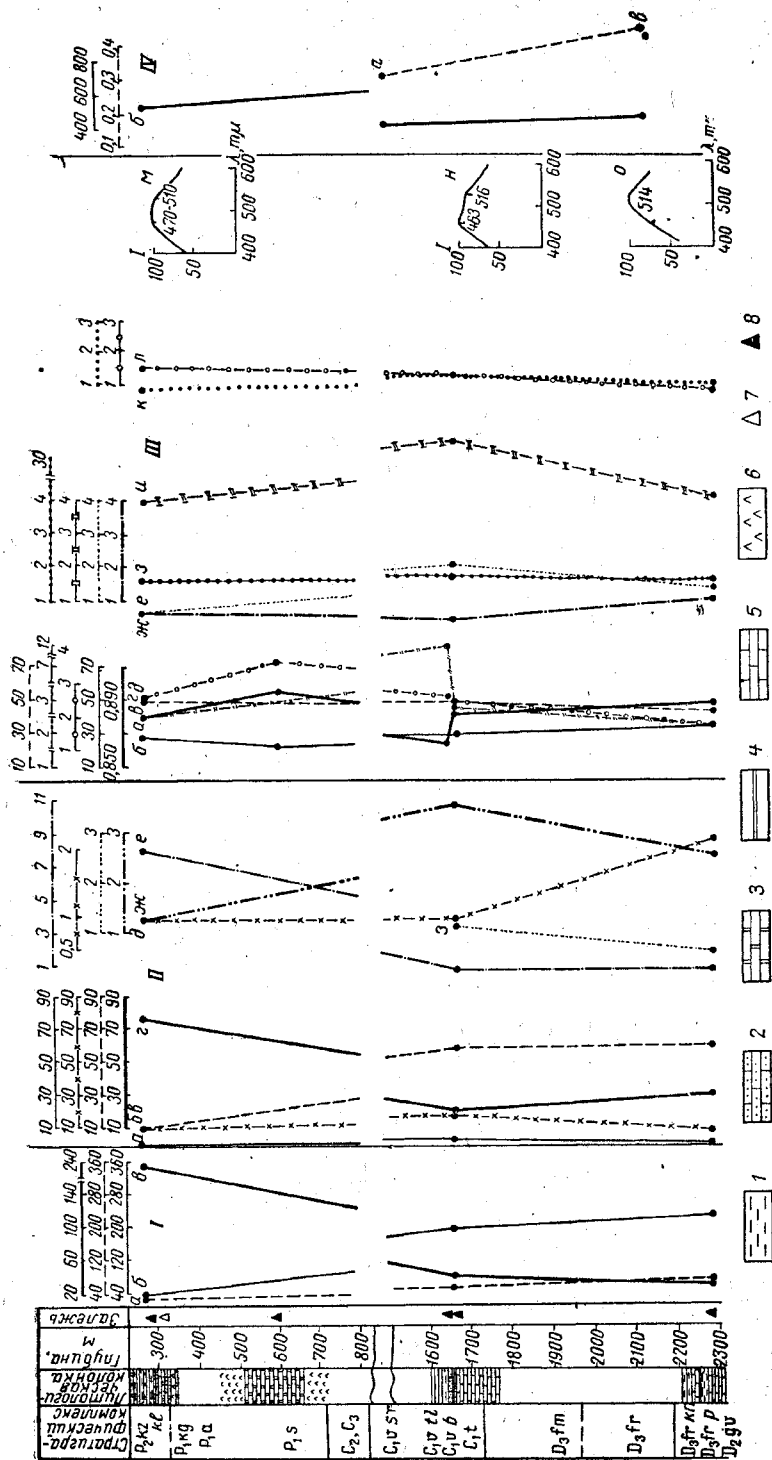
Нефти из отложений пашийского горизонта относительно тяжелые (удельный вес 0,886); вязкие, высокосмолистые, содержащие большой процент кокса и асфальтенов. Обладают небольшой яркостью люминесценции; максимум спектра люминесценции (530  $m \mu$ ) сдвинут в длинноволновую часть. Цвет люминесценции капилярных вытяжек темно-коричневато-оранжевый. Интенсивное поглощение спектра наблюдается в области 572  $m \mu$  (спиртовой вытяжки). Разность оптических плотностей для полосы поглощения ванадиевого комплекса порфиринов 572  $m \mu$  составляет 0,045. В нефтях встречены ванадий, никель, медь, железо и следы марганца. Содержание ванадия на 100 г нефти 7—8 мг, остальных микроэлементов — сотые доли миллиграмма. Легкая фракция состоит из одинакового количества парафино-нафтенных и нафтенно-ароматических углеводородов. В тяжелой фракции преобладают парафино-нафтенные углеводороды, характеризующиеся относительно короткими парафиновыми цепями и довольно высоким содержанием атомов углерода, входящих в кольца (40%).

Определенного направления в изменении свойств газов по стратиграфическому разрезу также не наблюдается.

Наиболее «сухой» газ с самым высоким содержанием метана (69%) приурочен к залежи нефти уфимского яруса, наиболее «жирный» с содержанием тяжелых углеводородов до 58,6% — к залежи турнейского яруса. Растворенный газ пашийского горизонта

Рис. 64. Изменение свойств газа и нефти по разрезу Сосновско-Дерюжевского месторождения.

1 — доломит; 2 — песчаник; 3 — известняк; 4 — газ; 5 — нефть; I — характеристика залежи: а — начальное пластовое давление, ат; б — газовый фактор,  $m^3/m$ ; е — давление насыщения, ат; II — характеристика газа: содержание, об. %: а — тяжелых углеводородов; б —  $H_2S + CO_2$ ; в — азота; г — метана; отношение: д — метана + азота к тяжелым углеводородам; е — нормального пентана и изопентану; ж — нормального бутана к изобутану; III — характеристика нефти: а — удельный вес, содержание, %; б — смол и асфальтенов; в — серы; г — легких фракций до 300° С; д — парафина; отношение: е — парафиновых углеводородов к ароматическим во фракции выше 150° С; ж — то же + нафтенных к ароматическим во фракции до 150° С; з — % атомов C в парафиновых цепях к % атомов C в кольцах в ароматических углеводородах; и — то же в кольцах парафино-нафтенных углеводородов; к — цветовая характеристика; л — яркость люминесценции; м, н — спектры люминесценции, длина волны для: м — турнейского яруса, н — пашийского горизонта.



характеризуется примерно одинаковым соотношением метана и более тяжелых углеводородов. Содержание углеводородных компонентов — азота, сероводорода и углекислого газа, редких газов (гелия и аргона) также меняется по разрезу незакономерно.

Минерализация пластовых вод по разрезу увеличивается от отложений уфимского яруса до пашийского горизонта, а сульфатность, наоборот, падает.

В пределах месторождений Радаевского, Саврушинского, Кислинского и Алябьевского с увеличением возраста вмещающих отложений увеличивается удельный вес нефтей.

На Красноярском и Тарханском месторождениях закономерности в изменении свойств нефтей аналогичны таковым в Султангулово-Заглядинском месторождении, т. е. самые легкие нефти присущи отложениям карбониферной системы, самые тяжелые — нижнепермской, а нефти со средним удельным весом — отложениям верхней перми и девона.

На месторождениях Калиновско-Новостепновском, Бугурусланском и Ашировском закономерность в изменении свойств нефтей по разрезу не устанавливается.

На Кирюшкинском и Башкатовском месторождениях вверх по разрезу в газах уменьшается содержание метана и увеличивается содержание тяжелых углеводородов, азота и кислых компонентов.

По сравнению с нефтями ранее рассмотренных структурных элементов исследованной территории нефти Мелекесс-Радаевской

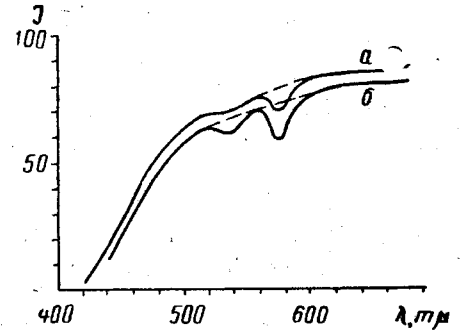


Рис. 66. Спектр поглощения спиртовых вытяжек нефти Султангулово-Заглядинского месторождения.

a — пашийский горизонт; б — турнейский ярус.

Рис. 65. Изменение свойств газа, нефти, воды по разрезу Султангулово-Заглядинского месторождения.

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — доломит; 4 — алевролит; 5 — известняк; 6 — ангидрид; 7 — газ; 8 — нефть; I — характеристика залежи; а — давление насыщения, ат; б — начальное пластовое давление, ат; в — газовый фактор, м³/т; II — характеристика газа, содержание, об. %: а — H₂S + CO₂; б — азота; в — тяжелых углеводородов; г — метана; отношение; д — гелия к аргону; е — метана + азота к тяжелым углеводородам; ж — нормального бутана к изобутану; з — нормального пентана к изопентану; III — характеристика нефти: а — удельный вес; содержание, %; б — смол и асфальтенов; в — парафина; г — легких фракций до 300° С; ж — серы; отношение; е — парафиновых углеводородов к ароматическим во фракции выше 150° С; ж — то же + нафтеновых к ароматическим во фракции до 150° С; з — % атомов С в парафиновых цепях к % атомов С в кольцах в ароматических углеводородах; и — то же в кольцах парафино-нафтеновых углеводородов; к — яркость люминесценции; л — цветовая характеристика; м — спектры люминесценции, длина волн для: м — уфимского яруса; н — турнейского яруса; о — пашийского горизонта; IV — характеристика воды: а — минерализация, мг-экв на 100 г; б — содержание SO₄²⁻, г на 100 г.

впадины отличаются высоким удельным весом, ббльшим содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов и серы. Как правило, они мало содержат растворенного газа и дают небольшие выходы легких фракций. При этом нефти из пермских, каменноугольных и девонских отложений резко различаются как по углеводородному составу, так и по характеру смолисто-асфальтенов (рис. 67).

Нефти из пермских отложений тяжелые, смолистые, сернистые, выход бензиновых фракций в них небольшой, содержание парафино-нафтеновых и ароматических углеводородов в бензиновых фракциях примерно одинаковое, содержание бензольных и спирто-бензольных смол близкое. Яркость люминесценции их незначительная.

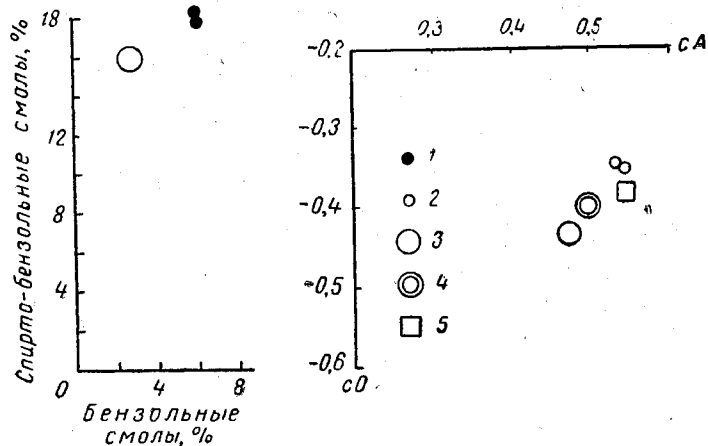


Рис. 67. Характеристика смолистой части нефтей Султангуловско-Заглядинского месторождения.

1 — бензольные смолы; 2 — спирто-бензольные смолы; 3 — уфимский ярус; 4 — турнейский ярус; 5 — нашский горизонт; СО — степень окисленности; СА — степень ассоциированности.

Нефти верхнепермских отложений (удельный вес 0,883) тяжелее нижнепермских, асфальтенов и серы в них в два раза меньше, бензиновых фракций около 15,4%. В бензиновой фракции преобладают парафино-нафтеновые углеводороды.

Нефти нижнепермских отложений очень тяжелые (удельный вес 0,913), смолистые, содержат асфальтенов около 8%, серы 4,4%, бензиновых фракций 9%. В бензиновой фракции преобладают ароматические углеводороды. Такое же соотношение углеводородов наблюдается и для отбензиненных пермских нефтей.

Парафино-нафтеновые углеводороды верхнепермских нефтей в среднем (на молекулу) содержат 4 атома углерода в кольцах (17%) и 17 — в парафиновых цепях; нижнепермские нефти — 2 атома углерода в кольцах (5%) и 28 — в парафиновых цепях.

Для ароматических углеводородов отмечается та же закономерность: более короткие боковые парафиновые цепи ( $C_{17}-C_{25}$ )

и больший процент колец в молекуле (37,5%) в верхнепермских нефтях, чем в нижнепермских (соответственно  $C_{28}-C_{30}$  и 33%).

Максимумы спектров люминесценции нефтей из верхнепермских отложений находятся в интервале волн 478—492  $m \mu$ ; максимум их из нижнепермских отложений сдвинут в сторону более длинных волн — 520  $m \mu$ . Порфиринов, в частности ванадиевых комплексов, в нефтях верхнепермских отложений содержится в 4—5 раз больше, чем в нефтях нижнепермских.

Наиболее тяжелые нефти верхнепермских отложений приурочены к северо-восточной части Мелекесс-Радаевской впадины — к Нойкинско-Кислинской тектонической зоне.

В нефтях верхнепермских отложений содержится много растворенного газа, в котором преобладает метан, почти в два раза меньше тяжелых углеводородов; главное место занимает этан, затем следуют пропан и бутан, нормальных бутанов в  $1\frac{1}{2}-2$  раза больше изобутанов; имеются также пентан и гексан. В растворенных газах верхнепермских отложений отмечается большое содержание сероводорода и углекислоты, особенно в калиновской свите и незначительное, по сравнению с газами нижнепермских отложений, содержание азота и гелия.

Нефти нижнепермских отложений слабо насыщены газом. В газах сакмарского и артинского ярусов тяжелых углеводородов содержится всего около 7,6%, причем разности тяжелее бутана практически отсутствуют.

Нефти каменноугольных отложений также тяжелые и смолистые. Удельный вес их (0,890 — средневзвешенный по запасам) несколько ниже удельного веса пермских нефтей. Они характеризуются высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов, однако, в отличие от пермских нефтей, содержание бензольных смол в них в 3 раза больше спиртобензольных, а асфальтенов и серы значительно меньше. В бензиновой фракции парафино-нафтеновых углеводородов почти в 2 раза больше ароматических. То же соотношение в отбензиненной фракции.

В нефтях каменноугольной системы встречены порфирины, содержание которых очень непостоянное. Углеводороды как парафино-нафтеновые, так и ароматические, выделяемые из нефтей, характеризуются большей цикличностью и более короткими парафиновыми цепями по сравнению с углеводородами нефтей пермских отложений. Нефти из каменноугольных отложений характеризуются значительно большей яркостью люминесценции и отличаются своеобразным, свойственным только этим нефтям спектром люминесценции, на котором четко выделяются два максимума; в интервале длин волн 463  $m \mu$  и 511—516  $m \mu$ .

Растворенного газа нефти содержат мало. По составу газ резко отличается от пермского: а) значительно меньшим содержанием метана и тяжелых углеводородов и примерно одинаковым содержанием этана и пропана, тогда как в газах пермских отложений

всегда больше этана; б) содержанием нормального бутана в 2 раза большим содержания изобутана; в) большим содержанием азота и кислых газов.

Нефти среднего и нижнего карбона по люминесцентно-спектральным свойствам различаются не резко. Первые менее сернистые, содержат несколько меньше смолисто-асфальтовых компонентов и парафинов (твердых).

Вторые содержат меньше растворенного газа, чем нефти нижнего карбона и являются более жирными. Величина отношения нормального бутана к изобутану в газах среднего карбона равна 2, а в газах нижнего карбона 2,4—2,8.

Удельный вес нефтей среднего карбона колеблется от 0,875 до 0,915. Наиболее тяжелые нефти (удельный вес 0,910—0,915) приурочены к северо-западной части Мелекесс-Радаевской впадины — Студено-Ключевской тектонической зоне. К востоку, в Байтуганской зоне, к югу, в Шугуровско-Серноводской зоне и к западу, в Малиновской зоне встречены более легкие нефти удельного веса 0,875—0,900, запасы которых значительно превышают запасы тяжелых нефтей.

Нефти и растворенные газы нижнего карбона (тульский, бобринский горизонты, малиновский надгоризонт и турнейский ярус) близки по своим свойствам как по усредненным данным в целом по Мелекесс-Радаевской впадине, так и, в особенности, по отдельным тектоническим зонам. Незначительные различия между нефтями и растворенными в них газами бобринского горизонта и турнейского яруса сводятся к следующему:

а) в нефтях бобринского горизонта содержится больше парафинов, чем в нефтях турнейского яруса;

б) в бензиновой фракции нефтей бобринского горизонта преобладают парафиновые углеводороды, а в бензиновой фракции нефтей турнейского яруса соотношение парафино-нафтеновых и ароматических углеводородов одинаковое;

в) нефти бобринского горизонта характеризуются большей яркостью люминесценции, спектр люминесценции их сдвинут в область более коротких волн;

г) в растворенных газах бобринского горизонта больше тяжелых углеводородов и меньше метана и азота, чем в газах турнейского яруса;

д) кислых газов в нефтях бобринского горизонта больше, чем в нефтях турнейского яруса. Для первых характерно повышенное содержание углекислоты, для вторых — сероводорода.

Указанные различия незначительны по своим величинам и носят явно вторичный характер.

В бобринском горизонте удельный вес нефтей колеблется от 0,862 до 0,959. Наиболее тяжелые нефти встречены в Студено-Ключевской и Малиновской тектонических зонах. Самые легкие нефти этого горизонта приурочены к Большекинельскому валу. В общем

балансе запасов бобринского горизонта тяжелые нефти преобладают.

В турнейском ярусе также самые тяжелые нефти приурочены к Малиновской зоне, несколько легче нефти Байтуганской зоны, Большекинельского вала и самые легкие нефти в Алябьевской зоне, т. е. к востоку от центральной части Мелекесс-Радаевской впадины нефти становятся более легкими. Нефть из турнейского яруса удельного веса меньше 0,900 представляют основные запасы этого яруса.

В сторону регионального подъема пластов нижнего карбона удельный вес нефтей, как правило, возрастает. Соответственно изменяются и другие показатели и свойства нефти. Имеющиеся исключения объясняются также вторичными процессами.

Удельный вес нефтей девонских отложений (средневзвешенный по запасам) 0,874. Они смолистые, сернистые, по содержанию смолисто-асфальтовых компонентов и серы близки к нефтям каменноугольных отложений, но по другим свойствам: содержанию парафинов, вязкости, люминесцентно-спектральным характеристикам и углеводородному составу существенно различаются.

Содержание порфиринов (ванадиевый комплекс) в нефтях колеблется от 17 до 381 мг на 100 г.

По содержанию парафино-нафтеновые углеводороды в этих нефтях больше преобладают над ароматическими, чем в нефтях каменноугольных отложений. Так, в бензиновой фракции каменноугольных нефтей парафино-нафтеновых углеводородов 60%, ароматических 33,09%; девонских — парафино-нафтеновых — 64,2%, ароматических — 31%. В отбензиновой фракции парафино-нафтеновых углеводородов в нефтях карбона 33%, девона 41,6%.

Парафино-нафтеновые углеводороды характеризуются более уплотненными молекулами (большее число колец) и более длинными парафиновыми цепями, а ароматические углеводороды содержат больше колец в молекуле, чем аналогичные углеводороды нефтей каменноугольных отложений.

Особенно четкие различия между нефтями каменноугольных и девонских отложений наблюдаются по данным люминесцентно-спектрального анализа, в частности, по спектрам люминесценции. Для первых характерен спектр с двумя максимумами, для вторых с одним нешироким максимумом.

Растворенного газа в нефти: от 8 до 41 м³/т. Газ жирный; тяжелых углеводородов в нем почти в 2 раза больше, чем метана, преобладает пропан, что существенно отличает его от пермских газов.

Среди углеводородных компонентов основное место занимает азот (10—15%). Кислых газов содержится значительно меньше, чем в газах из отложений карбона, но больше, чем в газах из пермских отложений. Для растворенных газов девона характерна большая величина отношения нормального бутана к изобутану.

Нефти фаменского яруса и пашийского горизонта и растворенные в них газы по составу резко не различаются, что особенно хорошо

Характеристика залежей нефти и газа уфимского яруса  
месторождений Большекинельского вала

видно как по спектрам люминесценции, так и по углеводородному составу газов.

Нефти пашийского горизонта в пределах Мелекесс-Радаевской впадины претерпевают существенные изменения в составе. Удельный вес их колеблется от 0,931 до 0,810; таких больших колебаний не наблюдалось ни в одном стратиграфическом комплексе.

Самые тяжелые смолисто-сернистые нефти встречены в северо-восточной части Мелекесс-Радаевской впадины — в Нойкинско-Кислинской тектонической зоне (удельный вес 0,931) и в центральной части — в Малиновской тектонической зоне (удельный вес 0,921). Запасы их незначительны.

Самые легкие нефти, по составу необычные для Мелекесс-Радаевской впадины, приурочены к пашийскому горизонту, развитому в северо-западной части Большекинельского вала. Запасы их составляют 9% от всех запасов пашийского горизонта. Нефти этой зоны имеют удельный вес 0,886. Следовательно, наиболее легкие нефти содержат более древние отложения. Вверх по разрезу от пашийского горизонта к более молодым отложениям удельный вес нефтей (средне-взвешенный по запасам) увеличивается от 0,874 — девонских и 0,890 — карбоновых до 0,894 — пермских.

#### Изменение свойств нефтей, газов и пластовых вод по стратиграфическим комплексам в тектонических зонах

В пределах Большекинельского вала глубина залегания отложений уфимского яруса при общем увеличении с северо-запада на юго-восток изменяется неравномерно (табл. 21). На Бугурусланском месторождении, являющемся самой западной структурой, где отложения уфимского яруса продуктивны, кровля продуктивного пласта залегает на значительно меньшей глубине, чем на более восточных — Красноярском и Султангулово-Заглядинском месторождениях.

Начальные пластовые давления в залежах колеблются в незначительных пределах — от 27 до 32 ат. Четкой закономерности в изменении пластовых давлений не наблюдается.

Нефти тяжелые, смолистые (1,47—2,58%). Удельный вес их колеблется в пределах 0,874—0,911. Самые тяжелые нефти приурочены к Заглядинской и Бугурусланской структурам, более легкие — к Красноярской и Султангуловской. Определенной закономерности в изменении свойств нефтей в пределах Большекинельского вала не наблюдается. Отмеченные колебания в свойствах нефтей связаны, по-видимому, с процессами их окисления в залежах. Как Заглядинская, так и, в особенности, Бугурусланская залежи сильно обводнены. Воды обогащены сульфатами, что, по-видимому, способствовало усиленному окислению нефтей. Более окисленные нефти Бугурусланского месторождения характеризуются повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (7,49%).

Месторождения	Максимальная отметка кровли пласта, м	Отметки контактов, м			Пластовое давление, ат	Давление насыщения, ат	Газовый фактор, м ³ /т
		газо-водной	газо-нефтяной	воло-нефтяной			
Бугурусланское	—150	—	158	166	28	—	70—300
Красноярское	—185	—	—	190	30	28	13—1962
Султангуловско-Заглядинское	Султангуловский участок	—158	—	164	167	27	—
	Заглядинский участок	—160	—	174	178	30	—
Тарханское	—144—149	154—158	—	—	—	—	—
Ашировское	—215	126—128	—	—	—	—	—

В нефтях содержится много газа. Величина газового фактора увеличивается в направлении регионального подъема слоев. В этом же направлении наблюдается определенная закономерность в изменении состава растворенного газа — он становится более сухим — содержит больше метана и меньше тяжелых углеводородов; отмечается также и увеличение содержания азота (6,83% против 16,00%). Наибольшее содержание сероводорода (1,43%) и углекислоты (0,81%) приурочено к Бугурусланскому месторождению, в котором встречены самые тяжелые нефти.

В свободном газе залежей в наиболее приподнятом, восточном продолжении Большекинельского вала отмечается обратная закономерность. В сторону регионального подъема (с запада на восток) количество тяжелых углеводородов в газе увеличивается, особенно это относится к бутану, а содержание метана уменьшается. Кислых газов содержится мало.

В калиновской свите встречена только одна газо-нефтяная залежь — Калиновско-Новостепановская. К западу от нее к калиновской свите приурочены газовые залежи. В центральной части Большекинельского вала промышленные залежи газа в калиновской свите отсутствуют.



В изменении качественной характеристики газа калиновской свиты наблюдается примерно та же закономерность, которая отмечалась для газа уфимского яруса. В направлении с запада на восток содержание метана незначительно увеличивается, а в восточной части вала вновь уменьшается. В газе западных площадей, кроме этана и пропана, в незначительных количествах содержится бутан. В более восточных площадях, наряду с этаном, пропаном и бутаном, встречен также и пентан.

Так же как и в уфимском ярусе, в калиновской свите содержание кислых газов уменьшается к востоку.

В турнейском ярусе установлено 7 залежей нефти. Глубина залегания кровли пород колеблется от —1455 до —1576 м.

В современном структурном плане наблюдается постепенное и закономерное погружение залежей турнейского яруса от западной залежи Сосновско-Дерюжевского месторождения к востоку до залежи Тарханского месторождения включительно (табл. 22).

Таблица 22

Характеристика залежей нефти турнейского яруса месторождений Большекинского вала

Месторождение	Параметры					газовый фактор, м ³ /т
	отметка кровли пласта, м		отметка водо-нефтяного контакта, м	пластовое давление, ат	давление насыщения, ат	
	max	min				
Сосновско-Дерюжевское . . . . .	—1455	—1500	—1487	180,5	—	26—27
Калиновско-Новостепановское . . . . .	—1485	—	—1502	156,2	—	50
Красноярское . . . . .	—1504	—1550— 1625 (?)	—1534,2	189,4	62	62
Султангулово-Заглядинское . . . . .	—1517— 1519	—1600 (?)	—1537	177— 188,5	46—55	40
Тарханское . . . . .	—1549— 1576	—1625	—1590— 1608	185,5	51,5	21

Давление насыщения понижается от Красноярского месторождения к Тарханскому, а газовый фактор резко уменьшается от Красноярского месторождения к западу и востоку.

Пластовое давление колеблется в незначительных пределах — от 177 до 189 ат; исключение составляет залежь Калиновско-Новостепановского месторождения (возможно, из-за неточности замеров).

Нефти из отложений турнейского яруса характеризуются менее значительными колебаниями свойств, чем это наблюдалось в залежах

пашийского горизонта (см. рис. 68). Наиболее легкие нефти (удельный вес 0,859—0,862) приурочены к Сосновско-Дерюжевскому и Красноярскому месторождениям. Нефти остальных месторождений имеют примерно одинаковый удельный вес — 0,880. По данным группового и кольцевого анализов в направлении с запада на восток в нефтях уменьшается количество парафино-нафтеновых и увеличивается количество ароматических углеводородов. В структуре ароматических углеводородов уменьшается количество колец в молекуле и процент атомов углерода в кольцах (47 против 37) и увеличивается количество атомов углерода в парафиновых цепях (C₁₇—C₁₃ против C₂₃).

В газах, растворенных в нефтях, в направлении с запада на восток увеличивается содержание метана и азота и уменьшается содержание кислых компонентов.

Приведенные данные по характеристике нефтей и растворенных газов свидетельствует о том, что определенной закономерности в их изменении по Большекинскому валу для турнейского яруса не отмечается. По-видимому, это вызвано тем, что нефти претерпели сильные изменения вследствие неоднократных перестроек структурного плана, которые могли создать благоприятные условия для переформирования залежей и, возможно, для окисления нефтей, неодинаковое по интенсивности в залежах, расположенных в разных частях Большекинского вала.

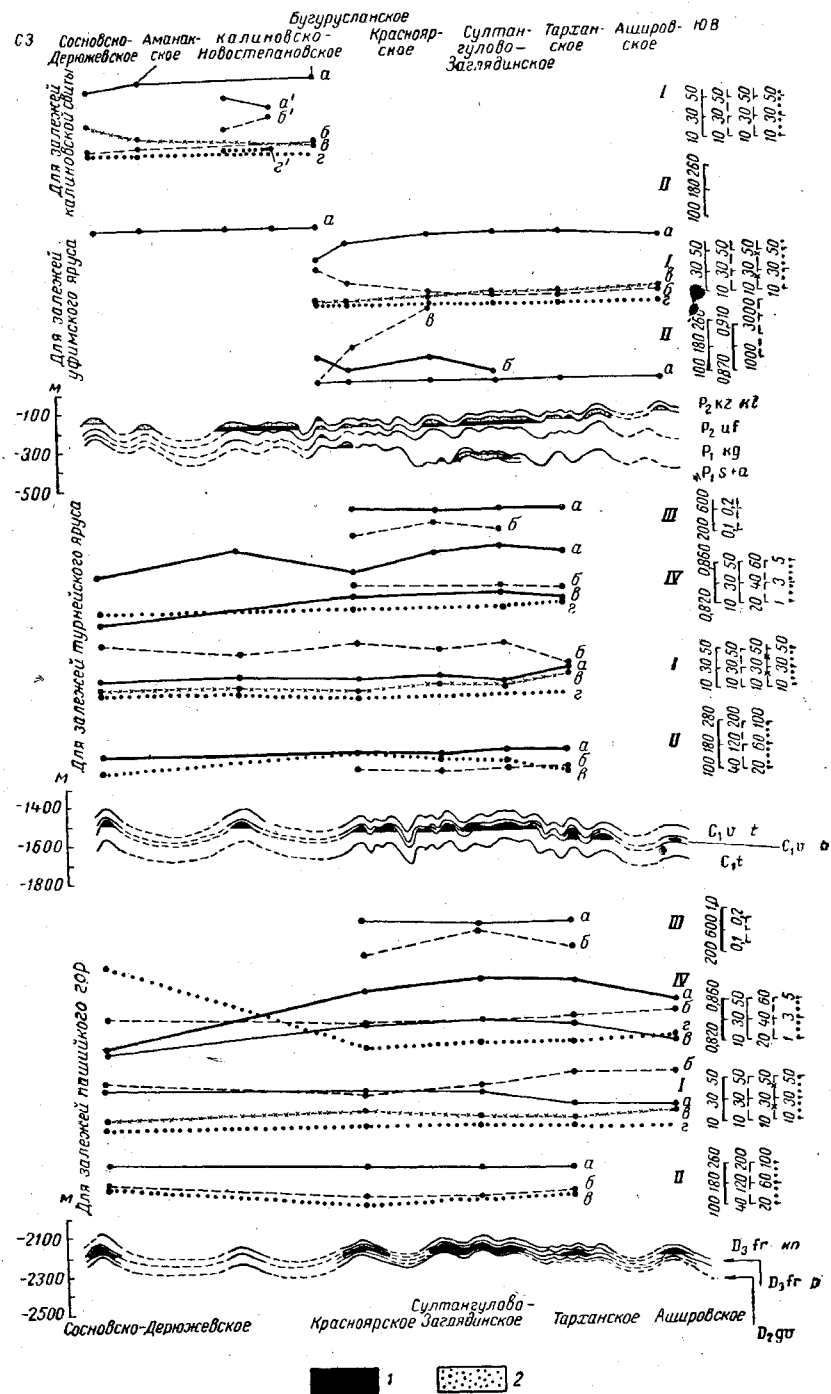
В пределах Большекинского вала в отложениях пашийского горизонта установлено 5 залежей нефти. Разница в глубине залегания колеблется в пределах 85 м (табл. 23). Наиболее погружена в современном структурном плане залежь Тарханского месторождения, а самое высокое положение занимает залежь Сосновско-Дерюжевского месторождения.

Таблица 23

Характеристика залежей нефти пашийского горизонта месторождений Большекинского вала

Месторождения	Отметка кровли пласта, м		Отметка водо-нефтяного контакта, м	Пластовое давление, ат	Давление насыщения, ат	Газовый фактор, м ³ /т
	max	min				
Сосновско-Дерюжевское . . . . .	—2145	—2200	—2195	252	106	45
Красноярское . . . . .	—2166	—2225	—2189	250	62	15
Султангулово-Заглядинское . . . . .	—2165,5	—2245	—2203	251	73,2	30
Тарханское . . . . .	—2330	—2250	—2242	256	97,2	41,9
Ашировское . . . . .	—2216	—2260	—2240	—	—	—

Следует отметить, что основные параметры залежей пашийского горизонта, такие как начальное пластовое давление, эффективная мощность и пористость коллектора резких колебаний не имеют.



Более существенно изменяются давление насыщения и газовый фактор. Эти параметры к западу от Красноярского месторождения резко, а к востоку более плавно возрастают.

Нефти из отложений пашийского горизонта характеризуются значительными колебаниями качественного состава (Ботнева, 1962). К западу и к востоку от залежей Султангулово-Заглядинского месторождения они становятся более легкими, менее смолистыми. Особенно уменьшается содержание спирто-бензолных смол, серы, вязкости и увеличивается содержание парафинов. В этом же направлении изменяется углеводородный состав: увеличивается количество парафино-нафтеновых углеводородов и уменьшается содержание ароматических (фракция выше 200° С), также меняется и структура углеводородов.

Парафино-нафтеновые углеводороды этой фракции характеризуются более длинными парафиновыми боковыми цепями.

В газах, растворенных в нефтях, содержание метана постепенно уменьшается (41,0 против 20,4%) с запада на восток, а количество тяжелых углеводородных газов увеличивается (47,95 против 58,44%). Однако это увеличение происходит неравномерно: в Красноярской залежи, находящейся к востоку от Сосновско-Дерзhevской, в растворенном газе содержится значительно меньше тяжелых углеводородов, чем в залежи Сосновско-Дерзhevского месторождения. Далее к востоку содержание тяжелых углеводородов увеличивается. Такая же закономерность, только в обратном направлении, наблюдается и по содержанию азота. Количество кислых газов изменяется в этом же направлении от 0,5 до 3%; наибольшее их количество приурочено к залежам Красноярского, Султангулово-Заглядинского и Тарханского месторождений. Величина отношения нормального бутана к изобутану и нормального пентана к изопентану в растворенных газах неодинаковое. Наименьшая величина характерна для Султангулово-Заглядинского (2,48; 0,64) и Ашировского (2; 0,53) месторождений.

Как видно из рис. 68, минерализация вод на протяжении Большекинского вала существенно не изменяется. Содержание сульфатов в водах пашийского горизонта незначительное, но не постоянное; наиболее высокое их содержание наблюдается в пластовых водах Султангулово-Заглядинского месторождения; к востоку и западу от него это содержание уменьшается практически до нуля (Ботнева, 1962).

Рис. 68. Геолого-геохимический профиль по Большекинелскому валу.

I — нефть; 2 — газ; I — состав газа, об. %: а — метана, б — тяжелых углеводородов, в — азота, г —  $H_2S + CO_2$  (а', в', г' — для растворенного; а, б, в и г — для свободного); II — характеристика залежи: а — начальное пластовое давление, ат; б — давление насыщения, ат; в — газовый фактор, м³/т; III — характеристика пластовой воды; а — минерализация, мг-экв на 100 г; б — содержание  $SO_4^{2-}$ , г на 100 г; IV — характеристика нефти: а — удельный вес; б — легкие фракции до 300°; в — смолы и асфальтены, %; г — яркость люминесценции.

Общая минерализация и содержание сульфатов в водах Мелекесс-Радаевской впадины по тектоническим зонам

В пределах месторождений Малиновской тектонической зоны вверх по региональному подъему бобриковского горизонта наблюдается незначительное облегчение нефтей, а в Шугуровско-Серноводской тектонической зоне, наоборот, утяжеление их. Эта закономерность частично прослеживается также в нефтях и растворенных газах из отложений башкирского яруса.

В пределах месторождений Малиновской зоны характеристика пластовых вод бобриковского горизонта изменяется незначительно. Уменьшение общей минерализации происходит в направлении от Радаевского месторождения к Малиновскому. Одновременно значительно снижается хлорбромный коэффициент.

Данные о химизме вод палеозойских отложений позволяют отметить следующее.

1. С увеличением стратиграфической глубины минерализация вод увеличивается и они переходят из хлормагниевого в хлоркальциевого. Воды пермских отложений менее минерализованы, чем каменноугольные, которые в свою очередь менее минерализованы, чем девонские. В водах каменноугольных отложений эта закономерность по отдельным горизонтам Мелекесс-Радаевской впадины не выдерживается. То же наблюдается и для Малиновской зоны (табл. 24).

2. Минерализация и химизм вод отдельных горизонтов в пределах Мелекесс-Радаевской впадины неодинаковы.

Воды пермских отложений наиболее минерализованы в Южно-Большекинельской зоне и наименее — в Алябьевской зоне, где они обладают повышенной сульфатностью.

Воды среднего карбона наиболее минерализованы в Шугуровско-Серноводской зоне и слабо минерализованы в Байтуганской зоне, где содержат больше сульфатов.

Для вод нижнего карбона зона повышенной минерализации приурочена к Большекинельскому валу. В водах этой зоны наблюдается высокое содержание сульфатов. Очень низкой минерализацией и незначительным содержанием сульфатов характеризуются воды Алябьевской зоны. Пониженной минерализацией обладают воды Малиновской зоны.

Воды пашийского горизонта наиболее минерализованы в зоне Большекинельского вала. Наименее минерализованы воды Нойкинско-Кислинской зоны.

Таким образом, зона Большекинельского вала в отложениях девона и карбона характеризуется высокой минерализацией вод и повышенной сульфатностью. Области более низкой минерализации вод в пермских отложениях приурочены к восточной части Мелекесс-Радаевской впадины (Алябьевская зона), в каменноугольных — к западной и восточной частям впадины (Малиновская и Алябьевская зоны) и в девонских — к северо-восточной (Нойкинско-Кислинская зона).

Изменение свойств нефтей и растворенных газов в большинстве случаев не связано с составом пластовых вод стратиграфических

Стратиграфические комплексы	Тектонические зоны						
	Малиновская	Шугуровско-Серноводская	Байтуганская	Нойкинско-Кислинская	Большекинельский вал	Южно-Большекинельская	Алябьевская
Калиновская свита . . .	—	—	—	—	292,88 7,97	325,26 12,04	100 16,9
Уфимский ярус . . . . .	—	—	—	—	481,9 9,5	575,75 9,6	—
Верейский горизонт . . .	—	711,22 1,7	—	—	—	—	—
Башкирский ярус . . . .	—	—	269,94 2,56	—	—	—	—
Тулеский горизонт . . .	740,90 2,08	—	—	—	—	—	—
Бобриковский горизонт . . .	677,26 0,85	741,95 1,77	728,52 2,11	—	756,41 2,24	—	—
Турнейский ярус . . . . .	703,86 1,69	—	—	—	756,29 1,89	—	100 0,19
Пашийский горизонт . . . . .	—	—	779,36 0,24	745,5 1,35	800,24 2,17	—	776 0,79

В числителе: минерализация в мг-экв на 100 г;  
в знаменателе: содержание сульфатов в мг-экв на 100 г.

комплексов. Прямая зависимость состава нефтей и газов от характеристики пластовых вод устанавливается только в некоторых месторождениях.

#### ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

В месторождениях Мелекесс-Радаевской впадины 86,7% общих запасов составляет нефть; 1,5% — свободный газ; 11,8% — растворенный в нефти газ. Запасы сосредоточены в 46 залежах 21 месторождения.

Отношение запасов газа к запасам нефти равно 192 м³ газа на 1 т нефти (геологические запасы растворенного и свободного газа).

Промышленная нефтегазоносность прослеживается от калиновской свиты верхней перми до пашийского горизонта верхнего девона.

В пермских отложениях наибольшее количество промышленных залежей связано с отложениями калиновской свиты и уфимского

яруса (соответственно 12 и 11 залежей). В отложениях кунгурского, артинского и сакмарского ярусов установлено только 12 залежей (5 и 7) второстепенного значения. Все залежи газа и нефти в пермских отложениях приурочены только к четырем тектоническим зонам: Южно-Большекинской, Большекинской, Нойкинско-Кислинской и Алябьевской, расположенных в юго-восточной части Мелекесс-Радаевской впадины. На тех месторождениях, где калиновская свита не имеет коллекторов в карбонатных породах или выражена в глинистой фации, газо-нефтяные залежи содержат залегающие ниже коллекторы уфимского яруса. Почти все залежи газа имеют незначительные запасы и находятся в куполовидных поднятиях.

Геологические запасы газа и нефти в калиновской свите в 6 залежах (в остальных 6 запасы не подсчитаны) составляют 14,56% от запасов впадины (рис. 69).

Газо-нефтяные залежи уфимского яруса приурочены к центральной (восточнее Бугурусланского месторождения) и восточной частям Большекинской вала и Нойкинско-Кислинской, Южно-Большекинской и Алябьевской тектоническим зонам. Все залежи небольшие как по размерам, так и по запасам. Геологические запасы газа в 6 залежах (в остальных 5 не подсчитаны) составляют всего 1,41% от общих балансовых запасов впадины. Подсчет запасов нефти, ввиду их ограниченности, не производился.

Промышленные скопления нефти и газа в разрезе кунгурского яруса содержатся только в одной, Южно-Большекинской зоне. Геологические запасы нефти и газа подсчитаны в 2 залежах и составляют всего 0,01% от запасов впадины.

Залежи нефти и газа в отложениях артинского и сакмарского ярусов по площади тяготеют к тем месторождениям, где установлена газонефтеносность отложений уфимского яруса. Все залежи имеют очень незначительные размеры. Поэтому подсчет их запасов не производился.

Таким образом, промышленные скопления газа и нефти в пермских отложениях в Мелекесс-Радаевской впадине имеют локальное распространение и тяготеют к Большекинскому валу, Нойкинско-Кислинской, Южно-Большекинской и Алябьевской тектоническим зонам.

Промышленные залежи нефти в разрезе среднего карбона связаны с терригенными отложениями верейского горизонта и карбонатным разрезом башкирского яруса. В пределах Мелекесс-Радаевской впадины продуктивность верейского горизонта установлена на 2 площадях (3 залежи) Студено-Ключевской и Шугуровско-Серноводской тектонических зон. Залежи нефти приурочены к антиклинальным поднятиям. Геологические запасы нефти и растворенного газа в 2 залежах (в 1 не подсчитаны) составляют 6,42% от общих запасов впадины.

Нефтеносность отложений башкирского яруса установлена на четырех площадях Студено-Ключевской, Шугуровско-Серноводской

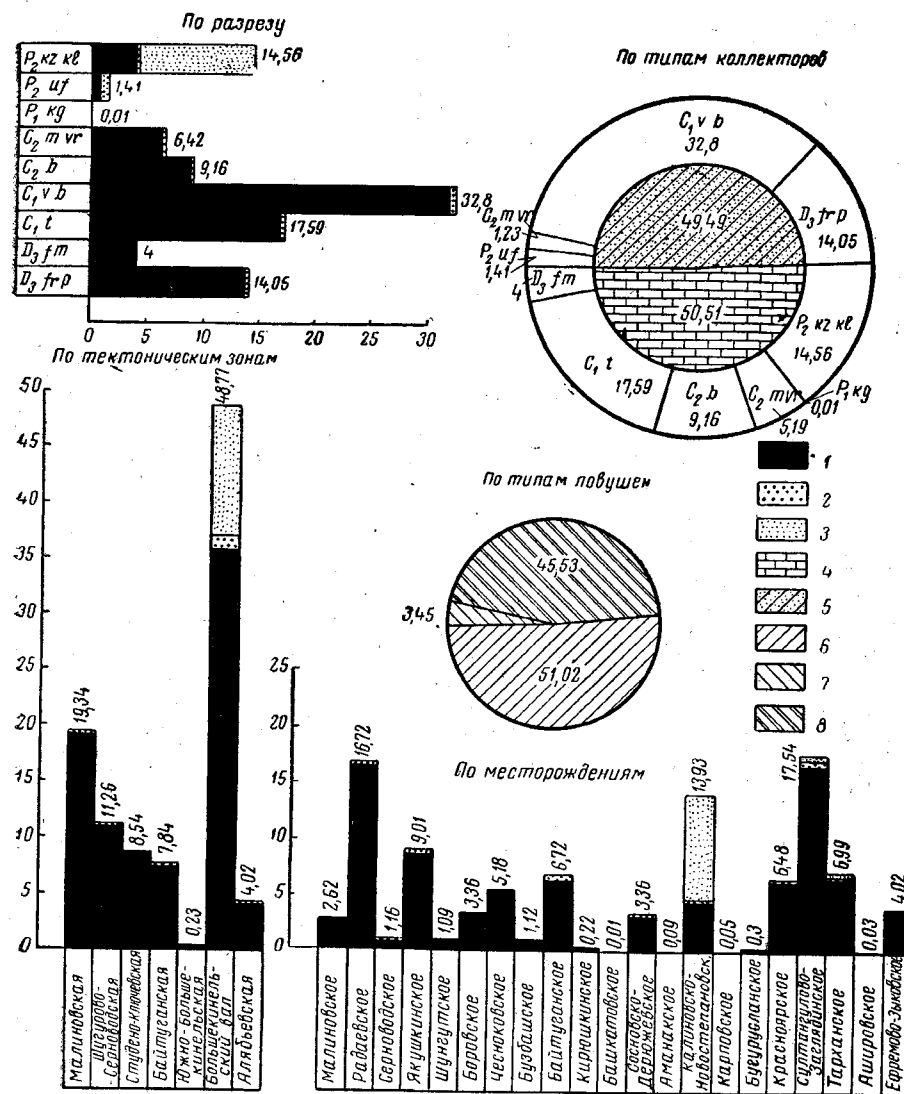


Рис. 69. Распределение запасов нефти и газа в Мелекесс-Радаевской впадине (в %).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — карбонатные коллекторы; 5 — терригенные коллекторы; 6—8 — залежи; 6 — пластовые сводовые, 7 — пластовые литологически экранированные, 8 — массивные.

и Байтуганской тектонических зон. На Якушкинском месторождении, где к верейскому горизонту приурочены два продуктивных пласта, промышленная нефтенасыщенность башкирского яруса резко снижена. Геологические запасы нефти и растворенного газа башкирского яруса составляют 9,16% от запасов впадины.

Отложения среднего карбона промышленно нефтеносны только в трех тектонических зонах: Шугуровско-Серноводской, Студено-Ключевской и Байтуганской, т. е. почти в центральной части Мелекесс-Радаевской впадины и на южном склоне Татарского свода.

Промышленные скопления нефти в разрезе нижнего карбона установлены в тульском, бобриковском горизонтах, малиновском надгоризонте и турнейском ярусе.

Отложения тульского горизонта в пределах Мелекесс-Радаевской впадины представлены в глинистой фации. Нефтеносен он только на Серноводском месторождении, где среди глин встречен пропласток песчаника. Запасы залежи не подсчитаны.

В отложениях бобриковского горизонта имеется 13 залежей нефти, которые приурочены к 5 тектоническим зонам: Малиновской, Студено-Ключевской, Шугуровско-Серноводской, Байтуганской и Большекинельскому валу. Не разведаны залежи в Южно-Большекинельской, Нойкинско-Кислинской и Алябьевской тектонических зонах. Следует отметить, что если в пределах первой зоны залежи возможны, то во второй и третьей мало вероятны, ибо к востоку от Большекинельского вала бобриковский горизонт, очевидно, будет выражен в глинистой фации. Следовательно, можно констатировать, что горизонт промышленно нефтеносен регионально по всей Мелекесс-Радаевской впадине, но промышленная значимость залежей резко снижается к востоку от центральной ее части.

Промышленные скопления нефти в разрезе малиновского надгоризонта установлены только в двух зонах: Малиновской и, частично, в Шугуровско-Серноводской, т. е. территориально приурочены к Камско-Кинельской впадине, где эти отложения развиты. В пределах других тектонических зон отложения малиновского надгоризонта не установлены.

Геологические запасы нефти и газа подсчитаны совместно для бобриковского горизонта и малиновского надгоризонта и составляют 32,80% от общих запасов впадины.

В отложениях турнейского яруса открыто 11 залежей нефти в пяти тектонических зонах: Малиновской, Байтуганской, Нойкинско-Кислинской, Алябьевской и Большекинельскому валу. В пределах Шугуровско-Серноводской, Студено-Ключевской и Южно-Большекинельской зон отложения турнейского яруса в достаточной степени еще не разведаны.

Для залежей нефти турнейского яруса кровлей служат глинистые пачки бобриковского горизонта. Геологические запасы нефти и растворенного газа турнейского яруса в 8 залежах (в 3 не подсчитаны) составляют 17,59% от общих запасов впадины.

Промышленная нефтегазоносность девонских отложений фаменского яруса (данково-лебедянский горизонт ?) установлена в Султангулово-Заглядинском и Ефремо-Зыковском месторождениях, к которым приурочены также залежи нефти в отложениях турнейского яруса. Запасы нефти и газа (подсчитаны только на Ефремо-Зыковском месторождении) составляют 4% общих запасов впадины.

Промышленная нефтеносность отложений пашийского горизонта установлена в четырех тектонических зонах: Малиновской, Большекинельской, Нойкинско-Кислинской и Алябьевской. В Шугуровско-Серноводской, Студено-Ключевской, Байтуганской и Южно-Большекинельской зонах эти отложения изучены и разведаны недостаточно хорошо. Однако следует отметить, что песчанность разреза горизонта в пределах Мелекесс-Радаевской впадины значительно ниже, чем в пределах северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода. Одновременно снижаются количество и мощность продуктивных пластов и ухудшаются их коллекторские свойства. Всего в отложениях горизонта установлено 10 залежей на 9 месторождениях.

Геологические запасы нефти и растворенного газа пашийского горизонта составляют 14,05% от общих запасов впадины.

Следовательно, основным продуктивным комплексом как по запасам, так и по количеству залежей в пределах Мелекесс-Радаевской впадины можно считать бобриковский горизонт и малиновский надгоризонт (32,80%). Вторым высокопродуктивным по запасам горизонтом является турнейский ярус (17,59%); по количеству залежей он уступает второе место калиновской свите. Третье по запасам место принадлежит калиновской свите. Четвертое по запасам и пятое по количеству залежей место занимает пашийский горизонт (14,05%), пятое место занимает башкирский ярус (9,16%) и шестое — верейский горизонт (6,42%). Все остальные стратиграфические комплексы в общем балансе запасов играют незначительную роль (см. рис. 69).

К отложениям калиновской свиты приурочены в основном газовые месторождения, к остальным продуктивным горизонтам перми — газо-нефтяные.

В стратиграфических комплексах карбона и верхнего девона установлены только нефтяные залежи с растворенным газом. Почти половина геологических запасов Мелекесс-Радаевской впадины (48,77%) (см. рис. 69) сосредоточена в пределах наиболее хорошо разведанного Большекинельского вала. Здесь открыто 36 залежей и наибольшее (9) количество месторождений.

В Малиновской тектонической зоне сосредоточено 19,34% геологических запасов впадины, хотя в ее пределах открыто только 8 залежей на 2 месторождениях.

Запасы по остальным тектоническим зонам уменьшаются с запада на восток от 11,26% в Шугуровско-Серноводской до 0,23% в Южно-Большекинельской тектонических зонах.

К трем месторождениям — Радаевскому, Калиновско-Новостепановскому и Султангулово-Заглядинскому — приурочено 48,19%, а к пяти — Чесноковскому, Якушкинскому, Байтуганскому, Красноярскому и Тарханскому — 34,38% геологических запасов всей Мелекесс-Радаевской впадины.

Наиболее продуктивные месторождения приурочены к пяти тектоническим зонам: Малиновской (Радаевской), Шугуровско-Серноводской (Якушкинское), Студено-Ключевской (Чесноковское), Байтуганской (Байтуганское) и Большекинельской (Калиновско-Новостепановское, Красноярское, Султангулово-Заглядинское и Тарханское). В остальных 13 месторождениях содержится 17,43% геологических запасов впадины.

Из 83 установленных залежей в наиболее продуктивных месторождениях открыто 35.

Из 83 залежей запасы нефти и газа подсчитаны в 46. Из них к пермским отложениям приурочено 14 залежей (15,98% запасов), к среднекаменноугольным — 6 (16,58%), к нижнекаменноугольным — 20 (50,39%) и к девонским — 6 (18,05%).

В пределах Большекинельского вала 63% запасов сосредоточено в карбонатных породах.

Основная масса запасов установлена в залежах пластового сводового (51,02%) и массивного (45,53%) типов. С пластовыми литологически экранированными залежами связано всего 3,45% геологических запасов впадины (см. рис. 69).

По распределению запасов и физико-химическим свойствам нефтей и газов разрез палеозойских отложений Мелекесс-Радаевской впадины можно расчленить на пять продуктивных толщ.

#### 1. Терригенно-карбонатная толща верхней перми.

Верхняя часть этой толщи (калиновская свита) сложена в основном карбонатными породами и лишь в восточной части впадины (Алябьевская зона) представлена терригенными осадками. Нижняя часть толщи сложена терригенными отложениями уфимского яруса, которые формировались в континентальных и прибрежно-морских условиях.

К отложениям калиновской свиты приурочены в основном газовые залежи, к уфимскому ярусу — газо-нефтяные и газовые залежи. По физико-химическим свойствам и спектрально-люминесцентной характеристике нефти и газы этих залежей очень близки. Распределение залежей и запасов контролируется наличием трещиноватости в карбонатной толще и присутствием водоупорного комплекса. Последний одновременно является также и газонефтеупором (гидрохимическая свита казанского яруса). При отсутствии трещиноватых коллекторов в карбонатной части этой толщи (восточная часть Большекинельского вала) залежи газа и нефти сосредоточены только в отложениях уфимского яруса. В связи с отсутствием водоупорного комплекса в центральной и западной частях впадины залежей газа и нефти здесь не обнаружено и вся указанная толща находится в зоне свободного водообмена. Сказанное подтверждается распреде-

лением залежей по месторождениям различных тектонических зон впадины и соотношением запасов, которые сосредоточены в отложениях калиновской свиты, составляя 14,56% и уменьшаясь до 1,41% в отложениях уфимского яруса.

#### 2. Карбонатная толща нижней перми.

К этой толще приурочены газо-нефтяные и нефтяные залежи с очень незначительными промышленными запасами. Распределение залежей в отложениях кунгурского, артинского и сакмарского ярусов контролируется наличием трещиноватости в карбонатных породах и гипсо-ангидритовой толщей в разрезе кунгурского яруса, которая является верхним газонефтеупором. Территориально залежи тяготеют к Южно-Большекинельской тектонической зоне, к восточной части Большекинельского вала и Алябьевской зоне, т. е. к юго-восточной части впадины. По физико-химическим свойствам и спектрально-люминесцентной характеристике нефти и газы этой толщи близки и генетически должны быть отнесены к одной группе. Наряду с некоторым различием они имеют сходство и с нефтями и газами толщи верхней перми, но не идентичны им. Запасы составляют всего 0,01% запасов впадины и приурочены к отложениям кунгурского яруса. По большинству залежей в отложениях сакмарского и артинского ярусов запасы не подсчитывались ввиду их ограниченности.

#### 3. Терригенно-карбонатная толща среднего карбона.

Верхняя часть толщи сложена терригенными породами верейского горизонта, нижняя — карбонатными породами башкирского яруса. Распределение залежей нефти контролируется наличием песчаных коллекторов в отложениях верейского горизонта и трещиноватых пород в разрезе башкирского яруса. Верхним газонефтеупором являются глинистые разности пород верейского горизонта. По физико-химическим свойствам и спектрально-люминесцентной характеристике нефти и растворенные газы этих стратиграфических комплексов идентичны. При отсутствии песчаных прослоев в верхней части толщи залежи нефти сосредоточены в трещиноватых карбонатных породах нижней части. В пределах Якушкинского месторождения две залежи в отложениях верейского горизонта и одна залежь башкирского яруса гидродинамически связаны.

В восточной и юго-восточной частях впадины, где разрез отложений среднего карбона целиком сложен карбонатными породами, залежи нефти не установлены.

Основные залежи нефти указанной толщи приурочены только к центральной части и северному борту впадины. При этом в самой западной, Малиновской тектонической зоне, где глина верейского горизонта не является хорошим водоупором, залежи нефти в разрезе среднего карбона отсутствуют, а в месторождениях Студено-Ключевской зоны 60,69% запасов сосредоточено в отложениях верейского горизонта и 10,14% запасов — в башкирском ярусе. В восточном направлении, где намечается изменение фациальной характеристики отложений верейского горизонта, соотношение запасов изменяется в обратную сторону. Например, в месторождениях Шугуровско-

Серноводской тектонической зоны в отложениях верейского горизонта сосредоточено только 10,9% запасов, в башкирском ярусе — 68,91%, а в Байтуганской тектонической зоне все запасы среднего карбона приурочены к башкирскому ярусу; в верейском горизонте отмечены только признаки нефти. В целом по Мелекесс-Радаевской впадине максимальные запасы приурочены к башкирскому ярусу — 9,16%; в отложениях верейского горизонта установлено 6,42% запасов впадины.

#### 4. Терригенно-карбонатная толща нижнего карбона.

Верхняя часть толщи в основном сложена терригенными породами тульского и бобриковского горизонтов, а в центральной части впадины — и отложениями малиновского надгоризонта. Нижняя часть толщи представлена карбонатными породами турнейского яруса. По физико-химическим свойствам и спектрально-люминесцентной характеристике нефти и растворенные в ней газы очень близки и могут генетически считаться едиными. Распределение залежей и запасов нефти в верхней терригенной части толщи контролируется наличием песчаных коллекторов, а в нижней — присутствием трещиноватых резервуаров в карбонатных породах. Верхним газонефтеупором для залежей нефти являются глины тульского и бобриковского горизонтов.

Сказанное полностью подтверждается и распределением запасов. В центральной части и на северном борту впадины, где песчаные прослои в терригенных отложениях описываемой продуктивной толщи особенно развиты, максимальные запасы приурочены к бобриковскому горизонту и малиновскому надгоризонту (Малиновская, Студено-Ключевская, Шугуровско-Серноводская и Байтуганская тектонические зоны). В месторождениях этих тектонических зон трещиноватые карбонатные породы турнейского яруса содержат незначительные запасы нефти либо имеют только признаки нефтегазоносности.

В юго-восточной части впадины (Большекинельский вал, Алябьевская тектоническая зона), где песчаные прослои в отложениях бобриковского горизонта резко сокращаются в мощности и развиты в основном в периклиналях ее и крыльях структур (Свищев, 1961), основные запасы нефти приурочены к трещиноватым карбонатным породам турнейского яруса, а запасы бобриковского горизонта резко снижаются и играют подчиненную роль. Например, в месторождениях Малиновской тектонической зоны в отложениях бобриковского горизонта и малиновского надгоризонта сосредоточено 96,41% запасов, а в карбонатных породах турнейского яруса — только 2,16% запасов зоны. В месторождениях Большекинельского вала распределение запасов обратное: в турнейском ярусе сосредоточено 33,64%, а в бобриковском горизонте — только 5,96% запасов вала.

В целом по месторождениям Мелекесс-Радаевской впадины максимальные запасы приурочены к отложениям бобриковского горизонта и малиновского надгоризонта (32,80%) и резко снижаются

в турнейском ярусе (17,59%). Следовательно, распределение залежей и запасов нефти в разрезе продуктивной толщи нижнего карбона зависит от литолого-фациального состава пород и наличия трещиноватых резервуаров в карбонатных отложениях.

#### 5. Терригенная толща верхнего девона.

Распределение залежей и запасов нефти в месторождениях контролируется наличием песчаных прослоев в терригенном комплексе отложений пашийского горизонта. Верхним газонефтеупором являются глинистые разности пород кыновского и пашийского горизонтов. По физико-химическим свойствам и спектрально-люминесцентной характеристике нефти из различных залежей этой толщи идентичны. В Султангулово-Заглядинском и Ефремо-Зыковском месторождениях установлены залежи нефти в карбонатных породах фаменского яруса. Нефть из этих залежей занимает промежуточное положение между нефтями турнейского яруса и пашийского горизонта. В связи с недостаточной изученностью отложений верхнего девона сказать что-либо определенное о карбонатной части разреза девона не представляется возможным.

В разрезе палеозойских отложений Мелекесс-Радаевской впадины выделяются пять водоупорных комплексов.

1. Самым верхним водоупорным комплексом можно считать гидрохимическую толщу, залегающую в основании сосновской свиты верхней перми и развитую только в центральной и юго-западной частях впадины.

2. Вторым водоупорным комплексом является гидрохимическая толща кунгурского яруса. Первый водоупорный комплекс сверху, а второй снизу ограничивают терригенно-карбонатную продуктивную толщу верхней перми.

3. Третьим водоупорным комплексом являются глины верейского горизонта. Он развит только в восточной части впадины. Этот комплекс отделяет карбонатную продуктивную толщу нижней перми от терригенно-карбонатной толщи среднего карбона.

4. Четвертым водоупорным комплексом служит глинистая толща, залегающая в верхней части нижнекаменноугольных отложений. Этот комплекс ограничивает сверху терригенно-карбонатную продуктивную толщу нижнего карбона.

5. Терригенно-карбонатную продуктивную толщу нижнего карбона от нижележащей терригенной продуктивной толщи девона отделяет пятый водоупорный комплекс. Этим комплексом является глинистая толща нижефранского подъяруса (кыновский горизонт).

#### УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Мелекесс-Радаевская впадина — структура древнего заложения. Наиболее сильное прогибание в области этой впадины происходило во время, соответствующее накоплению бавлинской толщи рифея; территориально оно приурочено к Сергиевскому району.

В девонский период зона прогибания переместилась в северо-западном направлении. Те же отрицательные движения продолжались в карбоне и нижней перми; район Радаевки и Серноводска в это время начал испытывать подъем. В казанский век зона максимального прогибания вновь передвинулась к востоку. В мезозое и кайнозое восстановилась девонская обстановка — максимум прогибания опять сдвинулся к западу. Эти перемещения зоны прогибания хорошо увязываются с общим подъемом прилегающих сводов в конце палеозоя и в начале мезозоя (Наливкин и др., 1956).

Одновременно в пределах Мелекесс-Радаевской впадины формировались тектонические зоны (валы) поднятий. Как правило, они асимметричны с крутыми крыльями, обращенными в сторону наибольшего прогиба. Время формирования тектонических зон разное. Например, образование Большекинешельского вала относится к концу нижнефранского времени (Мустафинов, 1958).

Малиновская, Студено-Ключевская, Шугуровско-Серноводская, Байтуганская тектонические зоны характеризуются увеличением крутизны крыльев от верхних к нижним горизонтам карбона, выполаживанием структур, начиная с кровли франского яруса. Выполаживание Радаевской структуры начинается в отложениях среднефранского подъяруса (Наливкин, 1956).

В современном структурном плане породы палеозойского возраста испытывают постепенное погружение от южной вершины Татарского свода к югу, достигая максимума в прибортовой зоне Прикаспийской впадины (Свищев, 1961).

На основании изучения физико-химических свойств и спектрально-люминесцентной характеристики нефтей и растворенных в них газов установлено резкое различие девонских и нижнекаменноугольных нефтей и газов, что связано не с вторичными процессами, а, по-видимому, с их генезисом. Одновременно установлено определенное различие нефтей и растворенных газов, отложений нижнего и среднего карбона, порожденное несколькими условиями нефтегазообразования. Геохимическое сопоставление нефтей, растворенных и свободных газов пермских отложений не дает однозначного и определенного ответа. Однако проведенные исследования показали, что нефти и газы нижнепермских и верхнепермских отложений при некотором сходстве имеют и различия. Устанавливается также значительное отличие нефтей нижнепермских отложений от нефтей карбона и девона.

Следовательно, по физико-химической и люминесцентно-спектральной характеристикам нефтей и газов представляется возможным выделить четыре цикла нефтегазообразования: верхнедевонский, нижнекаменноугольный и среднекаменноугольный. Цикл нефтегазообразования в нижнепермских отложениях (четвертый) может быть выделен пока условно.

Максимальные запасы нефти (50,39%) приурочены к терригенно-карбонатной толще нижнего карбона. Следующей по запасам (15,58%) является карбонатно-терригенная толща среднего кар-

бона. Третье (14,05%) место занимает терригенная толща девона, четвертое — карбонатно-терригенная толща верхней перми. На пятом месте по запасам нефти и газа находится карбонатная толща нижней перми.

Основные запасы газа содержит карбонатная толща верхней перми.

Большая часть запасов нефти и газа в карбонатно-терригенной толще верхней перми, карбонатной толще нижней перми и терригенно-карбонатной толще среднего карбона приурочена к карбонатным коллекторам. В остальных продуктивных толщах (нижний карбон и девон) основные запасы связаны с терригенными коллекторами.

Анализ промышленных запасов в разрезе описанных выше пяти продуктивных толщ и генетическое сходство нефтей и газов их залежей дают возможность прийти к выводу, что формирование залежей нефти и газа в пределах Мелекесс-Радаевской впадины происходило благодаря латеральной (боковой) миграции углеводородов вверх по региональному подъему слоев. При этом основными путями для боковой миграции служили песчаные комплексы среднего и нижнего карбона и пашийского горизонта верхнего девона. Формирование залежей нефти в трещиноватых карбонатных породах карбона и девона件язано в основном процессам вертикальной (внерезервуарной) миграции нефти из терригенных отложений. Вертикальная миграция углеводородов, как правило, наблюдается сверху вниз и прослеживается от верхнего газонефтеупора (водоупора) вниз по разрезу. При благоприятных литолого-фациальных условиях максимальные запасы нефти и растворенные в ней газы сосредоточены в верхнем стратиграфическом комплексе и резко снижаются вниз по разрезу до следующего газонефтеупора, залегающего в подошве продуктивной толщи.

В пределах месторождений, где верхний стратиграфический комплекс содержит незначительное количество песчаных прослоев, развитых спорадически при резко сокращенной мощности, основные залежи и запасы нефти приурочены к следующему вниз по разрезу стратиграфическому комплексу (верейский горизонт и башкирский ярус; тульский, бобриковский и турнейский ярус) и они резко сокращаются как вниз, так и вверх по разрезу соответствующей продуктивной толщи.

При вертикальной миграции нефти сверху вниз по разрезу выделенных продуктивных толщ отмечается некоторое изменение ее физических свойств, вызванное вторичными явлениями. Например, в месторождениях Большекинешельского вала нефти бобриковского горизонта несколько легче, чем нефти турнейского яруса; в некоторых других зонах отмечается обратное явление: нефти турнейского яруса легче нефтей бобриковского горизонта (или нефти башкирского яруса легче нефтей верейского горизонта).

Рядом исследователей (Федоров, Свищев, 1957, 1961; Розанов, 1957; Наливкин и др., 1956; Притула, 1957; Мустафинов, 1958)



установлено, что кровля карбонатных отложений турнейского яруса подвергалась в предбобриковское время процессам эрозии и выветривания, в результате которых в карбонатных породах образовались трещины выщелачивания, карсты и даже полный размыв, наблюдаемый на отдельных площадях значительной части разреза турнейского яруса. После перекрытия этих отложений осадками бобриковского горизонта в них, безусловно, в какой-то степени сохранились окислительные условия. В последующее время, когда нефть мигрировала из терригенных пород по вторичным трещинам карбонатных пород, она попадала из восстановительной в относительно окисленную обстановку, которая и является основной причиной некоторого окисления нефти. В результате этих вторичных процессов в нефтях турнейского яруса наблюдается увеличение процентного содержания асфальтенов, смол и некоторое снижение выхода легких фракций.

В тех случаях, когда кровля карбонатных пород в своем геологическом развитии не подвергалась значительным разрушениям и не находилась продолжительное время в окислительных условиях, наблюдается обратное изменение физических свойств нефти. Очевидно, вторичная трещиноватость и повышенная пористость в этих карбонатных породах обязаны не выветриванию, а процессам перекристаллизации известняков. Как известно, этот процесс сопровождается уменьшением объема пород до 10—14%, что приводит к образованию вторичных трещин и повышенной пористости. При этом вполне возможно допустить, что в образовавшихся трещинах (при условиях перекрытия известняков непроницаемыми породами) образуются вакуумные напряжения, которые создают значительный перепад давлений. Благодаря этому перепаду давлений нефть и вода из вышележающих терригенных пород сравнительно легко могут мигрировать вниз по разрезу карбонатных пород. При этих условиях карбонатные породы не несут на себе отпечаток окислительной среды, а сохранили слабовосстановительные условия. При значительных перепадах давления нефть и вода могут попасть в карбонатные породы не только из подошвенной части терригенных пород, но и из средней и даже из кровельной части разреза.

Исследования В. П. Савченко (1954, 1958) и А. Л. Козлова (1959) показали, что при соответствующих перепадах давлений возможен прорыв нефти (газа) через малопроницаемые водонасыщенные пласты и определили условия прекращения перетока нефти (газа) после прорыва, связанные с капиллярными явлениями. Правда, В. П. Савченко считает, что вертикальная межпластовая миграция флюидов зависит от различия приведенных пластовых давлений (напоров) флюидов в различных пластах и практически возможна только снизу вверх по разрезу.

Если исходить из того, что движение флюидов определяется не только разностью пьезометрических напоров, но и перепадом давлений, вызванных геологическими процессами (перекристаллизация известняков), то вертикальная миграция нефти и газа воз-

можно не только вверх, но и вниз по разрезу, по направлению значительного снижения давлений. В этом случае, при вертикальной миграции, нефть не подвергается воздействию окислительной среды, а испытывает явления фильтрации при прохождении через глинистые пропластки. Исследования А. Г. Милешиной и других (1959) показали, что присутствие в породах, через которые происходит фильтрация нефти, глинистых минералов приводит к уменьшению в молекулах фильтрованной нефти числа углеродных атомов в кольцах и колец в молекулах группы нафено-парафиновых углеводородов с одновременным возрастанием содержания углерода в боковых парафиновых цепях. Такая же направленность процесса наблюдается и в ароматических углеводородах. Одновременно происходит адсорбция неуглеводородных компонентов нефти.

Следовательно, в том случае, когда вертикальная миграция нефти сопровождается явлениями ее фильтрации, в нижележащих карбонатных породах наблюдается некоторое уменьшение удельного веса нефти, происшедшее в результате формирования ее залежей.

В месторождениях Мелекес-Радаевской впадины описанные выше два противоположных процесса наблюдаются со всей очевидностью, но они приурочены к различным геологическим условиям. Процессам окисления подвергались нефти, приуроченные к карбонатным породам в месторождениях Большекинского вала, а нефти, залегающие в карбонатных породах, несущие на себе отпечаток фильтрации, свойственные месторождениям центральной части и северного борта впадины. Аналогичный пример нами описан по Покровскому месторождению при рассмотрении залежи нефти в отложениях башкирского яруса (гл. VI).

Наряду с вертикальной миграцией нефти и газа внутри продуктивных толщ карбона и девона в месторождениях Шугуровско-Серноводской, Байтуганской тектонических зон и Большекинского вала намечается закономерное изменение свойств нефтей и газов по направлению регионального подъема пластов. Однако это явление по геохимическим данным прослеживается не очень четко, ибо в этих направлениях наблюдаются определенные отклонения в составе нефтей, растворенных газов и пластовых вод. Эти отклонения могут быть как связаны с условиями формирования залежей, так и вызваны вторичными процессами.

В дополнение к данным Т. А. Ботневой (1962) и геохимическим исследованиям нефтей построен ряд палеотектонических профилей по поверхности отложений живетского яруса, пашийского и бобриковского горизонтов (рис. 70), развитых в месторождениях Большекинского вала.

Данные построения показали, что в конце девонского и в начале каменноугольного периодов Большекинский вал имел региональный подъем в направлении с северо-запада на юго-восток. В это время область вала уже осложняли локальные поднятия, из которых наиболее ярко выраженным являлось Султангулово-Заглядинское. Таким образом, в конце девонского и в начале каменноугольного

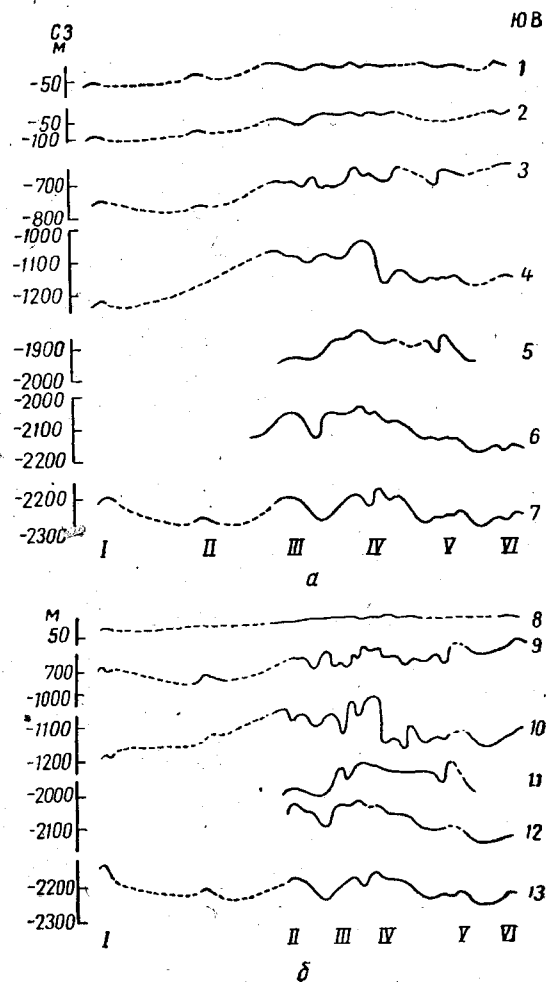
периодов имелись условия для движения флюидов (региональный подъем слоев) и скопления их в пределах локальных поднятий. По данным М. Ф. Свищева (1964), формирование Большекинельского вала началось не позднее пашийского времени. Поскольку региональный подъем на протяжении продолжительного времени был постоянен и поддерживался в направлении с северо-запада на юго-восток, миграция флюидов могла идти в это время только с северо-запада на юго-восток.

Согласно принципу дифференциального улавливания, в первых ловушках могли скопиться наиболее легкие нефти, в последующих — более тяжелые и в самых последних — вода. По-видимому, в процессе формирования залежей нефти в пашийском горизонте такая дифференциация имела место. К настоящему времени сохранились лишь некоторые следы первичного распределения нефтей.

Однако, как уже указывалось выше, к востоку от залежи с наиболее легкой нефтью (Сосновско-Дерюжевская) закономерного утяжеления нефтей не наблюдается.

Современное распределение нефтей по удельному весу в пределах Большекинельского вала в деталях не согласуется с теоретическими представлениями о дифференциальном улавливании, хотя в общих чертах как будто бы и соответствует этому принципу.

По-видимому, современная характеристика нефтей отображает как первичное распределение их по свойствам, имевшее место при формировании их залежей по принципу дифференциального улавли-



вания, так и последующие изменения, вызванные перестройкой структурного плана Большекинельского вала. Как видно из палеотектонических профилей, в каменноугольный период центральная часть Большекинельского вала становится наиболее приподнятой. Наивысшее положение занимает Султангулово-Заглядинская и Красноярская структуры.

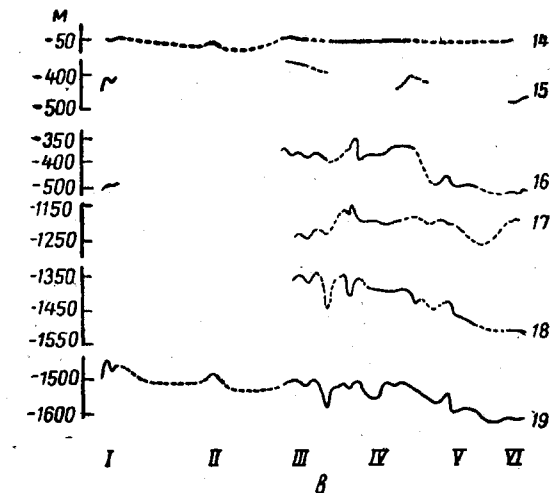


Рис. 70. Палеотектонические профили Большекинельского вала в отдельные периоды его формирования. По данным Т. А. Ботневой.

а — по поверхности живетского яруса, на конец: 1 — пашийского, 2 — фаменского, 3 — бобриковского, 4 — верейского, 5 — артинского, 6 — калиновского времени; 7 — современная поверхность живетского яруса; б — по поверхности пашийского горизонта, на конец: 8 — ныковского, 9 — бобриковского, 10 — верейского, 11 — артинского, 12 — калиновского времени; 13 — современная поверхность пашийского горизонта, на конец: 14 — тульского, 15 — башкирского, 16 — верейского, 17 — артинского, 18 — калиновского времени; 19 — современная поверхность бобриковского горизонта; I — VI — месторождения: I — Сосновско-Дерюжевское, II — Калиновско-Новостепановское, III — Красноярское, IV — Султангулово-Заглядинское, V — Тарханское, VI — Ашировское.

динском месторождении, указывают высокий удельный вес нефти, повышенное содержание смолисто-асфальтеновых компонентов, относительно низкое содержание парафиновых углеводородов и относительно высокое содержание ароматических углеводородов с короткими боковыми парафиновыми цепями. В растворенных в нефтях газах несколько увеличивается роль изомеров бутана и пентана и возрастает содержание гелия. Обычно для таких газов характерно повышенное содержание сероводорода и углекислоты, чего в данном случае не наблюдается. Это может быть объяснено тем, что окислительный процесс наиболее интенсивно протекал в камен-

Повышенное содержание сульфатов в водах пашийского горизонта центральной части Большекинельского вала, в особенности на Султангулово-Заглядинском месторождении, по-видимому, также свидетельствует о том, что отложения пашийского горизонта в этой части вала были в какое-то время приближены к поверхности, что привело к проникновению поверхности вод, обогащенных сульфатами, в данные отложения. Все это и послужило причиной усиленного окисления нефтей, залежи которых находились в повышенной части вала и были в каменноугольный период наиболее приближены к поверхности.

На окисленный характер нефтей этих залежей, особенно на Султангулово - Загля-

ноугольном периоде и образовавшиеся тогда сероводород и углекислота были впоследствии растворены и удалены из системы.

Нефти пашийского горизонта Тарханского месторождения также испытали процессы окисления, но они менее тяжелые и смолистые, чем нефти соседнего Султангулово-Заглядинского месторождения. Судя по палеотектоническому профилю по поверхности пашийского горизонта, Тарханская структура до конца каменноугольного периода не занимала такого высокого положения, как Султангулово-Заглядинская и Красноярская структуры, поэтому предполагать, что нефти Тарханской залежи окислились за счет того, что в каменноугольный период залежь была приближена к поверхности, нет оснований. Причины окисления нефти следует, по-видимому, искать в характере залежи и в соотношении воды и нефти. Тарханская залежь нефти является плавающей; она подстилается пластовыми водами, содержащими сульфаты. Высота слоя нефти в залежи небольшая, а площадь соприкосновения нефти и воды значительная. Все это является благоприятным условием для окисления нефти в процессе существования залежи (Аширов, 19576). Процесс окисления нефти, по-видимому, происходит и по сей день, о чем свидетельствует довольно высокий процент сероводорода, обнаруженного в растворенном газе.

В противоположность Султангулово-Заглядинскому и Тарханскому месторождениям на крайней северо-западной оконечности Большекинского вала располагается Сосновско-Дерюжевское месторождение, в котором к пашийскому горизонту приурочены залежи нефти с очень небольшим удельным весом. Структурные и палеоструктурные построения М. В. Макаренко и П. Е. Пчелинцева (1961) показали, что формирование Сосновского и Дерюжевского поднятий началось в конце нижнефранского времени и интенсивно продолжалось в среднефранское время. Развитие структурно-тектонических форм осадочных пород девона унаследованно продолжалось в каменноугольный и пермский периоды, хотя и имелись отдельные колебательные движения переменного знака. Поэтому на этих месторождениях отмечается соответствие структурных планов отложений девона, карбона и перми. Учитывая, что северо-западная часть Большекинского вала в конце нижнефранского времени была наиболее приподнятой по сравнению с западными и северными районами, а на Сосновско-Дерюжевском месторождении начали формироваться локальные поднятия, можно полагать, что в это время создались благоприятные условия для формирования залежей нефти в пашийском горизонте.

Соответствие водо-нефтяного раздела последней замкнутой изогипсе на Дерюжевском куполе ( $+2176$  м), хорошая сохранность залежи в отложениях пашийского горизонта (удельный вес нефти 0,810, газовый фактор  $214$  м³/т, давление насыщения  $125$  ат) свидетельствуют о том, что эта залежь в дальнейшем не подвергалась существенному переформированию, а само поднятие не претерпевало большой структурной перестройки во времени. В за-

лежи турнейского яруса Дерюжевского купола водо-нефтяной раздел проходит также по последней замкнутой изогипсе ( $-1505$  м), сохранность нефти хорошая (удельный вес 0,856, газовый фактор  $35$  м³/т, давление насыщения  $60$  ат).

На Сосновском куполе водо-нефтяные разделы в залежах пашийского горизонта и турнейского яруса фиксируются значительно выше последних замкнутых изогипс. Очевидно, Сосновский купол после формирования залежей в отложениях пашийского горизонта и турнейского яруса испытал дополнительный рост в последующее время. В результате этого купол оказался более высоким, а его ловушка заполнена нефтью не на весь объем. В пашийском горизонте Сосновско-Дерюжевского месторождения залегает нефть, которая по своим физико-химическим показателям значительно легче нефтей соседних месторождений (Мухановское, Коханское, Красноярское, Султангулово-Заглядинское и т. д.). При этом изменение физико-химических свойств нефтей в пределах месторождений Большекинского вала происходит с северо-запада на юго-восток.

Данные характера изменения свойств нефти, газа и пластовой воды в пашийском горизонте в пределах Большекинского вала, а также палеотектонические построения позволяют сделать вывод, что формирование залежей нефти в пашийском горизонте произошло, по всей вероятности, в конце девонского или в начале каменноугольного периодов за счет региональной миграции флюидов с запада, северо-запада на юго-восток. В процессе миграции нефти распределялись по принципу дифференциального улавливания. Возникшие в дальнейшем перестройки структурного плана Большекинского вала привели к вторичным изменениям свойств нефтей и к нарушению тех геохимических закономерностей, которые наметились сразу же после формирования всех залежей.

Как видно из приведенных палеотектонических профилей поверхности бобриковского горизонта (см. рис. 70), в каменноугольный период область наибольшего воздымания была расположена в центральной части Большекинского вала. Если предположить, что региональная миграция нефти, благодаря которой образовались залежи нефти в нижнекаменноугольных отложениях, так же как и в девоне, шла с запада, северо-запада, то к концу каменноугольного периода самой восточной залежью могла быть только Султангулово-Заглядинская. В структуры, расположенные восточнее ее, с северо-запада нефть не смогла попасть, поскольку они занимали значительно более низкое гипсометрическое положение. В начале пермского периода область восходящих движений несколько мигрирует на восток, благодаря чему более высокое структурное положение начинают занимать Тарханская и Ашировская структуры, в которых в это время могли образоваться залежи нефти, если предположить, что с северо-запада все еще продолжалась миграция флюидов. В конце пермского периода область наибольшего воздымания переместилась к западу. Наивысшее положение опять заняли Султангулово-Заглядинская и Красноярские структуры. Это могло

повлечь за собой переформирование залежей и переток значительной части нефти из погруженных залежей Тарханской и Ашировской структур в залежи Султангулово-Заглядинской структуры.

Современное структурное положение нижнекаменноугольных отложений свидетельствует о том, что в послепермское время произошли существенные изменения в структурном плане Большекинельского вала. Наиболее возвышенная ранее — центральная часть Большекинельского вала опустилась, а наиболее пониженные участки — западная и восточная оконечности вала — заняли наивысшее гипсометрическое положение. Очевидно, это повлекло за собой новое переформирование ранее образовавшихся залежей.

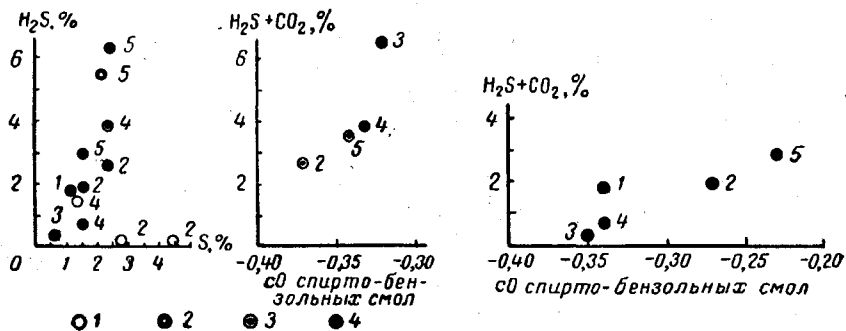


Рис. 71. Зависимость между содержанием  $H_2S + CO_2$  в растворенном газе, сернистостью нефти и степенью окисленности их (Большекинельский вал). 1 — уфимский ярус; 2 — бобриковский горизонт; 3 — турнейский ярус; 4 — пашийский горизонт; 1—5 — месторождения: 1 — Ашировское, 2 — Краснодарское, 3 — Сосновско-Дерюжевское, 4 — Султангулово-Заглядинское, 5 — Тарханское.

Можно предположить, что залежи нефти в Султангулово-Заглядинской структуре до ее опускания были гораздо больше по размеру, так как эта структура в течение длительного времени занимала наиболее высокое гипсометрическое положение. По-видимому, первоначально ловушка была заполнена полностью, так как образование следующей к востоку Тарханской залежи могло произойти только после того, как был заполнен весь объем ловушки в Султангулово-Заглядинской структуре. В настоящее время ловушка заполнена лишь частично, что свидетельствует о том, что какая-то часть нефти могла уйти из нее или значительно изменился ее объем.

Таким образом, отсутствие единой закономерности в изменениях свойств от залежи к залежи в пределах отложений турнейского яруса связано с неоднократным переформированием залежей. Кроме того, существенную роль играет также и разная степень окисленности нефти, о чем можно судить по неодинаковому содержанию кислых газов в нефтях, а также по степени окисленности спирто-бензольных смол. На рис. 71 показана зависимость между содержанием кислых газов в нефтях и степенью окисленности спирто-бензольных смол этих нефтей. Как видно из приведенных данных, эта зависимость

носит прямолинейный характер, что свидетельствует о том, что чем большему окислению подвергались нефти, тем больше кислых газов содержится в них в настоящее время. Такая четкая закономерность наблюдается, по-видимому, только в тех случаях, когда процесс окисления протекает и в настоящее время, поскольку вещества, возникающие при этом — сероводород и углекислый газ, могут со временем удаляться из системы и тогда такой четкой закономерности наблюдаться не будет. На этом же рисунке приведен аналогичный график для нефтей девона. Здесь наблюдается в общем такая же закономерность — с увеличением степени окисленности увеличивается количество спирто-бензольных смол, а также и количество кислых газов в нефтях. Однако, несмотря на то, что по степени окисленности смол нефти имеют значительные различия, по содержанию кислых газов они различаются незначительно. Это, по-видимому, связано с тем, что интенсивные окислительные процессы в девонских залежах нефти происходили в основном в каменноугольный период и образовавшиеся тогда продукты окисления полностью не сохранились.

Как видно из рис. 71, наибольшую степень окисленности имеют нефти Сосновско-Дерюжевского месторождения. По-видимому, первоначально эти нефти были еще более легкими, чем сейчас и еще менее смолистыми, т. е. были по составу самыми легкими нефтями в пределах залежей Большекинельского вала в отложениях турнейского яруса.

Можно предположить, что при первоначальном формировании залежей нефти происходила дифференциация нефтей по их свойствам — самые легкие разности заполнили первые, относительно погруженные ловушки, а более тяжелые — последующие, относительно приподнятые структуры. Повышенное содержание тяжелых углеводородных газов в нефтях самых западных ловушек, по-видимому, также является следствием этой дифференциации. Однако в настоящее время первичные геохимические закономерности затупеваны многочисленными последующими изменениями нефтей, вызванных неоднократными переформированиями залежей, окислением нефтей в них и т. д. Происходящее при переформировании смешение нефтей разного состава привело к сглаживанию первичных различий нефтей и к некоторому усреднению их свойств.

Рассмотрение характера изменения свойств нефтей и газов в залежах турнейского яруса в пределах Большекинельского вала и также геологического материала позволяет сделать вывод о том, что формирование залежей нефти в отложениях турнейского яруса происходило в течение длительного времени, начиная, примерно, с середины или с конца каменноугольного периода. Этот процесс, очевидно, продолжался в пермский и, возможно, в послепермский периоды.

Все сказанное о формировании залежей нефти в отложениях турнейского яруса относится также к залежам бобриковского горизонта, поскольку они генетически связаны.

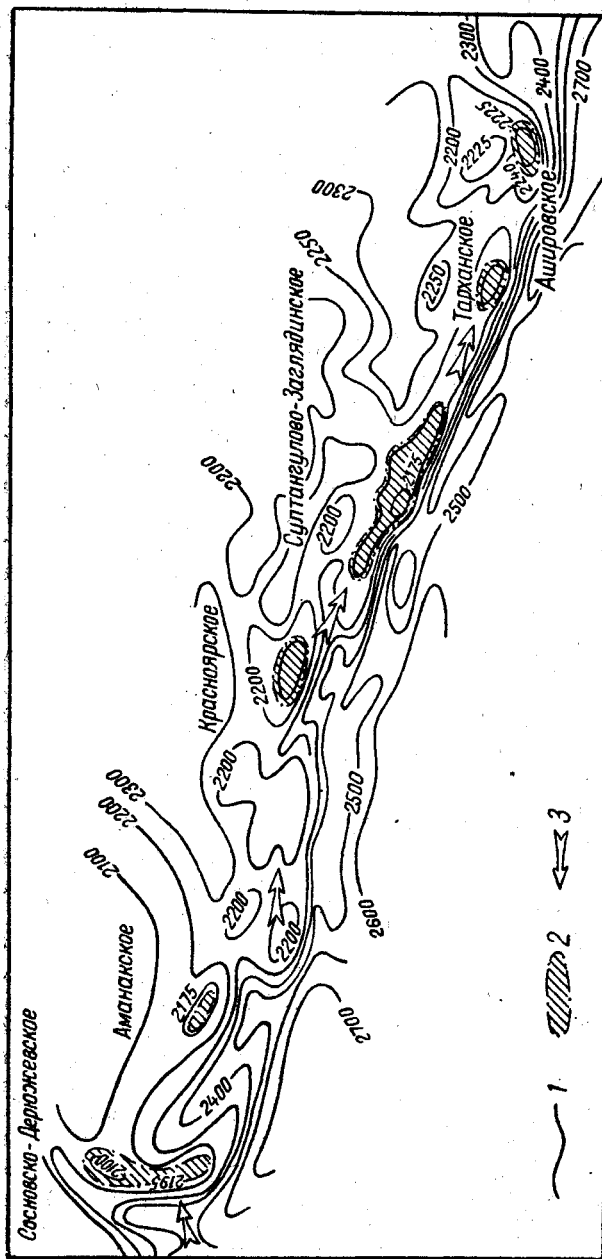


Рис. 72. Основное направление миграции нефти в отложениях пашийского горизонта Большекинского вала. Структурная карта по кровле горизонта составлена В. А. Клубовым.  
1 — изогипсы по кровле пашийского горизонта; 2 — залежи нефти в отложениях пашийского горизонта; 3 — направление миграции.

Следовательно, анализ истории развития Большекинского вала, геохимических свойств нефтей и распределения промышленных запасов со всей убедительностью показывает, что формирование залежей нефти в отложениях пашийского горизонта и турнейского яруса происходило по принципу дифференциального улавливания, а основное направление миграции углеводородов происходило по региональному подъему слоев с запада, северо-запада на восток, юго-восток (рис. 72).

Наличие легкой нефти в залежи пашийского горизонта Сосновско-Дерюжевского месторождения, палеотектонические построения,

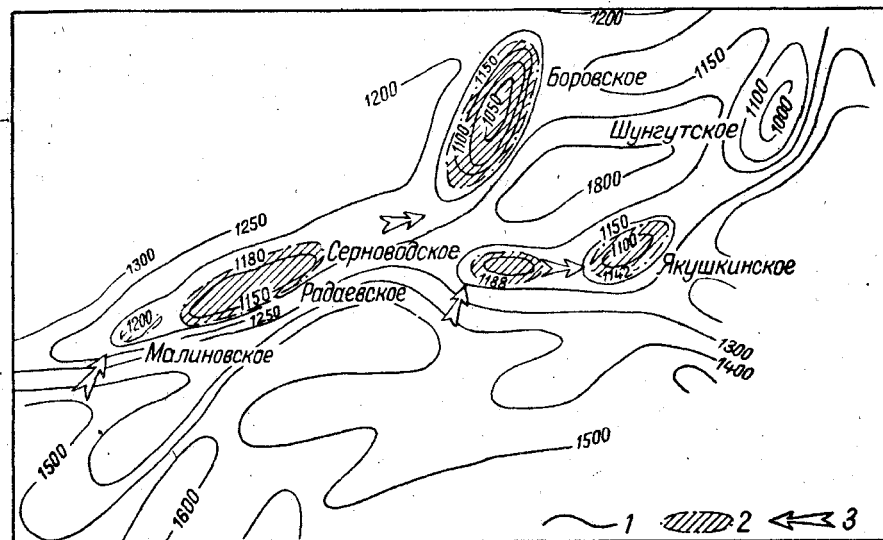


Рис. 73. Основное направление миграции нефти в отложениях яснополянского надгоризонта нижнего карбона Малиновской, Студено-Ключевской, Шугуровско-Серноводской тектонических зон.

1 — изогипсы по кровле яснополянского надгоризонта; 2 — залежи нефти в отложениях бобриковского горизонта; 3 — направление миграции.

а также геохимические исследования показывают, что вывод В. Ф. Раабена (1957, 1959) о приуроченности наиболее легких нефтей залежей пашийского горизонта к сводам, а тяжелых нефтей к впадинам — не соответствует действительности.

Латеральная миграция нефти в каменноугольных отложениях с запада на восток, со стороны Мелекесс-Радаевской впадины по региональному подъему слоев, подтверждается также распределением залежей нефти и изменением ее геохимической характеристики в месторождениях Малиновской, Студено-Ключевской и Шугуровско-Серноводской тектонических зон в нижнекаменноугольных (рис. 73) и, частично, в среднекаменноугольных отложениях.

Аналогичная закономерность наблюдается в залежах нефти бобриковского горизонта и турнейского яруса в месторождениях Байту-

танской тектонической зоны, где в относительно погруженной Бузбашской структуре в этих отложениях залегают несколько более легкие нефти (удельного веса 0,887 и 0,881), чем нефти (удельного веса порядка 0,895) соответствующих залежей Байтуганского месторождения (рис. 74).

В западных месторождениях Малиновской тектонической зоны по региональному подъему слоев бобриковского горизонта наблюдается очень незначительное уменьшение удельного веса нефтей, а в залежах нефти малиновского надгоризонта к относительно погру-

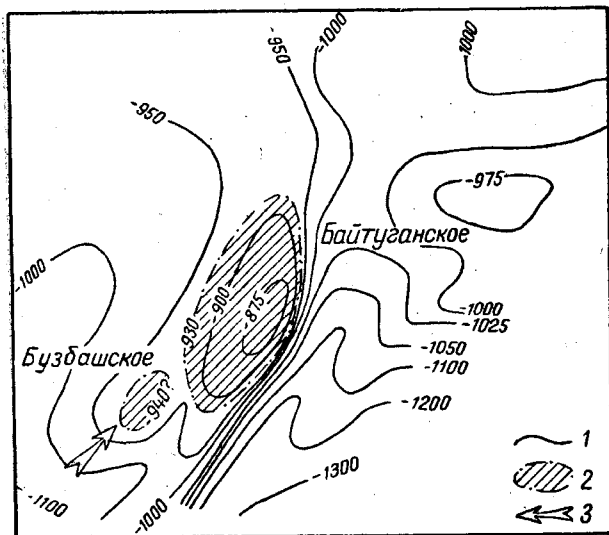


Рис. 74. Основное направление миграции нефти в отложениях яснополянского надгоризонта нижнего карбона Байтуганской тектонической зоны.

1 — изогипсы по кровле яснополянского надгоризонта; 2 — залежи нефти в отложениях бобриковского горизонта; 3 — направление миграции.

женному Малиновскому месторождению приурочена более тяжелая нефть (удельный вес 0,911), чем нефть (удельный вес 0,902) Радаевского месторождения. Далее к северо-востоку, в пределах Студено-Ключевской тектонической зоны наблюдается увеличение удельного веса нефтей по региональному подъему слоев. Локальное увеличение удельного веса нефтей нижнекаменноугольных отложений в Малиновском месторождении, очевидно, связано с гидрогеологическими условиями и может быть объяснено вторичными процессами (осернение и окисление).

Таким образом, в месторождениях большинства тектонических зон Мелекесс-Радаевской впадины в отложениях девона и карбона отмечается определенная направленность геохимических изменений свойств нефтей и растворенных в ней газов по региональному подъ-

ему пластов. Выявленная закономерность, очевидно, является генетической. Следовательно, формирование залежей нефти в девонских и в каменноугольных отложениях происходило главным образом в результате латеральной миграции углеводородов со стороны Мелекесс-Радаевской впадины в сторону регионального подъема слоев, т. е. в направлении северо-восток, восток и юго-восток.

Как известно, вопрос о первичном или вторичном образовании пермских нефтяных залежей Волго-Уральской нефтегазоносной области неоднократно ставился многими исследователями. Несмотря на значительную давность открытия и разработки пермских залежей нефти единого мнения в решении указанного вопроса до сих пор нет.

Еще в прошлом столетии Г. О. Романовский, А. П. Павлов, а затем И. М. Губкин на основании личных наблюдений и регионального изучения нефтеносности восточной части Русской платформы пришли к выводу, что пермские залежи нефти образовались за счет ее миграции из нижележащих отложений. Нефтеносность пермских отложений рассматривалась И. М. Губкиным как признак, указывающий на наличие нефти на глубине в каменноугольных и девонских отложениях, с которыми пермские залежи нефти связаны генетически. Следовательно, И. М. Губкин считал пермские нефтяные залежи вторичными, образовавшимися за счет вертикальной миграции нефти из нижезалегающих пластов.

А. И. Мельников, В. И. Троепольский, М. Л. Килигина, И. А. Шпильман склонны генетически связывать нефти и битумы, находящиеся в породах уфимского яруса и нижеказанского подъяруса, с лингуловыми глинами в основании казанского яруса. Приуроченность нефтепроявлений в нижнепермских породах к периферии Татарского свода авторы полагают возможным связывать с наличием в этой зоне разломов, по которым происходила вертикальная миграция нефти из более глубоких горизонтов палеозойской системы.

Ю. А. Притула и другие (1957) считают, что нефть, газ и твердые битумы в отложениях уфимского яруса и нижеказанского подъяруса распространены почти исключительно на территории, на которой отсутствуют сколько-нибудь мощные толщи ангидритов кунгурского яруса. По мнению автора, нефть в верхнепермские отложения мигрировала снизу там, где этому не препятствовали плотные ангидрито-соляные толщи кунгурского яруса.

На большей части территории, на которой нижнепермские породы содержат нефть, верейский горизонт представлен не в глинистых, а в карбонатных фациях. Поэтому нефть могла мигрировать из нижнекаменноугольных и среднекаменноугольных песчано-глинистых отложений и, поднимаясь до пермских отложений, образовывать залежи на структурах под регионально развитыми ангидритовыми и ангидрито-соляными толщами.

Бесспорным доказательством миграции нефти снизу вверх в стратиграфическом разрезе, по мнению Ю. А. Притула, являются широко распространенные залежи нефти и газа в карбонатных

коллекторах нижней и, может быть, верхней перми, регионально изолированных мощными пачками ангидритов и каменной соли кунгурского и казанского ярусов.

Другие исследователи (Н. Д. Корженевский, Н. Т. Линдтроп и др.) высказывали предположение, что пермские нефтяные залежи являются первичными и сформировались за счет нефти, образовавшейся в тех же пластах, где эти залежи находятся в настоящее время, т. е. формирование залежей нефти произошло вследствие боковой миграции по пласту.

Большинство исследователей (Н. М. Страхов, С. Ф. Федоров, М. Ф. Мирчинк и др.) разделяют точку зрения А. П. Павлова и И. М. Губкина и считают, что пермские залежи нефти и газа имеют вторичное происхождение. Признавая вертикальную миграцию нефти из нижележащих пластов, исследователи расходятся в мнениях при определении возраста этих отложений. Например, С. Ф. Федоров (1950) считает, что образование пермских нефтяных залежей возможно за счет ее миграции «из нижнего карбона или, что более вероятно, из девона», В. Б. Порфирьев и В. Ф. Линецкий (1952) допускают миграцию нефти в пермские коллекторы даже из силурийского комплекса отложений краевой зоны Уральской геосинклинали. И наконец, отдельные исследователи высказывают предположение о генетической связи нефтяных и газовых залежей пермских отложений с нефтематеринскими фациями каменноугольного возраста.

Все приведенные выше предположения о генезисе залежей нефти пермских отложений основаны только на анализе общих геологических данных. Отсутствие единого взгляда на генезис нефтяных залежей пермских отложений объясняется тем, что до сих пор не установлены параметры и критерии нефтематеринских свит и очень плохо проводится сопоставление или корреляция самих нефтей, в связи с их резкой изменчивостью как по разрезу, так и по площади. Нет также единого мнения о формировании нефтяных и газовых залежей в пермских отложениях. Так, В. А. Успенский и Ф. Б. Инденбом (1957) считают, что пермские битумопроявления представляют собой остатки существовавших некогда богатых нефтяных залежей. Сохранившиеся местами в участках достаточно значительного погружения пермских осадков нефтяные залежи представляют собой уже продукты регенерации нефтяной залежи, продукты перемещения в новые коллекторы наиболее подвижных компонентов из осмоленных и утяжеленных нефтей, остатки которых можно наблюдать, например, в виде тяжелых нефтей в отложениях сакмарского и артинского ярусов. Нефть, насытившая юрские пески Бахловского месторождения (Самарская Лука), по мнению этих авторов, пришла из отложений нижней перми.

А. К. Котина, Е. М. Чихачева (1958), З. Л. Маймин (1958б) на основании изучения углеводородного состава различных типов нефтей по всему палеозойскому разрезу, а также количественных изменений никеля и азота в них пришли к выводу о единстве генезиса

нефтей палеозойского разреза Волго-Уральской области. Поэтому З. Л. Маймин (1955а, 1958а) высказала предположение об отсутствии самостоятельных циклов нефтеобразования в каменноугольных и пермских отложениях и считает, что источником для образования палеозойских нефтей может служить только терригенная часть девона.

Ранее было отмечено, что газо-нефтяные залежи в Мелекесс-Радаевской впадине приурочены к благоприятным структурам в карбонатных коллекторах сакмарского и артинского ярусов, перекрытых толщей труднопроницаемых галогенных пород кунгурского яруса, и в пористых доломитах, залегающих среди ангидритов в основании кунгурского яруса. Ю. А. Притула (1957) считает, что там, где отложения кунгурского яруса имеют малую мощность (или отсутствуют) и представлены в большей степени доломитами (Большекинский вал и районы к югу от него), нефтегазопроявления обильны не только в нижнепермских, но и в верхнепермских отложениях, образуя залежи на благоприятных структурах под глинами уфимского яруса и под ангидритовой (или ангидрито-соляной) пачкой в основании верхнеказанского подъяруса.

Стратиграфический диапазон промышленной нефтеносности нижнепермской толщи расширяется книзу в общем направлении с северо-запада на юго-восток, параллельно с возрастанием мощности верхней ангидрито-мергельной пачки кунгурского яруса. В отложениях верхнеартинского подъяруса и нижней части кунгурского яруса на более восточных площадях Большекинского вала залежи нефти и газа отсутствуют в связи с ухудшением коллекторских свойств этих отложений и обогащением их ангидритом.

В пределах месторождений Большекинского вала с северо-запада (от Бугурусланского месторождения) на юго-восток отмечено уменьшение удельного веса нефтей и соответствующее изменение других ее параметров. Палеотектонические построения показали, что в пределах Большекинского вала в пермский период произошла перестройка структурного плана, в результате чего образовался региональный подъем пермских отложений с юго-востока на северо-запад.

Следовательно, в месторождениях Большекинского вала наблюдается увеличение удельного веса нефтей нижнепермских отложений вверх по региональному подъему слоев. В этом же направлении уменьшается минерализация пластовых вод.

Отмеченная Ю. А. Притула (1957) тесная взаимосвязь распределения нефтяных и газовых залежей в разрезе уфимско-нижнеказанской толщи в месторождениях Большекинского вала с изменением литологического состава этих пород действительно имеет место. На востоке газо-нефтяные залежи уфимского яруса перекрываются глинистыми отложениями калиновской свиты, западнее — газовые залежи распространяются и в пласты пористых доломитов, появляющихся среди глин и мергелей нижнеказанского подъяруса, а еще западнее — газовые (реже газо-нефтяные) залежи наблю-

даются только под изолирующей крышкой плотных ангидридов верхнеказанского подъяруса. Отложения нижнеказанского подъяруса здесь сложены известняками и доломитами мощностью 60—80 м. Аналогичное распределение залежей в зависимости от литологического состава пород верхней перми наблюдается также в месторождениях Южно-Большекинской и Нойкинско-Кислинской тектонических зон.

В месторождениях Алябьевской тектонической зоны распределение газовых залежей в разрезе верхнепермских отложений находится в зависимости от наличия песчаных прослоев среди глинистых пород калиновской свиты. Отсутствие промышленных залежей нефти и газа в месторождениях Байтуганской тектонической зоны и приуроченность тяжелых нефтей к верхнепермским породам некоторых месторождений Большекинского вала (Калиновско-Новостепановское, Бугурусланское, Султангулово-Заглядинское) и Нойкинско-Кислинской тектонической зоны (Саврушинское) рядом исследователей (В. П. Савченко, 1952, 1953; В. А. Кротова, 1955 и др.) связывается с гидрогеологическими факторами. К северу и северо-западу от Бугурусланского месторождения наблюдается снижение минерализации вод, изменение их состава и увеличение сульфатности.

По мнению В. П. Савченко нефтяные залежи в карбонатной толще нижнеказанского подъяруса на Аманакском и Сосновско-Дерюжевском месторождениях окислены разбавленными сульфатными водами. По направлению регионального падения верхнепермских пород к востоку от Бугурусланского месторождения в пределах Большекинского вала отмечается некоторое уменьшение удельного веса нефтей. В этом направлении происходит увеличение минерализации пластовых вод.

Таким образом, для нефтей нижнепермских и верхнепермских отложений устанавливается одна и та же закономерность: вверх по региональному подъему слоев происходит утяжеление нефтей и снижение общей минерализации вод.

Однако геохимическое сопоставление показало, что, наряду с некоторым сходством нефтей отмечаются определенные их различия. По газам степень различия уменьшается.

Если изменение свойств нефти в пределах месторождений Большекинского вала ставить всецело от характеристики пластовых вод, то чем можно объяснить наличие газовых залежей или газовых шапок, подстилаемых тяжелой нефтью? Каким законам природы подчинено их распределение как по площади, так и по разрезу? Возникает и второй вопрос: почему к верхнепермским отложениям приурочены в основном газовые и газо-нефтяные залежи, а к нижнепермским — газо-нефтяные и нефтяные залежи? При этом следует иметь в виду, что нефти пермских отложений восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода легче нефтей Большекинского вала, хотя им тоже сопутствуют залежи газа в калиновской свите. Характеристика пластовых вод в этих зонах (кроме крайнего юго-восточного района) заметных изменений не претерпевает.

В связи с тем, что данные анализа геохимической характеристики нефти и газа не позволили ответить на приведенные вопросы, мы попытались использовать для этой цели данные по геохимии азота (Максимов, 1955б).

Так как основная масса азота содержится в остатке, для получения наиболее правильных выходов необходимо брать отношение содержания азота к коксовому числу, т. е. к величине, определяемой по остатку, а подсчеты вести для всей пробы нефти. Поэтому на графиках, на оси ординат следует откладывать процентное содержание азота, а на оси абсцисс — процентное содержание кокса.

Анализ литературных данных и проведенные нами исследования дают возможность предположить, что соотношение процентного содержания кокса, по-видимому, является показателем условий образования нефти.

Это предположение соответствует выводам Д. С. Болл, М. Л. Уисман и В. Д. Уенгера (1951), к которым авторы пришли при исследовании азота и кокса в 153 образцах нефтей третичного, мелового и каменноугольного возраста Северной Америки. Следовательно, отличие кривой графика, характерной для нефтей девона, от кривых нефтей карбона и перми полностью соответствует выводам, полученным на основании анализа промышленных запасов и изучения геохимической характеристики нефтей и растворенных в ней газов из этих отложений.

Выявленное сходство (но не полная тождественность) кривой соотношения азота и кокса, полученной для нефтей пермских отложений месторождений восточной части Жигулевско-Пугачевского свода и Мелекесс-Радаевской впадины, с кривой нефтей каменноугольных отложений является не случайностью, а отражает условия образования залежей нефти указанного возраста. Если бы количество определений азота и кокса в нефтях среднего и нижнего карбона было значительно большим, то представилась бы возможность построить аналогичные кривые для этих нефтей раздельно. В связи с тем, что определенное генетическое различие нефтей среднего и нижнего карбона наблюдается по другим геохимическим параметрам, очевидно, различие было бы выявлено и по отношению азота к коксу. В этом случае кривые нефтей среднего карбона на графике могли бы занимать несколько иное положение.

Итак, по соотношению азота к коксу, так же как и по другим геохимическим параметрам, выявлено резкое различие нефтей пермских и девонских отложений и близость (но не идентичность) нефтей перми с нефтями карбона. Таким образом, нет оснований связывать формирование залежей нефти в пермских отложениях с девонским циклом нефтегазообразования. Произведенные Н. А. Еременко (1961, 1962) определения изотопного состава серы из нефтей пермских (3 образца), каменноугольных и девонских отложений показали значительные их различия. В то же время, анализ условий газоносности в пределах месторождений восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и Мелекесс-Радаевской впадины



и распределение запасов по разрезу пермских отложений указывает на возможность вертикальной миграции нефти и газа из нижнекаменноугольных отложений.

Анализ распределения промышленных залежей и их запасов, а также изменение геохимической характеристики нефтей и газов как по площади, так и по разрезу приводят к выводу, что в пределах восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и Мелекесс-Радаевской впадины в пермских отложениях залегает нефть смешанного состава. При этом следует отметить, что нефтегазообразование можно допустить только в отложениях нижней перми, в той части разреза, которая сложена мергелисто-карбонатными породами, перекрытыми гипсо-ангидритовой толщей кунгурского яруса. Обогащение нижнепермских отложений мергелистыми породами шло в юго-восточном и восточном направлениях от указанных районов. Следовательно, нефтегазообразование в нижнепермских отложениях происходило не регионально, а было ограничено Предуральским прогибом и юго-восточным склоном Русской платформы. На севере граница нижнепермского бассейна нефтегазообразования, очевидно, проходила по параллели, проводимой по центральной части Мелекесс-Радаевской впадины, а на западе ограничивалась областью Самарской Луки.

В этом случае миграция нефти и газа могла происходить по региональному подъему слоев, т. е. с юго-востока на северо-запад. Пути для миграции служили трещиноватые карбонатные породы сакмарского и артинского ярусов. В пределах Большекинешельского вала известняки и доломиты нижнепермского возраста в предкунгурское время были подвержены эрозии и выветриванию. Поэтому нефть, мигрируя по породам с окислительной средой, была подвергнута процессам окисления. В восточной части Жигулевско-Пугачевского свода известняки, доломиты и конгломераты нижнепермского возраста также подвергались значительному размыву до начала отложения уфимского яруса. Поэтому верхняя ангидритомергельная пачка кунгурского яруса в Кинель-Черкасском районе отсутствует и продуктивный горизонт перекрывается доломитовыми мергелями или глинисто-песчаными отложениями уфимского яруса. В результате эрозии произошло полное разрушение залежей нефти, сформировавшихся в верхней ангидритомергельной пачке, а нефть нижней пачки подверглась окислению. Наличие тяжелой окисленной нефти в породах сакмарско-нижеартинского возраста является следствием этих вторичных процессов.

В месторождениях Городецко-Жуковской и Малокинешельской тектонических зон, где не наблюдается значительного размыва в преуфимское время, в нижнепермских отложениях залежи нефти сохранились по всему разрезу.

Как известно, в предмезозойское время в пределах Большекинешельского свода и восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода (на крайнем востоке района) произошла значительная перестройка структурного плана, которая сопровождалась в ряде мест

нарушением сплошности пермских пород (Наливкин и др., 1956; Прутула и др., 1957).

Юго-восточный склон Русской платформы испытывал в это время значительный подъем, который сопровождался интенсивным ростом локальных поднятий и отдельных тектонических зон. Благоприятные условия для переформирования залежей создались и в ряде мест — для вертикальной миграции нефти и газа не только из нижнепермских отложений, но из более глубокозалегающих каменноугольных отложений.

Например, на Садкинской структуре в послетатарское время образовалась широкая (18 м) зияющая вертикальная трещина, рассекающая породы татарского и казанского ярусов (возможно, и более древних пород). Заполнивший эту трещину асфальтит образовался, очевидно, в результате дегазации и окисления нефти. Нефть могла изливаться в трещину как из нижнепермских, так, возможно, и из среднекаменноугольных отложений. Произведенные Р. Г. Панкиной определения изотопного состава серы из садкинского асфальтита показали удивительное их сходство с изотопами серы нефтей среднекаменноугольных отложений, что полностью подтверждает высказанную нами точку зрения. Миграция нефти в верхнепермские отложения сопровождалась выделением из нефти свободных газов, в первую очередь, труднорастворимых (азота и метана), которые, достигнув по трещинам непроницаемых пород, стали передвигаться по подъему слоев, аккумулируясь в ловушках северо-западной оконечности Большекинешельского свода и в структурах восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода.

Наличие разломов или зон повышенной проницаемости в Городецко-Жуковской тектонической зоне подтверждается гидрогеологическими данными В. А. Кротовой (1956), которая в районе Жуковского поднятия установила гидрохимические аномалии. По мнению автора, в этом районе воды карбона (или даже девона) поднимаются вверх по глубоким разломам и разгружаются в нижнепермские отложения.

Приведенные данные позволяют предполагать наличие ряда разломов в верхнепалеозойских отложениях, приуроченных к зоне Садки — Жуковка. Латеральная миграция углеводородов от зоны разломов могла совершаться в сторону крутого юго-западного крыла Большекинешельского свода и к западу, в сторону Мухановского поднятия по направлению подъема пермских слоев. Незначительные запасы нефти и газа в верхнепермских залежах и отсутствие определенной закономерности в их распространении в месторождениях различных тектонических зон подтверждают наличие латеральной миграции углеводородов местного характера. Основное направление латеральной миграции нефти и газа в верхнепермских породах можно предполагать только в сторону Калиновско-Новостепановской структуры. Не исключено, что при подъеме каменноугольных пластовых вод по зонам разлома из них выделяется азот, который затем также,

благодаря латеральной миграции по верхнепермским коллекторам, аккумулируется вместе с углеводородами в различных ловушках.

Следовательно, главную роль в формировании верхнепермских залежей играла вертикальная миграция флюидов. Характер распределения залежей нефти и газа в верхнепермских отложениях позволяет считать, что процессы образования залежей в отложениях уфимского яруса и калиновской свиты связаны. Там, где калиновская свита представлена хорошими коллекторами (западная часть Большекинельского вала), в нижележащих отложениях уфимского яруса залежи нефти и газа отсутствуют. В центральной части Большекинельского вала, где калиновская свита сложена плотными, доломитизированными и глинистыми известняками и мергелями, продуктивны отложения уфимского яруса, в калиновской же свите залежи нефти и газа отсутствуют.

Таким образом, нефть и газ, попадая снизу в отложения уфимского яруса, не встречая на своем пути препятствий, мигрировали выше вверх по разрезу в отложения калиновской свиты, где и происходило формирование газо-нефтяных залежей. Там же, где калиновская свита сложена плотными породами, она являлась своего рода крышкой, которая препятствовала миграции нефти или газа вверх по разрезу и способствовала накоплению их в нижележащих отложениях уфимского яруса.

Формирование залежей в верхнепермских отложениях, по-видимому, происходило за счет вертикальной миграции нефти по разломам и латеральной миграции газа и нефти по верхнепермским коллекторам в сторону подъема слоев.

Под гипсо-ангидритовой толщей кунгурского яруса залегают продуктивные горизонты нижней перми, содержащие, как правило, легкую нефть с небольшими по размерам газовыми шапками. По составу эти нефти удивительно однообразны как по площади, так и по разрезу кунгурского яруса. Представляется, что при латеральной миграции из мергелистых толщ в трещиноватые карбонатные породы, они подвергались фильтрации. Залежи нефти и газа в доломитах кунгурского яруса установлены только в тех зонах, где мощная гипсо-ангидритовая толща не была затронута эрозией. Указанная толща предохранила эти нефти от влияния вторичных процессов. Однако наличие в составе газа газовых шапок значительного количества азота и метана не исключает возможности проникновения в газо-нефтяные залежи кунгурского яруса труднорастворимых газов (в меньшей степени нефти) из среднекаменноугольных отложений по зоне разломов. В связи с тем, что в пределах Большекинельского вала кунгурский ярус представлен в основном ангидритовой фацией, латеральная миграция газа и нефти по кунгурским коллекторам от зоны разломов возможна только в западном направлении и исключена в направлении к Большекинельскому валу.

## ГЛАВА X

### РАЗВИТИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ПРОИСХОЖДЕНИИ НЕФТИ И ГАЗА И ФОРМИРОВАНИИ ИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

Вопрос о происхождении нефти и формировании ее залежей в Волго-Уральской нефтегазоносной области возник в прошлом столетии, почти одновременно с началом геологического изучения этой территории.

Еще в середине XIX в. в трудах Р. И. Мурчисова была предложена довольно фантастическая «теория вулканического происхождения нефти», с которой, правда, как-то перекликаются и современные взгляды некоторых исследователей, то уже во второй половине XIX в. встречаются высказывания о связи поверхностных нефтепроявлений Заволжья с более глубокими горизонтами в карбоне и девоне (Павлов, 1887; Романовский, 1864; Еремеев, 1867).

А. П. Павлов (1887) считал, что с дислокационными трещинами связаны нефтепроявления, наблюдающиеся на Самарской Луке, и утверждал, что основные залежи нефти приурочены к каменноугольным и девонским отложениям. В более поздней работе А. П. Павлов, подробно рассматривал условия залегания асфальта в толще известняков на Самарской Луке, подчеркнул факт отсутствия связи его залежей с определенными стратиграфическими горизонтами. Одновременно он указал на сопряженность выхода асфальта с Жигулевской дислокацией и пришел к вполне определенному выводу о вторичном характере асфальтовых залежей в пористых и карбонатных отложениях данного района.

В своих трудах И. М. Губкин отдает должное исследованиям академика А. П. Павлова, установившего существование на Русской платформе, которая до этого считалась почти не дислоцированной, ряда интенсивных тектонических нарушений. Изучение А. П. Павловым Жигулевской дислокации на Самарской Луке показало, что значительные тектонические нарушения имеются и на платформе. Они действительно вскоре были обнаружены в Соко-Шешминском, Сергиевском и Бугуруслан-Бугульминском районах (Нечаев, Замятин, 1915; Никитин, 1889). А. П. Павлов смело

предположил, что нефть следует искать в более глубоких горизонтах (в отложениях карбона и девона) и что поверхностные нефтяные признаки надо связывать с тектоническими нарушениями. «Открытия и идеи, высказанные А. П. Павловым, — говорит И. М. Губкин, — имеют глубокую принципиальную возможность, устанавливая связь нефтеносности с определенными структурными формами».

Все известные в районах Урало-Поволжья признаки нефти К. П. Калицкий (1920) связывал с ранее существовавшими нефтяными месторождениями. Он считал, что признаки нефти здесь возникли на месте своего нахождения за счет преобразования гомогенных масс морской травы. Отрицая возможность миграции нефти, он считал, что признаки нефти в Волго-Уральской области не могли указывать на возможность обнаружения промышленных залежей нефти в более глубоких слоях. Поэтому представления Г. Д. Романовского, А. А. Штукенберга, А. П. Павлова, А. П. Иванова, Ф. И. Кандыкина, рассматривающих признаки нефти на территории Поволжья и Урала как вторичные, этот исследователь считал научно не обоснованными.

«Заключения видных нефтяных геологов того времени, таких как К. П. Калицкий и П. Н. Тихонович, не только не содействовали возобновлению здесь (в Волго-Уральской нефтегазонадной области. *Ред.*) поисков нефти, а напротив, являлись долгое время теоретической базой, обосновывающей полную бесперспективность поисков нефти и газа» (Трофимук, 1959) в Волго-Уральской области.

Критикуя теорию первичного залегания нефти, которой упорно придерживались А. В. Нечаев, А. Н. Замятин и К. П. Калицкий, тормозя тем самым промышленное освоение Волго-Уральской области, И. М. Губкин говорил: «Ничего не стоят аргументы Замятина относительно отсутствия связи нефтепроявлений со структурными формами». И. М. Губкин считал, что известные нефтепроявления в районах между Волгой и Уралом являются вторичными, а их источником служат нефтяные залежи, приуроченные к более древним породам, и что процессы нефтеобразования в пределах Урало-Поволжья имели региональный характер.

«...на заре развития поисков нефти в Урало-Поволжье академики И. М. Губкин и А. Д. Архангельский обосновывали необходимость широкого развития поисков нефти не только в пермских, но и в каменноугольных и девонских отложениях. При этом им приходилось преодолевать сопротивление такого видного авторитета в области нефтяной геологии как Д. В. Голубятников, который, как и К. П. Калицкий, считал источником нефтепроявлений Самарской Луки не каменноугольные и девонские отложения, а отложения (пермские и юрские), в которых находились признаки нефти» (Трофимук, 1959).

Открытие нефтяных месторождений в районе Чусовских Городков в 1929 г., в Ишимбаево в 1932 г., на Самарской Луке и Краснокамско-Полазненском районе, в Туймазах, Бугуруслане в 1934—1938 гг. полностью подтвердило правильность теоретических пред-

ставлений И. М. Губкина и его учеников (К. Р. Чепикова, А. А. Блохина, А. А. Трофимука и др.).

Еще в 1936 г. И. М. Губкин дал очень высокую оценку возможных запасов нефти Волго-Уральской области и доказал, что ее недра обладают значительно большими запасами, чем старые нефтяные районы Кавказа и Эмбы.

В соответствии с решениями XVII (1934 г.), XVIII (1939 г.) съездов ВКП (б), в районе между Волгой и Уралом широко развернулись геологопоисковые и разведочные работы на нефть и газ, в результате которых на этой обширной территории была создана новая нефтяная база — Второе Баку (Трофимук, 1959; Миронов, 1959; Мирчинк, 1959).

По состоянию на 1/1 1963 г. в Волго-Уральской области выявлено 391 нефтяных и газовых месторождений. Большая часть известных высокопродуктивных месторождений связана с терригенными отложениями девона, нижнего и среднего карбона, представляющими собой эпиконтинентальные морские осадки. Несмотря на это, единого мнения о происхождении нефти в Волго-Уральской области до сих пор не существует. Более того, вновь делаются попытки связывать формирование залежей нефти и газа этой области с гипотезой неорганического происхождения нефти или образованием нефти и газа в Уральской геосинклинальной области или Прикаспийской впадине. Так, Н. А. Кудрявцев (1959), придерживаясь гипотезы неорганического происхождения нефти, считает, что границы распространения нефтеносности не совпадают с границами распространения каких-либо свит или пород, что подтверждает предположение об образовании ее независимо от условий образования осадков и превращений органического вещества. Эта «закономерность» по мнению Н. А. Кудрявцева, прямо указывает на миграцию нефти и газа снизу, на ее глубинное происхождение. Связь нефти с глубинными разломами подтверждается нефтегазонадностью всего осадочного разреза (в частности, в Волго-Уральской области) до кристаллического фундамента включительно.

Таким образом, Н. А. Кудрявцев (1955, 1959, 1960) считает, что нефть и газ пришли из кристаллического фундамента и, следовательно, вертикальная миграция углеводородов была главенствующей при формировании месторождений. Боковая миграция им не отрицается, но ей отводится второстепенное место, т. е. вертикальная миграция всегда сменяется на боковую, в процессе которой формирование залежей может происходить по принципу дифференциального улавливания углеводородов в цепи ловушек.

Несколько лет назад В. Б. Порфирьев (1955, 1956, 1958) считал, что местом генерации нефти являются геосинклинальные зоны, где исходное органическое вещество могло представлять собой гомогенную высокообводненную массу и где возможно наличие больших температур (300—500°) и давлений. Поэтому формирование платформенных залежей является, по его мнению, конечным результатом длительного переноса нефти под действием гидравлического

фактора и последующего подъема по системе разломов. В настоящее время В. Б. Порфирьев считает, что в основном нефть и газ образовались неорганическим путем и поступают из глубин земли. Отсюда вертикальная миграция флюидов признается им основной, а образование месторождений нефти и газа он относит к палеогеновому и неогеновому периодам (1959, 1960).

А. А. Трофимук (1950, 1960) в разрезе древнего палеозоя и девона выделяет три нефтепроизводящие свиты: верхнесилурийские морские осадки, выраженные в битуминозно-известковой или глинистой фракции; живетские морские осадки; туймазинскую свиту (верхи живетского яруса — низы нижнефранского подъяруса).

Г. И. Теодорович (1949, 1952, 1954) рассматривает в качестве нефтематеринских пород отложения нижнефранского подъяруса. Этот автор указывает, что образование нефтематеринских свит происходит в сульфидной (сероводородной) или сульфидно-сидеритовой геохимических фациях.

Л. А. Гуляева (1953, 1955) выделяет нефтематеринские свиты в разрезе девонских отложений — живетского яруса, шугуровских и щигровско-семилукских слоев. Отложения пашийского горизонта рассматриваются этим автором как нефтематеринские в тех местах, где они богаты глинами и содержат повышенное количество органического углерода и сульфидной серы.

На основании изучения геологической истории и нефтегазонасности Урало-Поволжья С. Ф. Федоров (1956) приходит к следующим выводам.

1. В формировании нефтяных и газовых месторождений Волгоградского и Саратовского Поволжья ведущая роль принадлежит Прикаспийской впадине.

2. Месторождения юго-восточной Татарии формировались в иных условиях по сравнению с месторождениями южных районов Второго Баку: здесь ведущая роль принадлежит Татарскому своду с прилегающими к нему депрессиями.

3. Источники питания нефтью — депрессионные зоны — для южных районов Урало-Поволжья и центральных его частей были различными.

А. А. Бакиров (1955) считает, что образование месторождений нефти на Русской платформе произошло в результате ее миграции из бассейнов нефтегазообразования, приуроченных большей частью к внутриплатформенным впадинам, а масштабы региональной миграции нефти определяются планами размещения крупных тектонических элементов и их структурными взаимоотношениями, т. е. палеотектоникой.

По мнению А. Н. Мустафинова (1958), глинистые отложения терригенной толщи нижнего карбона, верейского горизонта, а также битуминозные породы семилукского горизонта и живетского яруса содержат значительные количества органического вещества, а поэтому являются нефтепроизводящими свитами структур Русской платформы. Далее А. Н. Мустафинов приходит к выводу о том, что формирование нефтяных залежей произошло главным образом за счет боковой миграции нефти в антиклинальные структуры. По нефтеобразованию в палеозое Русской платформы А. Н. Мустафи-

нов выделяет четыре продуктивные толщи: девонскую, нижнекаменноугольную, среднекаменноугольную и пермскую. «Нефтегазонакопление в девоне и карбоне происходило в разное время, так как структуры формировались в этих отложениях в разные тектонические этапы» (Мустафинов, 1958). Начало формирования девонских структур Жигулевской дислокации и залежей нефти в девонских отложениях этот исследователь относит к концу нижнефранского и к верхнефранскому времени, а начало формирования залежей нефти в карбоне — к посленижнепермскому времени.

В. М. Познер (1958) развивает вопрос о возможности дальнего перемещения углеводородов. Он анализирует некоторые черты структурно-тектонического развития одной из важнейших нефтеносных толщ Волго-Уральской области — верхнедевонской и ее возрастного аналога — аспидной формации в Уральской геосинклинали. Рассматривает вопрос о возможности миграции нефти в Волго-Уральскую область из смежных с ней прогибов, в частности, о направленности процесса миграции основных положительных и отрицательных структур с востока на запад, от области развития аспидной формации в Зилаирском прогибе к области распространения разновозрастных платформенных образований.

В. М. Познер выделяет для Волго-Уральского свода три основных этапа структурной перестройки досаргаевской поверхности с начала саргаевского времени и приходит к выводу о передвижении области максимального поднятия с востока на запад. В результате такого направления миграции положительных структур вместе с ними могли мигрировать на запад и углеводороды, накопившиеся в восточной части Волго-Уральской области. Допуская возможность миграции нефти и газа из геосинклинального прогиба в краевую часть платформы в верхнем девоне и нижнем карбоне, В. М. Познер предполагает также, что в результате перестройки структурно-тектонического плана восточной части платформы и вовлечения ее в прогибание, произошло последующее продвижение углеводородов в западном направлении.

По мнению А. Л. Козлова (1955, 1959), «образование природных горючих газов есть процесс, гораздо более распространенный, чем образование нефти или во всяком случае нефтяных месторождений и что, в частности, природные газы могут образоваться на небольших глубинах, тогда как нефтяные месторождения, видимо, образуются лишь в том случае, когда соответствующие потенциальные нефтематеринские породы оказываются на глубинах порядка 1,5 км или больше» (1959).

А. Л. Козлов является сторонником образования нефтей в пределах геосинклинальных зон и полагает, что нефть Урало-Поволжья образовалась главным образом в Уральской геосинклинали и Предуральском прогибе. Следовательно, основной вид движения нефти — латеральная миграция на большие расстояния. По мнению этого автора, «струйная миграция углеводородов может распространяться на десятки и сотни километров по напластованию нефтегазонасных

свит и на сотни и тысячи метров нормально (вертикально) к напластованию».

Основной действующей силой этой дальней миграции является сила всплывания углеводородов в водонасыщенных толщах пород. Применительно к Среднему Поволжью А. Л. Козлов считает, что «...нефть перемещалась в основном в виде периодических струйных потоков по определенным тектоническим линиям (валам); перемещение воды имело характер сплошной (или, во всяком случае, широкой площадной) миграции. Однако при дальнейшем региональном движении с востока на запад — западнее Татарского свода — воды при проникновении в зоны, богатые окислителями и не поддержанные струйными потоками нефти, благодаря процессам подземного окисления целиком потеряли углеводороды и в них остался растворенным один азот». Наличие пояса азотных скоплений в северных районах Урало-Поволжья он считает подтверждением дальней струйной миграции углеводородов из Уральской геосинклинали.

В процессе миграции углеводородов происходит дифференциация залежей нефти и газа. «В платформенных областях условия для отделения газов и нефти создаются как в процессе вертикальной, так и платформенной миграции. Поэтому в многопластовых месторождениях нижние горизонты бывают нефтяными, а верхние часто чисто газовыми».

На платформенных валах образуются цепочки месторождений, из которых самые погруженные — нефтяные, средние — газо-нефтяные или газовые, а верхние — снова нефтяные, если нефть не утечет на поверхность. При вертикальной миграции нефти и газов автор большое значение придает эффекту прорыва В. П. Савченко.

В. А. Лобов (1955, 1957, 1959а, б, 1960а, б) делает вывод, что образование нефтей Волго-Уральской области было связано с общим источником накопления органического материала в определенных толщах палеозоя. Различия же нефтей являются результатом вторичных процессов, связанных с боковой миграцией на значительные расстояния. Для выяснения связи между нефтеносностью юго-востока и востока Русской платформы с окаймляющими ее краевыми прогибами и впадинами автор привлекает данные геохимического состава пластовых вод, нефтей и газов, а также некоторые другие материалы. Он устанавливает закономерный рост коэффициента метаморфизации вод при продвижении от краевых прогибов в сторону платформ. Из краевых прогибов наблюдается как бы обширная подземная трансгрессия пластовых вод — рассолов — на платформу. Также наблюдается рост коэффициента превращенности нефтей от минимальных значений в Предуральском прогибе и Прикаспийской впадине к максимальным в Куйбышевской области. Коэффициент метанизации нефтей, который показывает нарастающее содержание в составе нефтей метановых углеводородов и очень хорошо увязывается с гидрохимическими данными, позволяет установить процесс движения из краевых прогибов не только воды, но и нефти. Кроме того, показательно содержание азота, концентрация

которого увеличивается с удалением от области краевых прогибов в сторону платформы. В заключение указывается на тесную связь нефтяных и газовых месторождений с краевыми прогибами и впадинами и их размещение в полосе, имеющей ширину (от границ прогибов) до 250—300 км.

На основании вышеизложенного В. А. Лобов полагает, что нефти Волго-Уральской области образовались в Прикаспийской впадине и в Предуральском прогибе из богатых органическими осадками терригенно-карбонатных пород бавлинской свиты, девона, карбона и перми в условиях повышенных температур (100—160°, возможно 180°С). Вследствие разности давлений нефти и газы мигрировали на платформу по нефтепроводящим терригенным толщам бавлинской свиты, девона, угленосной свиты, верейского горизонта и уфимской свиты. Условия для вертикальной миграции на платформе неблагоприятны. Протекающие процессы диффузии выражены слабо, они не играли существенной роли в формировании или разрушении месторождений. В первую очередь нефть заполняла в структурных ловушках терригенные породы, из них перемещалась в карбонатные породы, мигрируя вверх и, вследствие создавшегося вакуума при образовании трещиноватости, засасывалась вниз. Масштабы миграции вниз определяются до нескольких десятков метров.

По мнению В. А. Лобова нефтеобразование на платформе мало вероятно.

Л. Н. Розанов (1957) рассматривает процесс формирования месторождений как эпизодический, обусловленный тектоническим импульсом (давлением), возникающим при общем подъеме осадков. Развивающееся при этом давление внутри осадочной толщи земной коры распределяется неравномерно, достигая наибольшей величины во впадинах, депрессиях и прогибах и наименьшей — на поднятиях, обуславливая тем самым миграцию нефти к сводам поднятий. В соответствии с большим давлением и уплотнением пород в прогибах и впадинах и находится миграция нефти вверх по восстанию слоев в сторону меньшего давления; она происходит в эпоху общего подъема обширных территорий платформы (такие же перемещения испытывают, например, наиболее пластичные породы, как соль и отчасти гипс-ангидрит). Движение нефти вследствие неравномерного давления должно происходить вкrest простираения слоев в сторону их наибольшего поднятия.

Л. Н. Розанов отмечает, что наиболее вероятной представляется миграция нефти в пределах Волго-Уральской области с юга и востока. Поэтому промышленная нефтеносность на Русской платформе приурочена к южным и восточным ее окраинам и отсутствует вокруг внутренних впадин платформы. Поскольку главное направление миграции отвечает наибольшему наклону пластов, очевидно, что вдоль линии простираения и вдоль депрессий продвигалось лишь незначительное количество нефти, вниз по падению слоев она не перемещалась. Очевидно также, что глубокие впадины и депрессии, расположенные поперек направления миграции, явились существенным

препятствием на пути движения нефти и играли роль барьеров.

Автор предполагает, что месторождения нефти в девонских отложениях сформировались в девонский период.

Ю. А. Пригула (1957) считает весьма вероятным, что «в процессе геологического развития восточной части Русской платформы и граничащих с ней тектонических впадин, в тех или других частях этих территорий в течение палеозойской эры неоднократно создавались физико-географические обстановки, благоприятные для накопления и сохранения органического вещества и для преобразования его в нефть и другие битумы». Подобные периоды фиксируются некоторыми типами «морских фаций глинисто-песчаных пород среднего и верхнего девона, нижнего и среднего карбона и некоторых горизонтов пермской системы». Однако современное региональное распределение нефтей и газов в стратиграфическом разрезе палеозойских отложений обусловлено широкой их миграцией, «не только боковой, но и вертикальной». Автор полагает, что нефть «будучи выжата первоначально из материнских глин в пласты-коллекторы, мигрировала не только вдоль последних к структурным и другого типа ловушкам, но постепенно поднималась теми или другими путями во все более высокие (стратиграфические) горизонты в пределах каждой отдельной терригенной толщи, что и привело в конечном итоге к наблюдающейся сейчас концентрации нефтяных залежей в ловушках преимущественно в самых верхних пластах-коллекторах каждой из таких толщ».

Этот исследователь допускает вертикальную миграцию нефти и газа и в вышележащие карбонатные породы между возможно нефтематеринскими толщами. Наблюдаемое распределение промышленных скоплений нефти и газа автор представляет в следующем виде. «Весьма вероятно, что те или другие развитые на востоке платформы фации палеозойских отложений продуцировали в свое время нефть и нефть эта скоплялась в залежи в созданных уже ко времени ее образования структурных и другого типа ловушках, но многие из этих залежей не могли сохраниться в геологических условиях платформы до наших дней. Другими словами, залежи или некоторая их часть могли возникать, разрушаться и пополняться в одних и тех же ловушках неоднократно, и в настоящее время мы наблюдаем сохранившейся главным образом лишь ту систему залежей, которая претерпела омоложение в сравнительно недавнем геологическом прошлом...».

«В связи с тектоническими движениями герцинского цикла нефтяные залежи в палеозойских толщах могли быть сформированы не только на востоке Русской платформы, но одинаково и на территории Прикаспийской впадины. В процессе последующего развития этих залежей условия для их сохранения в Прикаспийской впадине могли быть лучшими, чем на Русской платформе, благодаря более значительному погружению в прогибе нефтесодержащих пород в течение палеозойского же периода. Эта нефть из лучше сохранив-

шихся ее залежей в Прикаспийской впадине и могла мигрировать в структуры платформы, после того как опускания кунгурского, мезозойского и кайнозойского времени в Прикаспийской впадине создали огромную разницу в уровнях залегания палеозойских отложений в Прикаспийской впадине и на окружающих ее поднятиях платформы. Так, вероятнее всего представить себе процесс омоложения нефтяных залежей в палеозойских слоях на Русской платформе в связи с тектоническими движениями альпийского цикла...». Автор допускает и другой вариант: «из недр Прикаспийской впадины на платформу мигрировал в недавнем геологическом прошлом газ, а не нефть, причем, проходя через другие толщи пород, газ мог «вымываться» рассеянные в этих породах битумы, продвигавшиеся вместе с газом и давшие начало залежам нефти, как предполагает В. А. Успенский».

З. Л. Маймин (1955, 1956, 1958) с сотрудниками на основании изучения литологического и геохимического составов пород, условий осадконакопления, органического вещества пород, нефтей, пластовых вод в пределах Волго-Уральской области пришла к выводу, что «... в пределах изучаемой нами площади терригенная часть девона заслуживает большего внимания и скорее в ней можно видеть источник для образования палеозойских нефтей Волго-Уральской области». (1958б).

«Учитывая условия залегания нефти верхнепалеозойского разреза в зонах размыва, возможно допустить формирование этих залежей на более поздних этапах геологической истории.

В отношении путей миграции нефти разрез палеозойских отложений востока Русской платформы представляется весьма благоприятным. Наличие неоднократных перерывов и длительных размывов на протяжении геологической истории палеозоя платформы, а также и тектонические причины создавали благоприятные условия для возникновения макро- и микротрещин, служивших впоследствии проводящими каналами для флюидов... В пользу миграции нефти снизу свидетельствуют и данные по подземным водам. Наличие гидрогеологических окон подтверждает возможность миграции нефти по дислокационным нарушениям и трещинам». Кроме того, «...изучение углеводородного состава различных типов нефтей по всему палеозойскому разрезу, а также количественных изменений никеля и азота в них свидетельствует о единстве генезиса нефтей палеозойского разреза Волго-Уральской области» (Маймин, 1958б).

К. Б. Аширов (1954, 1957), развивая свои взгляды на нефтеобразование, прежде всего указывает, что расположение нефтяных месторождений по северной окраине Жигулей объясняется наличием здесь крупной дислокации. Далее он отмечает, что характер всех нефтей палеозоя Самарской Луки позволяет сделать вывод об их генетической общности, так как химическая основа углеводородного состава этих нефтей однотипна. Исходя из этого, предполагается, что существовала единая стадия нефтенасыщения разреза после формирования Жигулевской дислокации в связи с движением нефти по

разрезу. Только этим можно объяснить сплошное нефтенасыщение разреза как палеозоя, так и юры, битумы которых могли попасть в них лишь в послепалеозойское время. Таким образом, залежи нефти Самарской Луки, по-видимому, образовались в послепалеозойское время.

За основные нефтеобразующие свиты на востоке Самарской Луки К. Б. Аширов принимает глинисто-карбонатные отложения доманика, а для запада Самарской Луки — глинисто-карбонатные породы фаменского яруса.

В. Ф. Раабен (1959) пришел к выводу об общности нефтей палеозоя и отмечает связь нефтеносности девона с региональной палеотектоникой девонского периода: что месторождения нефти в девонских отложениях сформировались в девонский период. В дальнейшем эта нефть из девонских отложений в определенных участках, частично из отложений мезо-кайнозоя, мигрировала в вышележащие слои.

Л. В. Токарев (1961), анализируя фактические материалы по геохимии рассеянного органического вещества угленосной толщи нижнего карбона Пермского Прикамья и палеогеографических условий ее накопления, приходит к выводу об ограниченности в ней процессов нефтеобразования. Наиболее распространенными здесь были процессы торфонакопления и углеобразования. Незначительное нефтеобразование в угленосной толще могло иметь место лишь в строго локальных очагах, связанных или с лагунным характером осадконакопления или с осадками узких зон продолжительных морских ингрессий. Однако сомнительно, чтобы эти локальные очаги могли обеспечить современные запасы нефти в залежах угленосной толщи. Что касается предположения о миграции нефти из Предуральского прогиба, то оно не подтверждается данными по истории формирования самого прогиба и структур Пермского Прикамья, так как структуры платформенной части Пермского Прикамья в большинстве своем были заложены в додевонское и девонское время и нижнекарбонную эпоху, когда Предуральский прогиб еще не существовал и на его месте располагалась восточная окраина Русской платформы, Предуральский прогиб начал формироваться только в верхнекаменноугольную эпоху, т. е. когда девонская рассеянная нефть, вероятно, уже вся распределилась по древним унаследованным структурам соседней платформенной части. Если некоторые количества нефти и остались в девонских отложениях, то в такой связи с породами, что вряд ли она могла мигрировать и наполнить коллекторы структур, возникших в верхнекаменноугольную эпоху, пермский и более поздние периоды.

Главные источники прикамской нефти, очевидно, находятся в более древних терригенных отложениях девона восточной части Русской платформы (возможно, в Верхнекамской впадине), откуда она могла мигрировать сначала на восток, а затем вверх по тектоническим разрывам и другим нарушениям в коллекторы тектонических поднятий угленосной толщи.

Аналогичная работа проделана Л. В. Токаревым по Куйбышевской области (в основном на Самарской Луке). Изучение условий осадконакопления и битумообразования в угленосной свите, а также привлечение материалов других авторов по нефтям и пластовым водам приводит Л. В. Токарева к тому же выводу, который был сделан для Пермского Прикамья. Он считает, что нефтеобразование в бобриковское время было ограниченным, а основная масса нефти, находящейся сейчас в данных отложениях, пришла снизу из девона по известной здесь зоне нарушений (1961).

В. А. Успенский и Ф. Б. Инденбом (1957) считают, что нефтяные месторождения Волго-Уральской области могут быть примерно разделены на следующие основные группы:

1. Месторождения центральной части области, в частности, месторождения Татарского свода, образующие более или менее определенную концентрическую систему в смысле различия типов нефтей, зависящую от гидрогеологических условий.

2. Месторождения нефтей фильтрованного характера, расположенные близ северо-восточной, восточной и южной оконечностей провинции, т. е. имеющих в соседстве Предтиманскую, Предуральскую и Прикаспийскую впадины.

Условия глубокого погружения палеозоя в Прикаспийской впадине должны способствовать метаморфизации органического вещества осадков до более высоких степеней по сравнению с имеющимися на платформе. «Повышение степени метаморфизации органического вещества неизбежно связано с образованием больших масс газов, накопление которых должно создавать избыточное давление и обуславливать стремление газов к выходу в области более низких давлений... Продвижение этих газов по мере их образования по склону северного борта впадины, если оно в какой-то мере имело место, могло оказать влияние на распределение и характер нефтей в месторождениях южной части Волго-Уральской области».

«В нефтеносных областях окраинных частей Волго-Уральской провинции, которые располагаются в достаточной близости от глубоких впадин, наблюдается более или менее отчетливо выраженное утяжеление нефтей в залежах, относительно более удаленных от борта впадины. Это замечается и в Саратовской области у Прикаспийской впадины, и в Краснокамско-Полазненской нефтеносной области — у Предуральской впадины».

В результате изучения нижнепермских нефтеносных отложений в Куйбышевской и Оренбургской областях Н. Т. Линдтроп сделал предположение о том, что нефть, находящаяся в нижнепермской толще, генетически с ней связана. В доломитах и известняках нижнепермского возраста битум имеется не только в пустотах, но и в основной плотной массе породы, нередко между плотно прилегающими одно к другому зернами, что, по мнению автора, доказывает первичность битума.

Многие исследователи (В. М. Бутров, Б. А. Елисеев, А. М. Мельников, В. И. Троепольский, В. Б. Гецен и др.) считают возможно нефтематеринской пачку так называемых лингуловых глин, залегающих на больших площадях в основании морских нижнеказанских

отложений. Накопление этих глин происходило в мелководном морском бассейне, зараженном сероводородом. Рассматривая фацию лингуловых глин казанского яруса как возможно нефтепроизводящую, данные исследователи указывают, что она очень сходна с фациями многих глин девонской продуктивной толщи.

А. М. Мельников, В. И. Троепольский, И. А. Шпильман и другие считают нефтепроизводящими свитами для девонских скоплений нефти породы, обогащенные органическим веществом. На этом основании они выделяют в живетском ярусе и пашийском горизонте глинистые пачки, содержащие значительное количество органического углерода, а также доманиковую свиту, представленную битуминозными сланцами. Наиболее вероятной материнской толщей, по их мнению, являются аргиллиты верхнеживетского подъяруса, сходные по литологическому составу с битуминозными сланцами доманиковых фаций. Нефтематеринскими породами для нефтей каменноугольных отложений авторы считают обогащенные органическим углеродом слои угленосной свиты (аналога тульского и бобриковского горизонта). Таким образом во всех комплексах палеозоя имели место самостоятельные циклы нефтеобразования и, следовательно, главенствующей была боковая миграция флюидов.

Из приведенного краткого обзора видно, что подавляющее большинство исследователей считает, что нефть и газ Волго-Уральской области имеют органическое происхождение. Однако среди сторонников этой теории единого мнения как во взглядах на отнесение тех или иных свит к нефтематеринским, так и на факторы, способствующие преобразованию исходного органического вещества в нефть, нет. Одни считают, что нефть могла образоваться только в геосинклинальных условиях или в глубоких впадинах, другие, что терригенные осадки девона Волго-Уральской области обладают наиболее благоприятными условиями для нефтегазообразования, поэтому только они могут являться нефтематеринскими свитами. Некоторые исследователи с оговорками допускают возможность нефтегазообразования также в терригенных осадках нижнего карбона и даже верхней перми. Вопрос о генезисе нефти в терригенных отложениях среднего карбона и глинистых известняках и доломитах нижней перми большинством исследователей даже не затрагивается.

Автор данной работы также придерживается органической теории происхождения нефти. Эта теория была сформулирована в докладе Оргкомитета по организации дискуссии, посвященной проблемам происхождения нефти, в подготовке которого автор принимал непосредственное участие («О современном состоянии теории происхождения нефти и задачах дальнейших исследований», Гостоптехиздат, 1958).

Исходя из основных геологических и геохимических предпосылок, автор, совместно с другими авторами указанного сводного доклада, считает, что процессы нефтегазообразования на территории Волго-Уральской области имели региональный характер и неоднократно повторялись в течение ее геологической истории. При этом,

благоприятные условия для нефтегазообразования и последующей миграции по региональному подъему слоев возникали во внутриплатформенных впадинах, в предгорных прогибах и в зонах сочленений платформенного склона с геосинклинальной областью. В связи с этим, в первую очередь целесообразно проследить литолого-фациальные различия осадков (девонских, нижне- и среднекаменноугольных и пермских), выполняющих названные структуры в Волго-Уральской нефтегазоносной области и Уральской геосинклинали.

Погруженные части платформ в процессе геологического развития на протяжении периодов и эр тесно связаны с жизнью соседних геосинклиналей. При накоплении в геосинклиналях мощных толщ осадков в относительно глубокое погружение втягиваются и прилегающие к ним части платформ. Трансгрессии и регрессии геосинклинальных морей охватывают и значительные участки платформ. Характер накопления осадков и их фациальные особенности для таких бассейнов связаны взаимопереходами и должны рассматриваться совместно. Позже, при замыкании геосинклинали, полной инверсии и образовании горной системы, на участках платформ, примыкающих к геосинклинали, развиваются предгорные прогибы.

Развитие Уральской геосинклинали происходило на стыке с древней (докембрийской) платформой. При замыкании геосинклинали и росте горных сооружений в герцинское время образовался Предуральский предгорный прогиб, сформировавшийся на докембрийском основании. Ширина прогиба изменяется от первого десятка километров на широте г. Уфы до нескольких десятков и, возможно, первых сотен километров южнее.

В предгорных прогибах во времени, как правило, отмечается миграция оси наибольшего погружения в сторону платформы. Это явление достаточно подробно описано В. В. Белоусовым и М. В. Гзовским (1945), М. В. Муратовым (1949), Н. С. Шатским (1957), В. Е. Хаиным (1939, 1942, 1950), И. О. Бродом (1953) и др.

Фациально-литологические изменения осадков, развитых на Русской платформе и в Уральской геосинклинали, прослеживаются достаточно отчетливо.

Доэйфельские отложения платформы (бавлинская свита) изучены слабо и трудно сопоставимы с одновозрастными отложениями Уральской геосинклинали.

Если для бавлинской свиты характерны песчаники и аргиллиты, то в нижнепалеозойских отложениях Уральской геосинклинали большое развитие получают песчаники, глинистые сланцы, известняки и граптолитовые сланцы.

Среднедевонские отложения (эйфельский и живетский ярусы) в пределах платформы сложены преимущественно терригенными осадками, в то время как на Западном Урале — известняками (часто битуминозными с нефтепроявлениями и битуминозными сланцами). Отложения верхнего девона в пределах платформы представлены более мелководными по сравнению с таковыми в Уральской геосин-



клинали. В верхнем девоне также развиты битуминозные известняки и сланцы. Турнейский ярус в пределах платформы и западной части Уральской геосинклинали слагают известняки с прослоями глин. Восточнее развиты осадки разнообразных фаций геосинклинального типа. В визейский век как на платформе, так и в геосинклинали произошло накопление мелководных, местами континентальных (углистых) осадков.

Средний карбон на платформе представлен преимущественно карбонатными осадками, терригенные отложения значительно развиты лишь в верхах башкирского и низах московского ярусов. В пределах западной части геосинклинали в это время накапливались карбонатные и отчасти кремнистые или глинистые мелководные морские осадки. Верхний карбон повсюду сложен преимущественно карбонатными осадками, только в восточной части геосинклинали они сменяются типично прибрежными и далее к востоку исчезают. Нижняя пермь — сакмарский и артинский ярусы сложены различными известняками и терригенными породами, в нормальных фациях открытого моря, развитыми в Оренбургском Приуралье; перекрываются они мощными толщами галогенных осадков — ангидритов, гипсов и соли кунгурского яруса, развитыми только вдоль южного края платформы, а к западу от Предуральского прогиба выклинивающимися. Отложения сакмарского и артинского ярусов в том же направлении сокращаются в мощности и переходят в фации доломитов и известняков, насыщенных ангидритом и гипсом в виде включений, линз и прослоев. Верхняя пермь — уфимский, казанский и татарский ярусы представлены мощными толщами континентальных пестроцветных песчано-глинистых отложений, залегающих на осадках нижней перми; развиты они в Предуральском прогибе и на платформе в пределах большей части Башкирии, Пермской области РСФСР и Удмуртской АССР. К западу от Оренбурга отложения казанского яруса представлены морскими глинисто-карбонатными и глинисто-песчанистыми породами.

Таким образом, среди разновозрастных толщ, слагающих платформу и геосинклиналь, наблюдаются отчетливо выраженные фациально-литологические различия. В то же время такие толщи имеют иногда общие черты, в частности, приуроченность к некоторым из них нефтегазопроявлений.

В разрезе Уральской геосинклинали выделяются палеозойские толщи с широко развитыми нефтегазопроявлениями — силурийская, девонская и каменноугольная. Обычно они же содержат крупные залежи нефти и газа, приуроченные к части платформы, примыкающей к предгорному прогибу. Эти же толщи — девонская и каменноугольная — на геосинклинальном борту прогиба промышленных запасов нефти и газа не содержат. На геосинклинальном борту предгорного прогиба и в его центральной части основные продуктивные горизонты приурочены к осадкам, отложившимся в последнюю стадию развития геосинклинали, иногда в конце процесса ее замыкания.

В центральной части Предуральского прогиба основные продуктивные горизонты приурочены к нижней перми. Они же иногда оказываются продуктивными и на платформенном борту прогиба или на прилегающей части платформы, но запасы нефти и газа в них значительно меньше, чем в центральной и геосинклинальной частях предгорного прогиба.

Особенности нефтегазоносности Волго-Уральской области могут быть прослежены и по другим предгорным прогибам и примыкающим к ним погруженным частям платформ (палеошельфы), например, по Предкавказью, по Месопотамскому, Оринокскому, Аппалачскому и другим нефтегазоносным бассейнам (Еременко, Максимов, 1960а, б).

Резкие литолого-фациальные изменения осадочных толщ при переходе от геосинклинали к платформе делает мало вероятным региональное перемещение нефти и газа из геосинклиналей в область платформы в течение первых двух стадий * развития геосинклинали. Также маловероятна подобная миграция и в более позднее время, в момент общей инверсии движений, вследствие появления разрывов как путей вертикальной миграции, так как в этом случае пришлось бы предполагать основное направление движения нефти и газа сверху вниз по разрезу.

Условия для формирования залежей, их сохранения и разрушения в платформенной и геосинклинальной обстановках, резко различаются. В геосинклинальных областях вследствие метаморфизма осадочных толщ, образования горной страны и ее глубокого размыва условия для сохранения залежей нефти и газа оказываются крайне неблагоприятными. Действия названных процессов в значительной степени ослабляются в краевой части геосинклинали, в месте сочленения ее с платформой. Именно поэтому становится возможным необычное появление залежей нефти и газа в отложениях на геосинклинальном борту предгорного прогиба, и, как правило, наличие последних — в центральных частях прогиба уже в пределах платформы. Так как основные залежи нефти и газа на геосинклинальном борту и в центральной части предгорного прогиба приурочены к осадкам, отложившимся уже в платформенных условиях, приходится признать, что наиболее благоприятные условия для формирования залежей и их сохранения характерны для платформенных областей.

Из приведенных выше фактических данных следует, что формирование залежей нефти Волго-Уральской области не могло происходить за счет дальней миграции углеводородов из Уральской геосинклинали. В связи с этим нами рассмотрены условия осадконакопления палеозойских отложений в пределах внутриплатформенных впадин, развивающихся в палеозойскую эру на территории Волго-Уральской области, и, в частности, в ее южной части. Нами рассмотрена большая часть территории Волго-Уральской области,

* По данным В. Е. Хаина.

включая Татарский, Башкирский, Токмовский своды и разделяющие их впадины — Бирскую, Мелекесс-Радаевскую.

Геологическое строение названных структур и история их развития описаны в ряде работ (Архангельский, 1932, 1937, 1940, 1944; Губкин, 1940; Шатский, 1937, 1945, 1946, 1955; Борисов и др., 1944; Белоусов, 1944, 1948; Трофимук, 1950, 1956; Вакиров, 1948, 1951, 1954; Васильев и др., 1948; Мельников и др., 1948; Тихонович, Сеньков, 1947; Наливкин и др., 1956; Пригула и др., 1957; Розанов, 1957; Мустафинов, 1958; Клещев и др., 1958; Грязнов, 1951, 1953, 1955; Филиппова и др., 1958; Лобов и др., 1955, 1960; Халтурин и др., 1958; Козленко, 1955; Машкович, 1960, 1961; Ованесов, 1960, 1962; Свищев, 1961, и др.).

Характеристика условий накопления девонских и нижнекаменноугольных отложений Волго-Уральской области сделана автором совместно с Л. Н. Розановым и Д. С. Халтуриним (1960), а среднекаменноугольных — с Д. С. Халтуриним.

Основные черты современного геологического строения Волго-Уральской нефтегазоносной области были заложены еще в доэйфельское время, когда значительная часть территории представляла собой сушу, а дневной поверхностью являлись изверженные и метаморфические, преимущественно архейские породы.

Наиболее древний комплекс доэйфельских осадков распространен в восточной и южной частях Волго-Уральской области и выполняет самые древние впадины.

Отложения среднего девона распространены повсеместно. В районах развития доэйфельских пород они залегают на их размывтой поверхности, на остальной территории трансгрессивно покрывают кристаллический фундамент. В пределах сводов мощность пород среднего девона обычно сокращается и на отдельных участках фундамента залегают отложения верхнего девона. Ко времени образования терригенного комплекса девона уже существовали крупные тектонические структуры, контролировавшие основные формы рельефа поверхности морского дна: Татарский, Жигулевско-Пугачевский и отчасти Башкирский своды. Они являлись либо источниками сноса, либо приподнятыми участками морского дна, определявшими развитие пород различного литологического состава. Отложения эйфельского яруса, представленные в основном песчаниками, развиты только в юго-восточной части территории, где мощность их превышает 50 м и более. Начало живетского века характеризуется накоплением на северо-востоке и юго-востоке территории преимущественно песчаных, аллювиально-дельтовых и прибрежных отложений трансгрессирующего бассейна. С развитием трансгрессии прибрежные терригенные осадки сменились карбонатными на востоке и глинисто-карбонатными на севере и юго-западе. В центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной области (Жигулевско-Пугачевский свод, Камский купол Татарского свода и восточная часть Токмовского свода) в это время еще существовала суша. На большей части территории в живет-

ский и нижнефранский века отлагались осадки открытого моря — известняки с разнообразной морской фауной и тонкодисперсные глины, обогащенные органическим веществом (Тихий и др., 1957; Тихонович, 1951; Филиппова и др., 1958; Балаев, 1961, и др.). На приподнятых участках склонов Татарского и Башкирского сводов широко развиты прибрежные и дельтовые отложения, характеризующиеся косой слоистостью, плохой отсортированностью и слабой окатанностью терригенного материала, гальками кварца и обломками подстилающих пород; в песчаниках и алевролитах преобладают каолинистые цементы и отмечаются прослойки каолинистых глин (Постников, 1961). Осадки прибрежных фаций представлены хорошо отсортированными песчаниками, глинистыми алевролитами и реже аргиллитами, отличаются мелкой волнистой слоистостью, обогащены сидеритом и растительным детритом.

Анализ структурно-фациальной обстановки в девонский период показывает, что накопление наиболее мощных, до 400—500 м, терригенных толщ происходило во внутриплатформенных впадинах. Такими являются (рис. 75): Вятская (А), Мелекесс-Радаевская (Б), Саратовская (В), а за пределами области — юго-восточная часть Московской впадины (Г); в этих впадинах мощность пород коллекторов составляет 60—80 м. На Татарском своде мощность песчаных пород 40—50 м. По мере удаления от него к востоку песчаники постепенно выклиниваются. Граница зоны минимальной мощности терригенного комплекса показана на рис. 75. Песчаные коллекторы на Закамском куполе Татарского свода широко распространены, на восточном и южном его склонах площадь распределения коллекторов среди тонких глинистых осадков приобретает форму радиально расходящихся полос или рукавов; с погружением свода к востоку песчаные коллекторы постепенно выклиниваются. Образование девонских песчаников на склонах Татарского свода следует, по-видимому, связывать с наличием донных течений. Это подтверждается фиксируемыми размывами отложений («карманами»), заполненными тонко-косослоистыми песчаниками, алевролитами с прослоями мелкогалечных конгломератов. Наиболее приподнятые в девонский период участки характеризуются сокращенными мощностями пород терригенного комплекса, за счет выпадения из разреза отдельных его частей, преимущественно в результате последующего их размыва. Такими крупными зонами размыва являются (см. рис. 75): Котельническая (а) в пределах Котельнического выступа фундамента, Ульяновская (б) на восточном склоне Токмовского свода, Северо-Татарская (в), охватывающая значительную часть Камского купола Татарского свода, Центрально-Жигулевская (г) в пределах юго-восточной части Жигулевского-Пугачевского свода и Башкирская (д) в восточной части Башкирского свода. Интенсивность размыва неодинакова. В ряде случаев карбонатные отложения верхнего девона залегают на различных частях терригенного комплекса, а на некоторых участках — непосредственно на кристаллическом фундаменте.

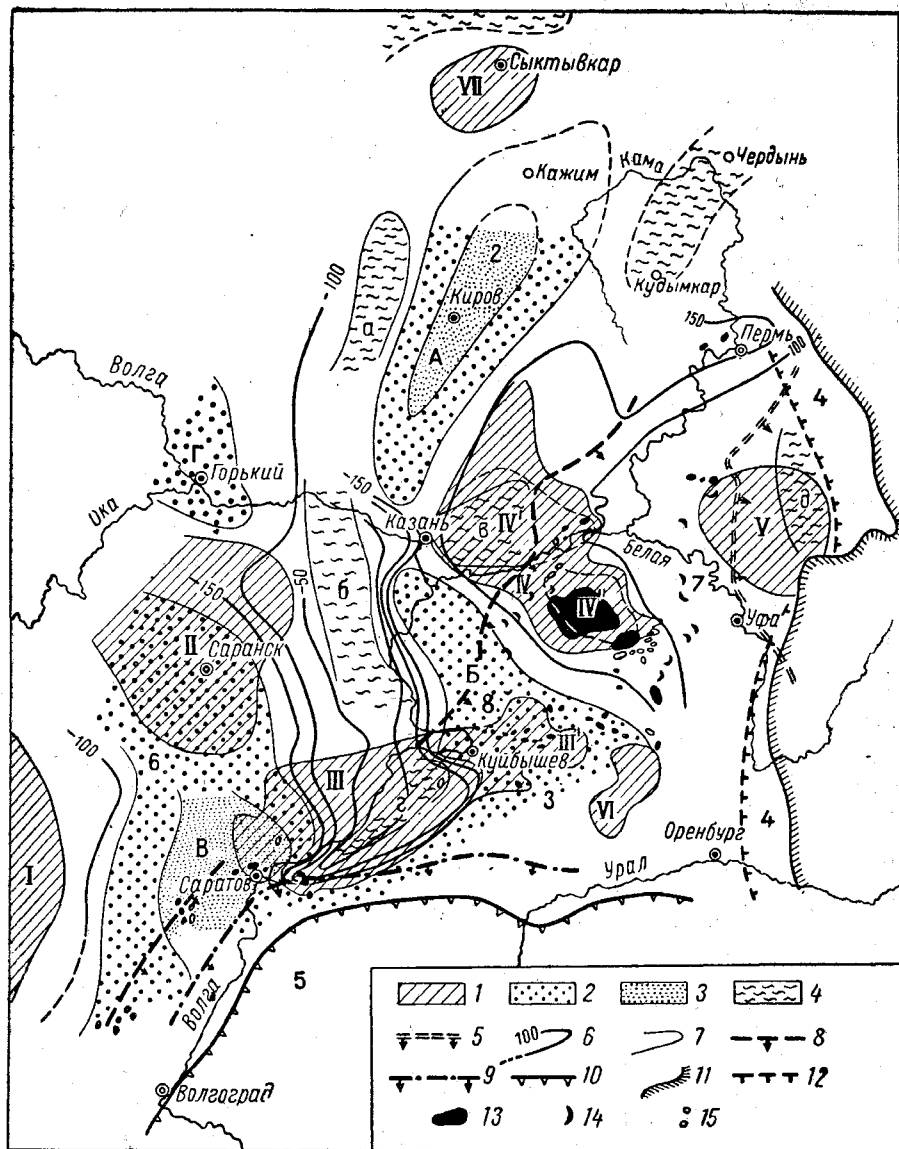


Рис. 75. Распределение нефтяных и газовых месторождений в девонских отложениях Волго-Уральской нефтегазоносной области. Составили С. П. Максимов, Л. Н. Розанов, Д. С. Халтурин.

1 — своды: I — Воронежский, II — Токмовский, III — Жигулевско-Пугачевский с III' — Сокско-Мухановским выступом; IV — Татарский и IV' — Камским и IV'' — Закамским куполами, V — Башкирский, VI — Оренбургский, VII — Сыктывкарский; 1—8 (на карте): впадины, прогибы: 1 — Московская, 2 — Вятско-Камская, 3 — Бузулукская, 4 — Предуральская, 5 — Прикаспийская, 6 — Рязано-Саратовская, 7 — Бирская (седловина), 8 — Мелекесс-Радаевская; 2—4 — зоны максимального развития терригенной толщи: А — Вятская, Б — Мелекесс-Радаевская, В — Саратовская, Г — юго-восточная часть Московской впадины; 2 — мощность 200—400 м, 3 — более 400 м, 4 — зоны значительного или полного размыва терригенной толщи: а — Котельническая, б — Ульяновская, в — Северо-Татарская, г — Центрально-Жигулевская, д — Башкирская; 5—10 — границы: 5 — минимальных мощностей терригенной толщи, 6 — мощностей 200—400 м, 7 — то же мощностей более 400 м; 8 — установленной промышленной нефтеносности, 9 — то же нефтегазоносности, 10 — Прикаспийской впадины, 11 — складчатого Урала, 12 — Предуральского прогиба, 13—15 — залежи нефти: 13 — структурные, 14 — стратиграфическо-литологические 15 — только в карбонатных коллекторах.

заходя на их склоны и в местные впадины — южную часть Камского купола, Бирскую седловину и др., пересекая с юго-запада на северо-восток Волго-Уральскую нефтегазоносную область (рис. 76).

Осадки представлены алевролитами и глинами с редкими прослоями известняков обычно в нижней части разреза. Терригенные осадки в прибортовых частях прогиба связаны взаимными переходами с карбонатными. Вне пределов развития данной толщи в течение турнейского века существовали условия мелкого открытого моря, в котором отлагались карбонатные осадки. Терригенные отложения нижней части визейского яруса при общей стабилизации условий осадконакопления распространены повсеместно. Лишь в пределах данной зоны продолжалось интенсивное накопление осадков. Условия осадконакопления были мелководные и прибрежно-морские; в отдельные моменты они сменялись прибрежно-континентальными и дельтовыми; накапливались мощные слои песчаников, углей и углистых сланцев. Одновременно, в прибортовых частях прогиба, в аналогичных фациальных условиях происходило накопление песчано-глинистых пород со значительными пропластками известняков (до 25% общей мощности терригенной толщи). Подобные условия существовали, по-видимому, и на юго-западе описываемой территории. Судя по характеру осадков и увеличению их мощности к Прикаспийской впадине, в прибортовой части ее, в пределах Саратовского Заволжья можно ожидать наличия зоны больших мощностей терригенных отложений нижнего карбона; на остальной части территории существовали преимущественно прибрежно-морские, а на некоторых наиболее приподнятых участках — прибрежно-континентальные условия — накапливались песчано-глинистые и карбонатные отложения, последние в виде прослоев известняков среди алевролитов и глин. Многочисленные прослои песчаников часто залегают здесь в виде линз среди алевролитов или глинистых алевролитов, а также в виде «карманов», заполняя впадины в эрозионном рельефе подстилающих турнейский ярус известняков и доломитов (Клещев, Халтурин, 1958; Познер и др., 1957; Семихатова и др., 1958). Эти «карманы» часто располагаются вкрест простирания

Характерной особенностью структурно-фациальной обстановки в нижнем карбоне является наличие отчетливо выраженной зоны распространения мощной (до 400 м и более) терригенной толщи — терригенного комплекса нижнего карбона, выполняющей Камско-Кинельскую впадину. Эта толща обрамляет Жигулевско-Пугачевский, Татарский и Башкирский своды, иногда

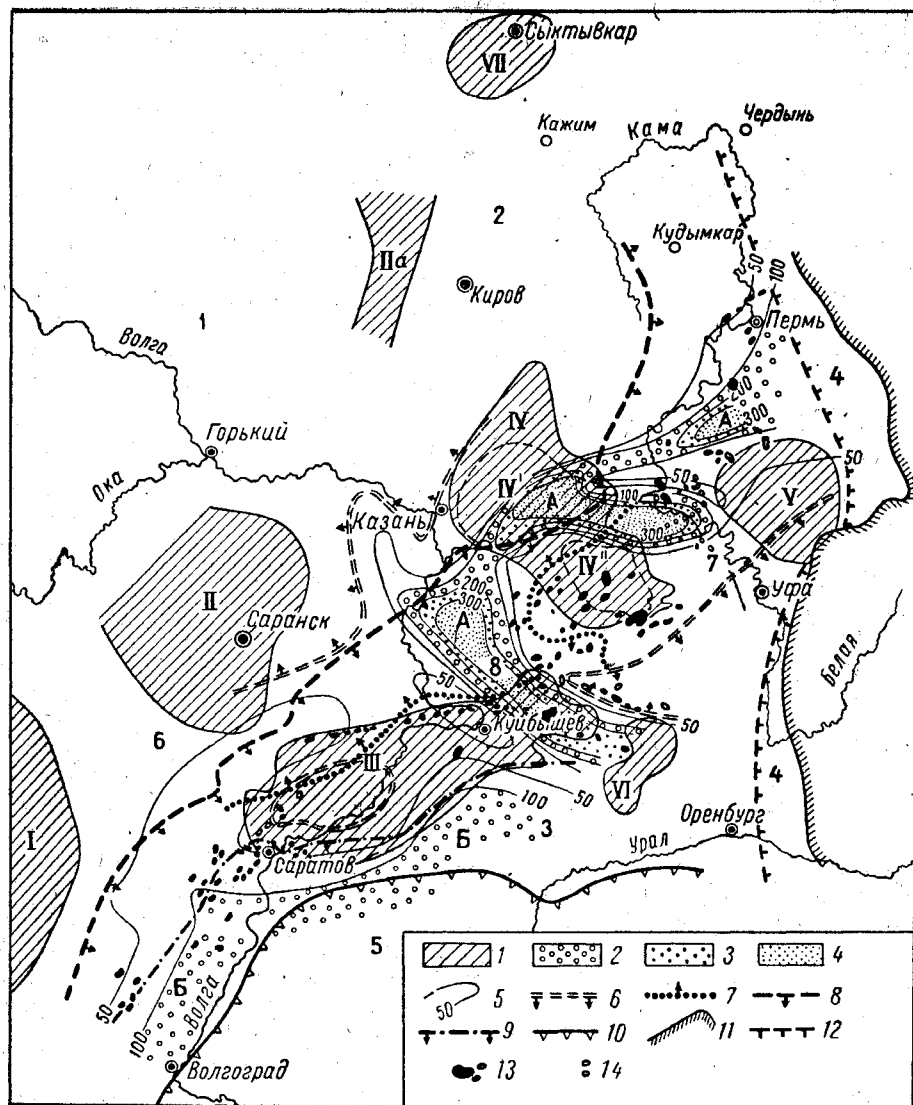


Рис. 76. Распространение нефтяных и газовых месторождений в нижнекаменноугольных отложениях Волго-Уральской нефтегазоносной области. Составили С. П. Максимов, Л. Н. Розанов, Д. С. Халтурин.

1 — своды: I — Воронежский, II — Токмовский, III — Котельнический; IV — Жигулевско-Пугачевский, IV' — Татарский с IV — Камским и IV' — Закамским куполами, V — Башкирский, VI — Оренбургский, VII — Сыктывкарский; 1—8 — впадины, прогибы: 1 — Московская, 2 — Витско-Камская, 3 — Бузулукская, 4 — Предуральский, 5 — Прикаспийская, 6 — Рязано-Саратовская, 7 — Бирская (селовина), 8 — Меленесс-Радаевская; 2—4 — зоны развития терригенной толщи: А — Камско-Кинельской, В — Западно-Прикаспийской; 2 — мощность 100—200 м, 3 — 200—300 м, 4 — более 300 м; 5 — изопахиты терригенной толщи; 6—11 — границы: 6 — минимальных мощностей терригенной толщи, 7 — распространения тяжелых нефтей, 8 — установленной промышленной нефтеносности, 9 — то же нефтегазоносности, 10 — Прикаспийской впадины, 11 — складчатого Урала, 12 — Предуральского прогиба; 13—14 — залежи нефти: 13 — в терригенных и карбонатных коллекторах; 14 — только в карбонатных коллекторах.

локальных тектонических структур, или под углом к ним. В северо-западной части Волго-Уральской нефтегазоносной области преобладали прибрежно-континентальные условия, к западу, к центральным областям платформы, постепенно сменявшиеся континентальными. В северном направлении отложения яснополянско надгоризонта выпадают из разреза вследствие, вероятно, предверейского размытия. Песчаники и алевролиты встречаются в виде зон и линз, а с удалением от Камско-Кинельской впадины в значительной мере замещаются глинистым материалом. Накопление этих песчаников в районах их больших мощностей, по-видимому, связано с донными морскими течениями, а в отдельные моменты геологической истории — с русловыми потоками прибрежно-континентального характера. В пределах Камско-Кинельской впадины на долю песчаников приходится почти  $\frac{1}{3}$  общей мощности разреза (т. е. до 70—90 м). На остальной территории мощность терригенной толщи редко превышает 20 м; в восточном и юго-восточном направлениях она сокращается до 7—8 м и песчаные породы выпадают из разреза. Формирование нижней, большей по мощности части толщи вероятнее всего связано как с эрозионно-тектоническими процессами, так и с фациальными замещениями. Эти изменения фациальной обстановки Камско-Кинельской впадины от прибортовых к внутренним частям прослеживаются по постепенному уменьшению карбонатности разреза.

Структурно-фациальная обстановка при накоплении осадков терригенного комплекса среднего карбона была менее дифференцирована (рис. 77) по сравнению с таковыми в нижнем карбоне и девоне. Это указывает на меньшую интенсивность тектонических процессов кроме юго-западной части территории, районов Нижнего Поволжья и, возможно, районов, прилегающих к Прикаспийской впадине с севера. В связи с этим стратиграфический объем, занимаемый терригенными отложениями среднего карбона, не остается постоянным и, помимо верейского горизонта, включает в себя в отдельных районах отложения башкирского яруса или каширского горизонта либо обоих вместе, т. е. стратиграфический диапазон этих отложений то суживается, то расширяется, в зависимости от структурного положения того или иного района.

Повсеместное распространение имеют терригенные отложения верейского горизонта. Они залегают на размытой поверхности пород башкирского яруса (по-видимому, кроме юго-западной части района), а в пределах Московской впадины и Токмовского свода, т. е. на западе и северо-западе — на различных горизонтах нижнего карбона. Другими словами, верейский горизонт повсеместно является трансгрессирующим, чем и объясняется литологический состав, особенно в нижней части. Образование терригенных пород горизонта происходило в мелководных и прибрежно-морских условиях с нормальным солевым режимом. Однако по физико-химическим условиям и литологической характеристике терригенные породы горизонта резко изменяются по простиранию. В районах, испытывавших в верейское

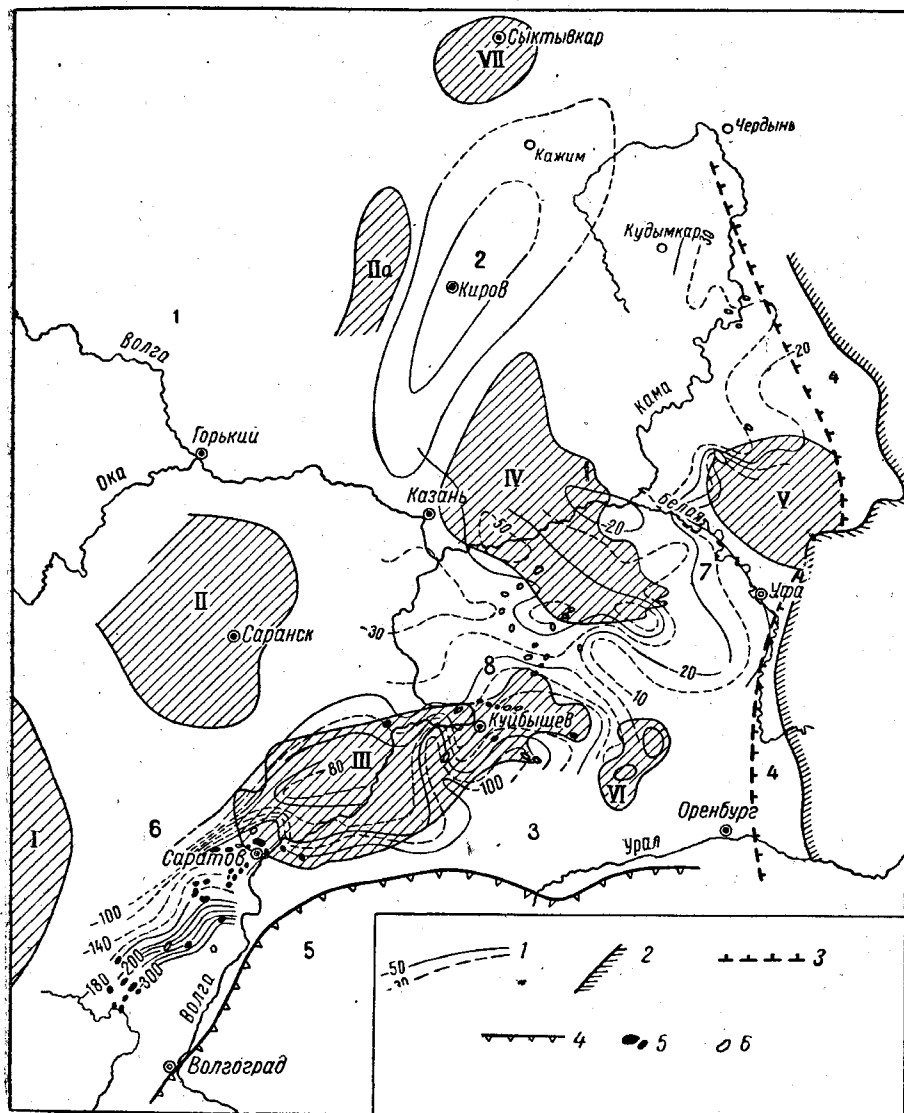


Рис. 77. Распространение нефтяных и газовых месторождений в среднекаменноугольных отложениях Волго-Уральской нефтегазоносной области. Составили С. П. Максимов, Д. С. Халтурин.

I—VII — своды: I — Воронежский, II — Токмовский, III — Котельнический, IV — Жигулевско-Пугачевский, V — Татарский, VI — Башкирский, VII — Оренбургский, VIII — Сыктывкарский; 1—8 — впадины, прогибы: 1 — Московская, 2 — Вятско-Камская, 3 — Бузулукская, 4 — Предуральская, 5 — Прикаспийская, 6 — Рязано-Саратовская, 7 — Бирская (седловина), 8 — Мелекес-Радаевская; 1 — изогибы суммарной мощности терригенных отложений среднего карбона; 2—4 — границы: 2 — складчатого Урала, 3 — Предуральского прогиба, 4 — Прикаспийской впадины; 5—6 — залежи: 5 — в терригенных и карбонатных коллекторах, 6 — только в карбонатных коллекторах

время главным образом восходящие движения с регрессивными или неустойчиво трансгрессивно-регрессивными условиями осадконакопления, создававшими окислительную обстановку, терригенные отложения верейского горизонта представлены преимущественно глинистыми красноцветными разностями. Такой тип отложений широко распространен на западе и северо-западе от границы, условно проведенной от Кудымкара до Глазова. Вся территория к западу и северо-западу от этой условной линии характеризуется мощностью осадков до 20—30 м, представленных (по Л. М. Елиной и А. А. Рыжовой) преимущественно глинистыми и глинисто-карбонатными породами, которые по мере приближения к упомянутой границе постепенно обогащаются песчаным материалом и приобретают серую окраску. К востоку и юго-востоку увеличивается песчаность разреза и общая мощность терригенного комплекса. При этом следует отметить чередование более песчаных и более глинистых пород. Подобный тип разреза распространен на территории, с севера на юг клинообразно расширяющейся с одновременным увеличением мощности. Далее к востоку, примерно вдоль современной границы Предуральского прогиба, отмечаются районы, сложенные также мелководными осадками, но с более устойчивым погружением с широким развитием карбонатных пород (от доломитов к известнякам).

В соответствии с изложенным находится и расположение осадков терригенного комплекса по их мощности. Так, вдоль юго-западного склона Татарского свода располагается область наибольших мощностей 30—50 м. Общее нарастание мощности к югу происходит в Жигулевско-Пугачевском своде и Бузулукской впадине 50—100 м. Не имея данных по центральной части Бузулукской впадины, но располагая результатами бурения в районах Нижнего Поволжья, можно предполагать, что к востоку от последних лежит обширная область с широким развитием терригенных отложений верейского горизонта (с преобладанием в разрезе песчаных разностей), мощность которых, вероятно, превышает 100 м.

Подстилающие отложения верейского горизонта осадки башкирского яруса в терригенных фациях установлены только на юго-востоке Токмовского свода и в районах Нижнего Поволжья. Редкие прослои глин и алевролитов среди карбонатных пород отмечаются на восточном склоне Жигулевско-Пугачевского свода и на юго-востоке Мелекес-Радаевской впадины. Покрывающие отложения верейского горизонта, осадки каширского горизонта в терригенных фациях известны только на восточном склоне Воронежского свода.

Структурно-фациальная обстановка накопления терригенного комплекса перми в Волго-Уральской области во многих частях изучена слабо. В связи с этим установить определенные закономерности в распространении нефтяных и газовых залежей, приуроченных к пермским отложениям, весьма затруднительно.

При рассмотрении нефтегазоносности Мелекесс-Радаевской впадины нами было высказано предположение, что промышленные скопления нефти и газа в пермских отложениях генетически связаны с отложениями филипповского горизонта и иренского (кунгурский ярус), имеющего большую мощность и перекрывающего первый. В связи с этим фации филипповского горизонта следует рассмотреть в юго-восточных районах Волго-Уральской области.

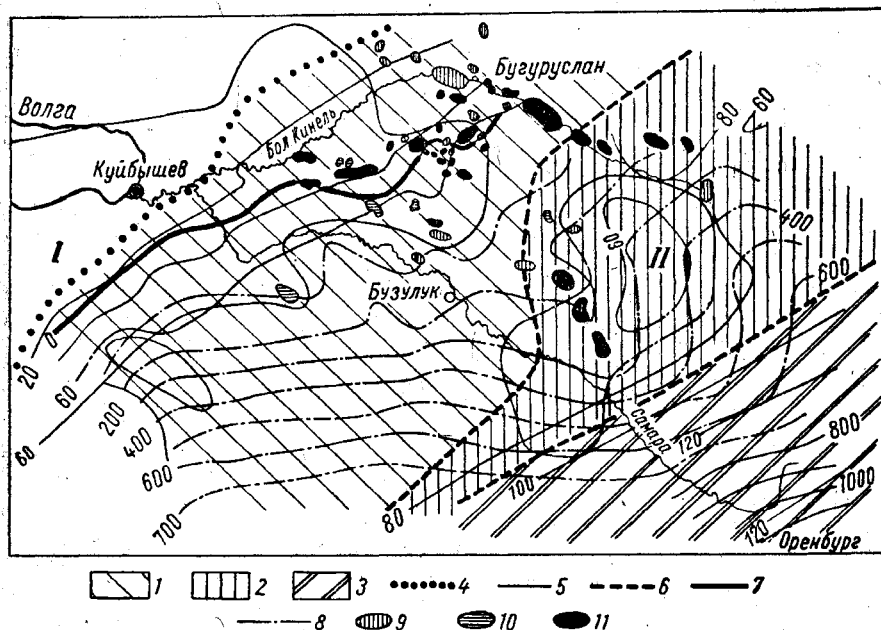


Рис. 78. Схема литолого-фациальной обстановки нефтяных и газовых месторождений в пермских отложениях юго-восточных районов Волго-Уральской нефтегазоносной области. Составили Н. А. Горнштейн, С. П. Максимов.

1—3 — фации филипповского горизонта: 1 — зоны развития доломитов и ангидритов с прослоями мергелей (до 10 %); 2 — то же доломитов и ангидритов; 3 — доломитов с прослоями ангидритов и мергелей (до 10 %); 4 — современная граница распространения отложений филипповского горизонта; 5 — изопачиты филипповского горизонта; 6 — границы фациальных зон; 7 — современная граница распространения отложений иренского горизонта; 8 — изопачиты иренского горизонта; 9—11 — нефтегазоносность в отложениях: 9 — верхнепермских, 10 — нижнепермских, 11 — пермских, I — Жигулевско-Пугачевский свод, II — Оренбургский свод.

Филипповский горизонт представлен доломитами, иногда глинистыми и оолитовыми, с прослоями ангидритов и мергелей. Последние в составе разреза занимают незначительную мощность, составляя 5—10% и редко 12%. Мощность горизонта колеблется в пределах 0—120—130 м и увеличивается к юго-востоку (рис. 78). Осадки филипповского горизонта формировались в лагунно-морских условиях, о чем свидетельствуют литолого-фациальный состав и редкая фауна брахиопод и пелеципод угнетенного облика. Выделяются три литолого-фациальные зоны: зона I — в юго-восточной части площади сложена доломитами и ангидритами, переслаивающимися с мерге-

лями. Следующая к западу — зона II сложена доломитами, иногда глинистыми, и ангидритами. Зона III, занимающая большую западную половину площади, представлена доломитами, составляющими основную часть разреза, ангидритами и мергелями; она прослеживается до границы распространения отложений филипповского горизонта.

Из приведенных данных видно, что резкого изменения литолого-фациального состава в указанных зонах не наблюдается. Одновременно устанавливается присутствие в его разрезе глинистого материала и прослоев мергелей в различных пропорциях, что позволяет принять осадки филипповского горизонта за возможно нефтематеринские.

Породы иренского горизонта непроницаемые, мощность их резко возрастает к юго-востоку. Северо-западные границы распространения отложений этих горизонтов не совпадают. Граница первого проходит северо-западнее границы второго. От этой границы в сторону Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины мощность отложений филипповского горизонта изменяется незначительно, в то время как мощность отложений иренского горизонта возрастает до 1300 м.

Нефтегазоносность отложений верхней перми приурочена к зоне полного отсутствия отложений иренского горизонта или значительно сокращенной его мощности (не выше 350 м).

Таким образом, на территории Волго-Уральской области на протяжении всей палеозойской эры неоднократно возникали условия, благоприятные для накопления мощных терригенных толщ, содержащих как глинистые, так и песчано-алевролитистые комплексы пород. Устойчивое и длительное прогибание устанавливается в областях древних внутриплатформенных впадин, где создавались благоприятные условия для накопления и преобразования органических остатков. Резюмируя сказанное, приходим к выводу, что зоны максимального развития терригенного комплекса пород палеозоя являются наиболее благоприятными для нефтегазообразования, а наличие выдержанных по площади песчаных коллекторов способствует миграции углеводородов по региональному подъему пластов. Отсюда следует, что наиболее благоприятные геологические и геохимические условия для преобразования органического вещества в углеводороды на территории Волго-Уральской области имелись в следующих структурах и зонах, описанных ниже.

Вдоль западного склона Урала простирается крупнейшая допалеозойская впадина, выполненная на платформе осадками бавлинской свиты и в Приуралье — породами пашийского горизонта. От этой впадины в направлении к платформе прослеживаются две сравнительно узкие внутриплатформенные впадины: Мелекесс-Радаевская (на востоке — Северо-Абдулинская), окаймляющая с юга Татарский и с севера — Жигулевско-Пугачевский своды, и Рязано-Саратовская, окаймляющая с юга Жигулевско-Пугачевский и Токмовский своды и с севера — Воронежский свод.

Глубина Мелекесс-Радаевской впадины на западе составляет 800—1000 м, на востоке 2000—3000 м и в Приуралье — до 5000 м.

Длина Рязано-Саратовской впадины достигает 600 км, ширина наиболее погруженной зоны в районе Пачелма — Тамбов 90 км, в районе Рязани до 160 км. Впадина выполнена мощной толщей додевонских осадков (до 1500 м), отсутствующих в приподнятых частях Токмовского, Воронежского и Жигулевско-Пугачевского сводов. Это различие в распределении и условиях залегания древних осадков Н. С. Шатским (1955) объясняется особенностями развития Рязано-Саратовской впадины, в додевонское время представлявшей грабенообразующую депрессию, а в эпохах среднего и начале верхнего девона — сравнительно широкую синеклизу примерно такого же простирания. При этом отложения девона присутствуют не только во впадине, но и на приподнятых участках сводовых поднятий, к которым их мощность постепенно уменьшается. Особенно четко эта закономерность прослеживается по терригенным отложениям девона (см. рис. 75). Зона максимального накопления терригенного комплекса девона мощностью более 400 м в основном локализована границами восточной части Рязано-Саратовской впадины, а также развита в Сокско-Мухановском выступе; эта же зона мощностью 200—400 м распространена значительно шире: она огибает с юга и юго-востока наиболее приподнятую часть Жигулевско-Пугачевского свода, далее к северу и северо-западу выполняет Бузулукскую впадину, погруженную часть Жигулевско-Пугачевского свода и, еще далее к северу, — Мелекесс-Радаевскую впадину; зона мощностью меньше 200 м развита на значительной части Жигулевско-Пугачевского, Воронежского и Токмовского сводов; зона мощностью меньше 150 м распространена по всему Татарскому своду и в западной части Жигулевско-Пугачевского свода. Таким образом, можно прийти к выводу, что в девонский период Рязано-Саратовская впадина соединялась через Бузулукскую впадину и погруженную часть Жигулевско-Пугачевского свода с Мелекесс-Радаевской. В этом едином бассейне седиментации мощность терригенных осадков достигает 200—400 м, а в отдельных участках превышает 400 м.

Камско-Кинельская впадина была образована на платформе в нижнекаменноугольную эпоху. Она прослеживается от г. Перми вдоль р. Камы до Чистополя и Мелекесса, вокруг Закамского купола Татарского свода и к юго-востоку в сторону Бузулука. Границы впадины очерчиваются зоной накопления терригенного комплекса нижнего карбона мощностью 100—400 м. Мощность этого комплекса на северном и восточном погружениях Жигулевско-Пугачевского свода составляет 50—100 м (см. рис. 76); в Нижнем Поволжье она локализуется прибортовой зоной Западно-Прикаспийской впадины, несколько расширяясь к северу, в районе г. Пугачева и к западу, в районе Камышин — Волгоград, составляя 100—200 м; на восточном склоне Воронежского свода, в Рязано-Саратовской впадине, на юго-западном погружении Жигулевско-Пугачевского свода мощность этой зоны составляет 50—100 м. Таким образом, можно сделать вывод, что ложе Камско-Кинельской впадины от г. Перми на север до Бузулука на юго-востоке в основном приурочено к более древним

тектоническим впадинам и прогибам, между: Камским и Башкирским, Башкирским и Татарским, Камским и Закамским куполами Татарского свода; Татарским и Жигулевско-Пугачевским сводами, а в Нижнем Поволжье — к древнему ложу Прикаспийской впадины. В пределах Рязано-Саратовской впадины унаследованного прогибания в нижнекаменноугольную эпоху не устанавливается. Для нижнекаменноугольных впадин (Камско-Кинельской и Западно-Прикаспийской) характерно развитие угленосных и, вероятно, нефтематеринских фаций.

Зона максимального накопления терригенного комплекса среднего карбона (см. рис. 77) по всей вероятности распространена локально в пределах восточного склона Воронежского свода и западной части Прикаспийской впадины, где мощности терригенных осадков среднего карбона, очевидно, превышают 300 м. Эта зона на юге раскрывается в сторону Преддонецкого прогиба, на севере, вероятно, распространяется в пределах Бузулукской впадины; восточная граница не установлена. Можно сказать, что максимальное накопление терригенного комплекса среднего карбона было приурочено к древней впадине, которая еще не имеет в литературе наименования и нами называется Нижневолжской впадиной. В пределах Мелекесс-Радаевской впадины мощность описываемой зоны не превышает 30—50 м. Следовательно, большая часть Волго-Уральской области (севернее параллели г. Куйбышева) в среднекаменноугольную эпоху не испытала значительных погружений, а поэтому процессы нефтегазообразования здесь, вероятно, происходили в весьма ограниченных размерах.

В нижнепермскую эпоху образовался Предуральский передовой прогиб, а на юге — Северокаспийская впадина, выполненные пермскими осадками от 2000 м и более мощности.

В мезозойскую и кайнозойскую эры образовалась крупнейшая Прикаспийская впадина с максимальным прогибанием в мезозойскую эру в Урало-Эмбенском районе и в кайнозойскую — в междуречье Урал — Волга.

Кроме описанных выше крупных впадин Волго-Уральской области, в разное время — живетское, франское, визейское, башкирское, московское, артинское и кунгурское — образовались более мелкие, локальные прогибы, которые, как и впадины, характеризуются застойным режимом и восстановительными условиями морского бассейна и накоплением органогенного карбонатно-глинистого и песчаного материала.

Следовательно, в пределах Волго-Уральской области периодически образовались впадины и прогибы, выполненные осадками, в разрезе которых устанавливается закономерная цикличность; терригенные комплексы сменяются карбонатными. Таким образом, на этой территории создавались исключительно благоприятные условия как для образования нефти и газа, так и для их последующей региональной миграции по склонам и вершинам сводов, ограничивающих впадины и прогибы.

## ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ

В большой части месторождений южных районов Волго-Уральской области установлена общая закономерность в изменении свойств нефтей и газов вниз по разрезу палеозойских отложений в сторону облегчения нефтей и обогащения растворенных газов тяжелыми компонентами (гл. III—IX). Наряду с этим в свойствах нефтей и газов месторождений Нижнего Поволжья, с одной стороны, и Среднего Поволжья и бассейна Урала, с другой, устанавливаются определенные различия.

По свойствам нефти исследованной территории могут быть подразделены на два крайних типа: высокосернистые нефти Мелекесс-Радаевской впадины и маслянистые, практически бессернистые нефти восточного склона Воронежского свода. Нефти Жигулевско-Пугачевского свода занимают промежуточное положение. При этом нефти северного и восточного погружений этого свода ближе стоят к нефти Мелекесс-Радаевской впадины, а нефти юго-западного и юго-восточного погружений и северного борта Бузулукской впадины, а также Латрыкско-Карамышской впадины тяготеют к нефтям восточного склона Воронежского свода. Одновременно отмечается определенное различие и в качественной характеристике углеводородов. В первой области в отложениях девона и карбона установлены только нефтяные залежи, а во второй, в этих отложениях доминируют скопления газа.

Нам представляется, что указанные закономерности — следствие общей направленности изменения нефтей и газов на протяжении длительной и сложной истории геологического развития и различных условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления в Волго-Уральской области.

Многokrаtно описанная в литературе (Успенский и Радченко, 1947; Добрянский, 1948; Вассоевич и Амосов, 1953; Мак Наб, 1952, и др.) усредненная направленность изменения нефтей — метанизация — со стратиграфической глубиной в условиях конкретных нефтегазоносных бассейнов находит свое отражение в особенностях распро-

странения залежей нефти и газа. Действительно, такие особенности можно наблюдать во многих районах мира.

Твердо установлено, что по мере увеличения глубины залегания плотность нефти во многих случаях закономерно уменьшается. По данным многих исследователей (Успенский и Радченко, 1947; Тамразян, 1954, 1955; Карцев, 1959; Максимов, Еременко и др., 1959; Максимов, 1960б, и др.) среднестатистические величины плотностей нефтей закономерно изменяются по стратиграфическому разрезу. Как известно, наименьшей плотностью среди всех компонентов нефти обладают низкомолекулярные метановые углеводороды, наибольшей, среди углеводородов, — сложные ароматические углеводороды, содержащие конденсированные циклы; нафтеновые углеводороды занимают промежуточное положение. Например, плотность изомерных гексанов 0,649—0,664, плотность изомерных деканов 0,728—0,770 и даже для углеводорода, содержащего 45 атомов углерода в цепи, плотность составляет всего 0,794. Нафтены имеют несколько большую плотность: так, для трехзамещенных циклопентана 0,7565—0,7850, для таких же замещенных циклогексана 0,7813—0,805. Наибольшая плотность отмечается для ароматических углеводородов: так, 1, 2, 3, 5-тетраметилбензол имеет плотность 0,8906; 1, 3, 4, 6-диметилдиэтилбензол — 0,8803 и т. п. Еще большая плотность присуща присутствующим почти в каждой природной нефти смолистым веществам. Очевидно, что преобладание в смеси углеводородов того или иного класса отразится на плотности всей смеси в целом. Еще большее влияние могут оказать смолистые вещества, для которых плотность превышает 1.

Таким образом, рассматривая плотность нефти как интегральный показатель, мы тем самым вводим в рассмотрение в зашифрованном виде химический состав нефти. Последний же, в свою очередь, является сложной функцией многих независимых переменных и отражает историю возникновения и дальнейшего развития нефти в природных условиях на протяжении длительного времени.

Связь плотности нефти с ее химическим составом четко прослеживается на примере палеозойских нефтей Татарии (Робинзон, 1960).

Нефти верейского горизонта и намюрского яруса имеют плотность 0,9081 и для фракции 300—500° С содержат в ароматических структурах 25,5% углерода. Нефти бобриковского горизонта при средней плотности 0,8863 содержат в ароматических структурах углерода 25,3%. Группа утяжеленных нефтей пашийского горизонта имеет плотность 0,8696 при содержании углерода в ароматических структурах 22,3%; группа облегченных нефтей имеет плотность 0,8585, содержание углерода в ароматических структурах — 21,0%. Нефти живетского яруса имеют наименьшую плотность и содержат всего 19,9% углерода в ароматических структурах.

Рассматривая эти данные, можно легко убедиться в том, что даже небольшое снижение содержания ароматических структур в составе углеводородов нефти приводит к заметному снижению ее



плотности. Очевидно причина этому — не только абсолютное снижение содержания ароматических углеводородов. На приведенном примере видно, что доля углерода в ароматических структурах снизилась всего на 5,6%, в то время как плотность упала с 0,9081 до 0,8417. Такое относительно небольшое скопление содержания ароматических углеводородов не могло бы привести к существенному снижению плотности, если бы одновременно при этом не произошло и перестройки всей структуры нефти. Из тех же данных (Робинзон, 1960) можно видеть, что содержание серы в рассматриваемых нефтях снизилось с 3,2 до 0,90%, смол сернокислых — с 60 до 18,6%, в то время как содержание парафина повысилось с 2,0 до 4,1%. Снизилось содержание и ароматических углеводородов в низкокипящих фракциях, например, во фракции 300—350° С с 44 до 30,9%, а во фракции 450—550° С — с 60 до 38,6%.

П. Ф. Андреев и др. в ряде работ (1955а, б; 1956; 1957а; 1958) показал закономерную направленность процессов развития нефти в природе на основании термодинамических выводов, подтвердив тем самым высказанную ранее А. Ф. Добрянским (1948) мысль о направленном развитии нефти в природе. В соответствии с этими данными общей направленностью развития нефти является переход от полициклических, смолистых разностей к метановым и малосмолистым. Очевидно, что подобное существенное изменение состава нефти не могло не отразиться и на такой интегральной характеристике, как плотность. Как мы показали, переход от смолистых, ароматизированных нефтей к малосмолистым, парафинистым должен сопровождаться существенным изменением плотности всей нефти.

По данным исследований автора, Н. А. Еременко и др. (1959, 1960б), параллельно с изменением плотности нефтей закономерно изменяются углеводородный состав и состав растворенных газов.

На основании анализа большого фактического материала нами было выявлено закономерное изменение как плотности нефти по геологическим системам, так и состава газа. Плотность нефти из палеогеновой и неогеновой систем оказалась равной 0,881; из меловой 0,877; из юрской 0,870; из пермской 0,869; из каменноугольной 0,860 и из девонской 0,848. С увеличением глубины залегания нефтяных залежей в составе растворенного газа было установлено следующее:

- 1) уменьшение содержания метана и увеличение содержания тяжелых углеводородов;
- 2) увеличение содержания азота;
- 3) увеличение величины отношения содержания нормального бутана к изобутану;
- 4) увеличение величины отношения нормального пентана к изопентану;
- 5) незакономерное изменение содержания углекислоты и сероводорода.

В соответствии с энергетической теорией направленного развития нефти А. Ф. Добрянского и П. Ф. Андреева (1954), снижение энерге-

тического потенциала веществ нефтей при отсутствии окислителей проходит в результате самопроизвольной перестройки структуры этих веществ. Ряд соображений заставляет считать, что первичными типами углеводородов преимущественно являются полициклические нафтеново-ароматические с ограниченным числом парафиновых цепей относительно небольшой длины. Под влиянием постоянной внутренней тенденции к снижению энергетического уровня такая система является неустойчивой во времени и склонна к переходу в полициклические ароматические и простейшие метановые углеводороды. В результате такой внутренней перестройки энергетический уровень исходной системы уменьшается, а во вновь возникшей системе появляются новые соединения. Чем глубже превращение, тем больше в нефти метановых углеводородов и тем меньше ароматических и нафтеновых.

В работах А. Ф. Добрянского, П. Ф. Андреева, А. И. Богомоллова (1958) и П. Ф. Андреева и др. (1958) приводится примерный расчет влияния процессов метанизации и сопряженного с ним процесса обуглероживания на плотность системы. Можно видеть, что прогрессирующий процесс превращения неминуемо приводит к снижению плотности системы нефти.

Рассматривая процессы самопроизвольного изменения нефтей в природе как постоянно действующий внутренний фактор, теория А. Ф. Добрянского — П. Ф. Андреева отводит существенную роль и внешним условиям. Внешние условия представляются как переменные факторы, необязательные в каждом отдельном случае и возникающие в силу локальных причин и обстоятельств. При этом масштаб и продолжительность действия этих факторов могут быть различными; многочисленны и сочетания отдельных независимых условий, что и предопределяет многообразие типов нефтей.

В работе П. Ф. Андреева (1956) подробно рассматриваются вопросы об относительной роли внутренних факторов и внешних условий в процессах образования и превращения нефти в природе. Автор приходит к выводу, что внешние условия обладают характерной особенностью — они не предопределяют направленность развития нефти, но оказывают существенное воздействие на скорость превращения. Внешние факторы в состоянии ускорить термодинамические процессы в системе веществ нефти, или, наоборот, затормозить их, но не могут изменить направленности общего процесса снижения энергетического уровня и связанного с этим изменением вещественного состава нефти. Внешние условия накладываются на общий фон спонтанного изменения веществ нефти, проходящего с участием всех ее компонентов, удлиняя или укорачивая закономерный путь развития, иногда уводя его в сторону, но никогда не изменяя энергетическую направленность развития на противоположную. Нельзя представить такую последовательность воздействия природных условий на систему, например, газообразных углеводородов, которая бы привела к появлению, скажем, грозненской парафинистой или бакинской нафтеновой нефти. Однако вполне отчетливо вырисовы-

ваются факторы, под воздействием которых и грозненская, и бакинская нефть дадут в процессе изменения ту систему газообразных углеводородов, которая была задана в начале.

Сравнивая энергетический уровень той или иной нефти, можно установить генетические различия между ними, стадию развития, на которой находится та или иная система и предусмотреть возможности ее развития. Перед рассмотрением фактических данных следует вкратце остановиться на критериях окисленности природных нефтей.

В геологической нефтяной литературе часто обсуждается вопрос о степени окисленности природных нефтей (Успенский, Радченко, 1947; Козлов, 1949, 1959; Успенский, Инденбом, 1957) для объяснения особенностей состава нефтей одного и того же месторождения, региона и даже целых нефтеносных провинций, а также при сопоставлений свойств нефтей и выяснении геохимической обстановки при ее образовании.

Для решения вопроса об окисленности нефти привлекаются порознь или в различных комбинациях такие химические и геохимические параметры, как удельный вес, количество асфальтово-смолистых веществ, соотношения отдельных фракций асфальтово-смолистых веществ, углеводородный состав, в частности, большее или меньшее содержание парафиновых углеводородов, газовый фактор, состав растворенных и сопутствующих газов, химический состав пластовых вод, величина отношения  $Fe^{2+}$  к  $Fe^{3+}$  в контактирующих с нефтью породах, наличие бактериальной флоры, глубина залегания и многие другие параметры. Выбор той или другой физико-химической характеристики или их комбинаций целиком зависит от наличного фактического материала и находчивости автора.

Отнюдь не отрицая возможности развития процессов окисления нефти, мы не склонны рассматривать их как единственное содержание геохимической истории нефти. Правильнее было бы обсудить на основании современных данных химии и геохимии нефти имеющиеся сведения о признаках окисленности ее и оценить роль окисления в процессах превращения нефти в природе.

Удельный вес или плотность нефти представляет собой удобоизмеряемую и часто употребляемую интегральную характеристику. На величине удельного веса отражается химический состав нефти и, очевидно, именно химический состав нефти подвергается глубоким изменениям в процессе окисления. Таким образом, говоря об изменении плотности нефти, в первую очередь, подчеркиваются особенности ее состава.

Принимается, что повышенный (до каких пределов — неизвестно) удельный вес является признаком окисленной нефти. Если считать, что наименьшей плотностью среди компонентов нефти обладают легкие метановые углеводороды (0,7 и ниже), а асфальтово-смолистые вещества имеют  $d \geq 1$ , то повышение плотности автоматически сигнализирует об исчезновении (может быть переходе) парафиновых углеводородов в асфальтово-смолистые вещества. Нафтеново-аро-

матическая фракция нефти, в зависимости от температуры кипения, изменяет свой удельный вес в нешироких пределах: от 0,78 до 0,83. Таким образом, предполагается, что при окислении нефть теряет парафины и обогащается асфальтово-смолистыми веществами.

Эти рассуждения были бы правильными в том случае, если бы такие изменения имели место только при процессах окисления. Современные данные по химии и микробиологии нефти не оставляют сомнения, что парафиновые углеводороды не только не имеют никакого преимущества в особой склонности к окислению по сравнению с другими компонентами, нефти, но, наоборот, являются наиболее устойчивыми и нечувствительными к окислению. При наличии всех других компонентов окислению в первую очередь подвергаются асфальтово-смолистые вещества, затем сложные полициклические, ароматические, нафтеновые углеводороды, затем высокомолекулярные парафины изостроения и в самом конце процесса — парафины нормального строения. Парафины нормального и изостроения дают при окислении ничтожно малые количества асфальтово-смолистых веществ, а главным источником последних являются ароматические углеводороды. Все эти выводы сделаны на основании большого фактического материала по аэробному и анаэробному окислению нефти при низких и повышенных температурах (Андреев и др., 1958, 1960). Таким образом, нужно признать, что повышение плотности нефти в результате окисления может иметь место только в определенных условиях, например, при выветривании на дневной поверхности, сопровождающемся испарением легких фракций нефти, при наличии тонкой оторочки нефти, имеющей большую поверхность соприкосновения с пластовыми водами.

Не вносит ясность в решение данного вопроса также изучение содержания асфальтово-смолистых веществ. Нижний предел содержания асфальтово-смолистых веществ, начиная с которого можно уверенно говорить о развитии окислительных процессов, неизвестен. Всякая нефть содержит эти компоненты, однако дикто не утверждает, что все без исключения нефти являются продуктами окислительных превращений легких метановых углеводородов. Очевидно, что и этот параметр, взятый сам по себе, однозначно не решает вопроса и может дать повод к необъективным толкованиям природных процессов.

Также мало помогает и анализ соотношения некоторых аналитических фракций асфальтово-смолистых веществ, например, величина отношения так называемых спирто-бензольных смол к бензольным. Первые отличаются от вторых повышенным содержанием O, N и S, однако никому еще не удалось превратить бензольные смолы в спирто-бензольные в результате химического или биохимического окисления. Теоретически такое превращение также невозможно. Для этих веществ аналитическая характеристика совершенно не совпадает с генетической и было бы неразумным подменять одну другой.

Выше мы уже отмечали, что из всего состава нефти парафиновые углеводороды, особенно нормального строения, наименее чувстви-

тельны к воздействию окислителей. В силу этого, оперирование величинами содержания парафинов, особенно высокомолекулярных, как показателем степени окисленности нефти, совершенно не отвечает экспериментальному материалу по химическому и биохимическому окислению органических соединений вообще и нефти, в частности.

Химический состав растворенных газов, особенно в содержании так называемых кислых компонентов —  $H_2S$  и  $CO_2$ , а также соотношение метана и тяжелых углеводородов, соотношения соединений нормального и изостроения иногда используется в качестве показателя развития окислительных процессов в нефтяной залежи. Сероводород и углекислота в общем случае могут иметь двойное происхождение — как результат процессов биохимического воздействия сульфатов на углеводороды и как результат спонтанного отщепления гетероэлементов (кислорода, серы и азота) от захороненных в толще осадочных пород органических веществ при отсутствии окислителей. Этот факт заставляет снизить ценность данных о наличии  $CO_2$  и  $H_2S$  в газах, как показателя развития окислительных процессов. Наличие в составе газов изопарафиновых углеводородов, вероятно, может свидетельствовать о том, что в прошлом нефть вовсе не испытала окислительных превращений. В противном случае эти соединения были бы уничтожены в первую очередь.

Соотношения метана и более тяжелых газообразных углеводородов также не показательны для констатации окислительных процессов, так как и метан, и другие легкие углеводороды одинаково мало склонны к окислению в присутствии более тяжелых углеводородов и гетеросоединений разнообразного строения.

Для констатации окислительных процессов в нефтяных залежах менее употребительны такие показатели, как соотношение окисных и закисных форм элементов переменной валентности, хотя они иногда и используются геохимиками. Следует указать, что окислительно-восстановительный потенциал системы  $Fe^{2+} + e \rightleftharpoons Fe^{3+}$ , равный 0,77 вольт, лежит далеко за пределами потенциала нефти и прямо с ней не может быть связан. Что же касается приемов констатации микрофлоры в недрах нефтяных месторождений, то они вызывают ряд серьезных возражений, поэтому не могут быть интерпретированы однозначно, на что в свое время указывалось рядом исследователей (Андреев, 1955а, б, и др.).

Рассмотренные в отдельности широко распространенные признаки окисленности нефти или не поддаются однозначной интерпретации и допускают диаметрально противоположное толкование, или основаны на неправильных предположениях. Поэтому нами был использован дополнительный параметр — элементарный анализ смол, на основании которого высчитывались степень окисленности и степень ассоциированности бензольных и спирто-бензольных смол по методу В. С. Веселовского (1955). По этому методу окисление органического вещества состоит в присоединении к нему кислорода или в потере водорода. Поэтому прямым показателем степени окислен-

ности органического вещества служит содержание в нем кислорода и водорода. Степень окисленности можно выразить одним числом, для чего содержание кислорода и водорода в веществе выражаются в их окислительных эквивалентах и относятся к одному эквиваленту водорода:

$$cO = \frac{\frac{2}{16} O - H + \frac{3}{14} N + \frac{2}{32} S'}{\frac{4}{12} c}$$

Формула показывает степень окисленности органического вещества в эквивалентах на 1 экв углерода. Она определяет суммарную окисленность органического вещества, но не учитывает различий в связях между атомами. Некоторое представление о связях между атомами дает степень молекулярной ассоциированности, которая определяется величиной его молекул и уплотненностью структуры. Степень ассоциированности, по данным В. С. Веселовского, должна быть тем больше, чем меньше в молекулах связей между углеродами и посторонними атомами. Из данных элементарного анализа можно вычислить количество свободного углерода, т. е. того углерода, который остается в избытке после насыщения валентностей всех других атомов. Степень ассоциированности вычисляется по отношению свободного углерода к общему его содержанию:

$$cA = \frac{\frac{4}{12} c - H - \frac{2}{16} O - \frac{3}{14} N - \frac{2}{32} S'}{\frac{4}{12} c}$$

Однако использование степени окисленности и степени ассоциированности для определения окисленности нефтей также не всегда приводит к исчерпывающему и однозначному решению. Очевидно, надо настойчиво искать новые однозначные критерии окисленности нефтей в природе.

Рассмотрим с точек зрения теории А. Ф. Добрянского — П. Ф. Андреева и теории В. А. Успенского — А. Л. Козлова такой, казалось бы резко диссоциирующий случай, как состав нефтей нижнего карбона Мелекесс-Радаевской впадины.

Характерной особенностью этих нефтей является высокая плотность, осерненность при наличии повышенных содержаний ароматических углеводородов, твердых парафинов и жидких метановых углеводородов изостроения. Эти характерные особенности позволяли отдельным исследователям рассматривать данные нефти как типично окисленные в анаэробных условиях под воздействием сульфатов. В свете последних работ П. Ф. Андреева и др. (1957, 1958, 1960) эта нефть, возможно, вообще не подвергалась интенсивным окислительным процессам ни в аэробных, ни в анаэробных условиях, поскольку в ней сохранились ароматические и метановые углеводороды изостроения, наиболее чувствительные к окислительному

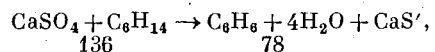
воздействию. То же самое относится и к твердым парафинам, которые, по данным окислительной гипотезы, наиболее податливы к окислительному воздействию микрофлоры.

Генезис такой нефти может быть понят только, если учесть все ее особенности на фоне геологической истории и общей направленности процессов нефти в природе.

По данным С. Н. Павловой и др. (1958), нефть бобриковского горизонта Радаевского месторождения содержит до 3,3% серы. Если допустить, что исходная нефть была малосмолистой, преимущественно метанового строения и не содержала серы, то придется принять, что вся содержащаяся в нефти сера имеет своим началом серу сульфатов, израсходованных на окисление микробиальным путем.

На основании данных С. Н. Павловой и др. (1958) легко подсчитать, что во фракции нефти от начала кипения до 450° С содержится около 15% ароматических углеводородов. Если к этому прибавить только ароматические циклы, содержащиеся в 22% силикагелевых смол и 4,5% асфальтенов, и даже сбросить со счета ароматические углеводороды, заключенные во фракции, кипящей выше 450° С, то сумма ароматических циклов составит около 41%. Выше мы приняли, что исходная нефть была мало циклической, и следовательно, все ароматические циклы возникли в процессе анаэробного окисления сульфатами.

Если далее допустить, что ароматические углеводороды образуются в результате окисления парафинов по реакции:



то на получение 78 г их придется затратить 136 г сульфата кальция. В 1 т нефти содержится 440 кг ароматических соединений, следовательно, для их получения требуется минимум 715 кг сульфата кальция. Если же учесть, что сульфат кальция расходуется не только на дегидрирование, но и на окисление углерода (углекислота необходима для вытеснения сероводорода из его соли), то общее количество сульфата кальция нужно будет по меньшей мере удвоить и общее потребное количество его тогда составит 1430 кг. Примем максимальное содержание сульфата кальция в нефтяных водах равным 1 г в 1 л (растворимость CaSO₄ при 20° составляет 2 г/л). Тогда для окисления нефти, содержащей 41% ароматических циклов с учетом расхода на окисление углерода до углекислоты, на 1 т нефти потребуется 1430 м³ сульфатных вод.

Весьма трудно представить механизм, по которому 1 т нефти могла бы прийти в очень тесный контакт с сульфатами, растворенными в 1430 м³ воды, прореагировать и снова собраться в залежь. Скорее всего при таком процессе отнефти вообще ничего не останется, так как многие компоненты ее и, особенно, ароматические углеводороды, заметно растворимы в воде, например, растворимость бензола в воде при 22° С составляет 0,7 г/л и в 1430 м³ растворилось бы

1001 кг, что превышает вес исходной нефти. Эти соображения заставляют думать, что единственным источником серы в нефти Радаевского месторождения не могли быть только процессы микробиального окисления в анаэробных условиях растворенными в воде сульфатами. Кроме того, как мы указывали выше, в нефти Радаевского месторождения имеются такие особенно чувствительные к окислению соединения, как ароматические углеводороды, смолистые вещества, для которых недавно была доказана особая склонность к окислению (Андреев, 1957, 1958), а также углеводороды изостроения, восприимчивость к окислительным воздействиям которых была известна давно (Черножуков, Крейн, 1955), и другие лабильные соединения. Наличие всех этих веществ заставляет поставить под сомнение преобразование нефти Радаевского месторождения исключительно за счет окислительных воздействий.

Для выяснения генезиса Радаевского месторождения нефти обратимся к рассмотрению особенностей ее состава и строения. В первую очередь обратим внимание на распределение серы по типам заключенных в нефти соединений.

При разгонке (по данным С. Н. Павловой и др., 1958), сера по фракциям распределяется следующим образом:

п. к.*	—85°	0,085%
при 85° С	—120	0,12
» 120° С	—150	0,14
» 150° С	—200	0,20

В мазутах после отгонки светлых фракций содержание серы составляет:

мазут	3,38%	при выходе на нефть	90,7%
» 40	3,57	»	84,8
» 60	3,76	»	80,1
» 80	3,84	»	75,2

Из этих данных видно, что основная масса серы сосредоточивается при разгонке нефти в тяжелых фракциях.

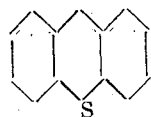
Если исключить из рассмотрения содержащиеся в тяжелых фракциях твердые парафины, в которых серы не содержится, то следует признать, что сера связана с ароматическими углеводородами, составляющими основную часть тяжелых фракций. Для этой нефти содержание ароматических циклов во фракциях составляет:

п. к.	200°	10%
при 200° С—250°	23	
» 250° С—300°	37	
» 300° С—350°	39	
» 350° С—400°	49	
» 400° С—450°	54	

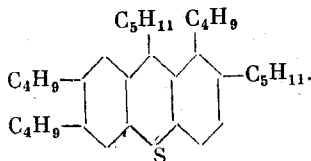
Кроме углеводородов, значительная часть ароматических циклов сосредоточена и в смолистых веществах, суммарно составляющих 26,5%.

* Начало кипения.

Ароматические структуры нефтей нижнего карбона содержат в среднем 14,5 атомов углерода, т. е. они являются трехкольчатыми, типа



В соединении S с таким скелетом заключено 13 атомов углерода. Кроме того, в боковых цепях, по тем же данным, содержится 22 атома углерода. Имея в виду, что длинные боковые цепи при ароматическом цикле по термодинамическим соображениям мало вероятны, следует допустить, что в такой молекуле содержится не менее 4—5 боковых цепей со средним числом углеродных атомов в цепи 5—4. Тогда молекула будет иметь строение



В такой молекуле 1 атом серы приходится на 35 атомов углерода и 42 атома водорода, или 32 г серы — на 462 г углерода и водорода. На 1 г серы приходится связанных с нею углерода и водорода:

$$\frac{462}{32} = 14,4 \text{ г.}$$

При среднем содержании серы в нефтях нижнего карбона в 2,5% на долю осерненных ароматических соединений будет приходиться:

$$2,5 \cdot 14,4 = 36\%$$

по отношению ко всей массе нефти. Полученная цифра близка к величине общего содержания ароматических соединений в нефтях нижнего карбона.

Таким образом, мы приходим к выводу, что в нефтях нижнего карбона с содержанием серы не менее 2,5%, подавляющая часть ароматических углеводородов является, в сущности, сернистыми соединениями.

В работе П. Ф. Андреева, В. В. Иванцовой (1957) была рассмотрена роль серы в процессах преобразования нефти в природе. Авторы пришли к выводу, что эта роль сводится к ускорению процессов потери кислорода и перераспределения водорода с образованием метановых, ароматических и смолистых соединений. Параллельно с этим часть серы прочно закрепляется в смолистых веществах и тяжелых ароматических углеводородах, а часть остается или отщепляется далее в виде сероводорода.

Нетрудно видеть, что этот вывод совершенно справедлив и для нефти Радаевского месторождения. Повышенное содержание серы в этой нефти привело к ускорению процессов перераспределения водорода с образованием значительных количеств парафиновых углеводородов, в том числе и твердых, наряду с возникновением ароматических веществ, содержащих серу в высших фракциях и смолистых веществах. При этом часть серы осталась прочно закрепленной в массе нефти, в тяжелых фракциях и смолах. В итоге нефть оказалась глубоко превращенной, содержащей относительно малые количества нафтеновых углеводородов. Состав растворенного в нефти газа также указывает на высокую степень превращенности нефти.

Состав типичной окисленной нефти был бы существенно иным, чем состав рассматриваемой нефти Радаевского месторождения. В ней отсутствовали бы углеводороды изостроения и было бы больше асфальтенов, чем смол и др. Отсюда следует, что сера попала в нефть не в результате окислительных процессов в залежи, а на более ранних стадиях, когда залежи нефти собственно еще не было. Такой вывод заставляет думать, что материал для образования нефти откладывался в особых условиях, в водоеме с сероводородным заражением и сера была принесена из бассейна седиментации вместе с захоронявшимся органическим веществом. В результате последующих процессов образовавшиеся подвижные продукты содержали повышенные количества серы, под действием которой дальнейшее развитие шло в направлении быстрого израсходования нафтенных с накоплением относительно высокомолекулярных метановых, осерненных ароматических углеводородов и смолистых веществ. В связи с этим легких метановых углеводородов (фракция до 200° С) образуется мало и сейчас в нефти их содержится всего 15% при очень высоком среднем молекулярном весе нефти, равном 314.

Сера связывает углеводороды в устойчивые производные тиофена — аналоги ароматических углеводородов, для которых имеется только два пути развития — осмоление и графитизация, а также образование легких ароматических углеводородов и тиофенов. Судя по составу, нефть не испытала глубоких погружений, в силу чего температура длительное время сохранялась весьма умеренной. В противном случае в ней содержалось бы больше легких фракций.

Таким образом, осаждение органического вещества в бассейне с сероводородным заражением и сравнительно мягкие условия дальнейшего существования привели к возникновению своеобразного типа тяжелой смолистой нефти с высоким содержанием парафина и изометановых углеводородов с малой реакционной способностью.

Если иметь в виду, что основным отличием органического вещества, осаждавшегося в бассейне с сероводородным заражением, было содержание повышенных количеств серы, в то время как в аэрируемом бассейне осаждалось органическое вещество, богатое кислородом, то на этом примере видно существенное влияние на развитие нефти условий осадконакопления. Хотя в том и другом случае

процессы нефтеобразования прошли и дали в результате подвижные продукты, состав этих продуктов различается.

Малая подвижность пластовых вод и их высокая минерализация в сочетании с большой вязкостью нефти привели к тому, что нефть не перераспределялась на протяжении своей геологической истории и процессы преобразования в ней не интенсифицировались тектоническими причинами. Углеводороды, не связанные с серой, развивались в сторону метанизации, давая в легких фракциях высокие содержания парафиновых разностей, что характерно для глубокого превращенных нефтей. Та же часть углеводородов, которая подвергалась воздействию серы, захватила ее, дала начало малоактивным осерненным ароматическим углеводородам и смолистым веществам. Часть серы, очевидно, была потеряна в виде сероводорода, что подтверждается наличием ряда сероводородных источников в районе Серноводска.

На различия в составе захороняющегося органического вещества в водоемах с сероводородным заражением и свободных от сероводорода указывается в работах А. Д. Архангельского (1927) и В. В. Вебера (1950, 1956). По их данным, содержание серы в бензолной части битума осадков Каспийского моря, в зависимости от положения по отношению к береговой линии 0,73—0,81%, для спирто-бензолной 1—2% (среднее 1,73%). В то же время в осадках Черного моря среднее содержание серы в спирто-бензолной части экстракта 5%, а для бензолной около 1,5%. Существенные различия между содержаниями серы в осадках Каспийского и Черного морей в известной степени были сглажены обработкой битумов после извлечения металлической ртути. Элементарная сера, переходящая при этом в экстракт, полностью удалялась в виде сернистой ртути. Тем не менее, различия в содержании связанной с органическими веществами экстракта серы выступают достаточно рельефно, особенно, если сравнить фациально близкие осадки.

В элементарном составе отдельных частей экстракта также имеются заметные различия. Если для битумов осадков Черного моря величина отношения С/Н для бензолной части составляет около 6,5 и для спирто-бензолной около 10, то для битумов осадков Каспийского моря те же величины соответственно составляют для авандельты 7,1 и 7,4. Можно видеть, что в условиях сероводородного заражения водной массы бассейна в бензолном экстракте преобладают более метанизированные соединения, в спирто-бензолной — более ароматизированные, а для каспийских отложений, образовавшихся при отсутствии сероводорода в водной среде, процессы диспропорционирования не достигли такого развития: бензолная часть менее восстановлена, а спирто-бензолная менее обуглерожена. Очевидно, что причина задержки в развитии органического вещества осадков Каспия заключается в малом содержании серы.

Таким образом, имеются все основания считать, что осадконакопление в водном бассейне, зараженном сероводородом, приводит к возникновению нефтей своеобразного состава, осерненных и до-

вольно глубоко превращенных, с первого взгляда похожих на окисленные нефти.

Среди нефтей каменноугольных отложений можно найти и другие разности, близкие по составу и свойствам к нефти нижнего карбона Радаевского месторождения. Например, по данным С. Н. Павловой и др. (1958) к ним может быть отнесена нефть бобриковского горизонта Туймазинского месторождения, содержащая 3,23% серы, с высокой коксуемостью (8%), с 16,5% фракций, выкипающих до 200°С, с удельным весом 0,8960. Сюда же можно отнести нефть Орьбашевского месторождения удельного веса 0,8356, с содержанием серы 2,56%, нефть бобриковского горизонта Якушкинского месторождения с удельным весом 0,8927 и содержанием серы 3,34%, нефть бобриковского горизонта Серноводского месторождения ( $d = 0,9043$  и  $S = 2,70\%$ ) и другие. Имеются все основания предполагать, что эти нефти образовались из органического вещества, отлагавшегося в условиях сероводородного заражения. Этот вывод полностью подтверждается исследованиями геохимических фаций Л. А. Гуляевой (1953, 1954а, б, 1955, 1956). Вместе с тем, среди нефтей нижнего карбона можно встретить и разности, не несущие на себе следов образования в сероводородной зоне — Мухановское, Покровское, Стрельный Овраг, Зольный Овраг, Карлово-Сытовское и другие месторождения, — или, по меньшей мере, в слабозараженном сероводородном бассейне.

Для нефтей девонских отложений на общем фоне малосернистых легких разностей, развивавшихся по несколько иному пути, можно встретить и нефти, по стадии превращения определенно похожие на сернистые превращенные нефти нижнего карбона (Серафимовское, Чекмагушское и другие месторождения).

Рассматривая эти данные, можно предположить, что в нижнекаменноугольную и верхнедевонскую эпохи, наряду с областями с нормальным газовым режимом, существовали отдельные водоемы или участки общего водоема, зараженные сероводородом. В нижнекаменноугольную эпоху таких зараженных участков было относительно больше, чем в девонский период, что привело к возникновению большего числа залежей тяжелых сернистых нефтей, со своеобразным составом углеводородной части и повышенным содержанием смолистых компонентов. При таком предположении снимаются многие несоответствия, неизбежно возникающие при рассмотрении, с точки зрения окислительной гипотезы, геохимии нефтей, вод и пород с заключенным в них органическим веществом. Покажем это на примере некоторых месторождений нефтей и газов Мелекесс-Радаевской впадины.

Как сообщалось выше, наиболее выдержанным в смысле нефтеносности является бобриковский горизонт нижнего карбона.

Отмеченное в гл. IX значительное сходство нефтей Малиновского, Радаевского, Серноводского и Якушкинского месторождений проявляется на многих параметрах; более или менее существенное различие наблюдается только в содержании парафина — меньше

всего его в нефти Серноводского и больше всего в нефти Малиновского месторождения. Для последнего отмечается и наибольшая плотность нефти, а также содержание в ней силикагелевых смол. Если рассматривать парафин и смолы как крайние члены ряда диспропорционирования водорода, то можно прийти к выводу, что из этих нефтей наиболее превращенной является нефть Малиновского месторождения. Повышенное содержание сульфатов в пластовых водах Малиновской тектонической зоны, где заключена самая тяжелая нефть, свидетельствует о наличии окислительных процессов в нефтяной залежи, по крайней мере, в настоящее время. В составе растворенного газа этого месторождения содержатся кислые газы и в то же время изобутан, очень чувствительный к действиям окислителей.  $H_2S$  и  $CO_2$  в растворенных газах, по мнению А. Л. Козлова (1949), свидетельствуют о идущем окислительном процессе нефти. Одновременно нефть Малиновского месторождения является глубоко превращенной. Отсюда можно прийти к выводу, что углекислота и сероводород могли образоваться не только в результате окислительных процессов в нефтяной залежи, но и в процессе нормального развития нефти путем отщепления гетероэлементов от основной массы нефти.

Дополнительным подтверждением этого процесса являются данные по изотопному составу серы из каменноугольных отложений изучаемого региона. Н. А. Еременко (1960, 1961, 1962) было установлено, что изотопный состав серы очень хорошо выдерживается во всех нефтях бобриковского горизонта. Если учесть (что было доказано этим же автором), что в более молодых отложениях изотопный состав серы иной, то можно ожидать резкого изменения и изотопного состава серы в нефти в результате окисления сульфатами, поступающими с поверхностными водами. Однако этого явления не наблюдается. Вероятно, окислительные процессы в Малиновском месторождении имеют второстепенное значение, а поэтому эти нефти не приобретали серу во время своего пребывания в залежи, а наоборот, теряли ранее имевшуюся.

В пределах Байтуганской тектонической зоны известно только одно месторождение с залежью в бобриковском горизонте, турнейском и башкирском ярусах. Все нефти этих стратиграфических комплексов близки по свойствам. Несколько выделяется по составу растворенный газ нефти башкирского яруса, где констатируется низкое содержание метана при высоком содержании азота и повышенном углекислоты. В то же время содержание сероводорода в нем в среднем вдвое ниже, чем в залежах бобриковского горизонта и турнейского яруса. К сожалению, данные о содержании серы в нефтях башкирского яруса отсутствуют. Однако, если иметь в виду свойства нефти башкирского яруса в сравнении с нефтями других продуктивных горизонтов, содержащих 2,27 и 2,5% серы, то можно считать, что в рассматриваемой нефти содержание серы невелико, во всяком случае, меньше 2%. Этим, по-видимому, и объясняется различие ее свойств от других нефтей Байтуганского месторождения.

Вероятно, накопление органического вещества происходило в водоеме без сероводородного заражения.

Низкие величины отношения нормальных бутана и пентана к изомерам в нефти башкирского яруса указывают на ее неглубокое превращение, с чем вполне согласуется и низкое содержание метана.

Мы не будем останавливаться на рассмотрении геохимических особенностей залегания всех нефтей карбона изучаемого региона с точки зрения направленного превращения, так как эти данные не много прибавят к имеющимся. Попытаемся только объяснить некоторые особенности нефтей девонских отложений.

Несмотря на то, что в пределах Мелекесс-Радаевской впадины нефти встречены лишь в пашийском горизонте, т. е. близки по возрасту, свойства их в различных месторождениях резко различаются, например, удельный вес колеблется от 0,710 до 0,931. Интересно обратить внимание на то, что запасы тяжелых, сернистых нефтей в общем невелики. Однако и особенно легкие нефти также не занимают большого места в балансе запасов. Основные запасы пашийского горизонта составляют нефти удельного веса 0,894. Они приурочены к центральной части Большекинельского вала. Различие заключается, конечно, не только в плотности, резко различаются и другие показатели, в частности, групповой углеводородный состав, смолистость, содержание серы, парафина и др.

Сходство некоторых нефтей пашийского горизонта с нефтями нижнего и среднего карбона, возникших в обстановке сероводородного заражения, наводит на мысль, что и в пашийском бассейне, в отдельных его частях существовали аналогичные условия, приведшие к возникновению сернистых, превращенных нефтей, остановившихся в своем развитии на определенной стадии именно из-за наличия повышенных количеств серы. В то же время среди нефтей пашийского горизонта имеются и такие, в отношении которых есть все основания считать, что материнские породы для них отлагались в бассейнах с нормальным газовым режимом, в силу чего они резко отличаются от сернистых нефтей по составу и свойствам.

Вместе с тем, очевидно, что значительное влияние на свойства нефтей оказали не только условия осадкообразования нефтематеринских пород, но и процессы формирования и переформирования нефтяных залежей — чисто физические процессы. Одновременно с этим, не исключена возможность влияния солевого состава вод на вторичные изменения нефти, особенно во время переформирования залежей, когда нефть могла диспергироваться в водах неродственного начальной нефти состава. Если во время длительного контакта нефти с водой определенного солевого состава система приходила в состояние равновесия и процессы вторичных изменений нефти и воды замирали, то во время нового диспергирования и переноса нефть вступала в контакт с водами иного солевого состава, что вызвало развитие процессов приспособления и взаимного изменения состава нефти и воды.

Рассматривая вопрос о вторичных изменениях нефти за счет взаимодействия с растворенными в пластовых водах солями, следует специально остановиться на одном немаловажном вопросе. Принято считать, что отсутствие сульфатов в контактирующих с нефтью водах свидетельствует об отсутствии окислительных процессов в залежи и, наоборот, наличие сульфатов в пластовых водах расценивается как признак наличия окислительных процессов в нефтяной залежи. Расчеты П. Ф. Андреева и В. В. Иванцовой (1957) показали, что взаимодействие компонентов нефти с растворенными в воде сульфат-ионами сопровождается небольшим изменением свободной энергии. Равновесие в системе, и следовательно, процесс окисления останавливается задолго до полного исчерпания ресурсов сульфат-иона. Это показывает, что интенсивные окислительные процессы в такой системе возможны только при очень больших концентрациях сульфат-ионов. Например, в опытах Т. Л. Симаковой и др. (1956) по биогенному окислению нефти суммарное содержание сульфат-иона составляло 2420 мг/л или 50,5 мг-экв/л. Наряду с сульфатсодержащими солями в водной среде в этих опытах имелись и другие необходимые для развития бактерий вещества. Однако даже и в этих условиях, когда содержание сульфат-иона в растворе, по крайней мере, на один порядок превышает обычное его содержание в пластовых водах Мелекесс-Радаевской впадины, процессы биогенного окисления развивались очень вяло и мало изменяли состав нефтей. В опытах с пластовыми водами грозненских месторождений содержание сульфат-иона составляло также весьма заметную величину — 10,5 мг-экв/л, что в водах нефтяных месторождений наблюдается вообще не часто.

Таким образом, при низких концентрациях ионов сульфата, обычных для вод нефтяных месторождений, трудно ожидать интенсивного развития окислительных процессов и, следовательно, существенного изменения состава нефти. В силу этих обстоятельств, уверенная констатация окислительных процессов в нефтяной залежи возможна только тогда, когда в пластовых водах имеются сульфат-ионы в концентрации не менее, чем десятки грамм-эквивалентов на литр. Таким образом, можно прийти к выводу, что нефтегазообразование в Мелекесс-Радаевской впадине (а также в Бирской седловине) в нижнем карбоне и, в меньшей степени, в девоне происходило в условиях локального сероводородного заражения бассейна.

Сходство нефтей Мелекесс-Радаевской впадины северного и восточного погружений Жигулевско-Пугачевского свода отражает их генетическое родство и тесную взаимосвязь зон нефтегазоаккумуляции с прилегающими с севера, северо-востока древними впадинами, к которым приурочены зоны развития максимальных мощностей терригенных комплексов девона и карбона.

Процессы нефтегазообразования в Нижнем Поволжье, вероятно, происходили в несколько иных условиях, во всяком случае, при отсутствии сероводородного заражения и при большем влиянии

термокаталитических процессов в условиях повышенных давлений и температуры.

В противоположность Мелекесс-Радаевской впадине, в месторождениях восточного склона Воронежского свода, Латрыкско-Карамышской впадины, юго-западного и юго-восточного погружений Жигулевско-Пугачевского свода в отложениях девона и карбона тяжелых, высокосернистых и высокосмолистых нефтей не встречено. Как правило, нефти девонских и каменноугольных отложений месторождений Саратовской области содержат* очень незначительный процент серы (до 0,7%) и являются относительно малосмолистыми (асфальтенов 0,2—1,1%; силикагелевых смол 3—7%; коксуюемость 0,53—2,9%). Среднее содержание парафина составляет 1,1—4,4%; в Степновском месторождении содержание парафина достигает 9,6%. В бензиновых фракциях нефтей Соколовогорского, Горючкинского и Елшанского месторождений преобладают метановые углеводороды (соответственно: 56, 66 и 62%), а в нефти Песчано-Уметского месторождения — наftenовые углеводороды (50%), в бензиновых же фракциях нефти Степновского месторождения содержание суммы наftenовых (27%) и ароматических (29%) углеводородов больше, чем метановых (44%). Содержание ароматических углеводородов в пятидесятиградусных масляных фракциях, отобранных до 450° С, составляет всего 13—29%, в то время как в нефти Ромашкинского месторождения (девонские отложения) в тех же фракциях содержится 38—45%.

Нефти восточного склона Воронежского свода весьма разнообразны по своей характеристике**. Содержание парафина в них 1—5, серы 0,10—1,1%, выход фракций до 200° С изменяется от 4 до 40%. Наряду с этими различиями, они имеют много общих свойств: невысокую плотность (не превышающую  $d_4^{20}$  0,891), невысокое кислотное число (0,06—0,14 мг КОН на 1 г нефти), содержание силикагелевых смол не превышает 7%, а серы в отложениях бобриковского горизонта — 0,23—0,39%. Повышенным содержанием серы характеризуются нефти башкирского яруса в Жирновском и Коробковском месторождениях (0,76—1,07%).

К евлановско-ливленскому горизонту в Жирновском месторождении приурочена наиболее легкая нефть ( $d_4^{20}$  0,800, выход до 200° С 40%), а самая тяжелая нефть установлена в отложениях бобриковского горизонта и турнейского яруса Арчединского месторождения ( $d_4^{20}$  0,883, 0,888; выход до 200° С 6 и 4%). По данным В. Г. Николаевой, К. И. Зиминной и А. А. Поляковой (1956), в углеводородном составе легких бензиновых фракций нефти тульского горизонта Жирновского месторождения (от н. к. до 120° С) метановые углеводороды нормального строения практически отсутствуют, а метановые, изомерного строения, с одной метиловой группой, содержатся в незначительных количествах.

* С. Н. Павлова и др., 1958.

* С. Н. Павлова и др., 1958.



Содержание ароматических углеводородов в нефтях тульского горизонта Бахметьевского и Жирновского месторождений и задонско-елецкого горизонта Арчединского месторождения (во фракциях до 200° С) колеблется от 1 до 7%, а в нефтях бобриковского горизонта Коробковского месторождения и евлановско-ливенского горизонта Жирновского месторождения изменяется от 3 до 24%.

Содержание нафтеновых углеводородов (во фракциях от н. к. до 200° С) в нефтях бобриковского горизонта и турнейского яруса Арчединского месторождения достигает 70—76%, а в нефтях Жирновского и Бахметьевского месторождений составляет 51%. В нефтях бобриковского горизонта Коробковского месторождения и евлановско-ливенского горизонта Жирновского месторождения отмечено наименьшее содержание нафтеновых углеводородов (30—37%). В масляных фракциях (выкипающие выше 350° С) наблюдается преобладание метано-нафтеновых углеводородов (59—80%). Содержание ароматических углеводородов в этих фракциях колеблется от 19 до 38%.

Приведенные данные убедительно показывают резкое различие нефтей карбона и девона месторождений Мелекес-Радаевской впадины и северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода, с одной стороны, и нефтей тех же продуктивных толщ месторождений юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода, Латрыкско-Карамышской впадины и восточного склона Воронежского свода, с другой.

Указанное различие нефтей Среднего и Нижнего Поволжья, очевидно, отражает различные условия нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. Действительно, зона максимального развития мощностей терригенных комплексов девона в Нижнем Поволжье приурочена к Рязано-Саратовской впадине, которая открывается в восточном направлении и скрыта осадками современной Прикаспийской впадины. Судя по геохимической характеристике, нефти девонских отложений (см. гл. IV и V) Латрыкско-Карамышской впадины и юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода не являются глубокопревращенными, ибо содержание в них углеводородов парафинового ряда 20—40% (Соколовгорское, Гуселское, Елшано-Курдюмское месторождения). Газовых скоплений не установлено. Газы приурочены к области Саратовского Заволжья, тектонически — к области Степновской тектонической зоны, тяготеющей к Прикаспийской впадине. Степень превращенности нефтей девона восточного склона Воронежского свода несколько возрастает, одновременно в этих отложениях присутствуют скопления свободного газа. Из приведенных данных можно заключить, что условия нефтегазообразования в Рязано-Саратовской впадине в девонский период не способствовали высокой превращенности нефтей и не смогли привести к преобразованию исходного органического вещества до свободного газа.

В Западно-Прикаспийской впадине и в Преддонецком прогибе условия нефтегазообразования, вероятно, характеризовались повышенными давлениями, температурой и более активными процес-

сами термокатализа, которые способствовали ускоренному процессу превращенности нефтей и образованию свободных газов. Поэтому становится понятным, почему девонские отложения в месторождениях Соколовгорской тектонической зоны содержат нефтяные залежи, а в месторождениях Степновской тектонической зоны — в основном газовые скопления с подчиненными залежами нефти (оторочки или небольшие залежи).

Таким образом, прямая генетическая связь нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в девонских отложениях на территории Нижнего Поволжья устанавливается весьма четко.

Вероятно, для зон развития максимальных мощностей терригенного комплекса девона так же, как и нижнего карбона, были характерны условия нефтегазообразования при повышенных давлениях и температуре, что способствовало значительной превращенности нефтей каменноугольных отложений и преобразованию органического вещества до газообразных продуктов.

Высокая газоносность отложений палеозоя, специфичность нефтей Нижнего Поволжья является следствием особых процессов нефтегазообразования на исследованной территории, генетически связанных с соответствующими зонами нефтегазоаккумуляции в юго-западном и юго-восточном погружениях Жигулевско-Пугачевского свода, Рязано-Саратовской, Латрыкско-Карамышской и Бузулукской впадин, восточного склона Воронежского свода и Преддонецкого прогиба. Повышенную газоносность палеозойских отложений Нижнего Поволжья следует связывать не только со специфическими условиями нефтегазообразования, но и с влиянием метаморфизма углей.

Выше (гл. III) было указано, что в месторождениях Донского горстообразного поднятия отложения среднего карбона содержат только залежи свободного газа. При этом в направлении с юга на север и с востока на запад изменяется компонентный состав газа: постепенно исчезают тяжелые углеводороды, в результате чего в месторождениях Абрамовской тектонической зоны свободный газ состоит на 100% из метана. В ряде месторождений Латрыкско-Карамышской впадины и юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода отмечается повышенное содержание метана и относительное уменьшение количества тяжелых углеводородов.

Приведенные фактические данные (см. гл. IV, V) позволяют предположить о существовании в отложениях среднего и нижнего карбона в Преддонецком прогибе и Латрыкско-Карамышской впадине двух источников образования свободных газов: в процессе нефтегазообразования и вследствие метаморфизма каменных углей. Как известно, угленосные фации в отложениях среднего и нижнего карбона в Волго-Уральской области широко развиты, а наличие пластов угля в разрезе этих отложений подтверждено рядом глубоких скважин. Рассмотрим экспериментальный материал с точки зрения высказанной гипотезы о возможной миграции метана из угольных пластов в структурные ловушки.

Естественно предположить, что мигрирующий из угольных пластов газ состоит из одного метана, так как тяжелые углеводороды практически необратимо адсорбируются углем. Это подтверждается многочисленными анализами газов угольных месторождений (Соколов, 1954, 1956; Высоцкий, 1954; Кравцов и др., 1956; Фертельмейстер, Кривицкая, 1960, и др.). Таким образом, приток этого газа должен увеличить в основном лишь содержание метана. Отношения количеств различных компонентов тяжелых углеводородов не должны изменяться. Можно поэтому ожидать, что в месторождениях, которых достиг поток угольных газов, должно существенно увеличиваться содержание метана при сохранении величины отношений концентраций отдельных компонентов тяжелых углеводородов.

В табл. 25 представлены результаты исследования газов Нижнего Поволжья.

Т а б л и ц а 25

Характеристика газов Нижнего Поволжья

Месторождения	Стратиграфический комплекс	$\frac{C_2H_6}{CH_4}$	$\frac{C_3H_8}{C_3H_8}$	$\frac{C_4H_{10}}{C_4H_{10}}$	$\frac{C_4H_{10}}{C_5H_{12}}$	$\frac{\sum \text{тяжелых углеводород.}}{CH_4}$
Грузиновское	Тульский горизонт	0,02	1,4	1,8	1	0,04
Горючкинское		0,08	1,5	1,45	1,2	0,2
Горючкинское	Бобриковский горизонт	0,024	0,85	1,86	0,81	0,073
Соколовогорское		0,031	1,4	0,5	2,3	0,073
Елшано-Курдюмское		0,02	1,45	2,6	0,5	0,04
Линевское		0,2	1,3	0,8	0,7	0,2
Коробковское		0,4	2,5	3	3,5	0,8
Бахметьевское	Турнейский ярус	0,03	2,5	1	1,5	0,07
Песчано-Уметское		0,02	2	2	0,6	0,04
Елшано-Курдюмское		0,03	2,4	1,8	0,7	0,05
Жирновское	Евлановско-ливенский горизонт	0,06	2,3	1,4	—	0,1
Бахметьевское		0,07	1,2	2	—	0,16

Количество каждого углеводорода рассчитывалось для свободного и растворенного газа. Мы видим, что во всех случаях соотношение количеств тяжелых углеводородов меняется незначительно. Между тем, величина отношения тяжелых углеводородов к метану и этану к метану в некоторых случаях меняется при этом в 10—20 раз. Например, в отложениях тульского горизонта Грузиновского месторождения эта величина в 5 раз меньше, чем для Горючкинского, хотя соотношение между тяжелыми углеводородами меняется лишь на 20%.

Небольшой объем фактического материала по составу свободных газов Нижнего Поволжья не позволяет проследить изменение их

геохимической характеристики по всей территории Предонецкого прогиба и Латрыкско-Карамышской впадины. Очевидно, дальнейшие исследования должны восполнить образовавшийся пробел, после чего можно будет окончательно решить вопрос о балансе газовых скоплений, возникших при метаморфизме углей и в процессе нефтегазообразования.

Не вызывает сомнений, что основная часть свободных газов, скопившаяся в ловушках Нижнего Поволжья, генетически связана с процессом нефтегазообразования, однако, часть их, вероятно, могла возникнуть в процессе метаморфизации углей. Сказанное подтверждается присутствием в составе газов в большей части залежей гомологов метана, до гексана включительно, наличие нефтяных оторочек, приуроченных к отложениям девона и карбона.

В заключение следует коротко остановиться на вопросе влияния литологических особенностей вмещающих отложений на свойства и состав нефтей, уже давно являющемся предметом пристального внимания геологов (Абрамович, 1939, 1941; Саркисян, 1947; Мелик-Пашаев, 1950, 1951; Хаин, 1951, 1953; Ульянов, 1951; Потапов, 1953; Тамразян, 1952, 1956, и др.). Сравнительно полно имеющиеся по этому вопросу взгляды изложил А. А. Карцев (1960а). Как можно видеть из приводимых им данных, несмотря на обилие материала единого толкования существа этой зависимости до сих пор нет.

Основными факторами, контролирующими возникновение и дальнейшие превращения типов нефтей в природе являются, с одной стороны, особенности состава и строения сохраняющегося вещества, с другой, литолого-фациальные особенности вмещающих пород, а также обстановка при консолидации осадков и дальнейшем диагенезе, т. е. внутренние и внешние факторы.

В природных условиях на протяжении длительных геологических периодов существенным изменениям подвергались как состав и строение исходных органических веществ, так и внешние условия преобразования их. В земной коре, пожалуй, невозможно найти двух совершенно идентичных по составу и свойствам нефтей и даже в одном и том же месторождении состав нефти иногда существенно изменяется по вмещающему пласту. При сравнении нефтей речь может идти только о выделении типов нефтей, причем пределы, характеризующие выделенные типы, всегда достаточно условны и отвечают в большей или меньшей мере только поставленным перед исследователем задачам.

Одним из существенных внешних факторов образования и изменения нефти в природе является литолого-фациальный фактор. Объем этого понятия достаточно обширен. В самом деле, если стоять на точке зрения ограниченных миграционных передвижений нефти в осадочной толще и, следовательно, считать нефти сингенетическими вмещающими породами, то очевидно, что породы различного литологического состава в момент отложения аккумулировали органическое вещество также различного строения и состава. Если же принять, что нефть генерируется в осадках приблизительно одного и того же

характера, а залежи приурочены к коллекторам различного литологического состава, то в этом случае только внешние условия передвижения нефти до сбора в коллекторе и условия существования в коллекторах должны были неминуемо наложить существенный отпечаток на состав и свойства нефти в залежи. В первом случае существенная роль отводится не только внешним условиям образования и дальнейшего существования нефти, но и внутренним факторам, в то время как во втором центр тяжести проблемы переносится исключительно на внешние условия. Если вспомнить, что настойчивые поиски характерных признаков нефтематеринских свит привели в последние годы (Сб. трудов ВНИГРИ, 1955, 1956) к твердому убеждению, что всякая осадочная порода с заключенными в ней органическими соединениями может рассматриваться в той или иной мере как нефтематеринская, то, пожалуй, следует признать более правильной первую точку зрения.

На примере некоторых бакинских и кубанских нефтяных месторождений было установлено, что особо легкие нефти ассоциируют с мелкодисперсными глинистыми осадками, в то время как более тяжелые тяготеют к породам более крупнозернистого состава. В карбонатных породах встречаются как легкие, так и тяжелые нефти, содержащие повышенные количества серы и смолистых компонентов. В то же время тяжелые нефти встречаются в различных стратиграфических горизонтах и в песчаных коллекторах. В тех же горизонтах в других регионах (Туркменская ССР) обнаружены легкие нефти. Таким образом, прямой зависимости между литологическим составом вмещающих пород и качеством заключенной в них нефти не наблюдается. В самом деле, одинаковые по литологическому составу породы могут быть встречены в различных тектонических условиях: на платформе и в геосинклинальных областях, глубоко погруженные и в сравнительно неглубоком залегании. В породах одного и того же литологического состава может заключаться нефть, сингенетичная с комплексом отложений, пришедшая откуда-то из других частей региона и, наконец, смешанная. Процессы формирования могли наложить существенный отпечаток еще до начала процессов изменения нефти в залежи, а дальнейшие перераспределения ее в результате тектонических движений могли под действием чисто физических факторов сильно изменить состав нефти в залежи. Наличие или отсутствие каталитически действующих веществ могли, как мы видели выше, оказать огромное влияние на исходный состав нефти, а различный гидрогеологический режим в литологически однородных породах не мог не отразиться на ходе дальнейших превращений. Очевидно, что одни только данные о литологическом составе пород разреза не позволяют составить полного представления об особенностях процесса седиментации и дальнейших условиях существования пород. Для решения этого вопроса необходимы специальные исследования.

## ГЛАВА XII

### ЦИКЛИЧНОСТЬ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

В южных районах Волго-Уральской области открыто 140 месторождений, содержащих 535 залежей нефти и газа, в том числе подсчитаны запасы в 108 месторождениях (в 403 залежах).

В распределении залежей по разрезу палеозойских отложений наблюдаются следующие закономерности.

1. Залежи нефти и газа в открытых месторождениях связаны с тремя системами: девонской (97 залежей), каменноугольной (324 залежи) и пермской (111 залежей). Исключением из этого правила является Коробковское месторождение, в пределах которого установлены три залежи газа в отложениях юрской системы.

Промышленная нефтегазоносность приурочена к 26 стратиграфическим комплексам отложений палеозоя. Однако границы промышленной нефтегазоносности их не совпадают (см. рис. 75—78).

Наибольшее количество промышленных залежей нефти и газа по площади содержат породы нижнего карбона. Западная граница нефтегазоносности в девонских отложениях несколько смещена по отношению к первой на восток. Особенно четко это смещение прослеживается в Жигулевско-Пугачевском своде, где промышленная нефтегазоносность нижнекаменноугольных отложений охватывает практически всю территорию свода, в то время как залежи нефти и газа в девонских отложениях установлены только в его восточной части (Яблоневый Овраг — Песчаный Умет).

Граница распространения промышленной нефтегазоносности в стратиграфических комплексах среднего карбона в основном занимает промежуточное положение между границами девона и нижнего карбона. Однако в пределах Донского горстообразного поднятия восточного склона Воронежского свода промышленная нефтегазоносность отложений среднего карбона смещена несколько западнее границы нефтегазоносности как девона, так и нижнего карбона.

В пределах восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и Мелекесс-Радаевской впадины промышленная нефтегазоносность отложений среднего карбона в значительной мере сокращается и не прослеживается восточнее западной части Мухановской

и Байтуганской тектонических зон. Максимальная нефтегазонасыщенность разреза среднего карбона приурочена к северному борту Преддонецкого прогиба (зона нефтегазонакопления южного склона Донского горстообразного поднятия), к юго-восточному погружению Жигулевско-Пугачевского свода (Покровская тектоническая зона) и к северному борту Бузулукской впадины (Кулешовская тектоническая зона).

Граница нефтегазоносности пермских отложений проходит в юго-восточной части исследуемой территории и не отмечается западнее Мухановского месторождения Жигулевско-Пугачевского свода, Кулешовского месторождения Бузулукской впадины, севернее месторождений Большекинельского вала Мелекесс-Радаевской впадины.

На основании приведенных материалов следует сделать вывод, что границы промышленной нефтегазоносности девона, нижнего и среднего карбона и перми в пространстве не совпадают и, очевидно, генетически не связаны. Следует заметить, что данная закономерность отмечалась ранее многими исследователями Волго-Уральской нефтегазоносной области (Бакиров, 1948, 1960; Миронов, 1947; Федоров, 1947, 1956; Трофимук, 1950, 1955, 1956; Оффман, 1947; Машкович, 1960, 1961; Притула и др., 1957; Хачатрян, 1957; Мирчинк и др., 1958, 1961; Ованесов, 1962; Мустафинов, 1958а, б; Шпильман, 1960; Максимов, Халтурин, Розанов, 1960; Успенская, 1950, 1952; Брод, Мирчинк и др., 1960; Лобов и др., 1960а, б; Борисов, 1961, и др.).

2. Распределение залежей нефти и газа по разрезу палеозойских отложений, слагающих основные тектонические элементы исследуемой области, было освещено ранее (гл. III—IX); распределение их промышленных запасов по продуктивным толщам показано на рис. 79.

Из приведенных данных видно, что как по количеству залежей, так и по их запасам, ведущее место принадлежит продуктивной толще нижнего карбона, запасы нефти и газа которой составляют 44,44% общих запасов исследуемой территории*. Второе место занимает продуктивная толща среднего карбона**, в разрезе которой в Саушинском месторождении установлено 11 залежей газа, хотя в других месторождениях их обычно 1—3. Запасы этой толщи составляют 25,71%. На третьем месте по количеству залежей и их запасам находится продуктивная толща девона, содержащая 22,06% запасов. Пермские отложения занимают по продуктивности четвертое место, заключая 7,71% запасов. В их разрезе в Кожемякском и Сорочинско-Козловском месторождениях открыто 4 залежи. В верхнекаменноугольных — 0,01% и мезозойских — 0,04% отложениях уста-

* По геохимическим данным (однотипность нефтей и газов) в продуктивную толщу нижнего карбона включены запасы нефти и газа отложений фаменского яруса верхнего девона.

** По тем же причинам в продуктивную толщу среднего карбона включены запасы отложений серпуховского надгоризонта и намюрского яруса нижнего карбона.

новлены единичные скопления нефти и газа с очень ограниченными промышленными запасами в Кулешовском и Коробковском месторождениях.

Распределение залежей нефти и газа и их промышленных запасов в разрезе палеозойских отложений южных районов Волго-Уральской области позволяет установить вторую важную закономерность: промышленные скопления нефти и газа прослеживаются там, где в разрезе палеозойских отложений появляются терригенные комплексы пород, выдержанные по мощности на большой площади.

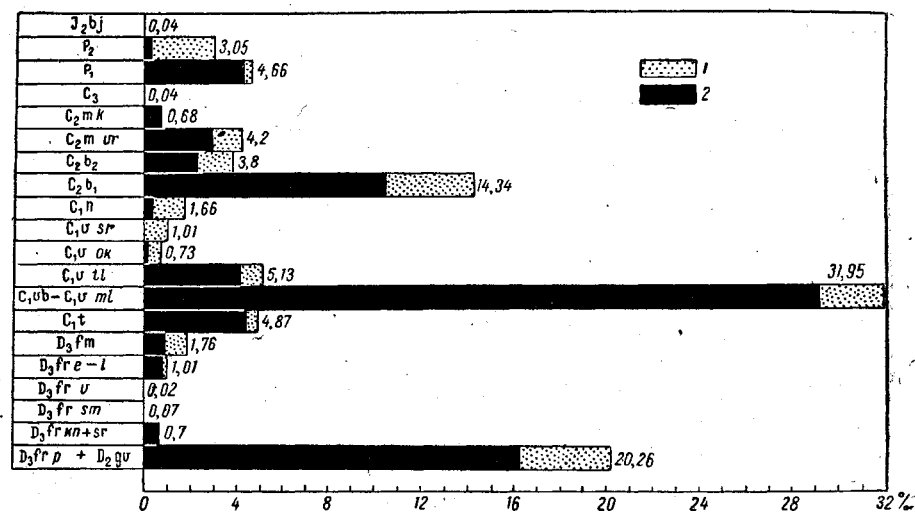


Рис. 79. Распределение запасов нефти и газа по разрезу палеозойских отложений южных районов Волго-Уральской нефтегазоносной области (в %).

1 — газ свободный и растворенный в нефти; 2 — нефть.

Регионально выдержанных терригенных комплексов нефти и газа, содержащих большую часть залежей, в разрезе палеозоя может быть выделено четыре.

а. Живетско-нижнефранский в девоне. В пределах Донского горстообразного поднятия в эту толщу следует включать отложения верхнефранского и фаменского ярусов (кроме данково-лебедянских).

б. Визейский (малиновский надгоризонт, бобриковский и тульский горизонты) в нижнем карбоне.

в. Верхнебашкирский — верейский в среднем карбоне. В восточном склоне Воронежского свода и в некоторых участках в южной части Жигулевско-Пугачевского свода в этот комплекс следует включить отложения каширского горизонта московского яруса.

г. Нижнепермский (мергелистые фации).

Промышленные запасы резко снижаются как вверх, так и вниз по разрезу от этих комплексов.

Распределение промышленных запасов по типу коллекторов приведено в табл. 26, из которой видно, что основная масса скопленной нефти и газа приурочена к терригенным коллекторам. Однако анализ распределения залежей нефти и газа и их запасов в карбонатных породах палеозоя показывает, что большая часть промышленных скопленных содержится в верхней части толщи, непосредственно перекрытой терригенными комплексами, или в нижней ее части, подстилаемой терригенной толщей. При этом промышленные залежи нефти и газа, как правило, приурочены к зонам древних размывов карбонатных пород (турнейский ярус, нижнебашкирский подъярус), либо к зонам вторичной трещиноватости, связанной с перекристаллизацией и доломитизацией известняков.

Таблица 26

Распределение запасов нефти и газа по типам коллекторов палеозойских отложений Волго-Уральской области (в %)

Структуры	Типы коллекторов	
	карбонатные	терригенные
Восточный склон Воронежского свода . . . . .	8,35	13,47
Латрыско-Карамышская впадина . . . . .	0,21	5,94
Жигулевско-Пугачевский свод . . . . .	20,17	34,85
Мелекес-Радаевская впадина . . . . .	8,59	8,42
Всего . . . . .	37,32	62,68

В ряде случаев встречаются промышленные залежи нефти и газа в карбонатных породах, которые непосредственно не перекрываются и не подстилаются терригенными комплексами пород. Нефтегазоспособность при этом бывает связана с наличием в разрезе глинистых и мергелистых прослоев или сильно глинистых известняков и доломитов. Последние служат, очевидно, покрывками для залежей (семилукский горизонт, окский надгоризонт, намюрский ярус, данково-лебединский горизонт).

Приуроченность большей части залежей нефти и газа и их промышленных запасов к четырем терригенным комплексам палеозоя находится в генетической связи с цикличностью осадконакопления и нефтегазообразования на всей территории Волго-Уральской области. Как известно, на этой территории четко выделяются четыре цикла седиментации, являющиеся следствием истории ее тектонического развития. «Цикличность палеозойского осадкообразования на Русской и Северо-Американской платформах, по-видимому, обусловлена цикличностью колебательных движений, которые испытывают платформы в связи со своим развитием» (Успенская, 1952).

Анализ этого процесса дан в работах В. В. Белоусова (1944, 1948, 1954), А. А. Бакирова (1948, 1951, 1954, 1960), М. Ф. Мирчинка и А. А. Бакирова (1951), А. А. Трофимука (1950, 1956), Л. Н. Розанова (1957), И. О. Брода, М. Ф. Мирчинка и др. (1960), В. Д. Наливкина и др. (1956).

Этими работами доказано, что с цикличностью колебательных движений связана цикличность палеозойского осадконакопления, которая, в свою очередь периодически порождала благоприятные условия для нефтегазообразования.

История осадконакопления в пределах платформы связана с тремя циклами тектогенеза — каледонским, герцинским и альпийским.

Начало первого седиментационного цикла в каледонский цикл тектогенеза на территории Волго-Уральской области относится к среднему девону и соответствует повсеместному для этой территории отложению терригенных осадков эйфельского, живетского ярусов и нижнефранского подъяруса как непосредственно на кристаллическом фундаменте, так и на доживетских породах. При дальнейшем погружении Волго-Уральской области со среднефранского времени восстановился устойчивый режим образования карбонатных осадков, который продолжался в фаменском и турнейском веках. Конец первого цикла седиментации следует отнести к турнейскому веку, отложения которого почти повсеместно характеризуются явлениями эрозии и выветривания.

Второй цикл седиментации — герцинский цикл тектогенеза начался с отложений терригенных осадков визейского яруса. При этом характерно, что отложения как эйфельского яруса (первый цикл), так и малиновского надгоризонта (второй цикл) приурочены к соответствующим зонам, весьма ограниченным по площади. При последующем погружении Волго-Уральской области терригенные отложения яснополянского надгоризонта (второй цикл) и нижнефранского подъяруса (первый цикл) получили широкое развитие; регионально прослеживаются фациальные осадки этого цикла. Цикл седиментации закончился накоплением карбонатных осадков нижнебашкирского подъяруса. Эрозией эти отложения затронуты меньше, чем породы турнейского яруса, однако она не исключена на значительной территории.

Третий цикл седиментации вновь начался с отложений терригенных пород верхнебашкирского подъяруса и верейского горизонта. Однако в отличие от первых двух циклов, терригенный комплекс осадков среднего карбона развит в Волго-Уральской области повсеместно, но на большей ее части — к западу от Большекинельского вала. В восточной части Волго-Уральской области и в Предуралье эти стратиграфические комплексы представлены карбонатными отложениями. Цикл седиментации закончился накоплением карбонатных отложений сакмарского и артинского ярусов, которые на большей части Волго-Уральской области подверглись процессам эрозии и выветривания.

Четвертый цикл седиментации характеризуется отложением мергелистых пород кунгурского яруса в восточной части Волго-Уральской области; в западной ее части в это время заканчивался третий цикл седиментации, где отлагались карбонатные породы, а затем, повсеместно — гидрохимические осадки. В конце верхнепермской эпохи почти на всей территории Волго-Уральской области установился континентальный режим осадкообразования.

Цикличность колебательных движений и осадкообразования привели к тому, что в разрезе палеозойских отложений два комплекса терригенных пород (девонский и нижнекаменноугольный) регионально прослеживаются по всей территории Волго-Уральской области, а среднекаменноугольный и нижнепермский терригенный и мергелистый комплексы развиты на относительно ограниченной территории. Полностью соответствует этому нефтегазоносность отложений. Следовательно, определенная закономерность в колебательных движениях, имевших место в палеозойской эре на территории Волго-Уральской области, привела к цикличности седиментации и периодическому накоплению песчано-глинистых и глинисто-карбонатных толщ, обогащенных органическими веществами. Только этим можно объяснить широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности и появление в разрезе четырех регионально продуктивных комплексов, с которыми связаны основные залежи нефти и газа палеозойских отложений и их промышленные запасы.

Таким образом, цикличность колебательных движений осадкообразования и периодичность нефтегазообразования в палеозойских отложениях Волго-Уральской области являются единым процессом в общей закономерности геологического развития Русской платформы.

Отмеченная цикличность осадкообразования в разрезе палеозойских отложений, несовпадение границ распространения промышленной нефтегазоносности отложений девона, нижнего карбона, среднего карбона и нижней перми, выделение четырех продуктивных толщ, с которыми связаны основные промышленные залежи нефти и газа и их запасы, геохимические различия нефтей и газов указанных продуктивных толщ в пределах большей части исследованных месторождений дают возможность высказать предположение о наличии в разрезе палеозойских отложений цикличности нефтегазообразования.

Из этого следует, что выделенные в разрезе четыре продуктивные толщи и их залежи генетически связаны с индивидуальными нефтематеринскими свитами в живетско-франских, ниже-средневизейских, верхнебашкирских — верейских и нижнепермских терригенных образованиях. В связи с этим очень кратко рассмотрим результаты работ ряда исследователей и их взгляды на отнесение всех четырех стратиграфических комплексов палеозоя к возможному нефтематеринским свитам Волго-Уральской области. Данный вопрос не входит в предмет наших исследований, но, поскольку выявленная цикличность нефтегазоаккумуляций в разрезе палеозой

генетически связана с возможно нефтематеринскими свитами, следует хотя бы схематично остановиться на литературном обзоре проведенных исследований битумов и нефтей в пределах всей нефтегазоносной области.

Цикличность в нефтегазообразовании отмечалась многими авторами, в частности В. В. Вебером (1947). Связь циклов нефтегазообразования с циклами битумообразования по разрезу в геосинклинальной области Кавказа была установлена автором совместно с Н. А. Еременко и Б. А. Тхостовым в Дагестанской нефтеносной области (1949).

Последующими работами Д. В. Жабрева (1960) было показано, что цикличность в залегании нефтепроизводящих свит по разрезу в этой нефтеносной области строго согласуется с колебательными движениями второго порядка: они формируются в эпохи, характеризующиеся инверсиями колебательных движений. В эту геотектоническую стадию — стадию наибольших отрицательных движений, как было показано В. В. Белоусовым (1944, 1954), были созданы благоприятные условия для формирования каустобиолитовой подформации. В 1954 г. В. Е. Хайным доказывалось, что к этой же стадии относится и образование сингенетично-нефтеносных свит нефтепроизводящих пород.

Накопление нефтегазоносных свит в связи с устойчивыми прогибаниями участков земной коры отмечалось еще Делонэ, затем И. М. Губкиным (19326), И. О. Бродом (1947, 1957). Эта особенность была сформулирована как основной закон нефтегазоаккумуляции.

Существование отмеченной закономерности на Русской платформе было показано в работе А. Б. Ронова (1958). Исследования его были поставлены в целях выявления закономерностей в распределении органического вещества в осадочных породах различного состава и возраста в пределах заведомо нефтеносных и не нефтеносных провинций. В работе отмечается периодическое чередование эпох интенсивного и слабого накопления органического материала в осадочных толщах; максимальное накопление его присуще срединным эпохам каледонского, герцинского и альпийского циклов седиментации (ордовик, нижний карбон, юра и нижний мел), тогда как осадки начала и конца этих циклов отличаются значительно более низкими его содержаниями. Эта периодичность усложнена максимумами второго порядка (верхний девон, казанский ярус пермской системы и кайнозойские отложения). Чередование максимумов и минимумов в развитии органической жизни, по мнению А. Б. Ронова, тесно связано с изменением тектонической и физико-географической обстановки.

Эпохи максимумов соответствуют времени относительного тектонического покоя, наибольших трансгрессий, господству влажного и в общем умеренного климата, тогда как эпохи минимумов отвечают регрессиям и резкому расширению аридных зон. К стратиграфическим интервалам с повышенным содержанием органического вещества приурочены все известные на Русской платформе более

или менее крупные месторождения каустобиолитов и основная масса залежей нефти, локализованных в пределах нефтематеринских свит.

Широтой исследований выделяются исследования К. Ф. Родионовой, З. Л. Маймин, Г. И. Теодорович, Л. А. Гуляевой и Ю. А. Притула. В большинстве из них разбираются также вопросы нефтепроизводящих свит с геохимических позиций. Остановимся на некоторых их выводах.

В коллективной работе ВНИГРИ (Притула и др., 1957) отмечено, что «... условия, необходимые по современным воззрениям для образования нефти, имеются в терригенных толщах среднего и верхнего девона, нижнего карбона и среднего карбона, т. е. как раз в тех горизонтах стратиграфического разреза, которые являются регионально нефтеносными на востоке Русской платформы в Приуралье. В этих толщах широко представлены морские, в том числе и прибрежного типа осадки». Толщи эти образованы чередующимися пластами и пачками глинистых пород, которые могут рассматриваться как нефтематеринские; пористые же песчаники и известняки принимаются за коллекторы, куда устремляется нефть из глинистых пород. Доказательства, по которым эти отложения можно отнести к нефтепроизводящим, основываются на данных геохимических исследований. Таким образом, авторы этого коллективного труда также приходят к выводу о цикличности нефтеобразования. Правда, эти воззрения ими высказываются в предположительной форме.

З. Л. Маймин (1958а) указывает, что «Если девонские залежи нефти связаны с органическим веществом девонских пород, чему имеются достаточные доказательства фактическим материалом, то надо признать, что особой нефтепроизводящей толщи пород, обогащенной органическим веществом и формировавшейся в интенсивно восстановительной среде, в условиях Волго-Уральской области, не существует. Нефть в девоне продуцирует общий комплекс терригенных отложений, который образовался в условиях восстановительной или слабо восстановительной среды осадка».

Из исследований отдельных авторов, касающихся девонских и каменноугольных отложений, нас может интересовать работа Л. А. Гуляевой (1953а). На основании большого геохимического материала ею делаются выводы о том, что «... обогащенные органическим веществом и характеризующиеся восстановительной обстановкой породы приурочены к определенным зонам отложений живетского яруса, пашийских и шугуровских слоев».

Представляют большой интерес работы К. Ф. Родионовой (1954, 1960, 1962а). Ее геохимические исследования показывают, что на этой территории к нефтематеринским породам в девоне могут быть отнесены карбонатные отложения бийского горизонта, глинистые породы воробьевского горизонта, породы средней и промежуточной карбонатно-аргиллитовой пачки старооскольского горизонта и верхняя аргиллитовая пачка пашийского горизонта. Также к возможно нефтематеринским ею отнесены породы доманиковского, мендымского

и данково-лебединского времени, обогащенные битуминозными веществами, образовавшимися в восстановительной среде.

Проведенные в 1960—1961 гг. геохимические исследования коллективом ВНИГНИ (под руководством К. Ф. Родионовой) по сравнительному изучению метаново-нафтеновых углеводородов из масел сырых нефтей и рассеянных битумов Среднего и Нижнего Поволжья показали, что «... в отложениях девона и карбона залегают нефти, содержащие в жидкой метаново-нафтеновой фракции углеводородов как моноциклические, так и биоциклические или конденсированные трициклические нафтены». Подмеченное сходство в строении жидких метаново-нафтеновых углеводородов из масел нефтей и сингенетичных битумов, по данным К. Ф. Родионовой, В. В. Ильинской, И. В. Надельштейн (1962б) указывает, что нефтеобразовательные процессы протекали самостоятельно в отложениях как девона, так и карбона. По исследованиям К. Ф. Родионовой, Ю. И. Корчагиной, Т. Ю. Пентиной (1963) на диаграмме Филиппи (абсцисса — % содержания углеводорода; ордината — количество углеводородов в породе) «... в поле хороших нефтематеринских пород ложатся мергели низов турне и аргиллиты бобриковского и верейского горизонтов. Разности аргиллитов бобриковского горизонта и мергелей турнейского яруса, обогащенные органическим веществом ( $\approx 15\%$ ) ложатся в поле очень хороших нефтематеринских пород». Рассматривая диаграммы Филиппи для девона и карбона по содержанию углеводородов, авторы не улавливают различий между терригенными породами девона и карбона. Поэтому предварительные результаты геохимического изучения пород карбона не позволили им исключать эти породы из числа нефтематеринских.

Таким образом, исследования К. Ф. Родионовой и других показали, что в разрезе палеозоя Волго-Уральской области имели место минимум три цикла нефтегазо- и битумообразования.

В. Ф. Раабен (1959) — для Татарии и Башкирии и Г. Х. Соколин (1961) — для Волгоградской области к «вероятно нефтематеринским» относят только девонские отложения, все же остальные залежи, по их мнению, образовались в результате сложной горизонтальной и вертикальной миграции из них.

Из работы В. Э. Левенсона, И. П. Кузнецовой и С. Н. Максимовой (1958) по Саратовскому Поволжью видно, что к отложениям, в которых могли развиваться процессы нефтеобразования, можно отнести живетский ярус, пашийский горизонт и нижневизейский подъярус.

По мнению О. А. Радченко и С. Я. Федоровой (1949), в области Кизеловского района РСФСР в процессе образования живетского яруса, верхнего девона и нижнего карбона господствовал режим нефтеобразования.

А. М. Карапетов (1960) для области Куйбышевского Заволжья и западной части Оренбургской административной области, на основе химического сопоставления нефтей, пришел к выводу, что в живетских — пашийских и верхнекизеловских — яснополянских отложе-

ниях существовали самостоятельные циклы нефтегазообразования. Большой интерес вызывает его разделение исследуемой провинции на три геохимические зоны, совпадающие с тремя нефтесборными площадями — Шкаповской, Мелекесс-Радаевской и Бузулукской. Для Шкаповской зоны характерны нефти метанового типа: для Мелекесс-Радаевской — метаново-нафтенного и для Бузулукской — метаново-нафтенно-ароматического.

Таким образом, большинство исследователей, исходя из геохимических предпосылок, также признают цикличность при нефтеобразовании в девоне и карбоне, причем циклы примерно совпадают с устанавливаемыми нами. Несколько разноречивы мнения о залежах в пермских отложениях. За присутствие в них (в нижнем отделе) нефтепроизводящих свит высказывается Н. Т. Линдтроп, основываясь на своих исследованиях в Куйбышевской и Оренбургской административных областях. В других работах В. Б. Гецен, А. М. Мельников (1959) к нефтепродуцирующим толщам относят лингуловые глины, залегающие в основании морских нижнеказанских отложений. Д. В. Наливкин (1930) выделяет в них нефтепродуцирующие свиты. О. А. Радченко для Ишимбаевского района к нефтепродуцирующим причисляет глинисто-карбонатные и карбонатные отложения нижней перми и т. п.

Таким образом, выделенная нами живецко-нижефранская терригенная продуктивная толща, по мнению многих исследователей, накапливалась в физико-химических условиях, благоприятных для образования нефтематеринских свит.

Более спорным является вопрос о наличии нефтематеринских свит в терригенных отложениях яснополянского надгоризонта. При этом исследователи, исключая данные отложения из благоприятных для нефтегазообразования, выдвигают в основном два доказательства: отсутствие морской фауны в отложениях и ее якобы континентальный характер. Нам представляется, что приведенная аргументация не может считаться убедительной. Во-первых, отложения яснополянского надгоризонта регионально распространены почти по всей территории Волго-Уральской области, при этом и условия их седиментации всюду были однотипными. Общая мощность этих отложений колеблется незначительно, но в определенной закономерности и в широком плане. В континентальных условиях осадконакопления отмеченных выше регионально выдержанных закономерностей представить себе невозможно. Сказанному не противоречат также факты наличия в этих отложениях пластов каменного угля, которые, как известно, могут образовываться не только в континентальных условиях — болотах, лагунах, но и в прибрежно-морских условиях.

Действительно, региональная выдержанность углистых образований в отложениях бобриковского горизонта наглядно подтверждает наличие прибрежно-морских условий осадконакопления в яснополянское время почти на всей территории Волго-Уральской области и полностью исключает континентальные условия их образования. Кроме того, постепенные переходы песчанистых разностей пород

в глинистые и, особенно в карбонатные фации на востоке области, свидетельствуют о морских условиях образования этой толщи на огромных пространствах Русской платформы.

Как известно, терригенные отложения яснополянского надгоризонта в значительных количествах содержат пирит. Исходя из этого, Л. А. Гуляева (1953б) высказала правильную мысль о сероводородном заражении нижнеказанского морского бассейна, при наличии которого исключается развитие фауны и флоры в придонной зоне.

Приведенные геологические и геохимические данные подтверждают вывод о том, что терригенные отложения яснополянского надгоризонта отлагались не только в прибрежно-морских условиях. В период седиментации и литификации пород имела, кроме того, восстановительная среда, благоприятная для нефтегазообразования.

Терригенная продуктивная толща среднего карбона большинством исследователей исключается из числа нефтематеринских пород, ибо во время процесса седиментации существовали нормально морские условия бассейна с окислительной обстановкой, соответствующей образованию глауконитовой геохимической фации (Соколин, 1961).

Нам представляется, что приведенные доводы не могут считаться аргументированными, а сам вывод сделан преждевременно. Во-первых, в терригенных отложениях среднего карбона, особенно в пределах Преддонецкого прогиба и Латыкско-Карамышской виадины установлены довольно мощные пласты и пропластки каменного угля, которые могли образоваться в прибрежно-морских условиях, но не в открытом морском бассейне. Во-вторых, глауконитовая фация, свойственная этим отложениям, не может являться показателем условий, неблагоприятных для нефтегазообразования. Как известно, глауконитовая фация относится к слабовосстановительным геохимическим фациям (Жабрев, 1960), так как содержит примерно 0,2% сульфидной серы. Еще в 1953 г. Л. А. Гуляевой было установлено, что и слабо восстановительные условия благоприятствуют битумообразованию, что было подтверждено исследованиями Д. В. Жабрева (1960). Этому же взгляду придерживается и В. Е. Хаин (1954).

Таким образом, осадки, образовавшиеся в слабовосстановительных условиях, нельзя исключать из нефтегенерирующих; если принять во внимание длительность процессов нефтегазообразования, то и эти фациальные условия в древних свитах могут способствовать образованию залежей нефти и газа.

Геохимические фации в отложениях перми изучены очень плохо. Тем не менее надо отметить, что некоторые исследователи (А. М. Мельников, И. А. Шильман и др.) допускают возможность нефтегазообразования в отложениях нижней перми и в морских фациях нижнеказанских отложений.

Подтверждение вывода о различных циклах битумообразования и, очевидно, различных циклах нефтеобразования изучаемой области и палеозое можно также найти и в данных об углеводородном составе масляной фракции битума (табл. 27—30 и рис. 80).



Компонентный и углеводородный состав битумов отложений  
 Галицкого яруса Нижнего Поволжья (данные Э. Д. Гимпелевич  
 и Ю. И. Корчагиной)

Таблица 27

Месторождение	Литологический состав	Глубина, м	Компонентный состав, %				Групповой углеводородный состав масел битумов, %		Неуглеводородные соединения, %
			масла	смолы безазольные	смолы спирто-бензольные	асфальтены	нафтеново-метановые	нафтеново-ароматические	
Первомайское, скв. 11	Глина серая, плотная	1131—1189	34,78	15,84	19,45	30,46	50,10	37,70	12,20
То же	Алевролит глинистый	1237—1245	45,70	17,10	17,33	20,0	60,46	24,88	14,40
»	Доломит известково-известковый	1245—1257	31,61	15,04	19,74	33,65	64,10	20,98	14,83
Короповское, скв. 113	Глина	1252—1263	42,97	0,30	17,06	39,77	59,54	37,73	2,40
То же	»	1245—1247	42,26	4,96	19,14	32,64	65,10	30,45	4,30
Кленовское, скв. 9	»	1165—1171	54,50	9,50	19,50	17,40	18,40	32,10	44,80

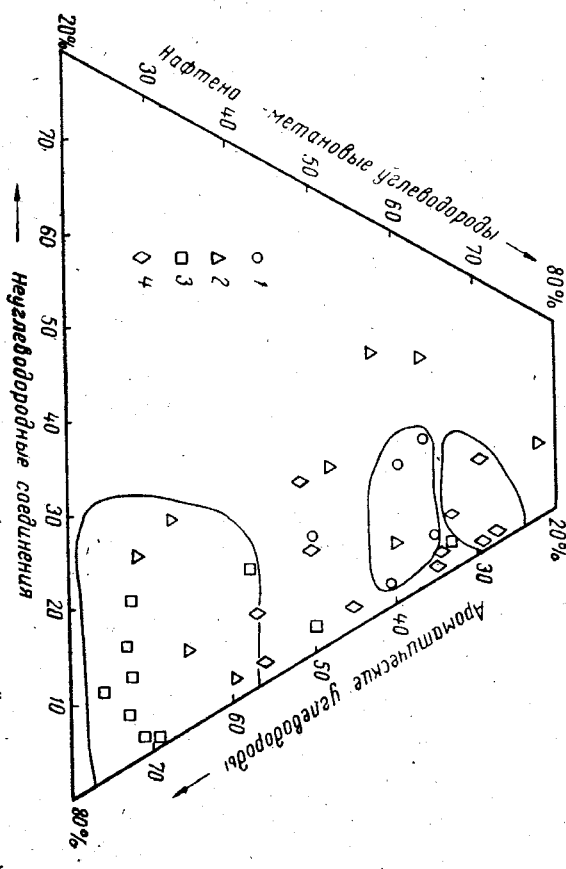


Рис. 80. Групповой углеводородный состав масел битумов падезовских отложений Нижнего Поволжья. По данным Э. Д. Гимпелевич и Ю. И. Корчагиной.  
 1 — башкирский ярус; 2 — тульский горизонт; 3 — бобринский горизонт; 4 — девон.

382

Таблица 28

Компонентный и углеводородный состав битумов отложений тульского горизонта Нижнего Поволжья (данные Э. Д. Гимпелевич и Ю. И. Корчагиной)

Месторождение	Литологический состав	Глубина, м	Компонентный состав, %				Групповой углеводородный состав масел битумов, %		Неуглеводородные соединения, %
			масла	смолы безазольные	смолы спирто-бензольные	асфальтены	нафтеново-метановые	нафтеново-ароматические	
Фурмановское, скв. 15	Глина алевритовая	1352—1356	46,96	36,19	9,86	7,30	60,23	32,04	7,72
То же	Глина сланцевая . . . . .	1352—1359	35,34	22,50	28,68	14,27	58,70	15,02	26,77
Фурмановское, скв. 16	Известняк . . . . .	1378—1386	28,19	42,19	15,52	24,24	73,19	13,53	8,27
Урицкое, скв. 37	Аргиллит . . . . .	1444—1448	32,3	28,1	28,28	12,7	35,76	23,28	7,89
Рыбушанское, скв. 13	Глина слабо известковистая . . . . .	1759—1775	17,98	21,80	28,21	23,03	41,41	47,62	2,42
То же	Известняк . . . . .	1810—1813	20,86	18,60	17,30	40,60	53,26	29,34	17,43
Широко-Карамышское, скв. 4	Алевролит . . . . .	1496—1500	27,60	40,30	1,90	20,20	—	—	—
Голицинская пл., скв. 1	Глина неизвестковистая	1170—1174	36,27	28,15	24,15	12,11	32,97	44,89	22,10
Лемешкинское, скв. 8	Доломит . . . . .	1591—1594	30,27	13,33	18,01	36,40	64,30	11,43	24,30
Кленовское, скв. 9	» . . . . .	1345—1350	17,01	17,9	12,9	47,2	28,30	50,30	21,50

383

Компонентный и углеводородный состав битумов отложений бобривовского горизонта Нижнего Поволжья  
(данные Э. Д. Гимпелевич и Ю. М. Корчагиной)

Месторождение	Литологический состав	Глубина, м	Компонентный состав, %				Групповой углеводородный состав масел битумов, %		Неуглеводородные соединения, %
			масла	смолы бензоольные	смолы спиртобензоольные	асфальтены	нафтеново-метановые	нафтеново-ароматические	
Первомайское, скв. 11	Глина алевролитовая, известковистая . . . . .	1605—1609	35,24	10,38	30,96	23,42	27,77	48,53 19,72	9,66
	Известняк . . . . .	1643—1655	32,30	41,21	7,10	21,52	48,90	19,23	3,93
Фурмановское, скв. 15	Глина темно-серая плотная, почти черная . .	1363—1367	50,42	30,16	7,05	12,38	28,50	68,70	2,33
Лемешкинское, скв. 8	Глина . . . . .	1621—1626	30,0	37,70	—	30,10	42,90	44,0	13,16
Кленовское, скв. 9	» . . . . .	1463—1473	33,6	19,10	15,60	38,70	0,09	87,52	12,60
То же	Доломит . . . . .	1473—1482	37,40	27,40	15,80	21,20	26,49	69,13	4,38
Кленовское, скв. 17	Алевролит . . . . .	1515—1520	33,98	21,87	13,21	26,51	30,28	69,73	—
Зимовское, скв. 13	Глина темно-серая, песчано-алевритовая . .	1074—1080	30,70	22,50	20,20	23,60	63,0	25,0	14,0
Зимовское, скв. 15	Глина . . . . .	1077—1090	43,60	25,10	16,70	14,60	23,70	49,42	15,12
Коробковское, скв. 142, 136	» . . . . .	1804—1811	44,10	17,40	21,60	15,70	27,60	53,70	14,13

Таблица 30

Компонентный и углеводородный состав битумов девонских отложений Волго-Уральской области  
(данные Э. Д. Гимпелевич)

Месторождение	Возраст	Литологический состав	Глубина, м	Компонентный состав битумов, %				Групповой углеводородный состав масел, битумов, %		Неуглеводородные соединения, %
				масла	смолы бензоольные	смолы спиртобензоольные	асфальтены	нафтеново-метановые	нафтеново-ароматические	
Первомайское	Живетский ярус	Глина алевролитовая, известковистая . . . . .	1900—1909	42,97	36,29	12,28	7,41	71,13	19,0	10,0
»	То же	Глина с растительными остатками . . . . .	1935—1944	57,44	14,80	11,05	16,25	44,87	53,09	2,1
»	»	Глина (аргиллит) известковистая . . . . .	1944—1999	32,94	29,40	24,01	13,67	49,38	38,06	12,60
»	»	Песчаник глинистый . . . . .	1999—2003	49,26	20,83	15,97	14,26	43,86	48,90	7,33
Первомайское, скв. 8	»	Песчаник крепкий, известковистый . . . . .	1916—1920	25,16	48,20	12,02	20,35	65,04	32,72	2,26
Нижне-Добрынское	Семилукский гор.	Известняк . . . . .	2699—2635	36,23	16,40	28,32	19,48	71,08	29,50	0,88
Зимовское	Задонско-елецкий гор.	Глина . . . . .	1443—1489	48,98	28,93	10,65	9,40	—	—	—
Мухановское	Доманиковский гор.	Мергель . . . . .	2703—2706	36,46	10,60	12,04	37,75	54,8	43	2,3
Мухановское, скв. 411	То же	» . . . . .	2731,4— 2734,9	49,87	8,41	16,45	29,92	48,69	31,07	19,78
Мухановское, скв. 401	Кыновский гор.	Глина . . . . .	2757—2761	65,0	20,65	13,39	3,39	67,83	24,82	4,19
Лемешкинское, скв. 8	Данково-лебединский гор.	Доломит . . . . .	1904—1920	42,24	18,39	4,10	36,0	72,50	26,84	1,24

На треугольной диаграмме в координатах: нафтеново-метановые углеводороды — ароматические углеводороды — неуглеводородные компоненты нанесены данные для битумов отложений нижнего и среднего карбона и девона.

Можно видеть, что в составе масляной фракции битумов девона содержится наименьшее количество неуглеводородных компонентов. Для тульского горизонта, так же как и для башкирского яруса, отмечаются наиболее широкие колебания по этому показателю. Для бобриковского горизонта содержание неуглеводородных ком-

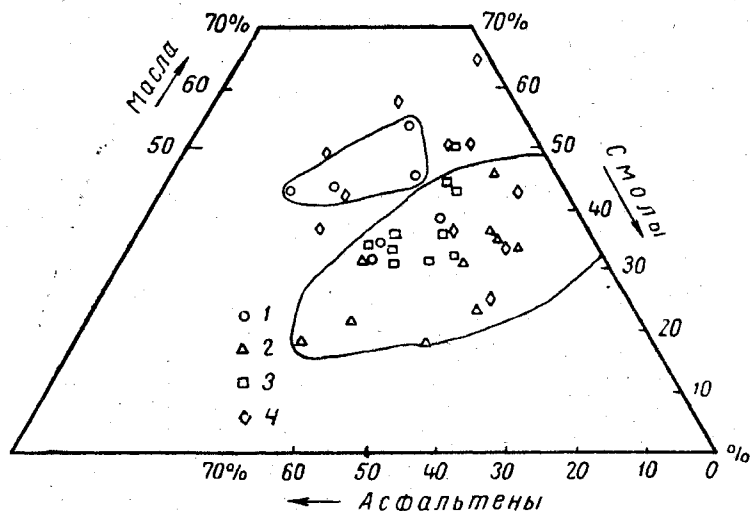


Рис. 81. Компонентный состав битумов из отложений Нижнего Поволжья. По данным Э. Д. Гимзелевич и Ю. И. Корчагиной. 1 — башкирский ярус; 2 — тульский горизонт; 3 — бобриковский горизонт; 4 — девон.

понентов в общем невелико и пределы колебаний значительно уже. Более существенные различия можно констатировать для соотношения ароматических и нафтеново-метановых углеводородов. В битумах нижнего карбона отмечается повышенное содержание ароматических соединений; в среднем карбоне битумы содержат больше нафтеново-метановых углеводородов; данные для девона разбросаны и содержание ароматических углеводородов в них изменяется в широких пределах, близких к 30—60%.

Рассматривая данные о групповом углеводородном составе масляной части битумов как показателе степени превращенности, можно видеть, что более превращенными являются битумы нижнего карбона; менее циклические углеводороды характерны для битумов среднего карбона. Если сопоставить эти данные с данными о компонентном составе битумов (рис. 81, 82; табл. 31—33), то можно видеть, что в битумах с большим содержанием ароматических углеводородов

наблюдаются повышенные содержания смолистых компонентов и гетероэлементов. Очевидно, что битумы, заключенные в толще глинистых, менее проницаемых для подземных вод пластов на всем

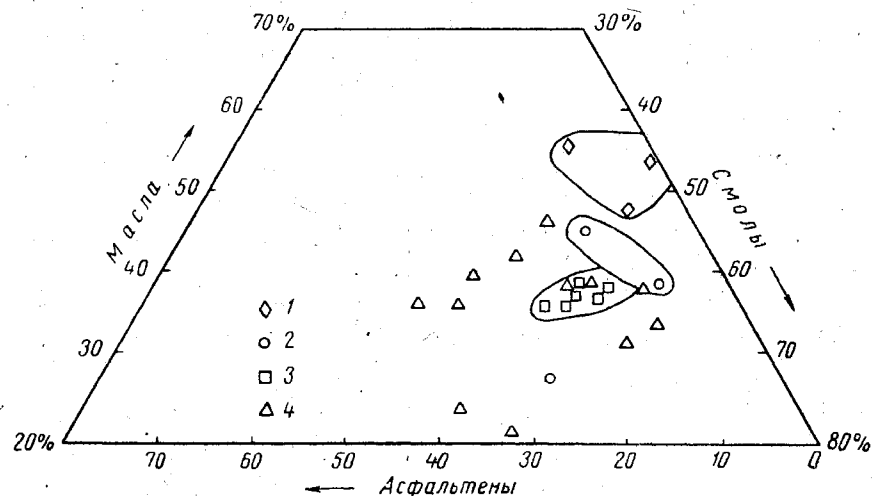


Рис. 82. Компонентный состав битумов палеозойских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной области. По данным Ю. Н. Петровой и К. Ф. Родионовой. 1 — пермь; 2 — средний карбон; 3 — нижний карбон; 4 — девон.

Таблица 31

Компонентный состав битумов пород верхнего палеозоя Второго Баку (данные Ю. Н. Петровой)

Возраст	Литологический состав	Состав битума, %			Число образцов
		масла	смолы	асфальтены	
Пермь	Известняк . . . . .	47,5	46,3	6,2	2
	Доломит . . . . .	56,6	34,0	9,3	1
	Ангидрит . . . . .	54,2	44,9	0,9	1
Ср. карбон	Глина карбонатная . . . . .	39,2	53,0	7,8	6
	Известняк . . . . .	45,5	42,3	12,2	2
То же	Доломит . . . . .	27,2	48,4	24,4	1
	Глина алевроитовая . . . . .	38,0	48,2	13,8	6
Н. карбон	Глина и аргиллит . . . . .	37,0	45,3	17,7	22
	Глина углистая . . . . .	38,7	44,3	17,0	7
»	Глина карбонатная . . . . .	36,0	44,8	19,2	5
	Глинистый известняк . . . . .	37,4	48,4	14,2	3
»	Известняк . . . . .	36,5	42,4	21,1	3

протяжении своей истории могли не подвергаться окислению и, следовательно, элементарный, компонентный и групповой состав их сложился за счет внутренних ресурсов и энергетических возможностей захоронившегося органического вещества. Таким образом,

Таблица 32

## Компонентный состав битумов (данные Ю. Н. Петровой, 1955)

Возраст	Литологический состав	Состав битума, %			Число образцов
		масла	смолы	асфальтены	
Девон (мендымский, доманиковский, шугуровский горизонты)	Известняк битуминозный . . .	42,9	35,95	21,15	5
То же	Сланец известковисто-глинистый . . . . .	36,6	28,92	34,48	5
»	Мергель . . . . .	47,1	38,30	14,60	3
Девон (пашийский горизонт и живетский ярус)	Алевролит глинистый . . . . .	20,1	48,82	31,08	6
То же	Глина . . . . .	36,7	38,30	30,00	1
»	Известняк . . . . .	23,6	39,66	36,74	1

Примечание. Данные Ю. Н. Петровой по содержанию асфальтово-смолистых веществ пересчитаны нами на асфальтены и смолы.

Таблица 33

## Средняя битуминозность нижнефранских пород Второго Баку (данные К. Ф. Родионовой)

Возраст	Литологический состав	Групповой состав битума А		
		масла	смолы	асфальтены
Пашийский горизонт	Алевролиты . . . . .	31,0	54,10	15,0
	Аргиллиты . . . . .	38,41	47,50	15,00
	Мергели . . . . .	37,70	52,41	10,00
Саргаевский гор. Доманиковский гор.	Мергели . . . . .	36,70	43,81	16,91
	Мергели . . . . .	39,44	33,38	27,26
	Осадочные породы . . . . .	32,94	56,15	10,08

мы приходим к выводу, что причиной различия в свойствах и составе битумов отдельных стратиграфических горизонтов являются не различия в окислительных условиях диагенеза осадков, а изначально присущие им различия в характере захоронившегося органического вещества и условий его последующего преобразования в восстановительной среде.

Очевидно, что наиболее существенную роль здесь сыграли различия в характере исходного органического вещества и условия осадконакопления, особенно разные условия отложений в бассейнах с нормальным газовым режимом и с сероводородным заражением. Конечно, литологический состав вмещающих пород оказал влияние на состав и свойства битума, но в сущности он целиком определяется условиями осадконакопления. Что же касается условий температуры и давления, то, по отдельным стратиграфическим горизонтам изучаемой территории различия между этими параметрами можно считать

незначительными, вследствие чего они не оказали существенного влияния на различия битумов. Таким образом, последовательно используя метод исключения, мы установили, что причину различия в составе и свойствах битумов следует искать в трех основных факторах: характере исходного органического вещества, фациальных условиях осадконакопления и вытекающих отсюда различий в литологическом составе вмещающих пород; существенным фактором также является время, в течение которого органическое вещество преобразуется в нефть и газ.

В нижнекаменноугольную эпоху бассейн осадконакопления на значительных пространствах был заражен сероводородом; развитие бентоса и планктона было подавлено и в балансе захороняющегося вещества преимущественное значение имели остатки наземных растительных форм, отличающихся, как известно, циклическим строением главной части своих молекул (лигнин, целлюлоза, терпаны, смолы и др.). Попадая в бассейн с сероводородным заражением, такое вещество в различной степени ассимилировало сероводород, переходя в сложные сернистые соединения. В процессе дальнейшего превращения и после консолидации осадка в поруду такое вещество генерировало относительно тяжелый битум, содержащий повышенные количества смолистых веществ, серы и ароматических соединений. Как видно из рис. 83 (табл. 34), степень цикличности даже в нефтеново-метановой фракции углеводородов битумов нижнекаменноугольного возраста значительно выше, чем для битумов другого возраста.

В среднем карбоне обстановка седиментационного бассейна изменилась. Уже не такие большие площади входили в зону сероводородного заражения, в силу чего большее развитие получали видовой и количественный состав обитателей моря.

Данные Н. А. Еременко (1961, 1962) об изотопном составе серы показывают, что серы нефтей бобриковского горизонта нижнего карбона и кунгурского яруса нижней перми имеют довольно постоянный состав, выдержанный на обширных площадях. Например, значения величины  $A$  по бобриковскому горизонту месторождения Мухановского равно +6,7%; Зольного Оврага +5,5%; Карлово-Сытовского месторождения +5,5%, в то время как для кунгурского яруса Восточно-Черновского месторождения оно равно -1,6%, Ново-Ключевского -1,6%, Яблоневского -1,8%. Очевидно, что такие закономерности не имели бы места, если бы в изученных

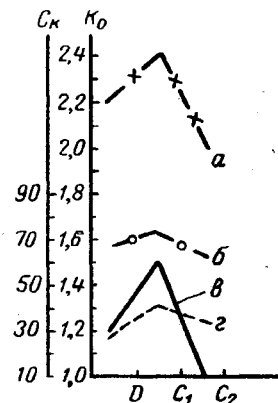


Рис. 83. Цикличность нефтеново-метановых углеводородов нефтей и битумов Волго-Уральской нефтегазоносной области. По данным Э. Д. Гимпелевич и Ю. И. Корчагиной.

$K_0$  — число колец в усредненной молекуле фракции метаново-нафтеновых углеводородов;  $C_k$  — процент углерода, занятого в кольцах; а —  $K_0$  из битума; б —  $C_k$  из битума; в —  $K_0$  из нефтей; г —  $C_k$  из нефтей.

Углеводородный состав масляной фракции битумов и нефтей Волго-Уральской области (средние данные)

Район	Возраст	Объект исследования	Групиный углеводородный состав, %		всего в % в колонках	Структурно-групповой состав нафтено-метановой фракции				Число образцов	Автор	Примечание
			нафтеновая фракция	ароматическая фракция		нафтено-метановая фракция	в колоне	число атомов С в колоне	число атомов S в боковых цепях			
Среднее Поволжье	Девон Н. карбон	Битумы	70,0	22,44	66	2,2	11	7	4	4	Э. Д. Гимпелевич и Ю. И. Корчагина	Расчет на масляную фракцию
			50,0	36,1	71	2,4	12	6	8	8		
То же	Ср. карбон	»	55,4	28,6	62	2,0	11	8-11	5			
Второе Баку	Девон Н. карбон	»	62,9	37,3	—	—	—	—	2	Ю. Н. Петрова	Сумма нафтено-метановых и твердых углеводородов	
			41,0	59,0	—	—	—	—	1			
Нижнее Поволжье	Девон Н. карбон Ср. карбон	Нефти и битумы То же	76,40	19,30	28	1,2	7	18-14	1	Э. Д. Гимпелевич, Ю. И. Корчагина	Расчет на масляную фракцию	
			67,2	24,13	40,5	1,5	9	11-19	8			
			61,0	33,24	30,5	0,91	6	10-17	2			
То же	Девон Н. карбон	»	62,85	8,49	25	1,3	7	19-24	2	Г. И. Сафонова	Расчет на отбензиненную фракцию	
			66,8	9,6	30	1,5	8	14-18	4			
»	Ср. карбон	»	67,8	17,6	29	1,7	9	26-22	1			
»	Н. карбон	»	54,3	31,4	—	—	—	—	4			
Большенгелский вал	Девон Н. карбон	»	41,0	16,1	22	1,3	7	19-30		Г. И. Сафонова	Расчет на отбензиненную фракцию	
			34,05	28,8	25	1,0	6	22-26				
То же	В. пермь Н. пермь	»	25,34	24,39	17	0,6	4	16-25	4			
			17,5	28,70	5	0,3	5	28				
»	То же	»	39,47	30,43	—	—	—	—	4			

залежах осернение нефтей происходило за счет окислительных процессов.

Вопрос о механизме превращений органических соединений еще во многом остается неясным. Некоторые данные по этому вопросу изложены в работах П. Ф. Андреева (1957а, б) и А. А. Карцева (1960а, б). Исходя из химических свойств серы, можно утверждать, что сера в сульфат-ионе очень мало подвижна и не может явиться действенным агентом осернения органических соединений. Получающийся в процессе восстановления сульфатов сероводород в водном растворе находится в трех формах, в виде сульфид-иона  $S^{2-}$ , гидросульфид-иона  $HS^-$  и недиссоциированного сероводорода  $H_2S$ , в зависимости от pH среды. Наиболее реакционно способным из этих трех форм является сероводород. Известно, что он сравнительно легко присоединяется к непредельным соединениям, а также гидрирует их с выделением элементарной серы. При действии слабых окислителей сероводород легко отдает водород с образованием элементарной серы.

Возникшая тем или иным путем элементарная сера в соответствующих условиях способна дегидрировать органическое соединение, например, нафтены с образованием ароматических соединений. Захоронявшееся вещество уже в меньшей степени подвергалось воздействию сероводорода и меньше осернялось. В процессе дальнейшего развития в составе образовавшегося из него битума заметную роль стали играть углеводородные компоненты, доля смолистых веществ снизилась. В составе углеводородов битумов больше места занимают нафтено-метановые фракции.

В девоне условия осадконакопления были еще более разнообразны; наряду с участками сероводородного заражения большие пространства занимали территории с нормальным газовым режимом; отлагались карбонатные осадки, снос наземных растительных остатков в бассейн седиментации занимал подчиненное место, так как растительный мир суши в девонском периоде не достигал высокого развития. В результате захороненное органическое вещество более длительного времени испытывало пребывание в толще осадочных пород и при условиях более глубокого погружения. Все эти разнообразные сочетания основных, видоизменяющих характер битума условий, привел к появлению в составе девонских пород разнообразных видов битума по разным показателям часто аналогичного битумам нижне- и среднекаменноугольной эпох, а в некоторых случаях заметно отличающегося от них степенью превращения.

Следовательно, в пределах изучаемой территории четко выделяются три цикла битумообразования: в девоне, нижнем карбоне и среднем карбоне. Непосредственной причиной, приведшей к возникновению этих циклов, явились изменения в условиях накопления осадка в седиментационных бассейнах и различия в характере захоронявшегося органического вещества.

При четко обособленных циклах битумообразования в стратиграфическом разрезе изучаемого региона заставляет предполагать и

наличие трех циклов нефтеобразования. Как мы указывали выше, процессы образования битумов и нефти взаимосвязаны и взаимобусловлены, а битумы и соответствующие им нефти представляют собой сингенетичные образования.

Рассматривая общие свойства нефтей по стратиграфическому разрезу, можно без труда установить существенные различия между нефтями девона, нижнего и среднего карбона.

Нефти девона, как правило, содержат малое количество серы, малое или умеренное количество смолистых компонентов, имеют низкий удельный вес, высокий выход легких фракций; содержание ароматических углеводородов в их легких фракциях невысокое.

Резко отличаются от девонских нефтей нефти нижнего карбона. Им свойствен высокий удельный вес, высокое содержание смол и смолистых веществ, парафинистость; выход легких фракций у них невелик; в составе углеводородов наблюдается повышенное содержание ароматических разностей.

Нефти среднего карбона несколько менее сернистые, чем нефти нижнего карбона, имеют несколько повышенный удельный вес, меньший выход легких фракций, умеренную парафинистость; содержание ароматических углеводородов в них не превышает величин, характерных для нефтей нижнего карбона.

Даже беглое рассмотрение основных показателей нефтей разных стратиграфических горизонтов позволяет выявить между ними характерные различия, что можно уверенно связывать со свойствами сингенетичных с ними битумов. Более четко эти различия выступают при исследовании деталей строения масляной фракции нефтей, в частности, цикличности нафтеново-метановых фракций. На рис. 85 и в табл. 34 приведены соответствующие данные Г. И. Сафоновой, Э. Д. Гимпелевич и Ю. И. Корчагиной. Можно видеть, что по этому показателю нефти нижнего карбона резко выделяются среди нефтей среднего карбона и девона. Интересно отметить, что соответствующие фракции битумов нижнего карбона также выделяются повышенной цикличностью, хотя в абсолютных величинах этот показатель для нефтей значительно выше, чем для битумов. Это соответствует нашим теоретическим представлениям о сущности процесса нефтеобразования, изложенным выше.

Если обратиться к рассмотрению материалов исследования, полученных ВНИГРИ — А. К. Котиной и Е. М. Чихачевой (1955, 1958) для дистиллятов нефтей девона, карбона и перми Волго-Уральской области, представленных нами в виде треугольной диаграммы (рис. 84), то отмеченные различия нефтей выступают менее рельефно, чем таковые, приведенные по материалам ВНИГНИ. А. К. Котина и Е. М. Чихачева методом кольцевого анализа исследовали структурно-групповой состав масел палеозойских нефтей по фракциям, после предварительного удаления твердых парафинов и ароматических углеводородов. На рис. 85, 86 и 87 хорошо видна повышенная цикличность углеводородов во фракциях 400—450°, 450—500° и 500—550° С для нефтей карбона. Для этих же фракций нефтей де-

вона цикличность выражается формулой  $C_nH_{2n-4}$ ; число колец в молекуле не превышает 2,8. В первых же фракциях нефтей карбона цикличность соответствует формуле  $C_nH_{2n-6}$ , а число колец в молекуле достигает 3,6.

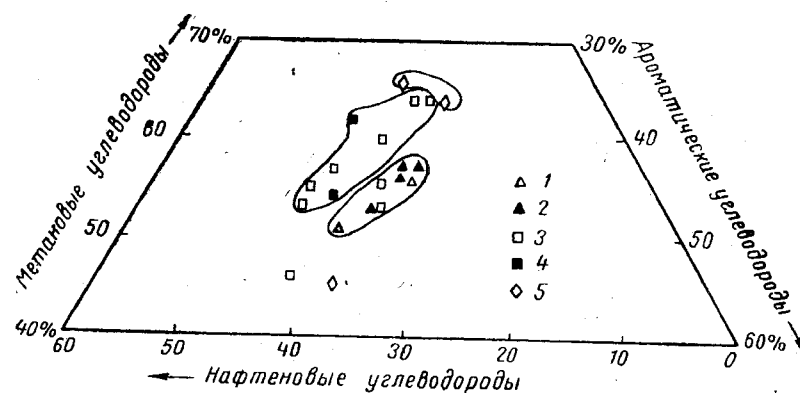


Рис. 84. Групповой углеводородный состав палеозойских нефтей. По данным А. К. Котиной и Е. М. Чихачевой (расчет на углеводородную часть дистиллята нефти).

1 — верхняя пермь; 2 — нижняя пермь; 3 — средний карбон; 4 — нижний карбон; 5 — девон.

Данные А. К. Котиной и Е. М. Чихачевой были обработаны нами и представлены на рис. 88. Отчетливо наблюдается не только резкое увеличение цикличности с повышением температуры кипения фрак-

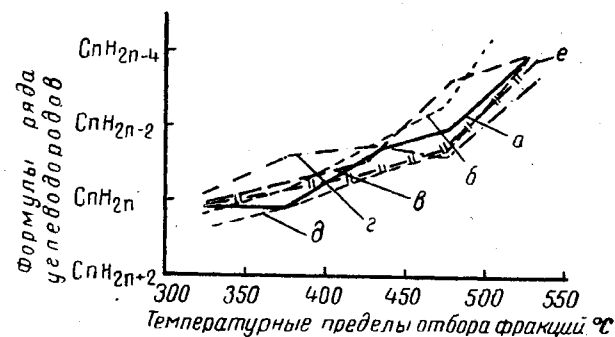


Рис. 85. Цикличность деароматизированных, депарафинированных масляных фракций нефтей девонских отложений Второго Баку. По данным А. К. Котиной и Е. М. Чихачевой.

a — по месторождениям: a — Зольному Оврагу (скв. 90); б — Покровскому (скв. 47); e — Соколовогорскому (скв. 51); г — Жигулевскому (с. Борн); д — Мухановскому (скв. 38); e — Степновскому (скв. 16).

ции, но и характерные различия нефтей карбона от нефтей девона и перми.

Сопоставление составов нефтей по стратиграфическому разрезу палеозоя можно было бы продолжить и дальше. Однако приведенных

данных вполне достаточно, чтобы сделать вывод, что нефти карбона в общем выделяются среди нефтей других периодов и в свою очередь отчетливо подразделяются по свойствам, что хорошо выдерживается на больших площадях, на нефти нижнего и среднего карбона.

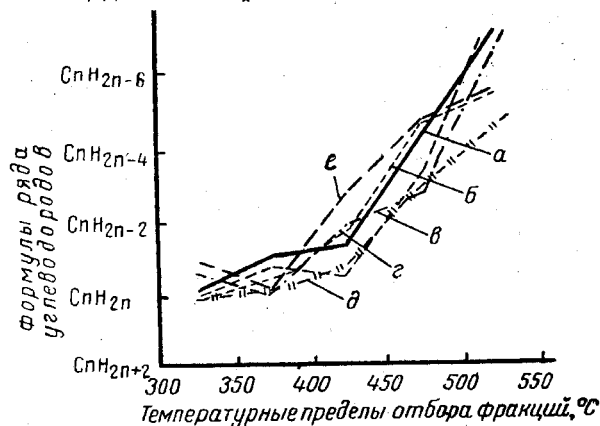


Рис. 86. Цикличность деароматизированных депарафинированных масляных фракций нефтей девонских отложений Второго Баку. По данным А. К. Котиной и Е. М. Чихачевой.

а—е — по месторождениям: а — Карлово-Сытовскому (скв. 25); б — Мухановскому (скв. 2); в — Яблоневый Овраг; г — Байтуганскому (скв. 3); д — то же (скв. 52); е — Красноярскому (скв. 41).

Таким образом, различия между битумами пород распространяются и на нефти. Очевидно, что это явление не имело бы места, если бы битумы и нефти не были бы сингенетичными образованиями и если бы в изучаемых подразделениях разреза не существовало бы обособленных циклов битумо- и нефтеобразования.

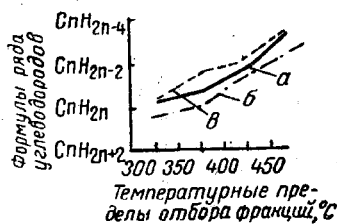


Рис. 87. Цикличность деароматизированных депарафинированных масляных фракций нефтей пермских отложений. По данным А. К. Котиной и Е. М. Чихачевой.

а — уфимская свита (Заглядино); б — сакмарский ярус (Комсомольск); в — кунгурский ярус (Муханово).

перми указывают на возможность сообщения пермских отложений с нижележащими горизонтами, что привело к некоторому смешиванию нефтей. Нефти пермских отложений иногда несут

на себе следы более глубокого превращения, чем следовало бы ожидать, основываясь на обычных геохимических представлениях.

Этот вывод дополнительно подтверждается коэффициентом метаморфизма (Добрянский, 1948). Если принять в расчет наши усредненные данные по геологическим системам, то величина этого коэффициента возрастает от мела к девону: мел 20, пермь 66, карбон 71, девон 114, что свидетельствует о прогрессирующей метанизации.

Возникшая тем или иным путем элементарная сера в соответствующих условиях способна дегидрировать органическое соединение,

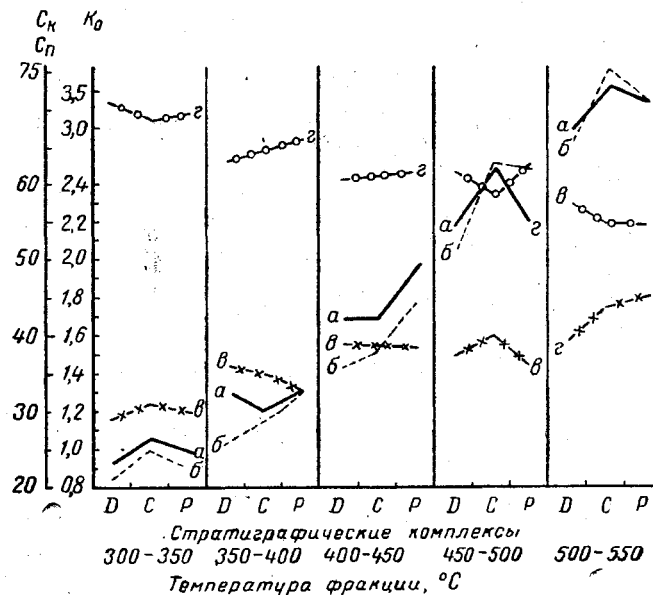


Рис. 88. Цикличность масляных фракций нефтей после удаления из них ароматических углеводородов и твердого парафина. По данным А. К. Котиной и Е. М. Чихачевой.

а —  $K_0$  — число колец на одну молекулу (данные, полученные методом Н—Д—М); б —  $K_0$  — число колец на одну молекулу (данные, полученные методом кольцевого анализа по Мусаеву и Гальперину); в —  $C_k$  — доля углерода в циклических структурах; г —  $C_n$  — доля углерода в парафиновых цепях.

например, нафтены с образованием ароматических соединений, а также конденсировать уже имеющиеся ароматические циклы в сложные полициклические соединения. Находясь в составе исходного органического вещества, куда она могла попасть еще в седиментационном бассейне, сера ускоряет процессы перераспределения водорода, с образованием метановых углеводородов в конденсированных полиароматических системах.

Вероятность именно такого механизма воздействия серы подтверждается метаново-ароматическим характером сернистых нефтей изучаемого региона. Метановые цепи сосредоточены здесь в легких фракциях и в виде высокоплавких парафинов, а ароматические циклы преобладают в масляных фракциях и смолистых веществах.

### ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Для изучения закономерностей формирования залежей нефти и газа важно выяснить возможные масштабы и направления региональной их миграции в осадочном комплексе пород.

В ряде работ И. М. Губкин (1932а, б, 1937, 1940, 1950) показал, что образование нефти и формирование ее залежей являются единым, но весьма сложным стадийным процессом, тесно связанным с развитием литогенеза и тектогенеза.

Рассматривая условия образования нефтяных месторождений Северного Кавказа, И. М. Губкин писал: «Процесс превращения органического материала в нефть под действием различных факторов (бактериального разложения, температуры, давления и т. п.) начался со времени погребения этого материала на морском дне и продолжался по мере погружения его в более глубокие зоны с более высокой температурой и давлением... Происходил процесс образования диффузно-рассеянной нефти в глинистых пластах сапропелового типа. По мере увеличения давления, уплотнения осадков и прочего их диагенетического изменения диффузно-рассеянная нефть и сопровождавшие ее газы начали перемещаться в песчаные пласты. Весь этот процесс происходил до возникновения антиклинальных складок. Образование нефтяных залежей происходило вслед за образованием складок, когда из соседних депрессий нефть и газ, находящиеся над водой в песчаных пластах, устремились к точкам наивысшего поднятия» (1937).

Эти общие положения, установленные И. М. Губкиным, получили подтверждение широкими исследованиями В. В. Вебера (1956) и др., которые показали, что образование углеводородов в четвертичных отложениях в процессах седиментогенеза и диагенеза усиливается с глубиной.

Таким образом, залежи нефти и газа образуются в результате миграции флюидов, которую И. М. Губкин связывал с тектоническими движениями, контролирующими как масштабы, так и направленность этого процесса. «Тектоника создает пути и направления для мигрирующей нефти», — говорил И. М. Губкин о ведущей роли

тектонического фактора в процессах миграции нефти и формирования ее залежей. Поэтому в своих работах он придавал большое значение латеральной миграции и допускал возможность вертикальной миграции.

Как известно, по масштабам движения миграционные процессы подразделяются на два вида (Брод, 1945):

1) локальная (местная) миграция, вызывающая образование одного месторождения и не выходящая за пределы структурного элемента, контролирующего формирование данного месторождения;

2) региональная миграция, обуславливающая формирование целой серии месторождений, закономерно связанных с крупной тектонической зоной.

Региональная миграция, охватывающая крупные впадины, может обусловить формирование многих скоплений нефти и газа, возникновение которых связано как со структурными особенностями, так и с условиями осадконакопления в различных частях нефтегазоносной области.

В данной работе мы лишены возможности рассмотреть все вопросы, относящиеся к миграции и условиям формирования нефтяных и газовых месторождений. В этом и нет особой необходимости, ибо за последние годы опубликован ряд капитальных монографий и сборников, специально посвященных разработке теоретических основ миграции нефти и газа (Вап-Тайл и др., 1948; Закс, 1952, 1955; Капелюшников, 1952, 1954; Порфирьев и Линецкий, 1952; Савченко, 1952, 1954, 1958; Кремс, 1954; Соколов, 1956; Альтовский, 1958; Леворсен, 1958; Козлов, 1959; Порфирьев, 1959; Брод, 1959, 1960; Двали, 1959, 1960; Вебер, 1959; Андреев, 1959; Вер-Вибе, 1959; Снарский, 1955, 1959, 1961; Линецкий, 1960; Гербер и Двали, 1961; Еременко, 1961 и др.).

Целью настоящей работы является освещение только отдельных вопросов проблемы формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях на примерах южных районов Волго-Уральской нефтегазоносной области. В связи с этим следует рассмотреть, хотя бы коротко, масштабы и пути миграции нефти и газа из областей нефтегазообразования в региональные зоны нефтегазонакопления, основные принципы их дифференциации в ловушках и время формирования залежей нефти и газа.

В результате внерезервуарной миграции нефти и газы попадают в природные резервуары, где продолжают перемещаться в виде струйной миграции (Савченко, 1958). При внутррезервуарной миграции роль различных факторов, определяющих образование скоплений нефти и газа, зависит в основном от проницаемости коллекторов и от скорости движения пластовых вод.

Для хорошо проницаемых коллекторов, насыщенных водой, дифференциация флюидов обуславливается гравитационным фактором. При этом газ и нефть поднимаются к кровле природного резервуара, сложенной слабо проницаемыми породами. При наличии



хотя бы слабого уклона слоев нефть и газ двигаются в верхней части коллектора по региональному подъему слоев до встречи с ловушкой. Миграцию по региональному или местному подъему слоев И. М. Губкин (1937) представлял себе как движение двухфазного флюида (нефть и газ), не исключая движения только нефти и растворенного в ней газа. В частности, он указывал, что нефтесборной площадью при формировании северокавказских месторождений служили соседние депрессии — Притеречная, Алхан-Чуртская, Сунженская и др. «... отсюда нефть и газы, находившиеся над водой в песчаных пластах, устремились к точкам наивысшего поднятия».

В другой своей работе И. М. Губкин (1932) писал: «Закон передвижения нефти, в сущности, чрезвычайно прост: нефть выбирает линии наименьшего сопротивления и пробирается в каждом отдельном случае в том направлении, в каком ей это легче сделать».

Поэтому миграция нефти и газа возможна по коллекторам вместе с пластовой водой в направлении падения приведенных давлений и по региональному или местному подъему пластов за счет сил всплывания до встречи с ловушкой структурного, стратиграфического или литологического типа.

В резервуаре жидкость находится, как правило, под гидростатическим давлением. Наименьшее гидростатическое давление наблюдается в самых высоко поднятых частях резервуара, наибольшее — в самых опущенных. Выделение растворенного газа из жидкости (нефти или воды) будет происходить в том случае, если пластовое давление равно давлению насыщения. Этот предел может быть достигнут при движении по региональному подъему пластов или при образовании скоплений нефти и газа в структурных ловушках. Чем больше амплитуда структурного поднятия, тем резче будет перепад пластового давления.

В зонах максимального перепада пластового давления, очевидно, происходит сравнительно быстрая дифференциация флюидов под действием гравитационного фактора.

Следовательно, в локальные поднятия нефть и газ могут поступать в однофазном (нефть и растворенный в ней газ) и в двухфазном (нефть и газ) состоянии, в зависимости от соотношения пластового давления и давления насыщения. Если давление насыщения уравнивается с пластовым давлением в пределах локального поднятия, то дифференциация флюидов будет происходить только в ловушке. При этом, чем резче перепад пластового давления, тем быстрее происходит дифференциация флюидов. При этом следует отметить, что силы, продвигающие нефть (газ) на крутых и пологих крыльях, будут разные (Брод, Еременко, 1957): наибольшее в первом случае и наименьшее во втором (силы продвижения равны силе всплывания, умноженной на синус угла падения пород).

Особенно резкая дифференциация нефти и газа происходит при попадании миграционного потока в зону разломов или вертикальных трещин, которые могут быть в конечном счете связаны с атмосферой или с резервуаром, в котором гидростатическое давление значительно

ниже. В этом случае происходит бурное выделение из нефти не только свободного газа, но улетучиваются даже легкие компоненты. В результате движение газа в значительной степени опережает миграцию нефти, ибо последняя после дегазации становится более вязкой и менее подвижной, так как разница в удельных весах между этой нефтью и водой уменьшается. Двигаясь по зоне трещин или разломов, газ будет стремиться достигнуть атмосферы; если эта зона сверху перекрыта непроницаемыми породами, вертикальная миграция газа сменяется боковой — по региональному или местному подъему слоев до встречи с ловушкой.

Свободный газ, как более подвижный компонент, может достигать верхнего резервуара не только по зоне зияющих трещин и разломов, но и преодолевая различные «барьеры» в виде частичной закупорки этих зон глинистыми породами, минеральными солями и т. п.

Частично дегазированная нефть будет не только отставать в своем движении к поверхности, но может и не достигнуть верхнего резервуара из-за глинистых и минеральных «барьеров», заполнивших зону трещин и разломов. В этом случае вертикальная миграция нефти сменится боковой в нижезалегающем резервуаре, а далее продолжит движение по региональному или местному подъему слоев до встречи с ловушкой.

Аналогичное явление можно наблюдать и вниз по разрезу, если песчаный резервуар подстилается карбонатными породами, в теле которых возникают трещины с понижением в них давления в связи с перекристаллизацией известняков. В этом случае перепад давлений будет самый максимальный, следовательно, создаются наиболее благоприятные условия для миграции нефти и газа.

Резкое разделение нефти и газа может происходить также в коллекторе, не насыщенном водой, что наблюдается очень редко. Нефть под влиянием силы тяжести опускается вниз по пласту, а газ устремляется вверх. В этом случае нефть накапливается в синклиналиях изгибах пласта, скопление же газа происходит в ловушках, выше по восстанию пласта. Примером подобного залегания нефти и газа являются залежи в безводном песке клинток на западном склоне Аппалачской впадины в США.

Таким образом, нефть и газ в процессе внутрирезервуарной миграции движутся по местному или региональному подъему коллекторов в сторону падения давления в виде струйного потока. В процессе миграции и в ловушках происходит дифференциация флюидов по гравитационному принципу. Поэтому установление направления движения и масштабов миграции нефти и газа позволяют выявить, в каких ловушках могут быть встречены газовые залежи, а в каких — нефтяные, что особенно важно для практики геологопоисковых и разведочных работ.

В пределах зон регионального нефтегазоаккумуляции устанавливается определенная закономерность: от впадин и прогибов в направлении регионального подъема пластов (в сводовых поднятиях, валах, тектонических зонах) происходит зональная смена газовых

залежей газо-нефтяными, а затем нефтяными. При отсутствии свободного газа наблюдается замещение относительно легких нефтей более тяжелыми (см. гл. III—IX).

Указанная закономерность в распределении залежей нефти и газа в пределах региональных зон нефтегазонакопления обусловлена латеральной миграцией нефти и газа по региональному подъему слоев. Само собой понятно, что региональный подъем слоев, направление его падения во времени и пространстве может изменяться и зависит от геологической истории. На формирование залежей нефти и газа в пределах региональных зон нефтегазонакопления существенное влияние могут оказать также геобиохимические, гидродинамические и геотермические условия их существования.

На особенности распространения нефтяных и газовых залежей в пределах зон нефтегазонакопления может повлиять вертикальная миграция. При формировании залежей за счет вертикальной миграции обычная закономерная картина изменения их свойств по разрезу (метанизация) должна нарушаться. Возможно появление аномальных явлений вплоть до обратной закономерности, как это наблюдается, например, в продуктивной толще Апшеронского п-ва. Наконец, следует иметь в виду, что в земной коре возможны процессы газообразования, не связанные или мало связанные с появлением жидких углеводородов.

Вопросам раздельного улавливания нефти и газа в системе ловушек в последнее время посвящен ряд работ многочисленных исследователей, в которых приводится описание условий формирования залежей в различных геологических провинциях и областях (Максимов, 1954; Гассоу, 1954, 1955, 1956а, б; Савченко, 1952, 1954, 1958; Пьянков, 1956; Дурмишьян, 1957; Коротков, 1957; Габриэлян, Максимов, 1957; Федоров, 1956, 1957, 1958а, б, 1961, 1962; Максимов, Чемоданов, 1959; Козлов, 1959, и др.).

Несмотря на многообразие различных геологических условий, раздельное улавливание нефти и газа в цепи ловушек наблюдается в природе довольно широко и прослеживается во всех стратиграфических комплексах осадочных образований в пределах платформ и геосинклиналией. Этот принцип формирования залежей нефти и газа получил в литературе название дифференциального улавливания (трапирования) нефти и газа.

При дифференциальном улавливании в последовательной цепи ловушек при региональном подъеме пластов газ находится в самых гипсометрически низких ловушках. В ловушках, расположенных гипсометрически выше, установлены газо-нефтяные залежи, а нефть содержат ловушки, находящиеся структурно выше. Гипсометрически еще более высоко лежащие структуры содержат воду. Эта закономерность прослеживается в девонских и каменноугольных отложениях в месторождениях восточного склона Воронежского свода, Латыкско-Карамышской впадины и юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода.

В ряде месторождений тектонических зон северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и Мелекес-Радаевской впадины в ступенчато лежащих ловушках при региональном подъеме слоев газовые скопления отсутствуют. В этом случае в наиболее погруженных ловушках находится самая легкая нефть, выше по региональному подъему лежат залежи нефти с относительно повышенным удельным весом, а к наиболее повышенной ловушке приурочена залежь с тяжелой нефтью.

Дифференциация нефтей и газов в процессе миграции особенно отчетливо проявляется в цепи ловушек, расположенных в единой тектонической зоне на различных гипсометрических уровнях. Принцип дифференциального улавливания нефти и газа для таких условий был одновременно высказан автором (1954) и канадским ученым В. С. Гассоу (1954), хотя близко к этому теоретическому обоснованию пришел В. П. Савченко еще в 1952 г.

В. П. Савченко (1952) указал, что скорости движения нефти и газа в пластовых условиях имеют отношение 1 : 2630, в связи с чем газ движется быстрее нефти, а, достигнув первой ловушки, заполняет ее нацело. Так как газ в тысячу раз легче воды, ловушка, заполненная им, не может служить ловушкой для нефти. Из приведенного видно, что В. П. Савченко сформулировал принципы заполнения нефтью и газом одной ловушки, а не серии ловушек, расположенных в тектонических зонах или валах, осложняющих региональные подъемы слоев. Кроме того, им вообще не рассмотрен вопрос о дифференциации флюидов в ловушках при отсутствии свободных газов. Сущность принципа дифференциального улавливания нефти и газа в системе ловушек, расположенных в пределах тектонических зон и валов, излагаются ниже.

При наличии регионального наклона слоев ловушки в этом же направлении будут находиться на более низком гипсометрическом уровне по отношению одна к другой (рис. 89). Например, ловушка I будет более погружена, чем ловушка II, а ловушка II, в свою очередь, более погружена, чем ловушка III, и т. д. По мере миграции нефти вверх по региональному подъему пласта нефтью и газом заполняется сначала первая ловушка. Миграция нефти и газа при этом происходит в водонасыщенных пластах, где в результате влияния разницы удельного веса, нефть и газ всплывают вверх и их движение происходит только вдоль подошвы глинистой покрывки.

Если предположить, что легкие углеводороды более подвижны, то они будут опережать при своем движении вверх по восстанию

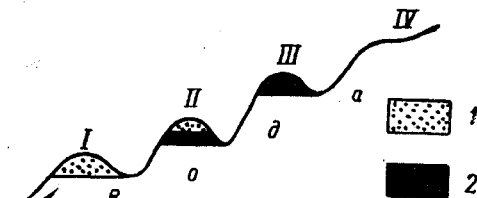


Рис. 89. Принципиальная схема дифференциации нефти и газа в цепи ловушек (I—IV).

1 — газ; 2 — нефть.

пласта более тяжелые углеводороды, а поэтому ловушка I будет заполнена самыми легкими углеводородами (газом). Если отказаться от этого предположения и допустить, что миграция легких и тяжелых углеводородов происходит одновременно, то ловушка I будет заполнена смесью этих углеводородов.

Схема дифференциации флюидов в ловушке изображена на рис. 90. По мере поступления в данную ловушку новых порций флюидов газ будет занимать повышенную часть структуры и оттеснять нефть. Этот процесс будет продолжаться до тех пор, пока вся ловушка не заполнится газом. Нефть, вытесненная газом из этой структуры, будет перемещаться в направлении регионального подъема пласта до тех пор, пока не встретит новую ловушку. Если газа в данном районе имеется достаточное количество, то и во второй ловушке

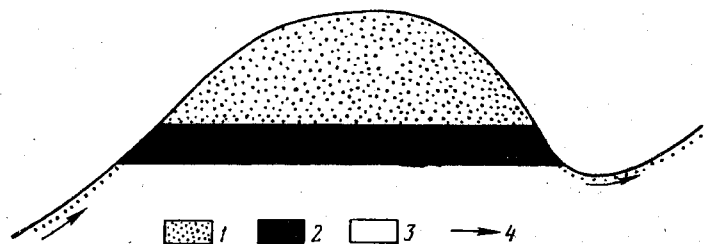


Рис. 90. Схема дифференциации нефти и газа в ловушках.

1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — направление струйной миграции нефти.

начнется процесс дифференциации газа и нефти. В связи с этим вторая ловушка может целиком заполниться газом или образовать только газовую шапку с оторочкой нефти. Третья структура, лежащая на пути движения флюидов по региональному подъему пласта, будет заполнена только нефтью, содержащей растворенный газ, и т. д. (см. рис. 89).

Если в третьей структуре будет образована нефтяная залежь, то нефть этой залежи будет несколько тяжелее нефти предыдущей ловушки (второй структуры).

Следовательно, при наличии нескольких ловушек, расположенных по региональному подъему пластов, ловушка, наиболее погруженная и расположенная ближе к бассейну нефтегазообразования, будет заполнена газом, промежуточная — газом и нефтью и повышенная — нефтью. После истощения бассейна, поддерживающего миграцию, верхние структуры останутся заполненными водой или могут иметь непромышленные скопления нефти в результате локальной (местной) миграции.

Эта закономерность отмечается в тех стратиграфических комплексах и тектонических зонах, где пластовые давления в залежах ниже давления насыщения газа.

Если нефтяные залежи имеют давление насыщения газа меньше пластового давления, то разделение нефти и газа в ловушках про-

изойти не сможет. В этом случае самые погруженные ловушки будут заполнены нефтью с растворенным в ней газом. При дальнейшей миграции по цепочке постепенно повышающихся ловушек нефть может попасть в область, где пластовое давление меньше давления насыщения, тогда газ начнет выделяться из раствора и образовывать либо газовые шапки, либо чисто газовые залежи, оттесняя нефть в выше расположенные ловушки. В этом случае распределение нефтяных и газовых залежей будет следующее: самые погруженные ловушки заполняются легкой нефтью, средние — газом или нефтью с газовыми шапками, выше по региональному подъему пласта ловушки снова заполняются нефтью с относительно повышенным удельным весом, а самые верхние ловушки — водой.

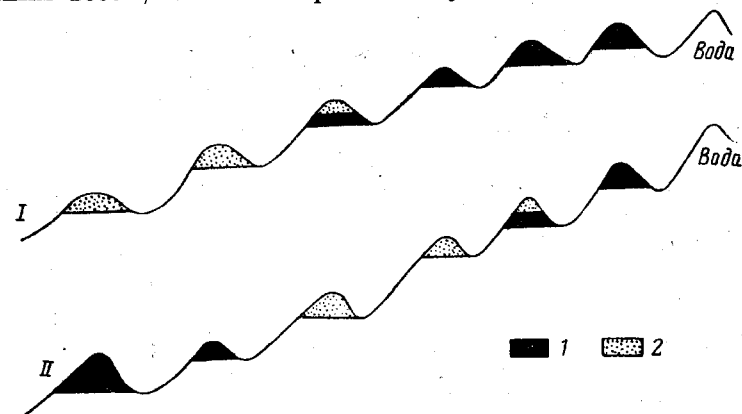


Рис. 91. Принципиальная схема дифференциального улавливания нефти и газа в последовательной цепи ловушек.

1 — нефть; 2 — газ; I — при пластовом давлении ниже давления насыщения; II — то же выше давления насыщения.

На рис. 91 изображена принципиальная схема дифференциального улавливания нефти и газа в последовательной цепи ловушек. Для удобства сравнения в I и II случаях взято одинаковое число ловушек. Общий баланс и соотношение нефти и газа в цепи ловушек также приняты за постоянную величину. Однако распределение нефти и газа в последовательной цепи ловушек будет различное. Это различие зависит от соотношения давления насыщения газа и пластового давления. Распределение нефти и газа в случае I наблюдается в зоне, где пластовое давление ниже давления насыщения газа, а случай II возможен в двух зонах: в зоне, где пластовые давления выше давлений насыщения, и в зоне, описанной для первого случая. Поэтому можно сделать вывод, что распределение нефти и газа в последовательной цепи ловушек подчинено единой закономерности дифференциального улавливания, изображенной на рис. 91 (случай II; случай I является частным в общей закономерности).

Экспериментальные исследования, проведенные В. А. Краюшкиным (1959), показали, что, если латеральная миграция газа и нефти

по пласту происходит в условиях существования цепи структурных или неструктурных ловушек, то нефть и газ подвергаются дифференциальному улавливанию. Для этого процесса не имеет никакого значения, какой флюид первым приходит в погруженную ловушку — нефть или газ. И в том и в другом случаях в наиболее погруженной ловушке в конце концов образуется газовая залежь. Опытные данные показали, что процесс дифференциального улавливания происходит только в гидродинамических условиях и не зависит от формы пластовой сводовой ловушки.

На основании проведенных опытов В. А. Краюшкин пришел к выводу, что дифференциальное улавливание возникает всякий раз, когда нефть и газ мигрируют в сплошной фазе в пропитанной водой среде в цепи сообщающихся ловушек, а передвижение такой фазы значительно облегчается гидродинамической обстановкой в процессе миграции.

Следовательно, пространственное размещение газовых и нефтяных месторождений, описанное нами ранее при характеристике Сиротинско-Арчединской, Линеовско-Бахметьевской, Степновской, Елшано-Сергиевской и Горючкинской тектонических зон по стратиграфическим комплексам девона и карбона, вызвано дифференциальным улавливанием в цепи ловушек при латеральной миграции нефти и газа по региональному подъему пластов.

Принцип дифференциального улавливания прослеживается не только в смеси газ — нефть — вода, но и в смеси нефть — вода. В зонах, где по региональному подъему пласта происходит миграция только нефти (весь газ растворен), I ловушка будет заполняться нефтью. По мере поступления нефти в ловушку в ней начнется процесс дифференциации по удельным весам: наиболее легкая часть будет занимать повышенные зоны, а более тяжелые углеводороды будут оттесняться в пониженные зоны. При продолжающемся поступлении нефти в ловушку легкие углеводороды, всплывающие к кровле пласта еще по пути к ловушке, будут аккумулироваться в ней, постепенно ее заполняя. По мере заполнения ловушки I из нее, из нижних частей залежи, будет уходить наиболее тяжелая нефть и поступать в ловушку II, расположенную выше по восстанию пласта. Начнется аналогичный процесс заполнения нефтью ловушки II, а затем ловушки III и т. д. При этом нефть, заполнившая самую погруженную ловушку I, будет иметь наибольшее давление насыщения и максимальное количество растворенного газа, пониженное содержание асфальтенов и смол и наибольший выход легких фракций. Самая тяжелая нефть будет аккумулироваться в самой крайней продуктивной структуре (Максимов, 1954). Нефти этой ловушки будет свойственно минимальное давление насыщения, наименьшее количество растворенного газа, повышенное содержание асфальтенов и смол и пониженный выход легких фракций.

Такая закономерность четко прослеживается в разрезе девонских и каменноугольных отложений в месторождениях Жигулевского вала, Мухановской тектонической зоны (северное погружение Жи-

гулевско-Пугачевского свода), Большекинельского вала, Байтуганской, Шугуровско-Серноводской (Мелекес-Радаевская впадина) и Соколовогорской (Латрыкско-Карамышская впадина) тектонических зон. Следовательно, закономерное изменение качественной характеристики нефтей в залежах в указанных тектонических зонах — следствие дифференциального улавливания в цепи ловушек при латеральной миграции нефти по региональному подъему пластов.

Некоторые исследователи (Котина, 1955; Аширов, 1957а; Котина, Чихачева, 1958), не отрицая дифференциального улавливания в смеси газ — нефть — вода, полностью исключают дифференциальное улавливание в последовательной цепи ловушек в смеси нефть — вода и связывают наблюдаемые закономерности с действием пластовых вод, соленость которых в настоящее время в ряде случаев возрастает по региональному падению слоев.

В связи с тем, что движение пластовых вод происходит вниз по региональному падению пластов, процесс окисления и осмоления нефтей более интенсивен в тех ловушках, которые наиболее приближены к областям питания пластовых вод.

Нам кажется, что приведенное объяснение не убедительно и не дает положительного ответа на ряд вопросов, особенно при рассмотрении условий формирования залежей нефти в конкретной геологической обстановке.

Критическое рассмотрение часто используемых критериев окисленности природных нефтей (гл. XI) показывает, что пластовые воды палеозоя, особенно девона, не могут являться основной причиной изменения качественной характеристики нефтей. Между тем, в южных районах Волго-Уральской области отмечается резкое различие нефтей месторождений, находящихся в Волгоградской и Саратовской областях, с одной стороны, и в Куйбышевской и Оренбургской областях, с другой. В восточном склоне Воронежского свода, Латрыкско-Карамышской впадины и юго-западном погружении Жигулевско-Пугачевского свода установлена определенная закономерность в пространственном размещении газовых и нефтяных месторождений; в Жигулевско-Пугачевском же своде и в Мелекес-Радаевской впадине газовые залежи в стратиграфических комплексах девона и карбона отсутствуют, но зато наблюдается определенная направленность в изменении качественной характеристики нефтей и растворенных в них газов в цепи ловушек вверх по региональному подъему пластов.

В месторождениях Соколовогорской, Жигулевской, Мухановской, Большекинельской, Студено-Ключевской и Шугуровско-Серноводской тектонических зон в отложениях девона и карбона залежи легкой нефти приурочены к наиболее погруженным ловушкам, а залежи тяжелой нефти — к относительно приподнятым структурам. Вверх по региональному подъему пластов не только скачкообразно нарастает удельный вес нефтей в соответствующих залежах, но и закономерно изменяется геохимическая характеристика растворенных газов, выход легких фракций, содержание смолисто-

асфальтеновых веществ и парафинов. Одновременно в этом же направлении уменьшаются газовые факторы и давление насыщения. В залежах нижнего карбона Мухановской, Елшано-Сергиевской и Горючкинской тектонических зон эти параметры закономерно изменяются вниз по современному региональному падению слоев и находятся в обратной зависимости от минерализации пластовых вод и ее воздействия на залежи нефти.

Исследованиями И. М. Губкина (1932), Н. В. Абрамовича (1939, 1941), Б. М. Саркисяна (1947), Н. А. Еременко, С. П. Максимова (1950) и других на примерах месторождений Апшеронского п-ва и Дагестана, а также Г. Д. Гальперина (1943) для Ишимбаевского месторождения, С. П. Максимова (1955а), А. К. Котиной (1955) для ряда месторождений Самарской Луки и Покровского месторождения установлена дифференциация нефтей в залежах по гравитационному принципу. В пластовых сводовых ловушках наблюдается полное (в геосинклинальной области) или частичное (в платформенной) совпадение форм залежи нефти с формой куполов или брахиантиклинальных складок. По мере увеличения глубин залегания пласта в направлении водо-нефтяного контакта, возрастает удельный вес нефти и содержание в ней смолисто-асфальтеновых веществ. Исследования Д. В. Жабрева (1950), В. С. Мелик-Пашаева (1955) и других показали, что окислительные процессы под действием пластовых вод ограничены только приконтурной зоной нефтяных залежей. Очевидно, роль пластовых вод сводится не столько к процессам окисления приконтурной части залежи (только в некоторых случаях присутствуют микроорганизмы), сколько к роли жидкой среды, в которой происходит физическое разделение компонентов нефти. Следовательно, дифференциация нефтей в залежах происходит по гравитационному принципу, а их свойства изменяются в приконтурных зонах под действием пластовых вод в незначительной степени.

Таким образом можно сделать вывод, что как пространственное распределение залежей газа и нефти, так и качественное различие нефтей в залежах, приуроченных к девонским и каменноугольным отложениям южных районов Волго-Уральской области, подчинены единой закономерности, обусловленной латеральной миграцией нефти и газа при дифференциальном улавливании в цепи ловушек, расположенных на различных гипсометрических отметках по региональному подьему пластов, а также процессам направленного метаморфизма. При этом, как отмечает В. С. Гассоу (1954 г.), миграцией и аккумуляцией нефти и газа управляют три основные закономерности:

- 1) гравитационный эффект, заставляющий мигрировать нефть и газ вверх в водонасыщенной среде;
- 2) непроницаемые породы, ограничивающие пути миграции и образующие места скопления нефти и газа;
- 3) эффект последовательности заполнения флюидами структур, лежащих на пути миграции.

Эти три основных фактора определяют возможность образования и характер нефтяного или газового месторождения.

На результат действия этих основных факторов влияют: 1) гидродинамические условия; 2) трещины и плоскости нарушения; 3) глубина залегания, от которой зависит вместимость для залежи газа; 4) региональный наклон; 5) температура и давление (на фазовые соотношения нефти и газа в месторождении).

По-видимому, частично видоизменяют первоначальный состав нефти и оказывают влияние на выявленные закономерности: 1) минерализация и тип пластовых вод, 2) литологический состав коллекторов, по которым происходит миграция углеводородов и 3) последующие тектонические движения, могущие вызвать рост структуры или ее уничтожение, что может привести к переформированию залежей нефти и газа. Кроме того, в природе имеют место различные соотношения в размещении газовых и нефтяных залежей, зависящие от ряда факторов и, в первую очередь, от размеров нефтегазосборных площадей, наличия и мощности коллекторов, непроницаемых пород, величины пластовых давлений, времени формирования структур, сохранности сформировавшихся залежей в течение последующей тектонической обстановки, а также гидрогеологических условий (Козлов, 1959; Рациональная методика разведки газовых месторождений, 1960).

В зависимости от главенствующей роли того или другого из указанных факторов устанавливаются определенные закономерности в соотношении залежей нефти и газа. Нельзя игнорировать то обстоятельство, что превращение органических остатков может идти в сторону только газообразования, а также выделение свободных газов (главным образом, метана) в процессе образования углей (Латрыкско-Карамышская впадина, Преддонецкий прогиб). Наличие газовых месторождений в антропогенных отложениях Прибалтики и в неогеновых отложениях Приазовья, значительные скопления метана в угольных бассейнах — наглядно подтверждают процесс газообразования (при отсутствии нефтеобразования) в некоторых районах СССР (Козлов, 1959). В связи с этим становится понятным многообразие в размещении нефтяных и газовых залежей в месторождениях восточного склона Воронежского свода, Латрыкско-Карамышской впадины и юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода, в которых, наряду с формированием залежей по принципу дифференциального улавливания нефти и газа, имел место, очевидно, подток в ловушки метана, образовавшегося в процессе метаморфизма углей в отложениях нижнего и среднего карбона.

Однако, повышенную газоносность разреза девона и карбона Нижнего Поволжья нельзя целиком относить за счет образования газов в процессе метаморфизма углей. Очевидно, главная причина преобладания запасов газов над запасами нефти в Нижнем Поволжье обусловлена глубоким метаморфизмом органического вещества в пределах бортовых зон Прикаспийской впадины, в условиях повышенных температур и давлений, которые полностью исключаются для

области Среднего Поволжья (Мелекесс-Радаевская впадина, Жигулевско-Пугачевский свод).

По данным В. П. Савченко (1958) и А. Л. Козлова (1959), кроме пространственного чередования газовых и нефтяных месторождений, в ряде нефтегазоносных районов имеются определенные закономерности по разрезу многопластовых месторождений. В этих месторождениях нижние пласты содержат чисто нефтяные залежи, средние — нефтяные с газовыми шапками, верхние — чисто газовые. Такое соотношение залежей нефти и газа по разрезу объясняется этими авторами вертикальной миграцией. Высота нефтегазовых залежей определяет разность пьезометрических напоров в верхней части залежи и в соседних водоносных пластах. При определенных перепадах давления капиллярные силы непроницаемых пород преодолеваются, а нефть и газ прорываются в соседние пласты, имеющие меньшие напоры.

Однако в месторождениях южных районов Волго-Уральской области закономерных чередований газовых и нефтяных залежей по разрезу палеозойских отложений проследить не удастся. Очевидно, результаты опытов В. П. Савченко, справедливые для образцов алеволита, не могут быть механически перенесены на глинистые породы. В связи с этим вышеуказанную закономерность в нашей работе мы не рассматриваем.

Выше было отмечено, что формирование залежей нефти и газа по принципу дифференциального улавливания прослеживается по всем стратиграфическим комплексам в различных геологических условиях. В настоящей работе нет возможности привести описание всех выявленных случаев, а поэтому мы только укажем, что во всех описанных в литературе примерах (Волго-Уральская область, Западная Туркмения, Западный Узбекистан, Краснодарский край, Азербайджан, Ближний и Средний Восток, Западная Германия, Северная Америка, Канада и т. д.) — принцип дифференциального улавливания устанавливается в тектонических зонах поднятий, приуроченных к региональному подъему пластов. При этом, газовые залежи или залежи относительно легких нефтей всегда располагаются в тектонических зонах в самых погруженных ловушках, к которым, как правило, приурочено наибольшее количество залежей и максимальные запасы газа и нефти. В направлении подъема тектонических зон поднятий газовые залежи сменяются газо-нефтяными, а затем нефтяными, или залежь относительно легкой нефти сменяется залежью тяжелой нефти (Жигулевский, Полазненский валы, Мухановская тектоническая зона, Эмсландская зона поднятий в Западной Германии и т. д.). Все эти структуры в своей погруженной части примыкают, как правило, к внутриплатформенной впадине или предгорному прогибу, а приподнятая часть их располагается на склоне сводового поднятия либо на склоне платформы. Можно сделать вывод, что в указанных структурах региональная внутрирезервуарная миграция нефти и газа происходила из древних впадин в направлении древнесводовых поднятий или из предгорных прогибов в сторону

склона платформы. Следовательно, можно считать установленным, что там, где прослеживается закономерность дифференциального улавливания, формирование залежей нефти и газа происходило в основном благодаря региональной миграции. В этом случае для определения минимальных масштабов региональной миграции следует принять, очевидно, общую длину тектонических зон поднятий.

На примере Мелекесс-Радаевской и Камско-Кинельской впадин, с одной стороны, северного погружения Жигулевско-Пугачевского и южного склона Татарского сводов, с другой, можно прийти к выводу, что масштабы региональной миграции нефти колеблются от 30—50 км в Малиновской, Шугуровско-Серноводской, Мухановской, Соколовогорской тектонических зонах до 70—90 км в Жигулевском и Большекинельском валах. Масштабы миграции нефти и газа в Степновской, Линево-Бахметьевской и Сиротинско-Арчединской тектонических зонах поднятий не превышают 40—60 км. Не исключено, что в тектонических зонах восточного склона Воронежского свода, где зоны максимальных мощностей развития терригенных комплексов девона и карбона не установлены, указанные цифры дальности миграции нефти и газа могут изменяться в сторону увеличения.

На примере западной части Жигулевского вала, юго-восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода, Карабулакских зон поднятий, тектонических зон поднятий Латрыкско-Карамышской впадины, Терсинской седловины можно прийти к выводу, что масштабы локальной миграции углеводородов определяются в 5—20 км. В тектонических зонах поднятий, залежи которых формировались за счет локальной миграции, закономерностей дифференциального улавливания нефти и газа не наблюдается, а промышленные запасы этих месторождений (Варваровское, Верхозимовское, Лемешкинское, Ново-Кубанское, Радищевское, Тепловское, Спиридоновское, Долматовское и др.) весьма ограничены.

Из приведенных примеров следует практически очень важная закономерность; максимальные промышленные запасы нефти и газа приурочены к тем месторождениям, формирование которых связано с региональной миграцией; месторождения нефти и газа, сформировавшиеся за счет местной миграции, содержат ограниченные запасы. Установленная закономерность в значительной степени может быть усложнена и видоизменена вследствие дальнейшего переформирования и разрушения залежей. Изменение регионального наклона пластов, полное или частичное раскрытие локальных поднятий, тектоническая нарушенность, эрозионный размыв — могут привести к полному разрушению залежи или к утечке из нее значительных запасов (Багаевское, Родионовско-Булатовское, Зимовское, Советское, Садкинское и т. п. месторождения). В некоторых случаях переформирование залежей в соседних месторождениях может привести к концентрации промышленных скоплений нефти и газа в других залежах, находящихся в наиболее благоприятных условиях (Арчединское, Урицкое, Песчано-Уметское, Мухановское,

Султангулово-Заглядинское). Таким образом, первоначальные геохимические закономерности условий формирования залежей нефти и газа и распределение запасов в ловушках могут значительно измениться в результате разрушения и переформирования залежей.

Заканчивая рассмотрение вопросов региональной и местной миграции, следует подтвердить вывод А. А. Бакирова (1957) о том, что принцип дифференциального улавливания нефти и газа прослеживается не повсюду, а только в зонах региональной миграции.

Из изложенного видно, что региональная и местная миграции нефти и газа в основном прослеживались нами в пространстве. Однако, наряду с латеральной (боковой) миграцией в пределах месторождений южных районов Волго-Уральской области, одновременно отмечается и вертикальная миграция. С целью ее изучения целесообразно рассмотреть вопрос о формировании залежей нефти и газа в карбонатных коллекторах.

Ранее было отмечено, что терригенные комплексы девона, нижнего и среднего карбона рассматриваются нами как единые самостоятельные природные резервуары. Кроме того, в ряде месторождений (Коробковское, Арчединское и др.) подстилающие карбонатные породы образуют с вышезалегающим песчаным комплексом единый резервуар, к которому приурочены залежи нефти и газа массивного типа. Таким образом, в некоторых случаях устанавливается прямая генетическая связь залежей нефти и газа в различных по характеру и природе коллекторах.

В других случаях прямая связь терригенных и карбонатных коллекторов выявляется нечетко, но тем не менее она прослеживается по геохимической характеристике нефти и газа и по распределению промышленных запасов по разрезу палеозойских отложений. При этом в большинстве случаев наблюдается сходство нефтей и газов терригенных пород с нефтями и газами (подстилающих и перекрывающих) карбонатных пород, в этом же направлении снижаются по разрезу и промышленные запасы. Кроме того, устанавливается пространственная связь между залежами нефти и газом в карбонатных и терригенных породах девона и карбона (см. гл. X, XII). Достаточно отметить, что в пределах месторождений южных районов Волго-Уральской области неизвестно ни одной залежи нефти и газа в карбонатных коллекторах палеозоя, которая не сопровождалась бы соответствующим терригенным комплексом пород, залегающим сверху или внизу, или не находилась бы в зоне перехода терригенных фаций в карбонатные.

Например, промышленная нефтегазоносность карбонатных пород башкирского и даже намюрского ярусов всегда генетически связана с терригенным комплексом верейского горизонта и верхнебашкирского подъяруса, а карбонатные породы турнейского яруса и данково-лебедянского горизонта — с терригенным комплексом визейского яруса. При этом закономерно устанавливается отсутствие промышленной нефтегазоносности в разрезах тех площадей, где указанные стратиграфические комплексы фациально представлены

карбонатными осадками. В зонах развития минимальных мощностей терригенных пород (при отсутствии в них коллекторов) залежи нефти и газа, как правило, устанавливаются в выше- или нижележащих карбонатных породах, имеющих повышенную пористость или трещиноватость (погружения Жигулевско-Пугачевского свода, Большекинешельский вал).

В зонах развития средних и максимальных мощностей терригенных пород основные залежи и промышленные запасы нефти и газа приурочены к терригенным коллекторам. В этих условиях карбонатные коллекторы содержат незначительные запасы нефти и газа (Донское горстообразное поднятие, Латрыкско-Карамышская и Мелекесс-Радаевская впадины), а по ряду месторождений характеризуются почти полным отсутствием промышленных скоплений нефти и газа в карбонатных отложениях девона и карбона (Мухановское, Восточно-Черновское, Дмитриевское, Михайловско-Коханское месторождения).

Нефтегазоносность карбонатных пород верхнего девона в пределах восточного склона Воронежского свода и нижней перми на территории восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и юго-восточной части Мелекесс-Радаевской впадины, вероятно, генетически связана с зонами фациального перехода терригенных (мергелистых) осадков в карбонатные.

В связи с этим можно высказать два предположения: нефть либо могла образоваться в карбонатных породах, имеющих примеси терригенных частиц (глинистых), либо латерально мигрировала из терригенных в карбонатные породы.

При отсутствии надежного нефтегазоупорного комплекса пород устанавливается определенная генетическая связь залежей нефти и газа в карбонатных породах с нижезалегающими терригенными породами (Соколовогорское месторождение, семилукский горизонт франского яруса).

Наиболее благоприятным условием для образования промышленных скоплений нефти в карбонатных коллекторах является наличие эрозивной поверхности в подстилающих терригенных комплексах среднего и нижнего карбона породах, в результате чего верхняя часть этих пород за счет вторичных процессов приобретает коллекторскую емкость.

Наличие коллекторов в карбонатных породах верхнего девона и карбона во многих районах связано с мелкой трещиноватостью в пределах сводовых частей локальных поднятий, а также с перекристаллизацией известняков или преобразованием последних в доломиты (Смехов и др., 1958а, б, 1961). Как известно, перекристаллизация известняков сопровождается уменьшением объема пород, что приводит к образованию вакуумных пор и трещин.

Вопрос о происхождении доломитов вообще и развитых среди верхнепалеозойских отложений, в частности, неоднократно дискутировался. Если происхождение пластовых доломитов не вызывает разногласий — все признают, что они образуются в стадии

седиментогенеза, — то на условия образования пятнистых доломитов существуют различные точки зрения.

Многие исследователи (Вишняков, 1956 и др.) считают, что подобного рода породы образуются в стадию эпигенеза, вследствие развития процессов метасоматоза. Эту точку зрения обычно подкрепляют следующими данными: 1) в пятнистых доломитах видно замещение кальцита доломитом, причем сначала замещаются мелкозернистые разновидности, затем более крупнозернистые; 2) в таких доломитах содержится тот же комплекс органических остатков, который имеется в смежных известняках и 3) доломитизированные участки нередко приурочиваются к поверхностям несогласий, они характеризуются развитием гидроокислов железа, повышенной пористостью, значительно меньшей крепостью, чем нижележащие породы (иногда они даже рыхлые).

Однако это представление, по мнению Н. М. Страхова, не согласуется с данными материального баланса: нет таких мощных источников магния, которые обеспечили бы широкое развитие данного процесса. Кроме того, по данным А. Б. Роинова (1956), площади развития доломитовых пород всегда тесно связаны с фаціальными условиями осадкообразования.

Многие исследователи считают, что пятнистые метасоматические доломиты имеют диагенетический (Геодорович, 1960) или даже седименто-диагенетический генезис (Страхов, 1956а, б, 1958, 1960).

Как показывают многочисленные исследования, процессы доломитизации приводят к изменению структуры порового пространства (Муррей, 1960). При этом наблюдается сложная картина зависимости величины общей пористости от степени доломитизации: как правило, увеличение содержания доломитизации до 50—60% приводит к некоторому уменьшению коэффициента пористости, но дальнейшее увеличение содержания доломитизации, превышающее 50—60%, вызывает значительное повышение пористости. Например, в слоях миддэйл формации чарльз на месторождении Миддэйл (Саскечеван, Канада), породы, содержащие 10% доломита, имеют среднюю пористость 12%; при 45% средняя пористость составляет 8%; при 70 — 17%; а при 90 — 30%. Это связано с перекристаллизацией вещества, которая в конечном итоге приводит к уплотнению материи в отдельных участках и освобождению других участков — образованию пор.

Вне зависимости от времени течения процесса доломитизации — в стадию седиментогенеза, диагенеза или даже, эпигенеза — этот процесс может вызвать, вероятно, небольшие изменения давления флюидов в пластах, так как он может развиваться только при условии поступления новых порций раствора, доставляющего магний. При этом, конечно, должна быть хорошая сообщаемость горизонта с источником раствора, будь то водные бассейны или водоносные горизонты, т. е. величина давления флюидов в пласте в таких случаях равно гидростатическому.

Значительные изменения пластовых условий может вызвать перекристаллизация твердого вещества (известняка). Если такой процесс

развивается в хорошо изолированных пластах, то, вследствие повышения плотности твердой фазы, увеличивается общий объем порового пространства и его величина станет больше объема имеющейся жидкости. Вследствие этого может образоваться определенный вакуум, который лишь в небольшой степени будет компенсироваться расширением имеющейся жидкости и ее паров. При возникновении трещин, открывающих возможности для сообщения такого горизонта с горизонтом, содержащим флюиды под нормальным (гидростатическим) давлением, эти флюиды безусловно, будут мигрировать в сторону пониженных давлений вне зависимости от того, где находятся горизонты с пониженным давлением — гипсометрически выше или ниже.

Рассматривая вопрос о возможности нисходящей миграции флюидов, нельзя не обратить внимания и на следующие обстоятельства.

Во многих нефтяных и газовых месторождениях пластовые давления, как правило, превышают нередко даже в 1,5—2 раза нормальные гидростатические. Это явление характерно для многих месторождений Прикарпатья, Грозненской области РСФСР, Азербайджана, Туркмении, а также Китая, Калифорнии и т. д.

В южных районах Волго-Уральской области В. А. Кротовой (1956) для целого ряда площадей юго-западного и северного погружений Жигулевско-Пугачевского свода отмечается, что приведенные давления в породах карбона выше, чем в девонских. Следовательно, в этих районах имеются основные благоприятные предпосылки для миграции флюидов сверху вниз.

Для развития вертикальной миграции в условиях конкретных месторождений характерно следующее.

Микроскопическое изучение пород турнейского и башкирского ярусов М. К. Калинин показывает, что флюиды могут проникать в эти породы благодаря указанным выше двум процессам.

Например, в одних горизонтах встречаются известняки, обладающие первичной пористостью. Это характерно для обломочных, обломочно-органогенных и фораминиферовых известняков башкирского яруса Нижне-Запрудненского месторождения и для известняков того же яруса Алакаевского месторождения. Для пород последнего характерно весьма незначительное содержание цемента типа соприкосновения, благодаря чему они имеют много первичных пор. Иногда такие поры заполнены твердым черным блестящим битумом.

В других породах тех же горизонтов и на других месторождениях поры развиваются в цементе, сложенном перекристаллизованным кальцитом. Особенно это характерно для пород турнейского яруса Ефремо-Зыковского, Урицкого, Радаевского и Никольского месторождений.

Иногда в одном и том же горизонте наблюдаются оба типа пор. Например, в породах верхней части башкирского яруса, развитого на Красноярском месторождении, поры первичные, размером до 0,2—0,6 мм, а в нижней части поры встречаются среди перекристаллизованного цемента.



Аналогичная картина наблюдается в породах верхней части турнейского яруса, развитых на Сосновской площади: у самой кровли известняки сцементированы пелитоморфным цементом, а ниже цемент перекристаллизован и в породе появляются поры, частично выполненные битумом.

Таким образом мы приходим к выводу, что образование вакуумных пор и трещин в карбонатных породах происходит в основном при перекристаллизации известняков (или при образовании тектонических микротрещин) и, в меньшей степени, при переходе их в доломиты. В этом случае создается максимальный перепад давлений, который весьма благоприятен для миграции нефти и газа вниз по разрезу.

Аналогичные благоприятные предпосылки для миграции флюидов сверху вниз создаются также тогда, когда приведенные давления в терригенных отложениях значительно выше, чем в подстилающих карбонатных породах. При наличии этих двух явлений миграция флюидов возможна по вертикали, в направлении падения давления.

В некоторых районах в карбонатных отложениях башкирского и турнейского ярусов резервуарная емкость пород связана с процессами выветривания, выщелачивания, перекристаллизацией известняков в доломиты или даже является первичной (органиогенные известняки). В этих случаях перепада давлений по вертикали может не быть, но всегда в сторону регионального подъема пластов будет действовать сила всплывания.

При наличии хороших резервуаров в карбонатных породах, подстилающих терригенный комплекс, латеральная миграция флюидов по региональному подъему слоев может происходить независимо от стратиграфических напластований, т. е. движение флюидов в песчаных резервуарах при сокращении их мощности и ухудшении коллекторских свойств может смениться латеральной миграцией в карбонатных породах, обладающих вторичной горизонтальной и вертикальной трещиноватостью. Принципиальная смена миграции флюидов в нижний стратиграфический карбонатный комплекс пород приведена на рис. 92. Из рисунка видно, что наиболее благоприятные условия для перемещения флюидов в нижний стратиграфический карбонатный комплекс пород создаются в зонах градиента мощности терригенных отложений, а именно, — при наличии регионального подъема пластов и при полном или частичном отсутствии коллекторов в терригенных отложениях. Нам представляется, что залежи нефти в карбонатных отложениях турнейского яруса Большекинского вала, башкирского яруса Покровского, Кулешовского, Коробковского и ряда других месторождений формируются при вышеуказанных условиях и, в первую очередь, при изменении градиента мощности терригенных комплексов карбона.

Промышленные скопления нефти и газа в карбонатных породах, по-видимому, генетически связаны не только с выше- или нижележащим терригенным комплексом, но в определенных условиях могут и сами их генерировать.

Изучение карбонатных пород девона (Вельков, 1961) Саратовской области показало, что литологически карбонатная часть франского яруса представлена органогенными известняками с прослоями глин, аргиллитов и мергелей. Фаменский ярус сложен доломитами и известняками также с прослоями глинистых пород. В связи с этим следует считать, что в породах семилукского и, частично, саргаевского горизонтов, содержащих в значительном количестве глинистые прослой и органическое вещество, нефтегазообразование не исключается. Регионально выдержанные глинистые пласты-разделы, мощностью от 1 до 20 м, наблюдаются под кровлей саргаевского горизонта; три пласта-раздела — в верхней части семилукского горизонта,

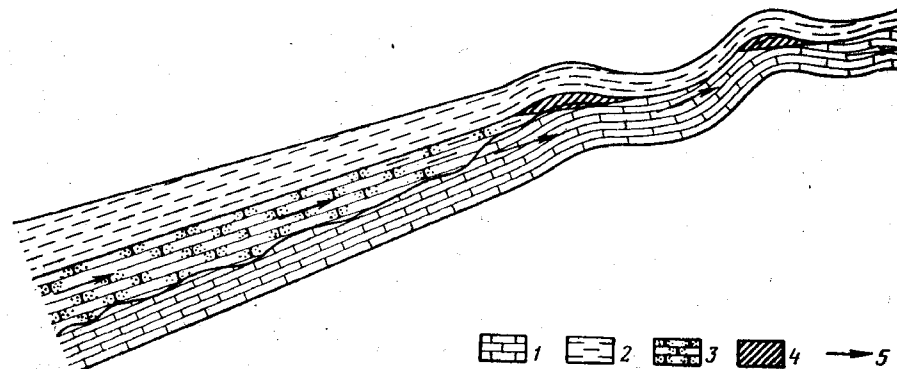


Рис. 92. Принципиальная схема миграции нефти и газа в нижний стратиграфический карбонатный комплекс пород.

1 — карбонатные породы с вторичной пористостью и трещиноватостью; 2 — глина; 3 — песчаник; 4 — залежи нефти и газа; 5 — направление миграции флюидов в стратиграфически нижний карбонатный комплекс пород.

в нижней части воронежского горизонта и под кровлей евлановско-ливенского горизонта, три пласта-раздела — в данково-лебедевском горизонте.

Под глинистыми пластами-разделами располагаются карбонатные резервуары с хорошими коллекторскими свойствами и часто сильно трещиноватые. Например, пористость известняков саргаевского и семилукского горизонтов соответственно достигает 7,9 и 12,5%, воронежского горизонта — 6,1%, евлановско-ливенского горизонта — 13%.

По данным А. М. Велькова, отложения фаменского яруса имеют еще более высокие коллекторские свойства. Отдельные прослой пористых известняков задонско-елецкого горизонта характеризуются пористостью до 17,6%, а пористых доломитов данково-лебедевского горизонта до 39%, диаметр каверны доломитов данково-лебедевского горизонта достигает 1 см; проницаемость этих доломитов 427 мд.

Следовательно, в определенных условиях карбонатная часть девона имеет благоприятные условия для нефтегазообразования

и нефтегазонакопления. Однако, в связи с подчиненным количеством терригенного материала в разрезе карбонатных отложений девона (очевидно и карбона) процессы нефтегазообразования в этих частях разреза, вероятно, происходили в более меньших масштабах, чем в терригенных осадках палеозоя.

Таким образом, в пределах месторождений южных районов Волго-Уральской области формирование залежей нефти и газа в карбонатной части разреза девона и карбона в основном связано с вертикальной миграцией. При этом масштабы миграции нефти и газа от терригенных комплексов девона и карбона вниз по разрезу в основном превалируют над миграцией вверх по разрезу. Вероятно это явление связано с образованием вакуумных пор и трещин в карбонатных породах, с преобладанием пьезометрических напоров в терригенных комплексах над пьезометрическими напорами в подстилающих карбонатных комплексах и с изменением градиента мощности терригенных комплексов пород.

В заключение представляет интерес определить время формирования залежей и скорость поступления нефти и газа в ловушки.

Одним из наиболее существенных вопросов геологии нефти и газа является время формирования залежей. Этому вопросу начали уделять серьезное внимание лишь в последние 10—15 лет. Подход к решению поставленной задачи у исследователей различный, что приводит к различным, иногда диаметрально противоположным результатам. По Волго-Уральской области сделаны следующие заключения.

К. А. Машкович (1958, 1961) приходит к выводу о раннем формировании залежей в Саратовском Поволжье. По его мнению залежи нефти или газа в живетских отложениях (пласты  $D_2 V$ ,  $D_2 IVb$  и  $D_2 IVa$ ) образуются, как правило, в тех структурных ловушках, которые сформировались уже к концу нижнецигровского времени. Залежи нефти или газа в нижнецигровских отложениях (пашийский горизонт) связаны со структурными ловушками, существовавшими к концу малевского времени нижнего карбона.

З. Л. Маймин (1955а) отмечает, что формирование нефтяных залежей в девонских отложениях Второго Баку происходило в разное время. По ее мнению, реальная возможность к образованию нефтяных залежей появилась во второй половине или в конце эпохи верхнего девона.

По мнению Ю. А. Притулы (1957) в настоящее время удастся наблюдать лишь ту систему залежей, которая претерпела омоложение в сравнительно недавнем геологическом прошлом.

С. П. Козленко (1955) для условий Саратовского Поволжья приходит к выводу о формировании девонских залежей в девоне.

К. Б. Аширов (1956б, 1959а, б, 1960) предполагает, что залежи Самарской Луки формировались в послепалеозойское время, допуская продолжение этого процесса в настоящее время.

С. Ф. Федоров (1956б, 1962) указывает, что время образования структур — решающий фактор в формировании залежей нефти. Структуры позднего формирования не содержат залежей нефти

и газа; кстати сказать, время образования залежей нефти в Азербайджане автор исчисляет, примерно, в 20—30 млн. лет (1956б).

В. А. Лобов (1959б) для юго-восточных районов Русской платформы по давлениям насыщения рассматривает время формирования залежей как верхнедевонское — каменноугольное.

А. И. Клещев (1957) относит окончание формирования залежей в терригенных отложениях девона (живетский ярус и пашийский горизонт) на обоих куполах Татарского свода к кыновскому времени.

По расчетам Е. Л. Пештич формирование пермских (кунгурских) залежей закончилось в конце верхней перми и в послепермское время. Для залежей девона и карбона она приходит к выводу о времени их формирования от верхнекаменноугольной эпохи до послепермского периода.

В. Б. Порфирьев (1959) сделал такое предположение: «Представление о единой фазе вертикальной миграции, происходившей при разломах альпийской фазы диастрофизма и насытившей одновременно все коллекторы, не считаясь с их природой и возрастом — от докембрия до третичных». Далее автор утверждает, что «Все нефтяные месторождения мира сформированы в недавнее время в интервале верхнетретичное — четвертичное».

А. И. Леворсен (1958) считает, что время, необходимое для аккумуляции нефти в залежь, может быть геологически коротким, исчисляемым, вероятно, в тысячах или даже в сотнях лет.

Таким образом, существующие взгляды на время формирования залежей в Волго-Уральской области довольно противоречивы. По нашему мнению, совершенно правы И. О. Брод и Н. А. Еременко (1957), отмечая, что эти противоречия в известной степени кажущиеся. Объясняются они (кажущиеся противоречия), во-первых, односторонним подходом многих исследователей к данному вопросу, а во-вторых, многообразием самого процесса формирования залежей нефти и газа. В зависимости от конкретной геологической обстановки и метода исследований, различные авторы концентрируют свое внимание на разных фазах одного и того же процесса.

Большинство исследователей (исключением являются, вероятно, только В. Б. Порфирьев и К. Б. Аширов) в настоящее время принимает тезис о многофазности процесса формирования залежей нефти и газа. В каждом конкретном случае иногда достаточно четко, а иногда весьма условно отдельные фазы могут быть объединены в этапы формирования залежей и месторождений нефти и газа. Н. А. Еременко (1961) попытался обобщить это. В соответствии с его взглядами могут в рассматриваемом процессе быть выделены три основные фазы.

**Первая фаза** формирования залежей происходит на ранней стадии развития седиментационного бассейна. Формирование залежей начинается в замкнутых резервуарах внутри нефтематеринских свит.

В пластовых резервуарах, заключенных внутри нефтематеринской свиты, или контактирующих непосредственно с ней, также начинается формирование залежей. Наличие пластов обуславливается

прежде всего региональным прогибанием бассейна и связанным с ним первичным наклоном осадков. Следует иметь в виду, что даже на самых ранних стадиях развития седиментационный бассейн не представляет собой равномерно прогнутого «корыта». Изначально для данного геологического цикла седиментационный бассейн, несмотря на общую тенденцию к погружению, тектонически расчленен. На фоне общего погружения бассейна в нем выделяются участки относительного воздымания. Эти поднятия по величине могут быть разного порядка, относительный рост их начался параллельно с прогибанием бассейна или унаследован от предыдущего геологического цикла. Такие положительные элементы внутри седиментационного бассейна могут определить развитие многочисленных ловушек. Ловушки связаны как со сводовым изгибанием коллекторских толщ, так и с выкливанием последних на склонах тектонических поднятий. В результате возникают условия, весьма благоприятные для формирования многочисленных и при этом весьма часто крупных залежей нефти и газа не только в краевых частях седиментационного бассейна, но и внутри его.

Вторая фаза формирования залежей связана с последующей тектонической дифференциацией области. Она приурочивается к концу общего прогибания крупного участка земной коры, к началу проявлений в нем движений в обратном направлении. Именно в этот период наступает отчетливая дифференциация бассейна на зоны поднятий и опусканий. В геосинклинальных областях ясно обособляются антиклинальные и синклинальные зоны, в платформенных областях — валы и прогибы. В эту фазу, по-видимому, происходит формирование большинства залежей внутри данного бассейна. Однако процесс формирования на этом не заканчивается; он может продолжаться в зависимости от конкретной геотектонической обстановки вплоть до настоящего времени.

Последующее тектоническое развитие данного участка земной коры может привести к проявлению третьей фазы формирования залежей. Изменение знака тектонических движений с изменением регионального наклона слоев и последующая дифференциация участка земной коры с развитием старых и возникновением новых зон поднятий и опусканий существенно видоизменяет структурный план области. Соответственно меняются региональная гидрогеологическая обстановка и условия формирования и разрушения залежей. Во вновь возникших локальных поднятиях, несмотря на приуроченность к ним благоприятных ловушек, залежи нефти и газа могут и не возникнуть.

При изменении регионального наклона слоев изменяется направление внутрирезервуарной миграции. Ранее возникшие ловушки, заполненные нефтью и газом, могут оказаться частично или полностью раскрытыми. Вследствие этого из них начнется утечка нефти и газа — залежи будут разрушаться. За счет их разрушения в других местах могут возникнуть новые залежи. Таким образом, будет идти процесс переформирования залежей внутри резервуаров. При опре-

деленных геологических условиях основная масса нефти и газа может рассеяться. С этой точки зрения переформирование залежей следует рассматривать прежде всего как процесс их разрушения.

Переформирование залежей в третью фазу происходит не только в результате изменения регионального структурного плана и образования новых поднятий, но и в результате возникновения в это время крупных и мелких разрывов. Появление последних, особенно характерное для данной стадии тектонического развития области, облегчает и усиливает внерезервуарную миграцию, приводящую к формированию залежей в коллекторах, иногда значительно удаленных по разрезу от нефтематеринских свит.

Решение вопроса о времени и длительности формирования залежей должно базироваться на геологической основе (прежде всего на геологической истории развития конкретного региона), на изучении распределения запасов и геохимических закономерностей условий залегания нефти и газа и должно контролироваться физическими параметрами залежей.

Прежде чем вернуться к геолого-историческим условиям развития рассматриваемого района и закономерностям распространения в его пределах залежей нефти и газа, следует хотя бы очень кратко остановиться на физических параметрах, контролирующих время формирования залежей.

В. С. Гассоу (1955) предложил использовать в этих целях объем газовой фазы при разных давлениях и температурах и давлении насыщения. Тесно с этими факторами связано и взаимоотношение газовой и жидкой фаз в залежах.

Путем палеотектонических построений может быть выяснено не только начало образования структурной ловушки, но и ее объем для разных моментов геологической истории и вероятная глубина залегания ловушки (Максимов, Иванов, Киров, 1959). Пользуясь законами газового состояния, можно легко рассчитать, при каких давлениях и температурах ловушка была заполнена газом. Для этого можно воспользоваться формулой:

$$P_{\phi} V_{\phi} = \frac{P_{пл} V_r f}{Z}$$

где  $P_{\phi}$  — пластовое давление в момент возможно полного заполнения ловушки,  $кг/см^2$ ;

$V_{\phi}$  — объем ловушки для условий  $P_{\phi}$ ,  $м^3$ ;

$P_{пл}$  — пластовое давление в настоящее время,  $кг/см^2$ ;

$V_r$  — объем газа в настоящее время,  $м^3$ ;

$f$  — температурная поправка;

$Z$  — коэффициент сжимаемости газа,  $ат^{-1}$

(при ориентировочных подсчетах поправками  $f$  и  $Z$  можно пренебречь). Кроме того, необходимо учесть глубину бассейна, в котором отлагались осадки.

Исходя из определенной величины  $V_{\phi}$ , можно примерно определить соответствующую ей глубину залегания залежи и, следовательно,

Время формирования залежей нефти и газа  
Среднего и Нижнего Поволжья

Стратиграфический комплекс	Месторождения и залежи	По С. П. Максимова и др.	По Е. Л. Пештич
Кунгурский ярус	Мухановское Восточно-Черновское Коханское	Современное Татарский век » »	Неогеновый период » »
Башкирский ярус	Покровское	Конец мячковского времени	—
Бобринковский горизонт	Красноярское Белозерское  Чубовское Мухановское Покровское Карлово-Сытовское Яблоневый Овраг  Стрельный Овраг  Зольный Овраг Степновское	Каширское время  Намюрский век Верейское время Намюрский век Верейское время » » Границы окского и серпуховского времени Начало верхнекаменноугольной эпохи  То же Подольское время	Среднекаменноугольная эпоха — — — — — — Верхнекаменноугольная — нижнепермская эпохи То же —
Турнейский ярус	Стрельный Овраг  Зольный Овраг Красноярское	Начало подольского времени То же Каширское время	— — — Средне-позднекаменноугольное время
Данково-лебедянский горизонт	Покровское	Верейское время	—
Средне-франский подъярус	Жирновское, II пл. Жирновское, III пл.	Тульское время » »	— —
Саргаевский горизонт	Яблоневый Овраг Жигулевское	Бобринковское время Тульское время	Раннекаменноугольное время То же
Пашийский горизонт	Мухановское, D _I Мухановское, D _{II} Репьевское, D _{II} Чубовское, D _I  Зольный Овраг, D _I	Башкирский век » » Окское время Конец верхнефранского времени Окское время	Среднекаменноугольная эпоха То же — — Намюрский век
Живетский ярус	Степновское, D _V	Подольское время	—

время образования залежи по геологическому разрезу. Определенное таким путем время является минимальным, т. е. таким временем, раньше которого заполнение ловушки произойти не могло. Если таким путем определено, что формирование залежи произошло во время  $x$ , то это означает следующее: когда поступили в ловушку первые порции газа, остается неизвестным, но последняя порция находящегося в залежи газа могла пройти в нее только после времени  $x$ , т. е. только после погружения залежи на соответствующую глубину; при меньших давлениях (и глубинах) имеющийся в ловушке газ не смог бы поместиться в ловушке.

Для залежей нефти подобный расчет оказывается практически неприменимым из-за относительно небольшого изменения объема нефтей при изменении температуры и давлений. В качестве дополнительного контрольного критерия к геологическим построениям и заключениям можно рекомендовать использовать величину давления насыщения. Давление насыщения соответствует упругости растворенных в нефти газов. Очевидно, что формирование залежи нефти не могло произойти при давлении, находящемся ниже упругости растворенных в ней газов. Следовательно, давление насыщения для залежей нефти может служить критерием глубины и времени их формирования.

При расчетах времени формирования залежей, происходившего по принципу дифференциального улавливания, необходимо учитывать изменения давления насыщения в цепи ловушек. Эти изменения могут быть не прямо пропорциональны глубине залегания ловушек вследствие качественных изменений состава нефти и газа в процессе миграции. Поэтому наиболее достоверные данные будут относиться к расчетам для наиболее погруженных ловушек.

Описанные физические критерии не могут претендовать на полную самостоятельность или полную безоговорочность выводов. Применение их возможно лишь в качестве контроля на общем фоне геологического анализа.

Результаты расчетов времени формирования залежей нефти и газа Среднего и Нижнего Поволжья по вышеописанной методике приведены в табл. 35. Для сравнения в этой таблице даются расчеты Е. Л. Пештич (ВНИГРИ), любезно предоставленные нам. Из таблицы видно, что расчеты Е. Л. Пештич и наши в основном дали одинаковые результаты. Только для залежей кунгурского яруса время заполнения ловушек по данным Е. Л. Пештич для Мухановского и Восточно-Черновского месторождений относится к неогеновому периоду, а по нашим для Мухановского — к современному времени, а для Восточно-Черновского — к татарскому веку.

Расчеты времени заполнения ловушек показали следующее:

1. Для залежей кунгурского яруса — татарский век — настоящее время — результаты подсчета для трех залежей близки. Все три месторождения, по которым производились расчеты, сложены образованиями татарского яруса, перекрытыми осадками кайнозоя небольшой мощности.

2. Для залежей башкирского яруса расчет произведен только для одной залежи Покровского месторождения. Время заполнения ловушки датируется концом московского века (мячковским временем).

3. Для залежей бобриковского горизонта подсчет времени произведен по десяти залежкам. Согласно подсчетам залежи этого горизонта формировались от конца визейского века до начала верхнекаменноугольной эпохи.

4. Для залежей турнейского яруса расчет произведен для трех месторождений. Все залежи были сформированы в московский век.

5. Для залежи данково-лебедянского горизонта расчет произведен по одному Покровскому месторождению. Время формирования залежи датируется московским веком (верейским временем).

6. Для двух залежей среднефранского подъяруса расчет произведен для Жирновского месторождения. Формирование их надо датировать тульским временем.

7. Для саргаевского горизонта расчет произведен по двум залежкам Жигулевского вала. Формирование этих залежей датируется яснополянским временем.

8. Для залежей пашийского (нижнецигровского) горизонта расчет произведен по пяти залежкам. Время формирования залежей этого продуктивного горизонта датируется по-разному, а именно: концом верхнефранской эпохи, окским временем и башкирским веком.

9. Для залежи живетского яруса подсчет произведен для одной залежи. Время формирования ее надо датировать московским веком.

Из приведенных данных можно сделать некоторые выводы.

А. Для залежей пермской системы предлагаемый метод не приемлем, так как покрывающие пермские образования осадки мезозоя и кайнозоя имеют малую мощность, в результате чего даже небольшие погрешности в определении глубины, при которой формировались залежи, вызывают неточности в определении времени их формирования.

Б. Залежи отложений каменноугольной системы формировались в конце нижнекаменноугольного периода или в течение московского века. Однако, произведенные расчеты общего результата не дали. Например, в пределах Мухановской тектонической зоны залежь нефти в отложениях бобриковского горизонта Красноярского месторождения закончила формироваться относительно позже, чем залежи Белозерского и Чубовского месторождений, а залежь нефти месторождения Стрельный Овраг — относительно позже, чем соответствующие залежи месторождений Яблоневый Овраг и Карлово-Сытовском.

В. Результаты расчетов времени формирования залежей в девонских отложениях дали довольно пеструю картину: от конца франского века до московского. Например, залежи в пашийском горизонте в пределах одной Мухановской тектонической зоны, по данным произведенного расчета, сформировались в башкирский, верхнефранский века и окское время. При этом залежи нефти в отложениях паший-

ского горизонта Мухановского месторождения закончили формироваться позже, чем соответствующие залежи Репьевского и Чубовского месторождений.

Отмеченное колебание результатов расчета и некоторое противоречие с геохимическими исследованиями может быть вызвано неполным (при условии правильного определения объемов) заполнением ловушек газом или при расчете по методу давлений насыщенный дополнительным поступлением (либо уходом) газовой фазы. Значительные погрешности в определении времени формирования залежей указанными методами вносятся также неточным определением мощности вышележающих пород, ибо в расчетах фигурируют современные их мощности и не учитываются явления размыва. Следует учитывать также, что скорости заполнения ловушек нефтью и газом могут быть различными, ибо они зависят от коллекторских свойств пластов, объема ловушек и от крутизны регионального падения пластов, объема ловушек и от крутизны регионального падения пластов. Как показали наши, проведенные совместно с А. И. Ивановым и В. А. Кировым (1959), расчеты, ориентировочные скорости заполнения ловушек в породах карбона и девона Степновского месторождения могут испытывать значительные колебания. Примем абсолютное время, протекшее от начала до конца заполнения пласта  $D_V$  живетского яруса, равным 58 млн. лет (20 млн. лет верхнедевонской эпохи, 20 млн. лет нижнекаменноугольной эпохи и 18 млн. лет от начала отложений нижнебашкирского до конца подольского времени, что соответствует времени заполнения этой ловушки), а для ловушки бобриковского горизонта — 33 млн. лет (15 млн. лет от бобриковского времени до конца намюрского века и 18 млн. лет для среднекаменноугольной эпохи, что соответствует времени заполнения ловушки в карбоне).

Общие запасы газа на Степновском поднятии составляют для пласта  $D_V$  18,5 млрд.  $m^3$ ; для бобриковского горизонта 1,245 млрд.  $m^3$ . За 1 млн. лет в пласте  $D_V$  накопилось 319 млн.  $m^3$  или 0,87  $m^3$  газа в сутки; в бобриковом — 37 млн.  $m^3$  или 0,1  $m^3$  газа в сутки. В данном случае газ накапливался в ловушке пласта  $D_V$  в 8,7 раза быстрее, чем в ловушке бобриковского горизонта, что вполне объяснимо, если сравнить коллекторские свойства и крутизну падения пласта  $D_V$  и бобриковского горизонта.

Приводимые расчеты являются попыткой перейти от общих качественных определений времени геологических явлений к количественным. Эти расчеты не претендуют на определение даже относительно точного времени заполнения ловушек; они выполнены для того, чтобы определить порядок величины этого времени. Методы подсчета в значительной мере упрощены и схематизированы.

Несмотря на условность приведенных расчетов, они указывают на различное время формирования залежей в девонских, каменноугольных и пермских отложениях. Иначе говоря, эти расчеты также подтверждают ранее сделанный вывод о наличии по крайней мере

трех циклов формирования залежей в палеозойских отложениях. В этом аспекте для определения перспектив нефтегазоносности большое значение приобретает анализ времени формирования ловушки. По-видимому, следует пересмотреть несколько упрощенное понимание некоторыми авторами этого вопроса, сводящееся к тому, что залежи в девонских отложениях образовались только в складках, заложенных в девоне. Как видно из сказанного ранее, диапазон времени формирования структурных ловушек, благоприятных для накопления в них залежей нефти и газа, значительно шире. Практически для выбора под разведку наиболее перспективных структур большое значение имеет определение диапазона времени, особенно благоприятного для формирования ловушек.



#### ГЛАВА XIV

### ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ЮЖНЫХ РАЙОНАХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

И. М. Губкин (1937) установил закономерность в приуроченности региональных зон нефтегазонакопления («нефтесборных площадей») к окраинам горно-складчатых сооружений и межгорным впадинам, назвав эту закономерность «основным законом» размещения нефтяных и газовых месторождений в геосинклинальных областях». Многие исследователи — Губкин, 1940, 1950; Успенская, 1950, 1952; Трофимук, 1950, 1956; Бакиров, 1951, 1954, 1961; Брод, 1947, 1955а, б; 1959, 1960; Розанов, 1957; Мустафинов, 1956, 1958; Наливкин, 1956; Притула и др., 1957; Алексеев, А. З. Дубинин, В. А. Лобов, 1958; Мирчинк, Трофимук, Чепиков, 1959; Максимов, Розанов, Халтурин, 1960; Еременко, Максимов, 1960а, б; Борисов, 1961; Машкович, 1961; Козлов, 1955, 1959; Ованесов, 1962; Свищев, 1958, 1959, 1961 и др. — находят закономерность в связи размещения региональных зон нефтегазонакопления — месторождений и залежей нефти и газа — со структурами платформенных областей: склонами сводовых поднятий, бортами впадин, валами, тектоническими зонами поднятий, террасами, структурными носами и т. п. Исходя из этого, региональные зоны нефтегазообразования в платформенных областях следует искать в прилегающих впадинах, в местах мощного накопления терригенных пород, седиментация которых могла протекать в благоприятных условиях для накопления, захоронения, преобразования органических соединений в углеводороды типа нефтей, затем мигрирующих на склоны поднятий, образуя зоны нефтегазонакопления.

В настоящее время большинство геологов в формировании залежей нефти девона и карбона Волго-Уральской области особое значение отводят боковой миграции. Так, А. А. Трофимук (1956), считая необходимым Волго-Уральскую область отнести к области палеозойского нефтеобразования, допускает наличие латеральной миграции из внутриплатформенных впадин в сторону древних сводовых поднятий. По мнению А. А. Бакирова (1955), масштабы региональной

миграции нефти в течение отдельных этапов геологической истории предопределяются планом расположения крупных тектонических элементов и их структурными взаимоотношениями. На примере изучения Северо-Американской платформы А. И. Леворсен (1958) отмечает, что углеводороды могли мигрировать на значительное или короткое расстояние в зависимости от близости ловушки к области, где нефть и газ проникают в проницаемую породу.

Таким образом, формирование залежей нефти и газа в региональных зонах нефтегазонакопления указанными авторами и многими другими исследователями связывается с латеральной миграцией флюидов из древних внутриплатформенных впадин в направлении сводовых поднятий. Однако известно, что не всегда склоны платформенных сводовых поднятий сопровождаются значительными скоплениями нефти и газа, а в пределах региональных зон нефтегазонакопления далеко не все ловушки структурного, стратиграфического и литологического типов содержат нефть. Коэффициент «удачи» для разных районов Волго-Уральской области колеблется от 30 до 90% (Мирчинк, 1961).

Познание закономерностей размещения региональных зон нефтегазонакопления, месторождений и залежей нефти и газа является ведущей проблемой, призванной оказать реальную помощь промышленности в резком повышении эффективности геологопоисковых и разведочных работ. Рассмотрение этой проблемы на примере южных районов Волго-Уральской нефтегазоносной области позволяет установить некоторые закономерности в размещении зон нефтегазонакопления в зависимости от тектонического строения той или иной исследуемой территории и геологической истории ее развития.

Тектонический фактор имеет весьма большое значение в формировании нефтяных месторождений, так как последние, как правило, приурочены к различным структурным формам. Однако иногда основную роль играет литологический состав вмещающих нефть и газ пород и их стратиграфическое взаимоотношение. Таковы «рукавообразные залежи» в пористых песчаных отложениях древних речных долин (Губкин, 1937) в Нефтяноширванском районе Краснодарского края, «шнурковая залежь» пласта  $B_0$  тульского горизонта Покровского месторождения (Моргунов, Демин, 1961), некоторые месторождения, связанные с древними погребенными коралловыми рифами в Башкирском Приуралье и др. (Трофимук, 1950; Ованесов, 1960, 1962 и др.). Но в этих случаях месторождения связаны с определенными структурными формами — моноклиналью, крыльевыми или периклинальными частями поднятий и т. п. В Волго-Уральской области выявлены обширные сводовые поднятия типа Южной вершины Татарского свода, к которому приурочено богатейшее, уникальное по своим размерам и запасам Ромашкинское месторождение. Многие месторождения связаны с антиклиналями, брахиантиклиналями, куполообразными поднятиями и солянокупольными структурами.

Современный структурный план месторождения может быть простым, когда структурные условия по всему стратиграфическому

разрезу не изменяются (Соколовгорское, Мухановское, Зольный Овраг, Кулешовское и др.) или сложным, когда он изменяется с глубиной (Жигулевское, Стрельный Овраг, Елшано-Курдюмское, Гуселское и др.). Как сложный, так и простой структурный план месторождений полностью зависят от истории геологического развития структур. Кроме того, неоднократно тектонические перестройки структурного плана региона и его отдельных частей вызывают повторные перемещения залежей нефти и газа. Например, изменение во времени регионального наклона пластов в Горючкинской, Елшано-Сергиевской, Мухановской, Большекинельской тектонических зонах приводило к изменению в пространстве направления региональной миграции углеводородов и перераспределению их залежей. Сформировавшиеся залежи в процессе структурных перестроек и при длительных континентальных перерывах, приблизившись к земной поверхности, подвергаются воздействиям аэрации, разрушению процессами карста и последующей эрозией в начале следующей трансгрессии (девонские залежи в месторождениях Советском, Фурмановском, Суловском).

Почти во всех этих многообразных формах связи нефтяных месторождений с тектоническими структурами устанавливается решающее значение тектонических процессов, которые создают региональный или локальный уклон слоев, вызывающие в свою очередь миграцию и аккумуляцию нефти и газа в ловушках согласно гравитационному принципу.

Подвижные флюиды — газ, нефть и вода, перемещаясь по слоям пористых или кавернозно-трещиноватых пород, распределяются в соответствии с их удельным весом. Обязательным условием при этом для формирования и сохранности месторождения является наличие непроницаемой покрывающей породы. Смена пористых пород-коллекторов непроницаемыми глинистыми также, в конечном счете, обусловлена тектоническими движениями.

Зависимость нефтегазоносности от тектонических факторов относительно четко прослеживается на территории Волго-Уральской области, в частности, в ее южной части.

На рис. 75, 76 и 77 (гл. X) показаны границы участков установленной промышленной нефтеносности (на юге нефтегазоносности) пород девона и карбона. Эти границы оконтуривают Волго-Уральскую нефтегазоносную область с юго-запада, запада и северо-запада.

Граница промышленной нефтеносности по отложениям нижнего карбона на северо-западе исследованной территории больше смещена к центральной части платформы, в связи с чем территория распространения промышленных залежей в этом комплексе несколько расширяется по сравнению с комплексами девона и среднего карбона (на рис. 77 граница не проведена, а только нанесены месторождения).

Граница промышленной нефтеносности на востоке территории по отложениям девона и карбона также не совпадает и, вероятно,

может быть проведена несколько восточнее зон минимальных мощностей терригенных комплексов девона, нижнего и среднего карбона. В этом случае самая узкая полоса промышленной нефтеносности приходится на отложения среднего карбона; расширяется для отложений девона, а максимальных размеров достигает в отложениях нижнего карбона.

Из приведенных данных видно, что границы нефтеносности на востоке Волго-Уральской области определяются сменой терригенных пород девона и карбона карбонатными. Граница промышленной нефтеносности девонских отложений на северо-западе ограничивается зонами значительного или полного размыва терригенной толщи (северная вершина Татарского свода, Ульяновская и Котельническая тектонические зоны). Положение северо-западных границ нефтеносности для отложений нижнего и среднего карбона (и девона), вероятно, зависело от близости областей питания, т. е. определяется гидрогеологическим фактором.

В девонский и последевонский периоды пластовые воды в основном перемещались с севера на юг или с северо-запада на юго-восток. В конце палеозоя, в связи с формированием Уральской складчатой системы, направление движения вод стало противоположным. В настоящее время условная граница гидродинамического равновесия проходит примерно по р. Каме, по среднему и нижнему течению р. Волги (Кротова, 1956).

К северо-западу от этой условной границы нефтяные залежи как в девоне, так и в карбоне неизвестны, несмотря на весьма благоприятные фациальные условия, существовавшие в девонском периоде (живетский и нижнефранский века). К югу от нее располагается зона тяжелых нефтей. По породам нижнего карбона контуры этой зоны нанесены на карту (см. рис. 76), по породам девона положение ее недостаточно ясно. Наличие зоны тяжелых нефтей в непосредственной близости от границ распространения промышленных залежей и гидродинамического равновесия показывает, что она связана с особенностями сероводородного заражения отдельных зон бассейна (см. гл. XI) осадконакопления, в первую очередь, в Бирской седловине и Мелекесс-Радаевской впадине, с процессами преобразования органического вещества в резко восстановительной среде при формировании залежей, с явлениями вторичного окисления и микробиологическими процессами (имеющими локальное распространение), а также с действием других факторов, проявляющихся на определенном этапе геологической истории (Маймин, 1955а).

В южной и юго-западной частях Волго-Уральской нефтегазонасной области распространены нефтяные, газовые и газо-нефтяные залежи в терригенных отложениях девона, нижнего и среднего карбона. Границы их распространения (кроме среднекаменноугольной) показаны на тех же рисунках. Характерно, что эти границы для отложений девона, нижнего и среднего карбона, так же как и границы промышленной нефтеносности, хотя и тяготеют к бортам Прикаспийской впадины, но в пространстве не совпадают.

Самая узкая полоса газонефтеносности устанавливается для отложений девона и протягивается в прибортовой зоне. Можно предположить, что в своей восточной части граница газонефтеносности в девонских отложениях будет определяться восточной границей зоны минимального развития мощностей терригенного комплекса и, вероятно, не достигнет Предуральского прогиба. Полоса нефтегазонасности нижекаменноугольных отложений несколько расширяется, однако также не выходит далеко за пределы прибортовой зоны Прикаспийской впадины. В восточной своей части эта граница, вероятно, будет определяться восточной границей зоны максимального развития мощностей терригенного комплекса и, по всей вероятности, в дальнейшем сможет быть прослежена в южной части Предуральского прогиба.

Полоса газонефтеносности отложений среднего карбона распространяется на северный борт Бузулукской впадины, но далеко не уходит от бортов Прикаспийской впадины. На востоке эта граница, вероятно, так же как девонская и каменноугольная, будет зависеть от границ развития терригенного комплекса среднего карбона и погружения этой зоны к югу, в сторону Прикаспийской впадины. На юго-западе границы газонефтеносности в отложениях девона, нижнего и среднего карбона, вероятно, будут прослежены в пределах Преддонецкого прогиба.

Граница промышленной нефтегазонасности нижнепермских отложений (см. рис. 78) в южных районах Волго-Уральской области может быть прослежена только в Жигулевско-Пугачевском своде и Мелекесс-Радаевской впадине. Она протягивается с юго-запада на северо-восток и контролируется современными северо-западными границами распространения отложений филипповского и иреньского горизонтов. При этом в пространстве эти границы не совпадают. Поэтому в полосе отсутствия или значительного сокращения мощности малопроницаемых отложений иреньского горизонта нижнепермские отложения, как правило, не содержат залежей, и промышленная газонасность приурочена к отложениям уфимского яруса и калиновской свиты казанского яруса. К юго-востоку мощности филипповского горизонта незначительно возрастают — до 120 м, а мощности малопроницаемых пород иреньского горизонта возрастают очень резко — до 1300 м, поэтому промышленная нефтегазонасность смещается вниз по разрезу и приурочена в основном к отложениям нижней перми. В областях развития мощных отложений иреньского горизонта (свыше 200 м) промышленная нефтегазонасность верхнепермских отложений распространена локально — по изопакитам 200 и 300 м и приурочена, по всей вероятности, к зонам разломов, которые могут быть косвенно подтверждены аномально высокоминерализованными водами верхнепермских отложений. Восточная граница промышленной газонефтеносности еще не установлена, но можно предположить, что она будет проходить по западному склону Урала, распространяясь на весь Предуральский прогиб и захватывая узкую полосу восточного склона Русской платформы. На юго-



востоке промышленная газоносность отложений нижней перми возрастает в направлении общего погружения этих пород от юго-восточного и восточного склонов Жигулевско-Пугачевского свода и склонов Оренбургского свода в направлении Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины.

Таким образом, промышленная нефтегазоносность отложений палеозоя Волго-Уральской области, с одной стороны, контролируется расположением в пространстве древних внутриплатформенных впадин и сводовых поднятий, с другой, зависит от распространения терригенных комплексов девона и карбона (частично, нижней перми) и распределения внутри этих комплексов песчаных коллекторов и малопроницаемых покрышек.

В связи с указанным, целесообразно проследить за распределением песчаных коллекторов на всей этой обширной нефтегазоносной территории.

В пределах Волго-Уральской области промышленные скопления нефти, особенно высокопродуктивные, распространены неравномерно. Большая часть известных нефтяных залежей в терригенном комплексе палеозойских отложений приурочена к сводам и их склонам, а также к погребенным выступам кристаллического фундамента. Наибольшее развитие коллекторов отмечается именно в этих структурно-фациальных условиях.

В области Жигулевско-Пугачевского и Татарского сводов (и их ближайших склонов), представляющих древние структуры, осложненные локальными положительными структурами (ловушками), где коллекторы терригенного девона распространены повсеместно, залежи нефти преимущественно относятся к типу сводовых пластовых полного контура.

На восточном склоне платформы и в Бирской седловине, где терригенные коллекторы девона не имеют сплошного распространения, а приобретают прерывистую форму полос и линз среди плохопроницаемых песчано-алевроитовых пород и где локальные структуры выполаживаются, преобладают залежи нефти литологического типа, большей частью с небольшими размерами и запасами. В этих условиях уменьшается и количество продуктивных пластов. Например, южный купол Татарского свода обрамляется литологическими залежами (см. рис. 75). На востоке их развитие связано с выклиниванием в восточном направлении песчаных коллекторов; на западе — с сокращением мощности терригенных пород от Мелекесс-Радаевской впадины к Токмовскому своду. Контурные залежей соответствуют в большинстве случаев направлению сокращения мощности пород-коллекторов, т. е. они обращены выпуклыми частями в сторону регионального подъема пород. Формирование литолого-стратиграфических залежей на западном склоне Татарского свода можно объяснить только миграцией нефти по региональному подъему пластов с запада на восток, т. е. со стороны впадины к сводовому поднятию.

Данные структурно-фациального и палеотектонического анализа показывают, что наиболее продуктивные залежи в рассматриваемом

комплексе связаны со структурами девонского заложения. Произведенный анализ определяет период наиболее интенсивного формирования структур — от конца нижнефранского времени до фаменского века.

Условия залегания нефти в терригенном комплексе девона и его фациальные особенности позволяют считать, что весь этот комплекс на большей части исследуемой территории представляет единый резервуар для накопления нефти и газа.

Нефтяные залежи в нижнем карбоне находятся внутри полукольца, образующего зоны распространения терригенного комплекса наибольшей мощности. Самые продуктивные залежи располагаются в непосредственной близости от районов максимальных мощностей. В этом случае залежи по типу сводовые пластовые. Данный терригенный комплекс, так же как и девонский, представляет единый резервуар с наиболее продуктивными залежами нефти. Скопления нефти приурочены, как правило, к верхней части комплекса, который стратиграфически охватывает нижневизейский подъярус; в Камско-Кинельской впадине нефтеносны также отложения малиновского надгоризонта. Особенностью залежей в некоторых районах является литологически экранированный, иногда массивный тип.

В области распространения небольших мощностей терригенных отложений широко развиты залежи нефти, связанные только с осадками нижневизейского подъяруса. Уменьшение мощности отложений сопровождается сокращением мощности коллекторов и ухудшением их физических свойств. В этих районах уменьшается количество нефтяных пластов (до одного-двух) и резко снижается их продуктивность. На расстоянии 30—50 км от зон распространения терригенных пород большой мощности в формировании нефтяных залежей значение получает литологический фактор. Залежи приобретают прерывистую неправильную форму, часто располагаются вкрест простирающихся осей локальных поднятий, что связано с эрозионной поверхностью карбонатных пород турнейского яруса на склонах поднятий или на структурных террасах. В районах, где мощность терригенных пород менее 20 м (см. рис. 76) и коллекторы имеют незначительную мощность, залежи нефти приурочены к верхней части карбонатных отложений турнейского яруса (Большекинельский вал).

Данные структурно-фациального и палеотектонического анализа показывают, что наиболее продуктивные залежи в нижнекаменноугольном комплексе содержат структуры древнего заложения — от нижневизейского до предверейского времени.

Аналогичная закономерность устанавливается и в терригенном комплексе среднего карбона. Максимальная мощность песчаных коллекторов, а следовательно, и количество залежей приурочены к зонам максимального развития мощностей терригенного комплекса, которые к центральным частям сводов сокращаются в мощности; соответственно уменьшается и количество продуктивных залежей. В этих направлениях ухудшаются коллекторские свойства песчаников, изменяется характер залежей: от сводовых пластовых полного

контура до залежей неправильной формы; промышленные запасы нефти и газа резко снижаются.

Таким образом, подтверждается справедливость вывода, сделанного ранее рядом исследователей о перспективности древних впадин и возможных значительных концентрациях в них промышленных запасов нефти и газа при наличии соответствующих ловушек.

Проследить характер распространения коллекторов по площади развития отложений нижней перми не представляется возможным, ибо карбонатные коллекторы здесь изучены очень слабо.

В пределах южных районов Волго-Уральской области большая часть нефтяных и газовых месторождений также приурочена к тектоническим зонам поднятий, формирование которых генетически связано с прилегающими древними глубокими впадинами и прогибами. Связь нефтегазоносности с впадинами и прогибами сравнительно легко можно проследить по структурным элементам современного структурного плана. Например, залежи нефти и газа в девонских отложениях восточного склона Воронежского свода, Латрыкско-Карамышской впадины и юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода тяготеют к восточной части Рязано-Саратовской впадины и не выходят за пределы накопления терригенного комплекса девона мощностью менее 150—200 м.

Промышленная нефтегазоносность западной части Рязано-Саратовской впадины до сих пор не выяснена. Нефтеносность девонских отложений восточной части Жигулевско-Пугачевского свода и Мелекесс-Радаевской впадины непосредственно тяготеет к Мелекесс-Радаевской впадине, при этом западная граница промышленных залежей нефти не выходит за пределы накопления терригенного комплекса девонских отложений мощностью менее 150—200 м. В западной части Жигулевско-Пугачевского, Татарского свода и его склонов, Бирской седловины структурные и литологические залежи в девонских отложениях приурочены к осадкам терригенного комплекса несколько сокращенной мощности — 100—150 м.

Залежи нефти и газа в отложениях нижнего карбона восточного склона Воронежского свода, Латрыкско-Карамышской впадины, юго-западного и юго-восточного погружений Жигулевско-Пугачевского свода тяготеют к Преддонецкому прогибу и Западно-Прикаспийской впадине. Промышленные скопления нефти на северном и восточном погружении Жигулевско-Пугачевского свода и в Мелекесс-Радаевской впадине тяготеют к Камско-Кинельской впадине. Граница установленной промышленной нефтегазоносности не выходит за пределы развития терригенного комплекса нижнего карбона мощностью 50—100 м.

Залежи нефти и газа в отложениях среднего карбона на восточном склоне Воронежского свода, в Латрыкско-Карамышской впадине и на юго-западном погружении Жигулевско-Пугачевского свода не выходят за пределы развития терригенного комплекса среднего карбона мощностью 120 м, а продуктивные месторождения тяготеют к Преддонецкому прогибу и Нижневолжской впадине.

В юго-восточном погружении Жигулевско-Пугачевского свода и на северном борту Бузулукской впадины залежи нефти и газа тяготеют к Бузулукской впадине и контролируются изопакитой 80 м. В Мелекесс-Радаевской впадине на западном склоне южного купола Татарского свода и в тектонических зонах северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода промышленная нефтеносность отложений среднего карбона контролируется изопакитами от 30 до 60 м.

В соответствии с указанным изменением мощностей терригенных комплексов в этих тектонических условиях находится и распределение промышленных скоплений нефти и газа в отложениях среднего карбона: основные запасы нефти и газа сосредоточены в месторождениях восточного склона Воронежского свода, Латрыкско-Карамышской впадины, юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и северного борта Бузулукской впадины. При этом в Нижнем Поволжье к отложениям среднего карбона приурочены крупные залежи (Коробковское, Саушинское, Верховское и другие месторождения).

Отложения среднего карбона в Бузулукской впадине изучены очень плохо, но, судя по выявленным залежам в Кулеповском месторождении и возрастанию терригенного комплекса к югу, можно предположить о наличии во впадине крупных скоплений газа и нефти. Промышленная нефтеносность северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода, Мелекесс-Радаевской впадины и западного склона южной вершины Татарского свода полностью соответствует мощностям этого терригенного комплекса, а промышленные запасы выявленных залежей весьма небольшие.

Установить прямую связь промышленной нефтегазоносности с зонами максимального развития терригенных отложений нижнепермского возраста не представляется возможным, ибо процесс нефтегазообразования в это время, вероятно, происходил в несколько других условиях и связан с фациями глинистых доломитов и мергелей филипповского горизонта. Тем не менее, промышленная нефтегазоносность, так же как и в девоне и карбоне, генетически связана с древними впадинами и предгорными прогибами. Промышленные залежи в юго-восточной части Мелекесс-Радаевской впадины и на восточном погружении Жигулевско-Пугачевского свода, а также в Предуральском прогибе (Башкирское Приуралье) тяготеют к Прикаспийской впадине и Предуральскому прогибу. При этом зоны нефтегазоаккумуляции на складчатом борту и в центральной части предгорного прогиба приурочены к передовым складкам или моноклинали и вытянуты субмеридиально. На платформе (Мелекесс-Радаевская впадина) характер распределения зон нефтегазоаккумуляции более прихотливый; распределение этих зон лишь в самых общих чертах следует за конфигурацией крупных структур, преимущественно впадин. На геосинклинальном борту прогиба состав нефтей резко изменяется; как правило, они более тяжелые; сохранность газовой фазы и легких фракций нефти зависит, прежде всего, от

условий изолированности ловушки; существенную роль играют и другие факторы зоны гипергенеза (окисления, химические и бактериальные, промываемость водами и т. д.). В центральной части прогиба и на платформенном борту нефти более легкие, получают развитие газоконденсатные и газовые залежи.

Краткий обзор промышленной нефтегазоносности Волго-Уральской области со всей убедительностью показывает существующую генетическую связь региональных зон нефтегазоаккумуляции с расположением разновозрастных древних впадин и прогибов, которые являются основными бассейнами нефтегазообразования (см. гл. X, XII).

Устойчивые сводовые поднятия (Татарский, Жигулевско-Пугачевский своды, восточный склон Воронежского свода) и окаймляющие их внутриплатформенные впадины, существующие на протяжении длительной геологической истории развития Волго-Уральской области, явились причиной образования региональных подъемов песчаных и глинистых пород от центра впадин к сводовым поднятиям. Таким образом, одновременное присутствие в разрезе палеозоя песчаных коллекторов и малопроницаемых глинистых пород, резкая дифференциация данной области на области приподнятых сводовых поднятий и внутриплатформенных впадин — создавали благоприятные условия для латеральной миграции углеводородов по региональному подъему пластов, из зон максимального развития терригенного комплекса пород девона, и нижнего и среднего карбона в сторону склонов сводов и их центральных частей.

Поэтому региональные зоны нефтегазоаккумуляции закономерно размещаются на территории, где отдельные подъемы терригенных комплексов были относительно устойчивыми во времени, а на пути региональной миграции флюидов имелись благоприятные ловушки, способные улавливать и сохранять в себе нефть и газ. В связи с этим целесообразно проследить распределение промышленных запасов на исследуемой территории по основным тектоническим элементам.

На юге Волго-Уральской нефтегазоносной области можно выделить несколько зон нефтегазоаккумуляции, связанных с палеозойскими отложениями. Выделение этих зон определяется, с одной стороны, границами распространения девонских, каменноугольных и пермских отложений, наличием в их разрезе терригенных комплексов значительной мощности, с другой, тектоническим строением.

Промышленные залежи нефти и газа установлены на территории всех основных структур: восточного склона Воронежского свода, Жигулевско-Пугачевского свода, Латрыкско-Карамышской и Мелекесс-Радаевской впадин. Минимальная мощность неметаморфизованных и относительно слабодислоцированных осадочных отложений встречена в восточном склоне Воронежского свода (600 м) и Жигулевско-Пугачевского свода (Балаковская вершина, 1200 м). Мощность осадочного чехла на территории Мелекесс-Радаевской, Бузулукской и Латрыкско-Карамышской впадин достигает 3000 м и более. Промышленные (геологические) запасы нефти и газа распространены

неравномерно (рис. 93). Наибольшая часть запасов приурочена к Ж и г у л е в с к о - П у г а ч е в с к о м у с в о д у (35,02%), где выявлено 259 залежей нефти и газа, при этом залежи и промышленные запасы свода распределены по погружениям следующим образом:

а) северное погружение свода — 105 залежей, из них 76 содержат 64,90% общих запасов свода;

б) юго-западное погружение свода — 56 залежей, из них 51 содержит 8,25% общих запасов свода;

в) восточное погружение свода — 73 залежи, из них 48 содержат 7,12% запасов свода; следует отметить, что на восточном погружении разведаны и подсчитаны запасы в основном только пермских отложений (в Могутовском и Неклюдовском месторождениях установлены залежи нефти в отложениях нижнего карбона);

г) юго-восточное погружение и северный борт Бузулукской впадины — 25 залежей, из них 19 содержат 19,73% запасов свода.

Если сравнивать приподнятую (западную) и погруженную (восточную) части свода, то оказывается, что в первой зоне установлено 108 залежей нефти и газа, из которых 64 залежи содержат 20,39% запасов, а во второй зоне (менее изученной и хуже разведанной) установлена 151 залежь (включая Кулешовское месторождение), из них 32 содержат 79,61% общих запасов свода.

Из приведенных данных можно сделать вывод, что большая часть залежей нефти и газа и их запасов на Жигулевско-Пугачевском своде приурочена к северному погружению, которое на севере и востоке переходит в борта Мелекесс-Радаевской и Камско-Кинельской впадин.

Второе место по промышленным запасам принадлежит восточному склону Воронежского свода, где открыто 130 залежей нефти и газа, из них 106 содержат 21,82% запасов исследуемой территории. Основные промышленные запасы приурочены к моноклиальному склону (Коробковское месторождение), Сиротинско-Арчединской и Линевско-Бахметьевской тектоническим зонам. Восточный склон Воронежского свода на востоке и северо-востоке переходит в борта Рязано-Саратовской, Западно-Прикаспийской

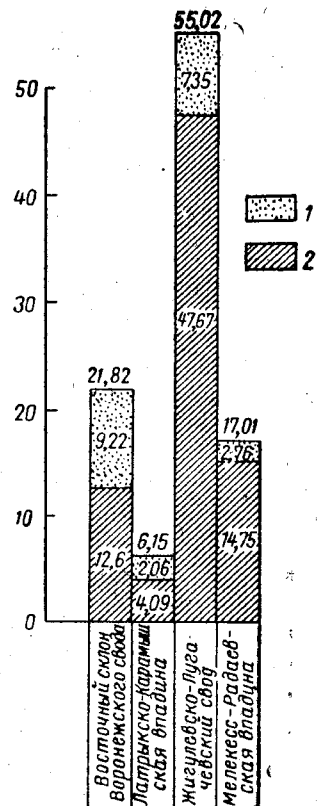


Рис. 93. Относительное распределение запасов нефти и газа по основным структурам южных районов Волго-Уральской области (в %).

1 — запасы газа свободного и растворенного в нефти; 2 — запасы нефти.

и Нижневолжской впадин, а на юге — во внешний борт Преддонецкого прогиба.

На третьем месте по промышленным запасам находится Мелекес-Радаевская впадина, в которой установлено 83 залежи нефти и газа, из них 46 содержат 17,01% общих запасов исследуемой территории. Основное количество залежей и их запасов приурочено к Большекинешельскому валу, расположенному в центральной части впадины, и к тектоническим зонам, осложняющим северный ее борт или южный склон Татарского свода.

В Латрыкско-Карамышской впадине установлено 63 залежи нефти и газа, из них 55 содержат 6,15% общих запасов исследуемой области. Большая часть залежей и их запасов приурочена к северному борту и центральной части впадины.

Следовательно, основное количество промышленных залежей нефти и газа и их запасов приурочено к склонам сводовых поднятий и бортам впадин, образующих единую генетическую зону нефтегазонакопления. Основные промышленные запасы связаны со структурами древнего заложения: со склонами Жигулевско-Пугачевского свода, с восточным склоном Воронежского свода, региональное падение слоев от которых в сторону прилегающих древних впадин прослеживается в девоне, карбоне и перми.

Характерно, что среднее содержание газа на 1 т нефти в месторождениях Жигулевско-Пугачевского свода (154 м³/т) и Мелекес-Радаевской впадине (153 м³/т) практически равно. Это соотношение резко возрастает — до 730 м³/т в месторождениях восточного склона Воронежского свода и снижается до 505 м³/т в Латрыкско-Карамышской впадине.

Таким образом, среднее соотношение газа на 1 т нефти подтверждает сделанный нами ранее вывод о том, что формирование месторождений Нижнего и Среднего Поволжья происходило из разных зон максимальных мощностей терригенного комплекса девона и карбона.

Распределение промышленных запасов нефти и газа по разрезу палеозойских отложений южных районов Волго-Уральской области полностью подтверждает генетическую взаимосвязь между терригенными комплексами девона, нижнего и среднего карбона и перми с зонами максимального накопления терригенных комплексов этих стратиграфических подразделений и пространственным размещением залежей нефти и газа в пределах структурных элементов древнего заложения. Следовательно, «... многопластовость платформенных месторождений, приуроченных к локальным поднятиям, связана не с интенсивной вертикальной (внерезервуарной) миграцией из одной материнской свиты, питающей ряд нефтегазоносных горизонтов (что часто имеет место при геосинклинальных условиях), а обусловлена главным образом повторным появлением в разрезе материнских свит, из которых каждая питает окружающие коллекторские толщи, а также повторным проявлением тектонических колебательных движений, способствующих процессам миграции как внутри кол-

лекторских толщ, так и по поверхности несогласия» (Успенская, 1952).

Неоднократное появление в разрезе палеозоя зон максимального развития терригенных комплексов и закономерная генетическая связь с ними промышленных месторождений, приуроченных к бортам древних впадин и склонам сводов, убедительно доказывают наличие латеральной миграции углеводородов по региональному подъему пластов. При этом зоны максимального развития пород терригенного комплекса в девоне и карбоне, окаймляя с трех сторон (с северо-востока, востока и юга) Жигулевско-Пугачевский свод и с трех сторон (с севера, востока и юга) восточный склон Воронежского свода, приурочиваются к областям древнего прогибания. Следовательно, из зон максимального развития пород терригенного комплекса в сторону древних сводовых поднятий на протяжении длительного времени существовали региональные подъемы пород, создававшие весьма благоприятные условия для латеральной миграции углеводородов от внутриплатформенных впадин к склонам сводов древнего заложения.

Этот вывод подтверждается также степенью заполнения ловушек девона и карбона в уникальных месторождениях южных районов Волго-Уральской области (рис. 94). Из приведенного рисунка видно, что ловушки по разрезу палеозойских отложений Коробковского, Кулешовского, Мухановского и Дмитриевского месторождений заполнены нефтью и газом неравномерно. В Коробковском месторождении (см. рис. 94) полная емкость ловушки заполнена только в карбонатных отложениях нижнебашкирского подъяруса, намюрского яруса, окского и серпуховского надгоризонтов. Ловушка в отложениях верхнебашкирского подъяруса заполнена на 91,5%, а степень заполнения ловушки в песчаных отложениях верейского горизонта достигает всего 1/3 ее емкости. Аналогичное заполнение ловушки имеет место в отложениях байосского яруса юрской системы.

Ловушка в песчаных коллекторах бобриковского горизонта заполнена на 91% ее объема, в то время как степень заполнения ловушки в карбонатных породах турнейского яруса не достигает половины ее емкости.

В Кулешовском месторождении (см. рис. 94) ловушки терригенной толщи девона заполнены на 30—72% их объема. При этом максимальное нефтегазонасыщение приурочено к верхней ловушке толщи, а минимальное (30,93%) — к нижней. Песчаные коллекторы бобриковского горизонта и трещиноватые породы турнейского яруса обводнены при благоприятных структурных условиях. Три ловушки в карбонатных породах башкирского яруса и песчаных коллекторах верейского горизонта заполнены на полную их емкость, а верхняя ловушка в отложениях верейского горизонта заполнена только на 53,7% ее объема.

В Мухановском месторождении (см. рис. 94) самая верхняя ловушка в песчаных коллекторах терригенной толщи девона заполнена полностью, а степень заполнения нижележащих ловушек постепенно снижается вниз по разрезу этой толщи, составляя 21,8% объема

ловушки в пласте  $D_{IV}$ . Ловушки в песчаных коллекторах нижнего карбона, заполнены на 76,0—27,9% их объема, при этом максимальное наполнение соответствует верхней ловушке, а минимальное — нижней.

Коллекторы в отложениях среднего карбона обводнены при наличии хорошей ловушки. Выше по разрезу (на рис. 94 не показано) ловушки в отложениях верхней перми заполнены нефтью и газом

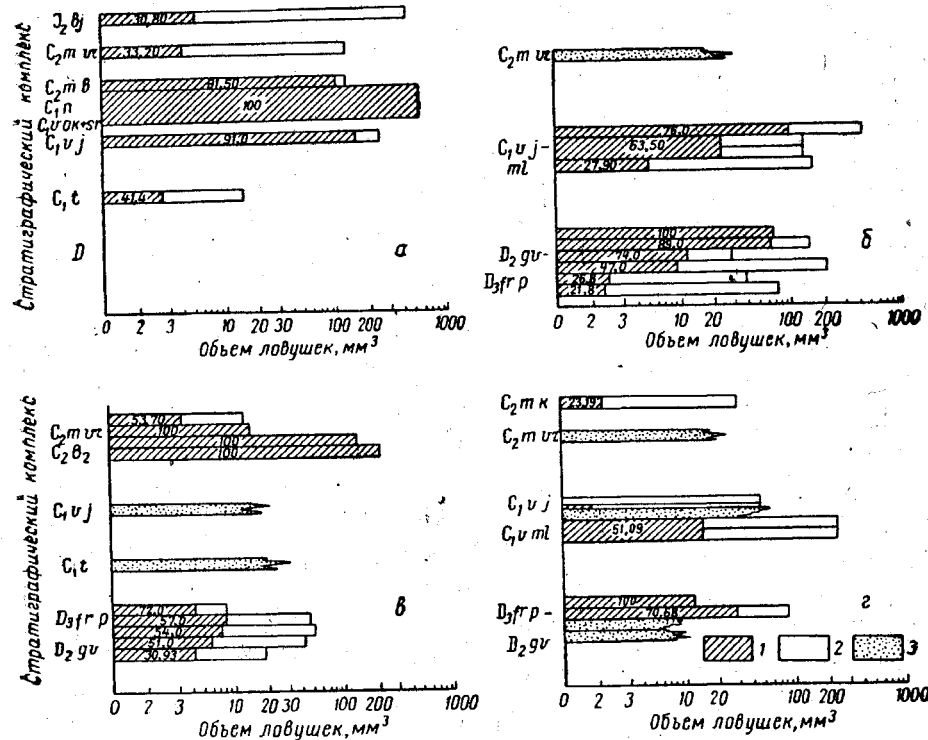


Рис. 94. Степень заполнения ловушек в девонских и каменноугольных отложениях уникальных месторождений южных районов Волго-Уральской нефтегазовой области.

1 — процент заполнения ловушки нефтью и газом; 2 — то же без нефти и газа; 3 — ловушка, заполненная водой. Объем ловушек дан в логарифмическом масштабе. а—г — месторождения: а — Коробковское, б — Мухановское, в — Кулешовское, г — Дмитриевское.

не полностью; произвести подсчеты из-за отсутствия данных не представилось возможным. В Дмитриевском месторождении (см. рис. 94) самая верхняя ловушка в песчаных коллекторах терригенной толщи девона заполнена на полную емкость, а нижележащая — на 70% ее емкости. Песчаные коллекторы в отложениях живецкого яруса (пласты  $D_{III}$ ,  $D_{IV}$ ) обводнены при благоприятных структурных условиях.

Ловушки в песчаных коллекторах терригенной толщи нижнего карбона в значительной части обводнены. Так, ловушки первого и второго пластов бобриковского горизонта почти полностью обводнены, установлена только очень небольшая залежь нефти, приуроченная к нижней части первого пласта, в кровле которой прослеживается пропласток глинистых пород небольшой мощности (3—4 м). Степень заполнения ловушки нижней части первого пласта составляет всего лишь 15% ее объема. Ловушки третьего и четвертого пластов малиновского надгоризонта заполнены на 51,09% их объема. Коллекторы верейского горизонта обводнены при наличии ловушки в этих отложениях, а ловушка в отложениях каширского горизонта заполнена менее  $1/4$  ее емкости. Выше по разрезу в отложениях верхней перми ловушки также содержат скопления нефти и газа (степень заполнения не подсчитана).

Из приведенных данных можно сделать вывод, что формирование залежей нефти и газа уникальных месторождений в продуктивных толщах девона, нижнего и среднего карбона генетически обусловлено латеральной миграцией нефти и газа в отложениях этих толщ. По разрезу всех четырех месторождений, находящихся в различных тектонических условиях (восточный склон Воронежского свода, северный борт Бузулукской впадины и северное погружение Жигулевско-Пугачевского свода) степень заполнения ловушек изменяется в зависимости от гипсометрического положения в пределах соответствующей продуктивной толщи девона и карбона. При этом отмечается, что степень заполнения достигает, как правило, максимума в вышележащих и минимума — в нижележащих ловушках. Кроме того, ловушки в терригенных толщах девона и нижнего карбона ни в одном месторождении не заполнены на полную емкость, в то время как ловушки в отложениях среднего карбона заполнены почти на полную емкость в Коробковском и Кулешовском месторождениях. Отсутствие вертикальной миграции нефти и газа по разрезу этих месторождений подтверждается также наличием обводненных песчаников в нижнем карбоне Кулешовского и среднем карбоне Мухановского и Дмитриевского месторождений при наличии залежей в ловушках, расположенных как выше, так и ниже по разрезу.

Пространственное совпадение (в первом приближении) зон распространения максимальных мощностей терригенных комплексов в девоне, нижнем карбоне и среднем карбоне, обусловленное устойчивым прогибанием ложа древних впадин и одновременным воздыманием (или замедленным погружением) прилегающих сводовых поднятий, создавало на протяжении всей длительной геологической истории палеозоя благоприятные условия для латеральной миграции углеводородов. При этом из указанных зон по регионально устойчивым в пространстве и во времени подъемам слоев, вероятно, и совершалась основная латеральная миграция нефти и газа. Отсюда понятна приуроченность основных промышленных запасов нефти и газа к склонам Жигулевско-Пугачевского и Воронежского сводов и к древним бортам Рязано-Саратовской, Мелекесс-Радаевской,

Камско-Кинельской, Нижневолжской, Бузулукской и Западно-Прикаспийской впадин, Преддонецкому и Предуральскому прогибам.

Изменение мощности терригенных комплексов от впадин к бортам сводов происходит более или менее равномерно. На сводовых поднятиях, в связи с расчлененностью, мощности этих комплексов в значительной степени варьируют. Следовательно, наряду с региональной миграцией, очевидно, имела место и местная миграция нефти и газа.

Региональная миграция развита в тех зонах нефтегазоаккумуляции, где песчаные пласты обладают хорошими коллекторскими свойствами, а их мощности выдерживаются на значительных пространствах (например, северное погружение Жигулевско-Пугачевского свода). Наличие в разрезе терригенных комплексов, выдержанных нефтегазоупорных пород способствовало латеральной миграции нефти и газа по региональному подъему пластов, а также сохранности залежей в локальных ловушках. Формирование залежей при региональной миграции происходило по принципу дифференциального улавливания флюидов по региональному подъему пластов в тектонических зонах поднятий.

В пределах западных частей Жигулевско-Пугачевского и восточного склона Воронежского сводов отмечается зона развития минимальных мощностей терригенных комплексов девона и карбона, где возможна только местная миграция нефти и газа в сторону крыльев локальных поднятий.

Установленное направление миграции нефти с запада на восток в месторождениях Большекинельского вала, с юго-запада на северо-восток в Студено-Ключевской и Шугуровско-Серноводской тектонических зонах, с северо-запада на юго-восток в Мухановской тектонической зоне по отложениям нижнего карбона и с востока на запад по отложениям девона подтверждает сделанный вывод о региональной миграции нефти из Мелекесс-Радаевской и Камско-Кинельской впадин в направлении регионального подъема слоев. Аналогичная закономерность прослежена также в девонских и каменноугольных отложениях в месторождениях Степновской, Соколовгорской, Елшано-Сергиевской и Горючкинской тектонических зон, где региональная миграция нефти и газа наблюдается с юго-востока, востока и юга на северо-запад, запад и север, т. е. из зон максимального накопления терригенного комплекса пород в сторону регионального подъема пластов.

Не менее четко указанная направленность региональной миграции нефти и газа с востока на запад прослеживается в отложениях карбона в Линево-Бахметьевской и с юга на север — в Сиротинско-Арчединской тектонических зонах восточного склона Воронежского свода.

Целый ряд залежей нефти и газа в палеозойских отложениях южных районов Волго-Уральской области сформировался вследствие местной миграции из прилегающих синклиналей (западная оконечность Жигулевского вала, Хлебновская, Ирнинская, Карабулакская, Кленовская тектонические зоны и т. д.). Наличие незначитель-

ных промышленных запасов нефти и газа в месторождениях указанных зон, отсутствие определенных закономерностей в направлении изменения свойств нефтей и газов в пределах тектонических зон и резкая изменчивость коллекторов в пространстве подтверждают сделанный вывод о формировании указанных месторождений за счет местной миграции.

Учитывая, что при региональной миграции происходит накопление значительных количеств промышленных запасов нефти и газа в целом ряде месторождений тектонических зон, целесообразно хотя бы схематично сформулировать общие закономерности размещения региональных зон нефтегазоаккумуляции исследованной территории.

Первой общей закономерностью является их приуроченность к тектоническим зонам поднятий (валам), структурным носам, зонам регионального литологического и стратиграфического выклинивания. Наиболее крупные зоны нефтегазоаккумуляции располагаются в склонах древних сводовых поднятий и бортах прилегающих впадин.

Второй общей закономерностью является их генетическая связь с зонами максимального накопления терригенных комплексов девона и карбона в древних впадинах. Песчаные коллекторы и малопроницаемые для нефти и газа покрышки самое широкое развитие имеют в зонах максимального развития терригенного комплекса.

Следовательно, при прочих равных условиях, в первую очередь структурных, большая часть залежей в разрезе, соответственно и промышленных запасов, контролируется (условно) изопакитами мощностей терригенного комплекса девона и карбона. Однако в центральных частях древних впадин тектонические зоны поднятий имеют ограниченное распространение и генетически связаны с погребенными выступами кристаллического фундамента. Тектонические зоны поднятий (валы), структурные носы и региональные зоны литологического и стратиграфического выклинивания наиболее развиты на склонах сводовых поднятий и в бортах древних впадин. В этих же направлениях, как правило, сокращается мощность терригенных комплексов девона и карбона и уменьшается эффективная мощность песчаных коллекторов. В связи с ограниченным развитием в центральных частях древних впадин тектонических зон поднятий, максимальным развитием песчаных коллекторов и региональным подъемом пластов создаются благоприятные условия для латеральной миграции в сторону бортов древних впадин и склонов сводовых поднятий, где широко развиты тектонические зоны поднятий и песчаные коллекторы выклиниваются.

В этих зонах нефтегазоаккумуляция происходит за счет региональной миграции нефти и газа со значительной нефтесборной площади, в пределах которой терригенный комплекс представлен в максимальной мощности.

К центральным частям Жигулевско-Пугачевского и Воронежского сводов и к западному погружению первого мощности терригенных комплексов (соответственно и песчаных коллекторов) девона и

карбона резко сокращаются, а структурные ловушки незначительной амплитуды приобретают более спокойное строение и, как правило, не группируются в тектонические зоны поднятий. Даже при наличии четко выраженных зон поднятий песчаные коллекторы не выдерживаются по площади, в связи с чем формы залежей нефти и газа имеют прихотливый характер, а промышленные запасы — весьма ограничены. Таким образом, скопления нефти и газа в этих частях структур не связаны с региональной миграцией из древних впадин, а обусловлены местной миграцией нефти и газа из прилегающих синклиналей, являющихся для них нефтесборной площадью.

Отсюда вытекает третья общая закономерность — региональные зоны нефтегазонакопления, содержащие крупные промышленные запасы нефти и газа, генетически связаны с региональной миграцией нефти и газа, из зон максимального развития мощностей терригенного комплекса девона и карбона. В этом случае формирование залежей происходит по принципу дифференциального улавливания нефти и газа и может быть осложнено разновозрастным образованием ловушек в пределах тектонической зоны, последующим переформированием залежей в связи с изменением регионального наклона пластов, полным или частичным разрушением отдельных скоплений нефти и газа при размывах покрышек или даже продуктивных пластов, полным или частичным, длительным или кратковременным последующим раскрытием локальной структуры, резким изменением гидрогеологических условий, которые при наличии малоамплитудных структур могут полностью вытеснить нефть и газ из ловушки или быть причиной местного их окисления и микробиологического разрушения.

В зонах максимального развития терригенных комплексов девона и карбона, где эффективная мощность песчаных коллекторов максимальна, основные скопления нефти и газа и их запасы сосредотачиваются в верхних песчаных пластах продуктивных толщ. Карбонатные коллекторы, как правило, не содержат залежей нефти и газа вниз по разрезу соответствующей продуктивной толщи. Промышленные скопления нефти и газа могут быть встречены в карбонатных коллекторах, залегающих выше соответствующей толщи при локальном уменьшении мощности верхней покрышки.

На склонах сводовых поднятий и бортах древних впадин при сокращенной мощности терригенного комплекса часто не хватает коллекторских емкостей песчаных пород для аккумуляции в ловушках нефти и газа при региональной миграции. Поэтому наличие повышенной трещиноватости карбонатных пород в тектонических зонах поднятий, вторичной трещиноватости и пор перекристаллизации известняков, приводящих к возникновению вакуумных пространств, а также относительное превышение давлений пьезометрических поверхностей, вышезалегающих пород над нижезалегающими создают благоприятные условия для вертикальной миграции нефти и газа вниз по разрезу продуктивных толщ от верхних песчаных коллекторов к карбонатным.

В центральных частях Жигулевско-Пугачевского свода и в западной части восточного склона Воронежского свода, где терригенные комплексы девона и карбона резко сокращаются в мощности, при полном или частичном отсутствии песчаных коллекторов, нефть и газ скапливаются в карбонатных коллекторах, залегающих ниже по разрезу соответствующего терригенного комплекса.

Из вышеизложенного вытекает четвертая общая закономерность, характерная для формирования зон нефтегазонакопления в карбонатных коллекторах, наиболее развитых на бортах впадин и в склонах сводовых поднятий; в центральных частях сводов карбонатные породы также содержат скопления нефти и газа, но их запасы всегда ограничены; в центральных частях впадин карбонатные коллекторы очень редко содержат залежи нефти и газа, поэтому формирование этих залежей происходит, вероятно, из нижележащих продуктивных толщ нижней перми, и, возможно, карбона, в районах отсутствия мощных малопроницаемых отложений иренского горизонта.

На основании указанных общих закономерностей, характерных для всех месторождений, можно схематично районировать палеозойские отложения исследованной территории по степени перспективности.

#### 1. Толща терригенного комплекса девона (см. рис. 75).

Максимальная продуктивность контролируется условно изопахитой терригенного комплекса более 200 м. Область развития этих мощностей прослеживается в пределах Рязано-Саратовской впадины, захватывая на юге погружение восточного склона Воронежского свода, а на севере — юго-западное погружение Жигулевско-Пугачевского свода; на восток она приурочена к Мелекесс-Радаевской впадине, захватывая восточную погруженную часть Жигулевско-Пугачевского и Оренбургский своды; на юго-востоке не прослежена.

В пределах изопахиты 200 м региональные зоны нефтегазонакопления связаны с тектоническими зонами поднятий и зонами литологического и стратиграфического выклинивания терригенных коллекторов. Основные перспективы и промышленные запасы скопления приурочены к восточной части Жигулевско-Пугачевского свода, Оренбургскому своду (мало изученному) и прилегающим бортам Мелекесс-Радаевской, Рязано-Саратовской и Прикаспийской впадин.

На северо-западе Рязано-Саратовской впадины данная продуктивная толща, вероятно, имела неблагоприятные гидрогеологические условия, ибо на западе она приближена к областям питания Токмовского и Воронежского сводов и примыкает к Ульяновской зоне полного размыва терригенной толщи девона. При детальном изучении девонских отложений геофизическими методами и глубоким разведочным бурением возможно уточнение северо-западной границы нефтегазонакопления, но вряд ли она резко сместится к западу и северо-западу.

Терригенный комплекс девона мощностью от 200 до 100 м частично распространен на приподнятых участках Жигулевско-

Пугачевского свода и на восточном склоне Воронежского свода. Эта зона приурочена к большим градиентам мощностей. Далее располагается зона мощностей меньше 100 м.

Зоны нефтегазонакопления могут быть связаны как с зонами поднятий, так и с локальными структурами. Перспективность зон нефтегазонакопления, расположенных в районах развития мощностей терригенного комплекса девона от 100 до 50 м, и их промышленные запасы значительно ниже, чем первых двух зон, где мощность продуктивной толщи превышает 100 м.

II. Толща терригенного комплекса нижнего карбона (см. рис. 76).

В пределах Камско-Кичельской впадины установлено максимальное развитие этой толщи (свыше 100, 200 и 300 м). На юге исследованной области изопахита 100 м проходит северо-западнее борта Прикаспийской впадины. В районах ее развития особенно в Оренбургском своде и на его склонах основные перспективы и промышленные запасы связаны с тектоническими зонами поднятий и с зонами литологического и стратиграфического выклинивания песчаных коллекторов.

Мощность толщи терригенного комплекса от 100 до 50 м распространяется на весь Жигулевско-Пугачевский свод, Латрыкско-Карамышскую и Бузулукскую впадины и на большую часть восточного погружения Воронежского свода. Мощность песчаных коллекторов и их коллекторские свойства в значительной степени ухудшаются. Поэтому относительно возрастает перспективность карбонатных коллекторов. Основные перспективы и промышленные запасы связаны с тектоническими зонами поднятий и локальными поднятиями. Общая нефтегазонасыщенность разреза толщ в этой области значительно ниже, чем в первой. В первой области могут быть сформированы крупные месторождения за счет региональной миграции, а во второй, как правило, — мелкие за счет местной миграции. В первой области основное значение имеют песчаные коллекторы, а во второй резко возрастает роль карбонатных коллекторов, их промышленные запасы могут достигать доминирующего значения.

III. Толща терригенного комплекса среднего карбона (см. рис. 77).

Эта толща (мощность от 200 до 300 м) наиболее развита в западном борту Нижневолжской впадины. Центральная часть и восточный борт впадины не установлены. По всей вероятности, в этих частях впадины мощность терригенного комплекса среднего карбона превышает 300 м. В районах ее развития основные перспективы и промышленные запасы связаны с тектоническими зонами поднятий. Залежи, вероятно, в основном приурочены к песчаным коллекторам.

Мощность толщи от 200 до 100 м распространяется на всю территорию восточного склона Воронежского свода, Латрыкско-Карамышскую впадину, юго-западное и юго-восточное погружения Жигулевско-Пугачевского свода и северный борт Бузулукской впадины. В этой зоне мощность песчаных коллекторов и их коллекторские свойства ухудшаются, а поэтому повышается перспективность карбонатных коллекторов. Основные перспективы и промышленные запасы

приурочены к тектоническим зонам поднятий и к зонам литологического и стратиграфического выклинивания песчаных коллекторов. В юго-восточном погружении Жигулевско-Пугачевского свода и северном борту Бузулукской впадины перспективность этой зоны, вероятно, контролируется изопахитой условно 60—70 м, ибо в этих районах гидрогеологические условия сохранения залежей вполне благоприятные. Область развития терригенного комплекса пород среднего карбона мощностью менее 70 м приурочена к большей части Жигулевско-Пугачевского свода и Мелекесс-Радаевской впадине.

Продуктивность толщи этой зоны в пределах тектонических зон поднятий и локальных структур резко снижается и, по-видимому, будет иметь второстепенное значение. В первой и второй зонах могут встречаться крупные месторождения, а в третьей — главным образом мелкие, формирование которых связано с местной миграцией.

IV. Толща нижней перми (см. рис. 77).

Общая мощность отложений филипповского горизонта в юго-восточной части области (восточное погружение Жигулевско-Пугачевского свода, Мелекесс-Радаевская впадина и Оренбургский свод) изменяется от 0—20 м на северо-западе до 120 м на юго-востоке. Установить генетическую связь фаций этих отложений с зонами нефтегазонакопления затруднительно. Можно только предположить, что в связи с возрастанием мощностей отложений иренского горизонта к юго-востоку, являющихся надежной крышкой для коллекторов нижней перми, перспективы нефтегазонасыщенности толщи нижней перми в направлении прибортовой зоны Прикаспийской впадины и к Предуральскому прогибу должны возрастать. Скопления нефти и газа в локальных куполах, брахиантиклиналях и зонах поднятий, вероятно, генетически связаны с местной латеральной миграцией из глинистых доломитов и мергелей в карбонатные коллекторы. В связи с этим ожидать концентрации значительных запасов в этой толще нельзя. Как правило, все выявленные месторождения относятся к мелким и очень редко — к средним по запасам.

В заключение следует отметить, что наибольшие перспективы толщ девона, нижнего и среднего карбона, вероятно, связаны с прибортовой (Бузулукская, Нижневолжская впадины) и западной частями Прикаспийской впадины. В этих районах месторождения должны содержать максимальное количество залежей, по-видимому, в основном газовых и газоконденсатных.

В Оренбургском своде основные залежи и промышленные запасы следует, вероятно, ожидать в толщах девона, нижнего и среднего карбона, при этом залежи будут в основном содержать скопления нефти.

В указанных районах могут быть открыты как мелкие, так и крупные месторождения.

В связи со сказанным, целесообразно рассмотреть закономерности формирования крупных скоплений нефти и газа и на основании произведенного анализа наметить перспективы их открытия в южных районах Волго-Уральской области.



ГЛАВА XV

**НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЮЖНЫХ РАЙОНАХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ**

В пределах СССР на 1 января 1960 г. установлено 244 месторождения газа, из которых 201—82,38% — относится к группе мелких (запасы до 15 млрд. м³), содержащих только 8,65% запасов 14 крупных и уникальных месторождений (запасы свыше 30 млрд. м³) содержат 73,83% запасов газа, в том числе в 4 сосредоточено 51,11% запасов страны (свыше 100 млрд. м³) (рис. 95).

Уникальные и крупные месторождения газа распределены неравномерно. В Волго-Уральской нефтегазоносной области расположено только одно Коробковское уникальное месторождение, приуроченное к восточному склону Воронежского свода. В Предкавказье выявлены уникальное Северо-Ставропольское и крупные — Майкопское, Анастасиевско-Троицкое, Березанское, Ленинградское, Старо-Минское и Тахта-Кугультинское месторождения; в Предкарпатье — крупные месторождения — Рудковское, Бильче-Волицкое; в Днепровско-Донецкой впадине — уникальное месторождение Шебелинское; в Бухаро-Хивинской области — уникальное Газлинское месторождение и крупное Южный Мубарек; на юго-восточном погружении Большого Кавказа — крупное месторождение Карадаг.

Аналогично распределяются и запасы нефти (см. рис. 95): 82,30% месторождений СССР относятся к группе мелких (до 15 млн. т), в которых установлено только 20,49% общих балансовых запасов нефти страны. 4,11% месторождений относится к группе крупных (свыше 50 млн. т) и уникальных (свыше 100 млн. т); их запасы составляют 55,45% балансовых запасов. Все крупные месторождения размещаются в трех нефтегазоносных областях; Волго-Уральской, Апшеронской и Предкавказской, а уникальные — только в первых двух. В Волго-Уральской нефтегазоносной области открыто 9 уникальных месторождений, а в Апшеронской — 4.

Из 9 уникальных месторождений Волго-Уральской области 5 приурочено к Татарскому своду, 1 — к Бирской седловине и 3 — к Жигулевско-Пугачевскому своду.

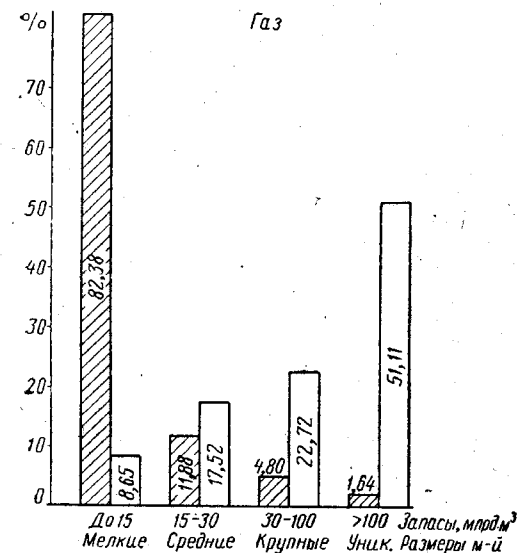
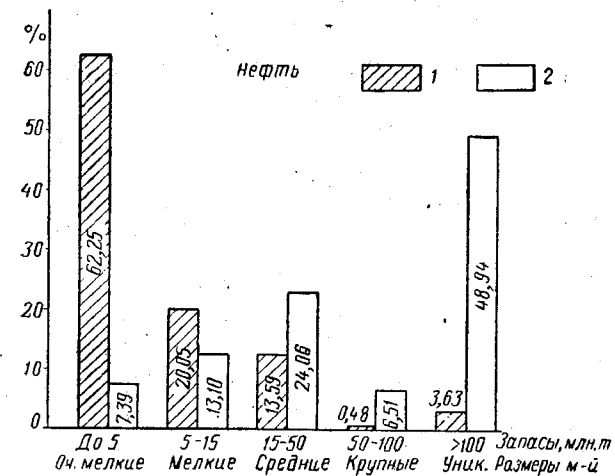


Рис. 95. Распределение балансовых запасов нефти и газа по группам месторождений СССР по состоянию на 1/1 1960 г. (в %).

1 — месторождения; 2 — запасы.

жений наблюдается также и на территории зарубежных стран (Высоцкий, 1956, 1961). Например, основные запасы газа капиталистических стран приурочены к 57 месторождениям, суммарные запасы

которых составляют 7700 млрд. м³; из них 5432 млрд. м³ приходится на 47 месторождений США. Около 80% запасов газа в крупнейших месторождениях США «приурочено к платформенным бассейнам; на втором месте месторождения предгорного прогиба и на последнем — межгорных впадин» (Высоцкий, 1961).

В связи с этим, выявление закономерностей размещения крупных месторождений нефти и газа в различных областях Советского Союза является одной из первоочередных задач.

Анализ фактических материалов показывает, что большая часть разведанных запасов нефти и газа приурочена к следующим четырем главным структурным элементам: 1) краевым прогибам, 2) погруженным частям платформ (зона палеошельфа), примыкающим к краевым прогибам, 3) внутриплатформенным впадинам, 4) прогибам внутригеосинклинальных областей.

В европейской части СССР нефтяные и газовые месторождения выявлены в Предуральском, Предкарпатском, Индоло-Кубанском, Терско-Каспийском краевых прогибах, т. е. во всех краевых прогибах, известных на этой территории. Они различаются как по истории развития, так и по геологическому строению, но общее для них — глубокое погружение, мощная толща осадочных пород различного возраста, специфический литолого-фациальный состав пород и благоприятные условия накопления и сохранения органического вещества и преобразования его в углеводороды.

Краевые прогибы определяются промежуточным положением между геосинклинальной областью и платформой. Схему формирования краевых прогибов и историю их развития можно представить в следующем виде: на первом этапе происходит общее прогибание участка земной коры, включающего крайнюю часть платформы, зону прогиба и геосинклинальную область; интенсивность прогибания резко возрастает в направлении к геосинклинальной области. На втором этапе происходит инверсия в геосинклинальной области, ее поднятие и одновременное продолжение погружения в области прогиба. Противоположные движения происходят по глубинным разломам земной коры, при этом материал из поднятой области подвергается размыву и сносу в погруженную область. Процесс инверсии движений геосинклинальной области сопровождается интенсивной складчатостью, надвижением по разлому на прилегающую зону прогиба, смятием пород и формированием резко дислоцированных складок в этой части прогиба. В удаленной от надвига части прогиба тектонические движения проявляются в ослабленной форме, что приводит к формированию более пологих и спокойных структур.

С платформой краевые прогибы сочленяются либо по системе нарушений, как это имеет место в Предкарпатском прогибе, либо по флексурной зоне, характеризующейся более крутыми углами падения и резким возрастанием мощностей пород (Индоло-Кубанский прогиб).

Краевые прогибы имеют большую протяженность, измеряемую сотнями километров, и сравнительно ограниченную ширину, дости-

гающую десятков километров. Глубина до поверхности фундамента достигает 10 км. В них накапливаются мощные толщи осадков, возраст которых соответствует завершающим этапам складчатости в соседних геосинклинальных областях. В Предуральском прогибе широко распространены пермские отложения, в Индоло-Кубанском, Терско-Каспийском, Предкарпатском, Предкопетдагском — палеогеновые и неогеновые и т. д. Кроме того, для краевых прогибов характерна миграция во времени осевой части в сторону платформ.

Большое значение в процессе формирования залежей нефти и газа имеют погруженные части платформы (зоны палеошельфа), примыкающие к краевым прогибам. В этих областях сосредоточены крупные скопления нефти и газа, что особенно отчетливо видно на примерах европейской части СССР и Средней Азии. Огромные запасы нефти приурочены к восточной части Русской платформы, примыкающей к Предуральскому краевому прогибу, а также к эпигерцинской платформе юга СССР в пределах Степного Крыма, Предкавказья, Кара-Кумов и Кызыл-Кумов. В указанных областях выявлены уникальные и крупные нефтяные и газовые месторождения — Ромашкинское, Шкаповское, Дмитриевское, Мухановское, Кулешовское, Коробковское, Северо-Ставропольское, Дарваза-Зеаглинское, Газлинское и др. Выявлено также много нефтяных и газовых месторождений со средними запасами.

Погруженные части платформ занимают огромные площади. Восточная погруженная часть Русской платформы имеет ширину до 500 км и протягивается на 1000 км параллельно Предуральскому краевому прогибу. Аналогичная часть эпигерцинской платформы юга СССР имеет ширину 100—400 км, общую протяженность (от Степного Крыма на западе до Кызыл-Кумов на востоке) свыше 2000 км и примыкает к краевым прогибам Крыма, Северного Кавказа, Большого Балхана и Копет-Дага.

Геологическое развитие погруженных частей платформ на протяжении длительного времени тесно связано с жизнью соседних краевых прогибов и геосинклиналей. При накоплении в геосинклиналях мощных толщ осадков в относительно глубокое погружение втягиваются и примыкающие к ним части платформ. Трансгрессии и регрессии геосинклинальных морей охватывают и значительные участки платформ. Характер накопления осадков и их фациальные особенности для таких бассейнов связаны взаимными переходами, а их изменения прослеживаются достаточно отчетливо.

В геосинклинальной части Кавказа юрские отложения широко распространены и представлены всеми горизонтами от нижнего отдела до титонского яруса включительно. В центральном и западном Предкавказье в пределах эпигерцинской платформы юрские отложения не установлены. Можно предполагать, что они распространены в Индоло-Кубанском краевом прогибе и примыкающей к нему наиболее погруженной части платформы. В восточном Предкавказье известны только среднеюрские отложения, представленные глинами с прослоями песчаника и конгломератов.

Аналогично распределены осадки и в нижнемеловых отложениях, которые в геосинклинальной области Кавказа представлены всеми ярусами и литологически весьма разнообразны. В платформенной области центрального и западного Предкавказья нижнемеловые отложения выражены только альбским, а на многих участках — аптским ярусами, сложенными алевритистыми глинами с прослоями алевролитов и, реже, песчаников. В восточном Предкавказье (в пределах платформ) нижнемеловые отложения, так же как и юрские, распространены шире и представлены преимущественно терригенными осадками от барремского до альбского ярусов включительно.

Другая картина наблюдается в характере осадков верхнемеловых отложений, которые в геосинклинальной области Кавказа приобретают типичный облик флиша, а в платформенной — преимущественно карбонатные осадки. Существенное отличие в характере осадков отмечается и в пределах Копет-Дагской геосинклинальной области и Каракумской платформы. В частности, неокомские отложения на Копет-Даге сложены преимущественно известняками, которые на платформе замещаются терригенными пестроцветными породами.

Фациально-литологические изменения палеозойских осадков в восточной части Русской платформы описаны в главе X*.

Таким образом, в разновозрастных осадках на платформе и в геосинклинали отчетливо наблюдаются фациально-литологические изменения. В то же время отмечается и сходство разрезов отдельных стратиграфических подразделений геосинклинальной и платформенной областей, но и при этом их различие заключается в резком уменьшении мощности на платформах. Так, отложения турнейского и визейского ярусов восточной части Русской платформы и западных районов Уральской геосинклинали представлены однотипными осадками. То же соотношение фаций в отложениях альбского и сеноманского ярусов Кавказа, Копет-Дага и прилегающих районов эпигерцинской платформы.

Рассматриваемые части платформ, примыкающие к краевым прогибам, характеризуются наличием крупных структурных элементов-сводов, внутриплатформенных впадин, валов и прогибов, осложняющих региональное залегание слоев платформенного чехла и поверхности фундамента в направлении к краевым прогибам. В восточной части Русской платформы выявлены Татарский, Жигулевско-Пугачевский, Башкирский, Оренбургский своды, Мелекесс-Радаевская, Абдулинская, Бузулукская впадины, Бирская седловина, Жигулевский, Большекинельский валы и значительное количество тектонических зон (Мухановская, Кулешовская и т. п.).

В северном Предкавказье в пределах эпигерцинской платформы выделяются крупный Ставропольский свод, вал Карпинского, Ейско-

* В дальнейшем вся первая область для краткости будет именоваться Южной, а вторая — Восточной.

Березанский вал, Озексуатский выступ, Манычский прогиб и т. п. В пределах степной части Крыма, представляющей собой эпигерцинскую платформу, выявлены Новоселовский выступ, Сивашская впадина, Тарханкутский вал. В погруженной части Каракумской платформы известны Центрально-Каракумский и Карабогазский своды, Бухарская и Чарджоуская тектонические ступени, Байрамалийский вал, Мургабская впадина.

Перечисленные главнейшие структурные элементы погруженных частей платформ, примыкающих к краевым прогибам, характеризуются крупными размерами и специфическими чертами истории геологического развития, которые обусловили формирование различного типа структур и распространение в их пределах своеобразных по литологическому составу осадков.

Особенности геологического развития геосинклинальных областей и краевых прогибов и примыкающих к ним платформ оказали существенное влияние на закономерности формирования нефтяных и газовых месторождений и приуроченность продуктивных горизонтов, содержащих основные запасы нефти и газа, к определенным стратиграфическим подразделениям. Это отчетливо видно при рассмотрении Уральской геосинклинали, Предуральского прогиба и восточной части Русской платформы, а также Альпийской геосинклинали, краевых прогибов и эпигерцинской платформы.

В геосинклинальных областях выделяются толщи с широко развитыми нефтегазопроявлениями. В герцинской геосинклинали Урала такими толщами являются силурийская, девонская и каменноугольная; в альпийской геосинклинали Кавказа — юрская, нижнемеловая и нижнеолигоценовая. Обычно эти же толщи в пределах погруженной части платформы, примыкающей к краевому прогибу, содержат крупные залежи нефти и газа. Так, в Восточной области в пределах платформы располагается Волго-Уральская нефтегазоносная область с основными продуктивными горизонтами в девоне и карбоне; в Южной области в пределах эпигерцинской платформы известны крупные залежи нефти и газа в нижнемеловых и юрских отложениях восточного Предкавказья, крупные залежи газа в отложениях нижнего мела западного и в нижней части олигоцена центрального Предкавказья.

Эти же толщи на геосинклинальном борту прогиба крупных залежей нефти и газа, как правило, не содержат. Так, в Восточной области промышленные залежи нефти и газа в девоне и карбоне на геосинклинальном борту прогиба не известны; в Южной области и западном Предкавказье на геосинклинальном борту прогиба имеются залежи нефти и газа в юрских и меловых отложениях, однако, установленные запасы нефти здесь меньше, чем в мезозойских отложениях примыкающей части платформы. В восточном Предкавказье промышленные залежи нефти и газа в мезозойских отложениях известны в передовых складках, в центральной части Терско-Каспийского краевого прогиба. Но и здесь, в мезозойских отложениях соответствующей части платформы запасы нефти больше.

На геосинклинальном борту краевого прогиба и в его центральной части основные продуктивные горизонты приурочены к осадкам, отложившимся в последней стадии развития геосинклинали, иногда после ее замыкания.

Основные продуктивные горизонты в Восточной области, в центральной части прогиба приурочены к нижней перми, в Южной — к палеогену и миоцену. Эти же горизонты иногда оказываются продуктивными и на платформенном борту прогиба или в примыкающей части платформы, однако запасы нефти и газа в них значительно меньше, чем в подстилающем комплексе осадков или в центральной и геосинклинальной частях краевых прогибов (Еременко, Максимов, 1960а, б).

Запасы нефти в неогеновых и палеогеновых отложениях в центральной и геосинклинальной частях Терско-Каспийского краевого прогиба в 15 раз больше запасов в отложениях того же возраста соответствующей части платформы. В центральной части прогибов помимо указанных продуктивных горизонтов нефтегазонасыщенность устанавливается как выше, так и ниже по разрезу и отмечается стратиграфическое расширение диапазона нефтегазонасыщенности.

Одновременно с изменением времени замыкания геосинклинали меняется возраст основных продуктивных горизонтов на геосинклинальном борту и в центральной части прогиба. Так, в Южной геосинклинальной области (Крым — Кавказ) время замыкания меняется от мезозоя на западе до миоцена на востоке, соответственно продуктивные горизонты перемещаются от мезозоя (предположительно) в Крыму до олигоцена в западном Предкавказье и миоцена в восточном Предкавказье.

Условия для формирования залежей, их сохранения и разрушения в платформенных и геосинклинальных областях резко различаются. В геосинклинальных областях, вследствие метаморфизма осадочных толщ, образования горной страны и последующих процессов денудации, условия для сохранения залежей нефти и газа оказываются крайне неблагоприятными. Действия упомянутых факторов в значительной степени ослабляются в краевых прогибах и становятся менее эффективными в платформенных условиях. Именно поэтому возможно появление залежей нефти и газа в этих отложениях как исключение — на геосинклинальном (внутреннем) борту краевого прогиба и, как правило, — в его внешней части, а также на платформенном склоне.

Крупные запасы нефти и газа сосредоточены в прогибах, располагающихся внутри геосинклинальной области. Одним из ярких примеров является Южно-Каспийская впадина, расположенная между альпийскими складчатыми сооружениями Копет-Дага на востоке, Эльбрусом на юге и Кавказом на западе. Эта впадина занимает огромную площадь, превышающую двести тысяч квадратных километров. Она формировалась после замыкания окружающих геосинклиналей, их инверсии и складчатости.

Южно-Каспийская впадина характеризуется развитием мощных толщ неогеновых и четвертичных отложений, измеряемых несколь-

кими километрами. В наиболее погруженных частях впадины мощность только четвертичных отложений превышает 1000 м. На севере (в пределах Каспийского моря) Южно-Каспийская впадина по глубинным разломам примыкает к эпигерцинской платформе.

По истории геологического развития Южно-Каспийская внутри-геосинклинальная впадина имеет много общих черт с формированием краевых прогибов альпийской складчатой области. Однако имеются и существенные различия, одним из которых является значительно большая амплитуда прогиба в неогеновый период, по сравнению с краевыми прогибами. Кроме того, Южно-Каспийская впадина испытала значительно более интенсивные нисходящие движения в четвертичный период. Принципиальным отличием от краевых прогибов является также и то, что Южно-Каспийская впадина окружена альпийскими складчатыми сооружениями, которые оказали весьма существенное влияние на ее внутреннюю структуру. По результатам морских геофизических работ (Борисов, Дженштейн и др., 1962) здесь выделяются прибортовой пояс интенсивных дислоцированных складок, включающий Гограньдаг-Чикишлярскую, Прибалхано-Апшеронскую и Кобыстано-Куринскую зоны, и внутренняя область, где развиты пологие складки крупных размеров. Эти зоны протягиваются на сотни километров и состоят из ряда локальных структур, располагающихся иногда кулисообразно. В этой впадине крупные нефтяные и газовые месторождения, приуроченные к плиоценовым отложениям (продуктивная или красноцветная толща, акчагыльский и апшеронский ярусы). Они сложены терригенными породами, среди которых выделяются мощные пачки песков и алевролитов, содержащие залежи нефти и газа.

Нефтяные и газовые месторождения Апшеронского п-ва и юго-западной части Туркмении, а также акватории Каспийского моря являются многопластовыми, высокодебитными и содержат мало-сернистые и нефти высокого качества. Обширная область внутренней части Южно-Каспийской впадины с развитием более спокойных и крупных по размерам складок высокоперспективна по нефтегазонасыщенности, однако, ее разведка в настоящее время находится в начальной стадии.

Как видно из краткого обзора, эти крупнейшие зоны нефтегазонакопления содержат основные запасы нефти и газа. Однако ими не ограничиваются благоприятные для распространения нефтяных и газовых месторождений структурные условия. Большое значение имеют в этом смысле межгорные впадины (Ферганская, Джунгарская и др.).

Закономерности формирования крупных и уникальных нефтяных и газовых месторождений в пределах перечисленных главнейших структурных элементов имеют много общих черт, которые могут быть обоснованы на примере южных районов Волго-Уральской области.

В связи с этим рассмотрим распределение запасов нефти и газа на исследованной территории.

В пределах южных районов Волго-Уральской области запасы нефти и газа распределены неравномерно. По основным тектоническим элементам установлены следующие группы месторождений (рис. 96):

а) на восточном склоне Воронежского свода — все пять групп месторождений: очень мелкие, мелкие, средние, крупные и уникальные;

б) в Латрыкско-Карамышской впадине — четыре группы месторождений;

в) на юго-западном погружении Жигулевско-Пугачевского свода — три группы месторождений; крупных и уникальных не открыто;

г) на юго-восточном погружении Жигулевско-Пугачевского свода и в северном борту Бузулукской впадины — три группы месторождений;

д) на северном погружении Жигулевско-Пугачевского свода — четыре группы месторождений: очень мелкие, мелкие, средние и уникальные;

е) на восточном погружении Жигулевско-Пугачевского свода — три группы месторождений: очень мелкие, мелкие и средние;

ж) в Мелекес-Радаевской впадине — четыре группы месторождений: очень мелкие, мелкие, средние и крупные.

Таким образом, очень мелкие, мелкие и средние месторождения имеются во всех основных тектонических элементах исследуемой территории. Крупные месторождения приурочены к восточному склону Воронежского свода, Латрыкско-Карамышской и Мелекес-Радаевской впадинам. Уникальные месторождения установлены в Жигулевско-Пугачевском своде (включая северный борт Бузулукской впадины) и на восточном склоне Воронежского свода. Средние, крупные и уникальные месторождения (26,88%) содержат 85,55% запасов нефти и газа южных районов Волго-Уральской области.

В пределах высокопродуктивных месторождений  $\frac{2}{3}$  запасов нефти и газа связано с терригенными коллекторами и только  $\frac{1}{3}$  — с карбонатными.

64,66% общих запасов нефти и газа сосредоточено в залежах пластового сводового типа: 11,30% запасов — в залежах пластового литологически экранированного типа и 24,04% их — в залежах массивного типа.

Из приведенных данных видно, что основные промышленные запасы нефти и газа в пределах южных районов Волго-Уральской области (так же как и в целом по СССР) приурочены к небольшому числу средних, крупных и уникальных месторождений. Эти данные убедительно подтверждают (на что неоднократно указывалось в литературе) на необходимость сосредоточения внимания разведочных организаций на поиски крупных и уникальных месторождений нефти и газа.

Важным условием для успешных поисков нефти и газа и особенно для открытия крупных и уникальных месторождений является изу-

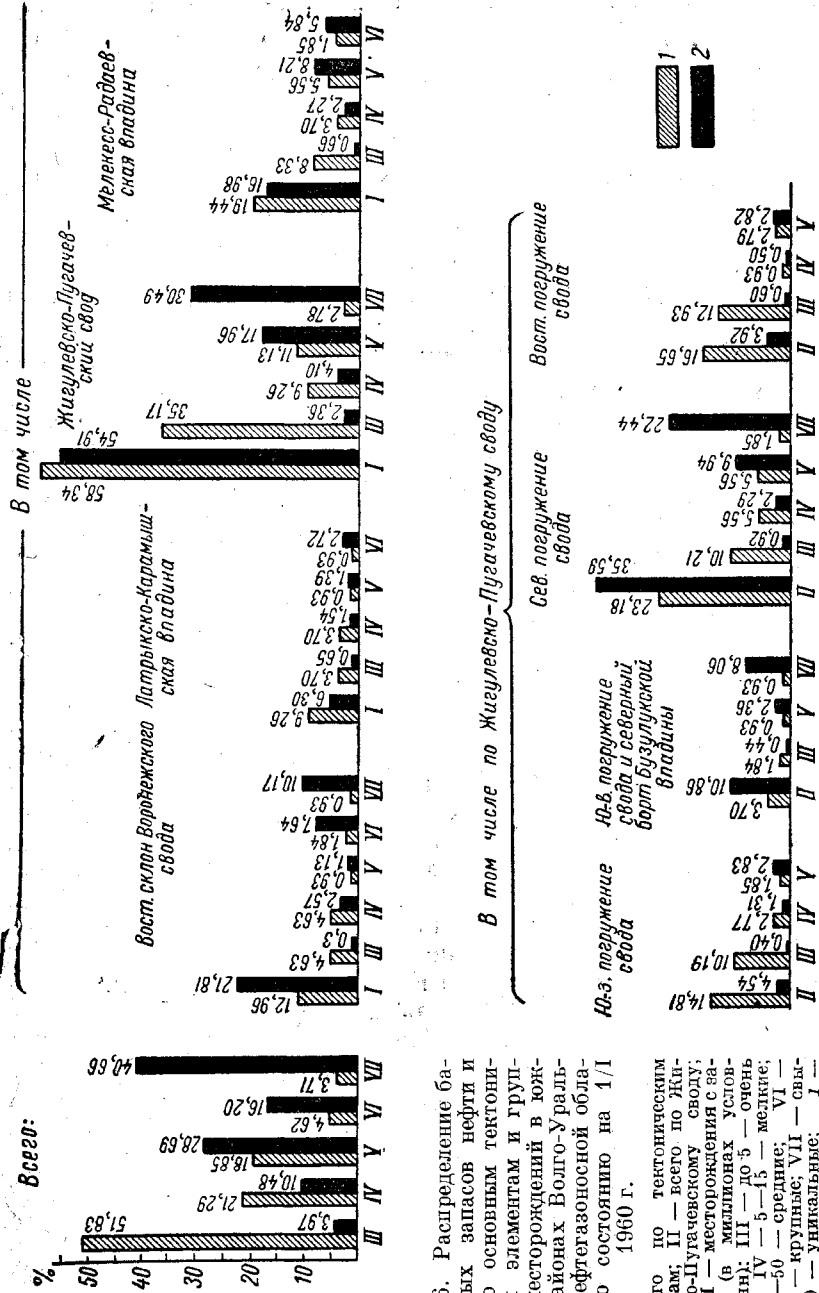


Рис. 96. Распределение балансовых запасов нефти и газа по основным тектоническим элементам и группам месторождений в южных районах Волго-Уральской нефтегазоносной области по состоянию на 1/1 1966 г.

I — всего по тектоническим элементам; II — всего по Жигулевско-Пугачевскому своду; III — Латрыкско-Карамышская впадина; IV — впадины с запасами (в миллионах условных тонн); V — до 5 — очень мелкие; VI — 5 — 15 — мелкие; VII — 15 — 50 — средние; VIII — 50 — 100 — крупные; IX — свыше 100 — уникальные; I — всего месторождений; II — запасы. Количество месторождений и запасы нефти и газа даны в процентах.

чение геологического строения перспективных областей в региональном плане. Опережающее проведение региональных работ дает возможность установить на исследуемой территории наличие крупных структурных элементов сводов, впадин, валов, прогибов и т. п., их взаимоотношение, историю геологического развития в отдельные периоды, закономерности изменения мощностей и характера продуктивных частей разреза, коллекторских свойств, типов покрышек. Одновременно в разрезе, возможно, будут выявлены вероятные нефтематеринские породы и структурные элементы, благоприятные для нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Региональное изучение территории может дать необходимый материал для восстановления палеотектонических особенностей определенного геологического времени, что позволит выявить древние наклоны слоев, а в связи с этим — пути миграции флюидов и этапы, способствующие переформированию залежей нефти и газа.

Большое значение имеет второй этап исследований, включающий подготовку фонда структур для последующего поискового и разведочного бурения. Однако подготовку структур без учета их приуроченности к определенным тектоническим зонам, являющихся по результатам региональных работ перспективными для открытия крупных и уникальных месторождений, нельзя признать целесообразной. На втором этапе нужно создавать необходимый фонд структур главным образом в наиболее перспективных районах.

При передаче под промышленную разведку структур, расположенных в самых перспективных зонах, должны учитываться размеры, амплитуда, предполагаемая мощность продуктивных толщ, время формирования складок, гидрогеологическая обстановка и другие факторы. Важность этих условий и целесообразность их выполнения уже неоднократно подчеркивались многими исследователями.

На втором этапе для подготовки к разведочному бурению нужно проводить специальные работы по выявлению возможных типов залежей нефти и газа — литологических, стратиграфических и др. Поиски крупных скоплений нефти и газа — сложная проблема и при ее решении, помимо высказанных положений, необходимо учитывать условия формирования нефтяных и газовых месторождений в пределах выявленных основных тектонических элементов.

Все рекомендации по поискам крупных скоплений нефти и газа в настоящее время сводятся в основном к выбору ловушек, расположенных в пределах склонов сводов и бортов впадин. Тем не менее, в этих структурных условиях, наряду с весьма продуктивными, средними и мелкими месторождениями, встречаются площади, непродуктивные по всему разрезу осадочного комплекса. Отсутствие залежей нефти и газа на ряде площадей (при других благоприятных условиях) некоторые исследователи, например, С. Ф. Федоров, С. П. Максимов, К. А. Машкович объясняют специфическими условиями формирования месторождений, временем миграции и образования ловушек, их амплитудой и т. д. Однако этот анализ, как правило, делается уже после разбуривания площадей и выявления место-

рождений соответствующих групп по запасам*. Причем основные геологические закономерности формирования месторождений в большей степени справедливы для определенных геологических условий и не могут служить надежным ориентиром в практических работах. Приведенные в III—X главах геологические и геохимические данные позволяют восполнить этот пробел и выявить некоторые общие закономерности формирования крупных и уникальных скоплений нефти и газа.

Условия формирования средних, крупных и уникальных месторождений могли быть различными в связи со специфическими чертами геологического развития и генезиса крупных структурных элементов, особенностей, направления и времени миграции углеводородов, взаимоотношения зон нефтегазоаккумуляции и нефтегазообразования. Наиболее значительные месторождения нефти и газа располагаются в самых приподнятых частях сводовых поднятий, например, на Ставропольском своде (Северо-Ставропольское месторождение) и на Центрально-Каракумском своде (Дарваза-Зеаглинское месторождение). Однако наиболее приподнятые части некоторых аналогичных структур в Волго-Уральской области (Балаковская вершина Жигулевско-Пугачевского свода, Северная вершина Татарского свода) не содержат значительных скоплений нефти и газа. Крупные и уникальные месторождения отмечаются не на всех склонах сводовых поднятий, как это наблюдается на Жигулевско-Пугачевском и Татарском сводах.

Продуктивность и, следовательно, плотность запасов на отдельных частях валов различна, что особенно отчетливо прослеживается в Большекинешельском и Жигулевском валах. Таким образом, одного структурного фактора, хотя и важного, недостаточно для выяснения закономерностей формирования крупных скоплений нефти и газа. Большое значение для выявления этих закономерностей имеет история геологического развития как территории, так и отдельных структурных элементов, при которой условия были благоприятными для формирования крупных скоплений нефти и газа.

На основании анализа геологических и геохимических условий, вызвавших распространение в южных районах Волго-Уральской области средних, крупных и уникальных месторождений, можно сформулировать некоторые закономерности формирования, контролируемые их высокую продуктивность.

Первая закономерность формирования крупных и уникальных месторождений связана с тектоническими зонами, валами, осложняющими впадины, и прилегающими к ним склонами сводовых поднятий, приуроченными к зонам повышенной мощности терригенных комплексов девона и карбона.

* К. А. Машкович (1961) предложил время образования структур определять по сейсмическим данным, т. е. до ввода их в глубокую разведку.

Генетическая связь высокопродуктивных месторождений с зонами максимального развития терригенных комплексов палеозоя обусловливается наиболее благоприятными геолого-геохимическими факторами нефтегазообразования и повышенной эффективной мощностью коллекторов в зонах нефтегазоаккумуляции. В этих же зонах малопроницаемые пласты пород, служащие надежными нефтегазоупорами, регионально выдерживаются в пространстве, а их количество и общая мощность по разрезу достигают максимума. Зоны максимального развития мощностей терригенных комплексов девона, нижнего карбона и среднего карбона развиты в древних впадинах, испытавших преимущественное погружение. Некоторое территориальное совпадение зон развития терригенных комплексов девона и карбона привело к созданию благоприятных условий для образования многопластовых месторождений. По мере уменьшения общей мощности терригенных комплексов девона и карбона эффективная мощность песчаных коллекторов сокращается. В зонах минимального их развития высокопродуктивных залежей не установлено.

Закономерность, характерная для южных районов Волго-Уральской области, подтверждается приуроченностью к зонам максимального развития терригенных комплексов девона и карбона Радаевского, Якушкинского, Мухановского, Дмитриевского, Могутовского, Соколовогорского, Верховского и других месторождений.

Анализ указанных на рис. 75, 76, 77 схем показал, что первая закономерность характерна для формирования ряда крупных и уникальных месторождений (Арлан и др.) всей Волго-Уральской области. Она подтверждается также на месторождениях других районов (Романы — Балаханы — Сабунчи, Биби-Эйбат, Сураханы, Нефтяные Камни, Газли, Челекен, Котур-Тепе и др.), несмотря на различие в стратиграфическом положении продуктивных толщ.

Вторая закономерность заключается в том, что формирование крупных и уникальных месторождений связано с валами, тектоническими зонами и структурами, осложняющими своды, в пределах которых мощность терригенного комплекса девона и карбона сравнительно небольшая, но перечисленные структурные элементы располагаются вблизи впадин с максимальными мощностями терригенных отложений, т. е. в зонах больших градиентов мощности. Поэтому, при формировании месторождений создавались благоприятные условия для боковой миграции углеводородов и заполнения коллекторов ловушек, при больших размерах которых объем коллекторов достаточен для формирования в терригенных отложениях значительных по запасам месторождений. При полном заполнении имеющихся в ловушках коллекторов в недостаточном их объеме в условиях продолжения миграционного потока избыточные количества нефти и газа заполняют трещиноватые карбонатные породы, располагающиеся под терригенным комплексом и над ним. Примером таких месторождений являются Султангулово-Заглядинское, Красноярское, Тарханское, Чесноковское (Мелекес-Радаев-

ская впадина), Зольный Овраг, Красноярское, Белозерское, Чубовское, Алакаевское (северное погружение Жигулевско-Пугачевского свода), Покровское (юго-восточное погружение Жигулевско-Пугачевского свода), Кулешовское (северный борт Бузулукской впадины), Коробковское, Жирновское, Бахметьевское (восточный склон Воронежского свода). Однако это не исключает возможности процессов нефтегазообразования в карбонатных осадках при благоприятных геолого-геохимических условиях их накопления.

Анализ материалов показывает, что перечисленные структурные элементы располагаются в зонах, непосредственно примыкающих к впадинам, где развиты терригенные отложения девона, нижнего и среднего карбона максимальных и средних мощностей.

В таких условиях, в связи с общим сокращением мощности песчаных коллекторов в ловушках, избытки углеводородов перемещаются вверх и вниз по разрезу от терригенных комплексов и формируют залежи нефти и газа в карбонатных породах, в которых могут быть сконцентрированы значительные запасы (Кулешовское, Покровское и Коробковское месторождения). Это связано и с тем, что в указанных зонах к началу формирования залежей, благодаря проявлению относительно активных тектонических движений, создаются благоприятные условия для образования микротрещин в карбонатных породах, подстилающих и перекрывающих терригенные комплексы, что облегчает вертикальную миграцию нефти и газа и повышает резервуарную емкость карбонатных коллекторов.

Для примера на рис. 97 приведены структурная карта и геологический профиль Кулешовского месторождения. Суммарная мощность терригенных отложений среднего карбона на этом месторождении не превышает 90 м, а на Покровском — 70—80 м. Поэтому основные запасы нефти сосредоточены в карбонатных коллекторах башкирского яруса, подстилающих терригенный комплекс пород. На Кулешовском месторождении продуктивны также карбонатные коллекторы каширского горизонта, перекрывающие терригенный комплекс пород среднего карбона.

По-видимому, эта закономерность имеет более широкое значение и возможно, что формирование залежей в карбонатных отложениях калиновской свиты на Калиновско-Новостепановском, Яблоневском и Жуковском месторождениях генетически связано с вертикальной миграцией углеводородов из подстилающих отложений в условиях отсутствия или значительного сокращения мощности пород иренского горизонта (нижняя пермь).

Благоприятная зона для вертикальной миграции углеводородов, вероятно, расположена на некотором расстоянии от данных месторождений, поэтому вертикальный поток углеводородов, достигнув нефтегазоупора в отложениях верхней перми, сменился боковой миграцией, при которой залежи формировались по принципу дифференциального улавливания.

Указанная закономерность в принципе характерна и для формирования Ромашкинского, Ново-Елховского, Акташского и Шкапов-

ского уникальных месторождений. В их пределах мощности терригенного комплекса девона сравнительно небольшие (100—200 м), но месторождения располагаются вблизи зоны развития максимальных мощностей этого комплекса (200—400 м). Благоприятные условия для миграции углеводородов из зон нефтегазообразования в перечисленные ловушки привели к заполнению коллекторов в терригенных отложениях девона. Общий объем коллекторов с учетом больших размеров ловушек оказался весьма значительным и достаточным для формирования крупных скоплений нефти.

Третья закономерность связана с тем, что аккумуляция средних, крупных и уникальных месторождений происходит по принципу дифференциального улавливания углеводородов, в первую очередь в ловушках, более погруженных и расположенных первыми на пути боковой миграции нефти и газа из областей нефтегазообразования.

В 41 тектонической зоне, установленной в южных районах Волго-Уральской области, выявлено 140 месторождений. Анализ этих месторождений показывает, что наиболее продуктивные ловушки при прочих равных условиях, как правило, являются самыми погруженными в своей тектонической зоне (Верховская, Степновская,

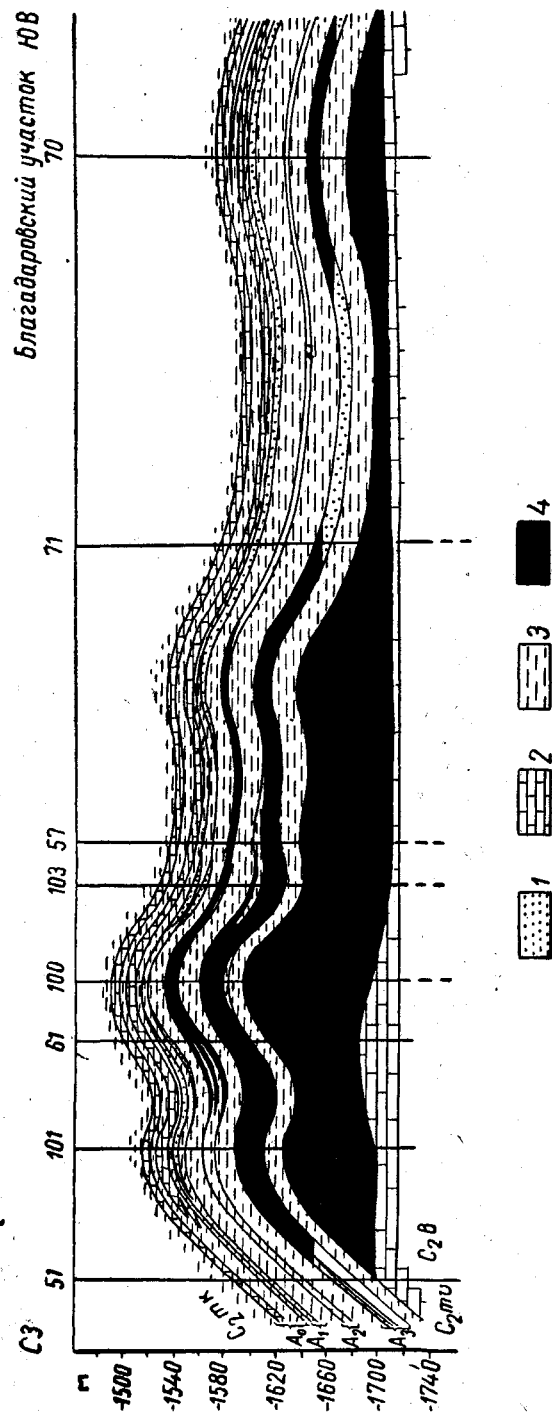
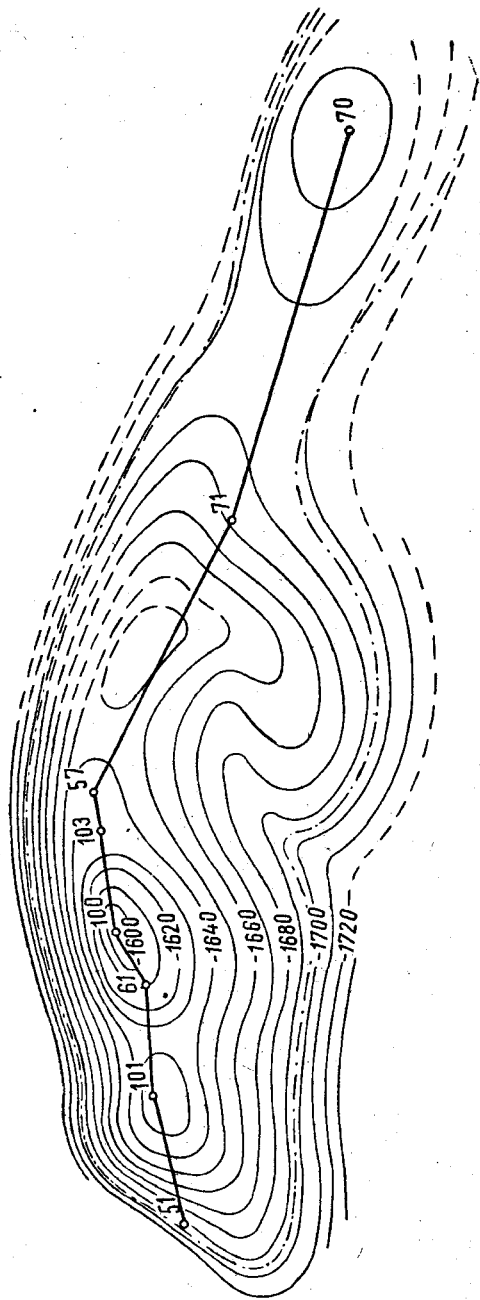


Рис. 97. Кулеповское месторождение. Структурная карта по кровле пласта А башкирского яруса (составили К. Б. Аширов, А. И. Губанов, М. П. Сургутчев) и геологический профиль отложений среднего карбона.  
1 — терригенные коллекторы; 2 — карбонатные коллекторы; 3 — глины и алевролиты; 4 — нефть.



Зольный Овраг, Мухановская и др.). Если учесть, что зоны поднятий в основном соответствуют контурам древних впадин, то станет понятно, что относительно погруженные ловушки всегда расположены ближе к зонам максимального развития мощностей терригенных комплексов палеозоя, а следовательно, в их разрезе резко возрастает эффективная мощность терригенных коллекторов и широко развиты мощные толщи нефтегазопорных комплексов. Одновременно в этих зонах к началу формирования залежей создавались благоприятные условия для образования микротрещин в карбонатных породах, что значительно повышало их резервуарную емкость. Рассматриваемая закономерность может быть прослежена как на высокопродуктивных месторождениях ряда тектонических зон Волго-Уральской области, так и на газовых и нефтяных месторождениях Азербайджана, Украины и Предкавказья.

Почти все высокопродуктивные месторождения находятся в тех 16 тектонических зонах, в которых устанавливается региональная миграция углеводородов из зон максимального развития терригенных комплексов девона и карбона в направлении регионального подъема пластов, и формирование залежей по принципу дифференциального улавливания углеводородов. Следовательно, относительно погруженные ловушки — первые резервуары для аккумуляции нефти и газа в залежах, расположенные на пути их боковой региональной миграции из древних впадин в сторону подъема слоев девона и карбона. Таким образом, относительно погруженные ловушки имеют не только повышенный объем коллекторов, надежные покрышки, но и самые благоприятные условия для аккумуляции углеводородов при наличии региональной миграции. В этом случае миграционный поток нефти и газа сможет попасть во вторую ловушку тектонической зоны только после полного заполнения первой, относительно погруженной ловушки. В результате становится понятным закономерное снижение запасов нефти и газа в месторождениях ряда тектонических зон в сторону регионального подъема слоев.

В главе V (рис. 35) приведен геологический профиль Степновской тектонической зоны, из которого видно, что максимальное количество залежей, а также основные запасы газа связаны с самой погруженной Степновской структурой. Формирование залежей нефти и газа в девонских и нижнекаменноугольных отложениях в месторождениях Степновской тектонической зоны происходило по принципу дифференциального улавливания (Максимов и др., 1959).

Указанная закономерность прослеживается в высокопродуктивных месторождениях Краснокамско-Полазненского вала Русской платформы (Пермская область), тектонических зонах Апшеронского п-ва и т. д.

Четвертая закономерность состоит в том, что унаследованный рост значительного по размерам локального поднятия или более крупного структурного элемента (вершины свода) на протяжении палеозойской эры создает благоприятные условия для

формирования высокопродуктивных залежей (при прочих равных условиях) в относительно приподнятых частях тектонических зон за счет региональной боковой миграции и, особенно, переформирования других залежей.

Ловушки некоторых месторождений ни в современном, ни в древнем структурном плане не были относительно погруженными в соответствующих тектонических зонах (Урицкое, Коробковское, Жирновское, Бахметьевское, Султангулово-Заглядинское, Чесноковское, Якушкинское и некоторые другие), но являются высокопродуктивными. Указанные структуры характеризуются интенсивным и устойчивым ростом в течение длительного времени — девона, карбона и перми, что создавало благоприятные условия для постоянной аккумуляции углеводородов не только за счет региональной миграции нефти и газа, но и за счет переформирования месторождений, расположенных структурно ниже, в связи с частичным раскрытием их ловушек в определенные этапы геологической истории. В этом случае переформирование даже мелких залежей может привести к образованию среднего по запасам месторождения (например, Урицкого).

Крупное Султангулово-Заглядинское месторождение образовалось благодаря региональной миграции нефти и газа с запада на восток и за счет частичного переформирования залежей девона и нижнего карбона Красноярского и Тарханского месторождений. В главе IX (см. рис. 70) приведены палеотектонические профили по кровле живетского яруса (А), пашийского (В) и бобриковского (В) горизонтов в разные этапы формирования Большепекинельского вала, из которых видно, что Султангулово-Заглядинское месторождение характеризуется интенсивным и преобладающим ростом структуры на всех этапах развития этого вала.

Крупные Жирновское и Бахметьевское месторождения, вероятно, также сформированы за счет частичного перетока нефти из нижнего карбона Линевского месторождения, а уникальное Коробковское — за счет Уметовского месторождения. Установленная закономерность может быть распространена на Ромашкинское, Шебелинское, Северо-Ставропольское и Газлинское уникальные месторождения нефти и газа.

Пятая закономерность состоит в том, что самые легкие нефти (свободный газ) приурочены к относительно погруженным ловушкам, расположенным в зонах развития максимальных (реже средних) мощностей терригенного комплекса палеозоя, и при прочих равных условиях содержат первоначальные запасы нефти и газа.

Анализ высокопродуктивных месторождений показывает, что в уникальных месторождениях сосредоточены только легкие нефти с удельным весом менее 0,870; в крупных месторождениях 26,2% нефтей относятся к легким, 55,5% — к средним и 18,3% — к тяжелым; в средних месторождениях 68,6% составляют нефти с удельным весом менее 0,870; 27,1% относятся к средним и только 4,3%

к тяжелым нефтям. Следовательно, основные (73,6%) запасы нефтей этих месторождений имеют низкий удельный вес (не более 0,870). Запасы тяжелых нефтей (с удельным весом свыше 0,910) составляют всего 5,5% запасов высокопродуктивных месторождений. При этом тяжелые нефти сосредоточены в двух месторождениях — Чесноковском и Радаевском Мелекесс-Радаевской впадины, в пределах которой нефтегазообразование происходило в условиях сероводородного заражения бассейна. Вероятно, аналогичные условия существовали в нижнекаменноугольную эпоху в Бирской седловине (Арланское месторождение).

Приведенные данные показывают, что основные запасы легкой нефти и подавляющая часть запасов свободных газов приурочены к относительно погруженным ловушкам, формирование которых во времени было устойчивым, и эти структуры, вероятно, не теряли своих запасов в течение длительной и сложной геологической истории их развития, а имели благоприятные условия для пополнения запасов за счет переформирования соседних ловушек (например, Мухановское, Коробковское и Урицкое месторождения).

Приуроченность 20,9% запасов нефти со средним удельным весом к ряду крупных (Жирновское, Бахметьевское) и средних (Чубовское, Калиновско-Новостепановское, Красноярское и Тарханское) месторождений генетически связана с условиями формирования залежей нефти по принципу дифференциального улавливания, при котором в относительно приподнятых ловушках в залежах аккумуляруются нефти несколько более тяжелые, чем в самых погруженных ловушках; в отдельных месторождениях (Султангулово-Заглядинское, Байтуганское, Якушкинское) повышенный удельный вес нефтей связан с вторичными условиями существования залежей.

Эта закономерность подтверждается также изменением качества нефтей в месторождениях Краснокамско-Полазенского вала, Апшеронского п-ва и др.

Однако следует отметить, что пятая закономерность не является универсальной; в ряде районов имеются обратные примеры, когда месторождения свободного газа приурочены к самым приподнятым структурным элементам (Ставропольский, Центрально-Каракумский своды и др.).

Выявленные для южных районов Волго-Уральской области некоторые закономерности условий формирования средних, крупных и уникальных месторождений доказывают их разнообразие. Оно обусловлено главным образом различиями в истории геологического развития основных структурных элементов рассматриваемой территории, в связи с чем происходит накопление терригенных комплексов девона и карбона разной мощности, устанавливается региональный наклон пластов, определяющий пути миграции нефти и газа. Изменение наклона пластов ведет к переформированию залежей. В результате, в процессе осадконакопления и образования той или иной складки, формируются различные по своему генезису ловушки, образующиеся только на определенных этапах геологической истории.

В процессе геологического развития возникают зоны нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Установленные закономерности формирования средних, крупных и уникальных месторождений нефти и газа могут наблюдаться при наличии ловушек (структурного, литологического или стратиграфического типа), в которых общая емкость коллекторов значительна, а продуктивные горизонты имеют непроницаемую кровлю.

Из изложенного видно, что некоторые закономерности противоположны (например, первая и вторая; третья и четвертая). Поэтому для формирования высокопродуктивных месторождений достаточно сочетания только двух, максимум трех указанных закономерностей.

Нам представляется, что указанные закономерности могут быть широко использованы в практике геологопоисковых и разведочных работ. На основании проведения региональных работ должно быть установлено пространственное расположение зон максимального развития терригенных комплексов, благоприятных для нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции и зон градиентов мощностей в соответствующей нефтегазоносной области.

Следовательно, границы применения первой и второй закономерностей могут быть определены на первом этапе геологопоисковых работ.

По мере дальнейшего геолого-геофизического изучения нефтегазоносной области в пределах сводовых поднятий и древних впадин устанавливаются тектонические зоны и валы, осложняющие их. С помощью методов палеотектонического и структурного анализов выясняется история формирования указанных структурных элементов и локальных поднятий, а также устойчивых во времени направлений региональных падений продуктивных пластов.

При проведении этого анализа выявляются самые погруженные и максимально приподнятые ловушки, благоприятные (при прочих равных условиях, в первую очередь, по их размерам) для скопления нефти и газа. При этом следует иметь в виду, что при выявлении устойчивого регионального падения пород во времени и в пространстве ориентировать геологоразведочные работы следует вниз по погружению тектонических зон и валов. Если региональный наклон пластов изменялся во времени и в пространстве и были созданы благоприятные условия для переформирования залежей — направление разведочных работ должно быть ориентировано на приподнятые ловушки. Следовательно, в зонах максимального развития терригенных комплексов и в зонах градиентов мощностей следует выявить только третью или четвертую закономерности.

Выявленные закономерности не охватывают всей проблемы формирования крупных и уникальных месторождений нефти и газа. Однако эти пять основных закономерностей характерны не только для Волго-Уральской области, но и для других нефтегазоносных районов Советского Союза — Предкавказья, Средней Азии, Азербайджана.

Таким образом, несмотря на различия в геологическом строении указанных территорий и разных возраст продуктивных толщ (от девона до палеозоя), намеченные закономерности формирования крупных и уникальных месторождений имеют общий характер и должны учитываться при постановке поисковых работ.

В свете выявленных закономерностей можно, хотя бы в общих чертах, наметить наиболее перспективные на исследованной территории направления поисков высокопродуктивных месторождений по соответствующим стратиграфическим комплексам палеозоя.

1. Поиски и разведка высокопродуктивных залежей по запасам нефти и газа в отложениях терригенного комплекса девона в первую очередь должны быть сосредоточены на склонах Оренбургского погребенного поднятия кристаллического фундамента и на восточной, опущенной части Жигулевско-Пугачевского свода. Не менее перспективна для поисков высокопродуктивных залежей в девоне вся прибортовая зона Прикаспийской впадины (от г. Саратова на западе до г. Оренбурга на востоке), центральная часть Рязано-Саратовской впадины и восточный склон Воронежского свода, особенно в части, примыкающей к борту Прикаспийской впадины. Все указанные основные структурные элементы расположены в зонах максимального развития терригенного комплекса девона, а поэтому, при благоприятных структурных условиях, самые погруженные ловушки в новых тектонических зонах будут иметь наиболее благоприятные условия для образования высокопродуктивных залежей в девонских отложениях.

2. Поиски и разведка высокопродуктивных залежей в отложениях нижнего карбона тесно связаны с прослеживанием Камско-Кинельской впадины в восточном направлении от Кинель-Черкасского района. Нам представляется, что зона максимального развития терригенного комплекса нижнего карбона должна быть в первую очередь прослежена региональными работами по ряду меридиональных профилей, начиная от меридиана г. Бугуруслана на западе до меридиана г. Оренбурга на востоке, т. е. до Предуральского прогиба. В основе этого прогнозирования положено предположение, что Камско-Кинельская впадина, так же как и на севере, в пределах Пермской области, должна раскрываться в Предуральский прогиб. Судя по общей направленности изопахит (см. рис. 76) терригенного комплекса нижнего карбона эта впадина, вероятно, будет раскрываться в Предуральский прогиб на юге, в Оренбургской области, в интервале указанных меридианов.

В связи с этим, нам представляется, что предположения В. А. Лобова (1960а) о раздвоении указанной впадины на два рукава, из которых один протягивается в юго-западном направлении, а также В. М. Познера (1961), который Камско-Кинельскую впадину предположительно протягивает через г. Волгоград в Предонецкий прогиб, мало вероятны и необоснованны.

Если наше предположение оправдается, то для поисков уникальных и крупных залежей в нижнем карбоне в первую очередь весьма

благоприятны склоны Оренбургского погребенного свода, которые, вероятно, будут расположены в зоне максимального развития терригенного комплекса нижнего карбона.

Кроме того, для поисков высокопродуктивных залежей в нижнем карбоне заслуживает внимания вся прибортовая зона Прикаспийской впадины от г. Волгограда на западе до г. Оренбурга на востоке. Эта узкая полоса, в пределах Западно-Прикаспийской впадины, где изопахиты мощностей терригенного комплекса нижнего карбона (см. рис. 76) превышают 100 м, должна быть изучена в первом этапе региональных работ, а затем, — детальными исследованиями — в наиболее благоприятных структурных условиях, в самой восточной части восточного склона Воронежского свода и на далеком южном погружении Жигулевско-Пугачевского свода.

3. Перспективы поисков высокопродуктивных залежей в отложениях среднего карбона могут быть связаны с тремя основными тектоническими элементами: восточным склоном Воронежского свода (в его южной и восточной частях), Латрыкско-Карамышской впадиной (в ее восточной части) и Бузулукской впадиной. С этой целью в указанных районах региональными работами следует проследить распространение терригенного комплекса среднего карбона в направлении роста его мощности от изопахиты 150 м на восточном склоне Воронежского свода и Латрыкско-Карамышской впадине и от изопахиты 80 м (см. рис. 77) в Бузулукской впадине. Заслуживает также внимания вся территория Предонецкого прогиба, в пределах которого, по всей вероятности, будет установлена зона максимального распространения терригенного комплекса среднего карбона, а поэтому она весьма благоприятна для поисков высокопродуктивных залежей в этих отложениях.

Определенный интерес представляет западная и южная части Оренбургского свода, в котором могут быть установлены терригенные отложения среднего карбона повышенной мощности.

В указанных стратиграфических комплексах девона, нижнего и среднего карбона в пределах рекомендуемых основных тектонических элементов на первом этапе исследований должны быть выявлены тектонические зоны поднятий, в которых относительно погруженные ловушки, при прочих равных условиях наиболее благоприятны для поисков высокопродуктивных залежей нефти и газа.

4. Поиски высокопродуктивных залежей в пермских отложениях весьма затруднительны, ибо вышеуказанные закономерности характерны для формирования залежей нефти и газа в отложениях девона и карбона, в которых происходила боковая миграция нефти и газа из зон максимального развития соответствующих терригенных комплексов по региональному подъему пластов.

Формирование высокопродуктивных залежей в верхнепермских отложениях, вероятно, генетически связано с вертикальной миграцией нефти и газа из подстилающих отложений, на которые не могут быть распространены закономерности, характерные для условий формирования залежей девона и карбона. Устанавливается только опре-

деленная связь залежей нефти и газа в нижнепермских отложениях с отложениями филипповского и иренского горизонтов. Однако этого совершенно недостаточно для прогнозирования поисков высокопродуктивных залежей в пермских отложениях. По всей вероятности, общие перспективы нефтегазоносности нижнепермских отложений приурочены к южному и юго-восточному направлению возрастания мощности отложений филипповского горизонта, в пределах развития мощных покрышек иренского горизонта. В этом случае заслуживают внимания тектонические зоны поднятий, выявленные в Оренбургском своде, Бузулукской впадине и в прибортовой зоне Прикаспийской впадины.

В заключение следует указать, что в пределах склонов Оренбургского свода могут быть встречены месторождения нефти и газа с двумя высокопродуктивными толщами палеозоя — девонской и нижнекаменноугольной. Не исключено наличие значительных скоплений нефти и газа в среднекаменноугольных отложениях.

В пределах Бузулукской впадины высокоперспективны продуктивные толщи среднего карбона и девона и менее продуктивные толщи нижнего карбона и нижней перми.

В прибортовой зоне Прикаспийской впадины могут быть высокоперспективными продуктивные толщи девона, нижнего и среднего карбона и меньше — перми. В восточной части Латрыкско-Карамышской впадины высокоперспективны толща девона и среднего карбона, меньше — нижнего карбона.

В восточном склоне Воронежского свода, в первую очередь, в его самой восточной части, высокоперспективны продуктивные толщи девона, нижнего и среднего карбона, в меньшей степени — нижней перми.

В восточном склоне Воронежского свода, Латрыкско-Карамышской и Бузулукской впадинах в тектонических зонах поднятий, расположенных ближе к прибортовой зоне Прикаспийской впадины и к зонам максимального развития мощностей терригенных комплексов девона и карбона, будет возрастать газоносность и улучшаться качество нефти по всему разрезу палеозоя.

## ЛИТЕРАТУРА

Абрамович М. В. Изменение свойств нефти в нефтяном пласте в связи с условиями его залегания. Тр. геол. ин-та им. Губкина, Аз. ФАН СССР, т. XIX, 1939.

Абрамович М. В. О связи между удельными весами нефти и условиями ее залегания в некоторых пластах Биби-Эйбатской площади. Тр. геол. ин-та им. Губкина, АН АзССР, в. XX, 1941.

Алексеев Г. И., Дубинин А. З., Лобов В. А. Зоны нефтегазоаккумуляции на территории Среднего Поволжья и Заволжья. Приложение к № 7 жур. «Геология нефти», 1958.

Альтовский М. Е. Образование нефти и формирование ее залежей. Тр. ВСЕГИНГЕО, Гостоптехиздат, 1958.

Андреев П. Ф., Быдтаев А. И., Максимов С. П. Новый метод сопоставления нефтеносных пластов. БТЭИ ЦИМТнефти. Сб. материалов по обмену опытом. Геология и разведка. Гостоптехиздат, 1951.

Андреев П. Ф., Максимов С. П. Люминесцентно-хроматографический метод исследования нефтей и битумов. БТЭИ ЦИМТнефти. Сб. материалов по обмену опытом. Геология и разведка. Гостоптехиздат, 1951.

Андреев П. Ф. К вопросу о бактериальной гипотезе генезиса типов нефтей. Тр. ВНИГРИ, вып. 83. Геол. сб., № 1. Гостоптехиздат, 1955а.

Андреев П. Ф. Сб. «Происхождение нефти». Гостоптехиздат, 1955б.

Андреев П. Ф. Роль внешних условий и внутренних факторов в процессах образования и изменения нефтей в природе. Тр. ВНИГРИ, вып. 95. Геол. сб., № 2, Гостоптехиздат, 1956.

Андреев П. Ф., Иванцова В. В. Роль серы в процессах преобразования нефти в природе. Тр. ВНИГРИ, вып. 105. Геохим. сб., № 4, Гостоптехиздат, 1957.

Андреев П. Ф. Энергетические основы органической теории происхождения нефти. Тр. ВНИГРИ, вып. 105. Геохим. сб., № 4, Гостоптехиздат, 1957а.

Андреев П. Ф. Свойства рассеянного органического вещества и проблема региональной нефтеносности. Тр. ВНИГРИ, вып. 134, Гостоптехиздат, 1957б.

Андреев П. Ф., Богомолов А. И., Добрянский А. Ф., Карцев А. А. Превращения нефти в природе. Гостоптехиздат, 1958.

Андреев П. Ф., Биккенина В. В. О критериях масленности органического вещества осадочных пород. Нов. нефт. техн., сер. геол., № 4, ГОСИНТИ, 1958.

Андреев П. Ф. О механизме процессов миграции по субкапиллярным каналам подвижных компонентов, образовавшихся из рассеянного органического вещества осадочных пород. Сб. «Проблема миграции нефти и формирования скоплений нефти и газа», Гостоптехиздат, 1959.

Андреев П. Ф. Роль кислорода в процессе преобразования нефти в природе. Тр. ВНИГРИ, вып. 155. Геохим. сб., № 6. Гостоптехиздат, 1960.

Архангельский А. Д. Условия образования нефти на Северном Кавказе. Нефт. хоз., 1927.

Архангельский А. Д. Геологическое строение СССР. ОНТИ, 1932.

Архангельский А. Д., Шатский Н. С. Краткий очерк геологической структуры и геологической истории СССР. Изд. АН СССР, 1937.

Архангельский А. Д. О строении Русской платформы. БМОИП, отд. геол., т. XVIII (3—4), 1940.

Архангельский А. Д. Геологическое строение и геологическая история СССР. Гостоптехиздат, 1941.

Аширов К. Б. К вопросу о завершении разведки Садкинского газонефтяного месторождения. Нефт. хоз., № 8, 1950.

Аширов К. Б. Анализ условий формирования нефтяных месторождений платформенного типа на примере Самарской Луки. Нефт. хоз., № 4, 1954.

Аширов К. Б. О времени формирования нефтяных месторождений Самарской Луки. Нов. нефт. техн., сер. геол., № 1, ЦНИИТЭнефть, 1956а.

Аширов К. Б. Закономерности изменения свойств нефтей месторождений платформы. Сов. геология, № 59, 1957а.

Аширов К. Б. Геологические условия, определяющие высоту нефтяных залежей на месторождениях платформ. Геология нефти, № 8, 1957б.

Аширов К. Б., Максимов С. П. Условия газоносности месторождений Куйбышевского Поволжья. Геология нефти, № 2, 1958.

Аширов К. Б. Условия формирования нефтяных месторождений Куйбышевского Поволжья. Тр. ин-та Гипростокнефть, вып. 2, Гостоптехиздат, 1959а.

Аширов К. Б. Формирование нефтяных залежей Куйбышевской области. Тр. ВНИГНИ, вып. XXII, Гостоптехиздат, 1959б.

Аширов К. Б. К вопросу о времени формирования нефтяных и газовых залежей Среднего Поволжья. Геология нефти и газа, № 6, 1960.

Аширов К. Б. О причинах негоризонтальности водо-нефтяных контактов. Геология нефти и газа, № 12, 1961.

Бакиров А. А. Геологическое строение и перспективы нефтегазонности палеозойских отложений Среднерусской синеклизы, Гостоптехиздат, 1948.

Бакиров А. А. Главнейшие черты геотектонического развития внутренней части Русской платформы. Тр. ВНИИгаза, Госгеолиздат, 1951.

Бакиров А. А., Мирчинк М. Ф. О некоторых вопросах теории геотектонического развития крупных структурных элементов земной коры в связи с изучением их нефтегазонности. Нефт. хоз., № 9, 1951.

Бакиров А. А. Современные представления о геологическом строении кристаллического фундамента Русской платформы. Тр. Акад. нефт. пром., вып. 1, Гостоптехиздат, 1954.

Бакиров А. А. Современное состояние и ближайшие задачи исследований процессов миграции нефти в земной коре. Сов. геология, № 47, 1955.

Бакиров А. А., Вассоевич Н. Б., Вебер В. В., Двали М. Ф. и др. Происхождение нефти. Гостоптехиздат, 1955.

Бакиров А. А. Геология нефтегазоносных областей и нефтяные месторождения Среднего и Ближнего Востока. Гостоптехиздат, 1957.

Бакиров А. А. Главнейшие закономерности нефтегазонакопления в земной коре, подтверждающие теорию органического происхождения нефти. Тр. Всесоюз. совещания по происхождению нефти и газа. Гостоптехиздат, 1960.

Балаев В. А. Девонские отложения центральных и южных районов Волго-Уральской провинции в связи с перспективами их нефтеносности. Изд. Саратовского ун-та, 1961.

Белоусов В. В. Фации и мощности осадочных толщ Европейской части СССР. Тр. Ин-та геологических наук АН СССР, вып. 76, сер. геол., 1944.

Белоусов В. В. Общая геотектоника. Госгеолиздат, 1948.

Белоусов В. В. Основные вопросы геотектоники. Госгеолиздат, 1954.

Белоусов В. В. Типы и происхождение складчатости. Сов. геология, № 1, 1958.

Белоусов В. В., Гзовский М. В. Геосинклинали, их строение, история и законы развития. I Каледонская геосинклиналь Великобритании. БМОИП, отд. геол., т. XX (5—6), 1945.

Боксерман Ю. И., Борисов А. А. и др. Газовые ресурсы СССР, Гостоптехиздат, 1959.

Борисов А. А. Пространственные закономерности распространения залежей нефти и газа. Геология нефти и газа, № 7, 1961.

Борисов А. А., Дикенштейн Г. Х. и др. Основные черты тектоники Каспийского моря и прилегающих районов суши. Геология нефти и газа, № 12, 1962.

Борисов А. А., Бочков И. В., Васильев В. Г., Грацианова О. П., Левицкий П. И. и др. Урало-Волжская нефтеносная область (Геология и нефтеносность). Гостоптехиздат, 1941.

Ботнева Т. А. Геохимическая характеристика нефтей папийской свиты девона и закономерности в изменении их свойств в пределах Большекинельского вала. Тр. ВНИГНИ, вып. XXXIII, Геохимический сборник, № 3, Гостоптехиздат, 1962.

Брод И. О. Залежи нефти и газа (условия формирования залежей и их классификация). Тр. МНИ им. И. М. Губкина, вып. 3, Гостоптехиздат, 1945.

Брод И. О. Об основном условии нефтегазонакопления. ДАН СССР, т. 57, № 6, 1947.

Брод И. О. Залежи нефти и газа. Гостоптехиздат, 1951.

Брод И. О. Проблема формирования скоплений нефти и газа в свете теории нефтематеринских свит. Сб. «Проблема миграции нефти и формирования скоплений нефти и газа». Гостоптехиздат, 1959.

Брод И. О. Современные взгляды на формирование и закономерности в распространении скоплений нефти и газа. Геология нефти и газа, № 11, 1960.

Брод И. О., Еременко Н. А. Основы геологии нефти и природного газа. Изд. МГУ им. М. В. Ломоносова, 1953.

Брод И. О., Еременко Н. А. Основы геологии нефти и газа. Гостоптехиздат, 1957.

Брод И. О., Мирчинк М. Ф., Мустафинов А. Н., Сейфуль-Мулюков Р. Б. О распространении скоплений нефти и газа в Волго-Уральской области и Северном Прикаспии. Нов. нефт. техн., сер. геол., № 8, 1960.

Вайнбаум С. Я. Геохимические фации палеозоя Куйбышевской области в связи с вопросами нефтеобразования. Тр. КуйбышевНИИ НП, вып. 1, Куйбышев, 1960.

Ван-Нес К. и Ван-Вестен Х. Состав масляных фракций нефти и их анализ. ИЛ, 1954.

Ван-Тайл Ф. М., Паркер В. Г., Скитеро У. У. Миграция и аккумуляция нефти и природного газа. ИЛ, 1948.

Васильев В. Г., Гришин Г. Л., Левицкий П. И., Борисов А. А. Нефтяные месторождения Второго Баку. Гостоптехиздат, 1948.

Вассоевич Н. Б., Амосов Г. А. Изменение нефтей в земной коре. Тр. ВНИГРИ, Геол. сб. II (V), Гостоптехиздат, 1953.

Вебер В. В. Нефтеносные фации и их роль в образовании месторождений. Ленгостоптехиздат, 1947.

Вебер В. В. Современные аналоги нефтеносных фаций. Гостоптехиздат, 1950.

Вебер В. В. Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках. Гостоптехиздат, 1956.

Вебер В. В. Формирование нефтяных месторождений. Сб. «Проблема миграции нефти и формирования скоплений нефти и газа», Гостоптехиздат, 1959.

Великовский А. С. Свойства нефтей Советского Союза. Справочник, Геология нефти, т. I, Гостоптехиздат, 1960.

Вельков А. М. К вопросу о перспективах газонефтеносности карбонатного девона Саратовского Правобережья. Геология нефти и газа, № 5, 1961.

Вер-Вибе В. А. Как находят нефть. Гостоптехиздат, 1959.

Вернадский В. И. Очерки геохимии. ОНТИ, 1927.

Веселовский В. С. Химическая природа горючих ископаемых. Изд. АН СССР, 1955.

Виноградов А. П., Ронов А. Б. Состав осадочных пород Русской платформы в связи с историей ее тектонических движений. Изд. АН СССР, Геохимия, № 6, 1956.

Виноградов А. П., Ронов А. Б., Ратынский В. М. Изменение химического состава карбонатных пород Русской платформы. Изв. АН СССР, сер. геол., № 1, 1952.

Вишняков С. Г. Генетические типы доломитовых пород северо-западной окраины Русской платформы. Тр. ГИН АН СССР, вып. 4, 1956.

Высоцкий И. В. Основы природного газа. Гостоптехиздат, 1954.

Высоцкий И. В. Размещение и некоторые особенности крупных нефтяных месторождений. Нефт. хоз., № 11, 1956.

Высоцкий И. В. Крупнейшие газовые месторождения капиталистических стран. Геология нефти и газа, № 11, 1961.

Габриэлян А. Г., Максимов С. П. Геология нефти и газа № 5. Гостоптехиздат, 1957.

Гальперин Г. Д. Об изменении нефтей Ишимбая. ДАН СССР, т. X, № 4, 1943.

Гербер М. И., Двали М. Ф. Природные сжатые газы как вероятный фактор миграции нефти из материнских пород. Гостоптехиздат, 1961.

Гэдин Ю. Н. Комплексные региональные геофизические исследования юго-востока Русской платформы. Геология нефти, № 5, 1958.

Грязнов Н. К. О структуре Волго-Камской части Русской платформы. ДАН СССР, т. 77, № 4, 1951.

Грязнов Н. К. Основные черты тектоники карбона Саратовско-Куйбышевского Заволжья. Труды ВНИИгаза. Вопросы геологии и геохимии нефти и газа. Гостоптехиздат, 1953.

Грязнов Н. К. Важнейшие этапы развития Саратовско-Рязанского прогиба. ДАН СССР, т. 100, № 6, 1955.

Губкин И. М. Минерально-сырьевая база Урала в свете новейших исследований разведок и основные задачи её дальнейшего изучения. Проблемы Урало-Кузбасского комбината, ч. 1, изд. АН СССР, 1932а.

Губкин И. М. Учение о нефти. ОНТИ, 1932б.

Губкин И. М. К вопросу о генезисе нефтяных месторождений Северного Кавказа. Тр. XVII сессии Междунар. геол. конгресс, т. IV, ГОНТИ, 1937.

Губкин И. М. Урало-Волжская нефтеносная область (Второе Баку). Изд. АН СССР, 1940.

Губкин И. М. Избранные труды. Изд. АН СССР, 1950.

Гуляева Л. А. Геохимия терригенных отложений девона Урало-Поволжья. Автореферат диссертации, 1953а.

Гуляева Л. А. Осадки сероводородных бассейнов геологического прошлого. ДАН СССР, т. XСII, № 5, 1953б.

Гуляева Л. А. Геохимические фации, окислительно-восстановительные обстановки и органическое вещество осадочных пород. Сов. геология, № 47, 1955.

Гуляева Л. А. Геохимия отложений девона и карбона Куйбышевского Поволжья. Изд. АН СССР, 1956.

Двали М. Ф. Возможные факторы и процессы первичной миграции. Сб. «Проблема миграции нефти и формирования скоплений нефти и газа». Гостоптехиздат, 1959.

Двали М. Ф. О первичной миграции нефти. Сб. «Проблема происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей». Гостоптехиздат, 1960.

Добрянский А. Ф. Геохимия нефти. Гостоптехиздат, 1948.

Добрянский А. Ф., Богомолов А. И. Опыт анализа некоторых положений гипотезы превращения нефти на материале Второго Баку. Тр. ВНИГРИ, Геохим. сб., № 1, 1949.

Добрянский А. Ф., Андреев П. Ф. Термодинамика процессов образования и изменения нефтей в природе. Изв. АН Эст. ССР, т. III, № 2, 1954.

Добрянский А. Ф., Андреев П. Ф., Богомолов А. И. Некоторые закономерности в составе нефтей. Тр. ВНИГРИ, вып. 123, Геохим. сб., № 5, 1958.

Дубинский А. Я. К вопросу о тектонике северных частей Донбасса. ДАН СССР, т. 80, № 5, 1951.

Дубинский А. Я. Новые данные по тектонике восточной части Большого Донбасса. Мат. по геол. европейской территории СССР. Тр. ВСЕГЕИ, нов. сер., вып. 14, Госгеолиздат, 1956.

Дубинин А. З., Лобов В. А. О нефтеносности карбонатных отложений палеозоя Куйбышевской области. Геология нефти, № 7, 1957.

Дурмишьян А. Г. К вопросу о формировании газовых и газоконденсатных залежей Апшеронского полуострова. Азерб. нефт. хоз., № 9, 1957.

Еремеев П. В. Отчет полковника Еремеева о занятиях по разысканию месторождений нефти в Казанской, Симбирской и Самарской губерниях. Горный журнал, ч. I, 1867.

Еременко Н. А. Изменение изотопного состава серы нефтей СССР по стратиграфическому разрезу. Геология нефти и газа, № 11, 1960.

Еременко Н. А. Геология нефти и газа. Гостоптехиздат, 1961.

Еременко Н. А., Максимов С. П. Об условиях залегания нефти в Дагестане. Нефт. хоз., № 7, 1950.

Еременко Н. А., Максимов С. П. Исследования естественных нефтегазопроявлений. Гостоптехиздат, 1953.

Еременко Н. А., Максимов С. П. Особенности размещения скоплений нефти и газа в предгорных прогибах и примыкающих к ним погруженных частях платформ. Геология нефти и газа, № 6, 1960а.

Еременко Н. А., Максимов С. П. Некоторые закономерности в размещении скоплений нефти и газа на Северном Кавказе. Тр. ВНИГНИ, вып. XXXII, Гостоптехиздат, 1960б.

Еременко Н. А., Максимов С. П. Распространение естественных нефтегазопроявлений, их формы и классификация. Справочник, Геология нефти, т. I, Гостоптехиздат, 1960в.

Еременко Н. А., Максимов С. П. Нефтегазопроявления и задачи их изучения. Справочник, Геология нефти, т. I, Гостоптехиздат, 1960 г.

Еременко Н. А., Максимов С. П., Тхостов Б. А. О циклах битумообразования на Северо-Восточном Кавказе. Нефт. хоз., № 12, 1949.

Еременко Н. А., Панкина Р. Г. Изотопы серы в нефтях и газах месторождений Волго-Уральской области и других районов Советского Союза. Геология нефти и газа, № 9, 1962.

Жабрeв Д. В. Геолого-геохимические условия формирования сингенетично-нефтеносных свит и нефтепродуцирующих пород, слагающих эти свиты, и оценка их возможной продуктивности. Автореферат докторской диссертации. Фонды ВНИГНИ, 1960.

Жабрeв Д. В., Хацевич Н. И. Об оценке нефтеносности по гидрохимическим показателям. Азерб. нефт. хоз., № 8, 1950.

Задов Л. П., Вайнбаум С. Я. Цветность пород как нефтепоисковый признак. Нефт. хоз., № 8, 1952.

Зайдельсон М. И. О гидрогеологических условиях в продуктивных горизонтах терригенной толщи нижнего карбона и верхнего девона на территории Среднего Поволжья. Куйбышевская нефть, № 1—2, Куйбышев, 1957.

Зайдельсон М. И. Динамика пластовых вод в терригенной толще нижнего карбона на территории Куйбышевского Поволжья в связи с проблемой формирования газонефтяных залежей. Тр. ВНИГНИ, вып. XXII, Гостоптехиздат, 1959.

Зайдельсон М. И. Гидрогеологические условия нефтеносных районов юга и юго-востока Куйбышевского Заволжья. Автореферат диссертации. Фонды КуйбышевНИИ НП, 1960а.

Зайдельсон М. И., Чистовский А. И. О газовой составляющей пластовых вод палеозоя нефтеносных районов Куйбышевского Поволжья в связи с проблемой формирования газонефтяных залежей. Тр. КуйбышевНИИ НП, вып. I, Куйбышев, 1960.

Закс С. Л. Влияние породы и связанной воды на величину давления перехода системы нефть — газ в однофазное газовое состояние. ДАН СССР, нов. сер., т. 86, № 5, 1952.

Закс С. Л. К вопросу о миграции и аккумуляции нефти. ДАН СССР, т. 105, № 2, 1955.

Замятин А. Н. К вопросу об условии залегания и происхождения нефти в Уральской области. Геол. вестник, т. I, 1915.

Зерцанов И. К. Формирование платформенных структур второго и третьего порядка на примере Саратовских дислокаций. Автореферат диссертации. Фонды ВНИИ, 1955.

Зингер А. С. Некоторые вопросы гидрогеологии продуктивных горизонтов палеозоя Саратовского Поволжья. Геология нефти и газа, № 11, 1958.

Зингер А. С., Плотников Ю. Н. Подземные воды газонефтяных месторождений Нижнего Поволжья. Геология нефти и газа, № 12, 1960.

Иванов А. И., Эйман И. Е. О формировании литологических экранов нефтяных и газовых залежей. Геология нефти и газа, № 7, 1960.

Кавеев М. С., Васильев Б. В. Гидрогеология нефтяных месторождений девонских отложений юго-востока Татарии. Нефтегазоносность Урало-Волжской области. Изд. АН СССР, 1956.

Казаков М. П., Чарыгин М. М., Быков Р. И., Васильев Ю. М., Знаменский В. В., Сейфулль-Мулюков Р. Б. Тектоническое строение и история развития Прикаспийской впадины и смежных областей в связи с вопросами нефтегазоносности. Гостоптехиздат, 1958.

Калинин Н. А. К тектонике юго-востока Русской платформы. Нефт. хоз., № 10, 1954.

Калицкий К. П. Нефтяные месторождения Казанской, Уфимской и Самарской губ. Нефт. и сланц. хоз., № 1—3, 1920.

Капелюшников М. А. К вопросу о миграции и аккумуляции рассеянной нефти в осадочных горных породах. ДАН СССР, т. 99, № 6, 1954.

Капелюшников М. А., Жузе Т. П., Закс С. Л. Физическое состояние нефти, газа и воды в условиях нефтяного пласта. Изв. АН СССР, отд. техн. наук, № 11, 1952.

Карапетов А. М. История развития структур и формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях на территории Куйбышевского Заволжья и западной части Оренбургской области. Автореферат диссертации. Фонды ВНИИ, 1960.

Карпинский А. П. К тектонике Евронейской России. Изд. АН СССР, 1919.

Карпинский А. П. Очерки геологического прошлого России. 1919, Сб. соч. Изд. АН СССР, 1954.

Карцев А. А. Кайнотипные и палеотипные нефти. Изв. ВУЗ, нефть и газ, № 8, 1959.

Карцев А. А. Геохимические закономерности размещения нефтей разного состава в недрах. Автореферат докторской диссертации. Фонды МИНХ и ГП им. Губкина, 1960а.

Карцев А. А. Геохимическая эволюция нефтей. Тр. МИНХ и ГП им. Губкина, вып. 27, Гостоптехиздат, 1960б.

Киров В. А. Проявление принципа дифференциального улавливания в системе литологических ловушек. Нов. нефт. техн., № 7, 1961.

Киров В. А. Некоторые вопросы размещения запасов нефти и газа в пределах Восточного склона Воронежского свода. Тр. ВНИГНИ, в. XXXIII. Геохимический сборник, № 3, Гостоптехиздат, 1962.

Клещев А. И. К вопросу об условиях формирования девонских залежей нефти Татарии. Геология нефти, № 4, 1957.

Клещев А. И., Халтурин Д. С. Основные черты геологической структуры и перспективы нефтегазоносности Волго-Уральской области. Тр. ВНИГНИ, Гостоптехиздат, 1958.

Клещев А. И. Перспективы нефтегазоносности девонских отложений северных районов Татарской АССР. Тр. Выездной сессии уч. совета ВНИГНИ, Гостоптехиздат, 1958.

Клубов В. А. О перспективах нефтеносности северной части Чкаловской области. Нов. нефт. техн., сер. геол., № 1. ЦНИИТЭнефть, 1957.

Клубов В. А., Кулаков А. И., Серенко М. Н. О методике разведки нефтяных месторождений на Пилогинской вершине Оренбургского свода. Геология нефти и газа, № 8, 1961.

Кожевников И. И. Тектоника и перспективы нефтегазоносности северного борта Прикаспийской впадины. Доклад по диссертации. Фонды МИНХ и ГП им. Губкина, 1961.

Козин А. Н., Мжачих К. И. Состав газа пластовых вод нефтяных месторождений Куйбышевской области. Тр. ин-та Гипростокнефть, вып. I. Гостоптехиздат, 1957.

Козин А. Н. Основные закономерности изменения минерализации и состава пластовых вод девона и карбона в пределах Ульяновской, Куйбышевской и Оренбургской областей. Тр. ВНИГНИ, вып. XXII, Гостоптехиздат, 1959.

Козин А. Н. Обзорная характеристика состава и минерализации пластовых вод карбона и девона нефтяных месторождений Куйбышевского Поволжья. Тр. ин-та Гипростокнефть, вып. 2, Гостоптехиздат, 1959.

Козленко С. П. Историческая тектоника и вопросы формирования промышленных залежей нефти и газа. Нефт. хоз., № 9, 1955.

Козленко С. П. Классификация структурных поднятий по возрастным признакам. ДАН СССР, т. 108, № 4, 1956.

Козлов А. Л. Подземное окисление углеводородов. Тр. научно-геол. совещ. по нефти, озокериту и горючим газам УССР. Изд. АН УССР, Киев, 1949.

Козлов А. Л. Геосинклинали и нефтегазоносность краевых частей платформы. Нефт. хоз., № 3, 4, 1955.

Козлов А. Л. Формирование и размещение нефтяных и газовых залежей. Гостоптехиздат, 1959.

Козлов В. П., Токарев Л. В. Геохимическая характеристика органического вещества и битумов, рассеянных в отложениях угленосного горизонта нижнего карбона Куйбышевского Поволжья. ДАН СССР, т. 113, № 2, 1957.

Копелиович А. В., Эвентов Я. С. Пермские отложения Астрахани. ДАН СССР, т. 106, № 2, 1956.

Корженевский Н. Д. Исходный материал и условия образования залежей нефти в районе Второго Баку. Дискуссия о процессе образования нефти и формирование ее залежей. Нефт. хоз., № 1, 1951.

Коротков С. Т. Новые перспективные газонефтяные районы Краснодарского края. Геология нефти, № 2, 1957.

Косыгин Ю. А. Основы тектоники нефтеносных областей. Гостоптехиздат, 1952.

Косыгин Ю. А. Тектоника нефтеносных областей, тт. I, II, Гостоптехиздат, 1958.

Котина А. К. Материалы к изучению нефтей Волго-Уральской области. Сб. «Об условиях образования нефти». Тр. ВНИГРИ, вып. 82, Гостоптехиздат, 1955.

Котина А. К., Чихачева М. М. Некоторые особенности нефтей Волго-Уральской области. Сб. «О происхождении нефти в каменноугольных и пермских отложениях Волго-Уральской области». Тр. ВНИГРИ, вып. 117, Гостоптехиздат, 1958.

Кравцов А. И., Соколов В. А., Элинсон М. А. О составе и происхождении газов угольных месторождений. Тр. Моск. геологоразв. ин-та, 1956.

Краюшкин В. А. Об основных принципах аккумуляции нефти и газа в цепях сообщающихся ловушек. Сб. «Проблема миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений». Гостоптехиздат, 1959.

Кремс А. Я. Вопросы формирования залежей нефти и газа. Гостоптехиздат, 1954.

Кротова В. А. К вопросу о роли гипсо-ангидритовой толщи кунгура в формировании химического состава подземных вод и сохранении нефтяных

залежей Второго Баку. НИТО ВНИГРИ. Геол. сб., III (VI), Гостоптехиздат, 1955.

Кротова В. А. Волго-Уральская нефтеносная область. Гидрогеология. Труды ВНИГРИ, вып. 94, Гостоптехиздат, 1956.

Кротова В. А. О гидрогеологических аномалиях на территории Волго-Уральской области. Тр. ВНИГРИ. Сб. «Геология и геохимия», I (7), Гостоптехиздат, 1957.

Кротова В. А. Роль гидрогеологических факторов в образовании, сохранении и разрушении нефтяных залежей. Тр. ВНИГРИ, вып. 103, 1957.

Кротова В. А. Гидрогеологические факторы в образовании и разрушении нефтяных месторождений Урало-Поволжья. Тр. ВНИГРИ, вып. XXII, Гостоптехиздат, 1959.

Кротова В. А. Гидрогеологические критерии нефтеносности. Тр. ВНИГРИ, вып. 147, Гостоптехиздат, 1960.

Кудрявцев Н. А. Современное состояние проблемы происхождения нефти. Сб. «Материалы дискуссии по проблеме происхождения и миграции нефти». Киев, 1955.

Кудрявцев Н. А. Механизм формирования месторождений нефти и газа. «Сб. Проблема миграции нефти и формирования скоплений нефти и газа». Гостоптехиздат, 1959.

Кудрявцев Н. А. О происхождении нефти. Сб. «Происхождение нефти и газа». Гостоптехиздат, 1960.

Левенсон В. Э., Кузнецова Н. П., Максимова С. Н. Введение в общее исследование битуминологии Урало-Поволжья и результаты битуминологического изучения Саратовской области. Изд. АН СССР, 1958.

Леворсен А. И. Геология нефти. Гостоптехиздат, 1958.

Лионецкий В. Ф. О физической стороне гипотез миграции нефти. Сб. «Проблема происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей». Гостоптехиздат, 1960.

Лобов В. А. Тектоника и нефтеносность Куйбышевской области. Автореферат диссертации. Фонды ИГ и РГИ, 1955.

Лобов В. А. Условия формирования нефтяных залежей в карбонатных толщах палеозоя Куйбышевского Поволжья. Нов. нефт. техн., сер. геол., № 1, ЦНИИГЭнефть, 1957.

Лобов В. А., Зайдельсон М. И. О региональных процессах нефтегазонакопления в восточных районах Русской платформы. Нов. нефт. техн., сер. геол., № 1, ГОСИНТИ, 1959а.

Лобов В. А., Алексеев Г. И. Перспективы нефтегазонаосности юго-восточных районов Волго-Уральской области. Тр. ВНИГРИ, вып. XXII, Гостоптехиздат, 1959б.

Лобов В. А., Дубинин А. З. и др. Геологическое строение и нефтеносность терригенных отложений нижнего карбона Камско-Кипельской впадины. Тр. КуйбышевНИИ НП, вып. 4, Куйбышев, 1960а.

Лобов В. А. Перспективы газонаосности девона и карбона на территории Куйбышевской и Оренбургской областей. Тр. КуйбышевНИИ НП, вып. 1, Куйбышев, 1960б.

Маймин З. Л. Некоторые результаты работы по изучению условий образования нефти. Сб. «Об условиях образования нефти». Тр. ВНИГРИ, вып. 82, Гостоптехиздат, 1955а.

Маймин З. Л. К вопросу о происхождении нефти. Тр. ВНИГРИ, вып. 83, геол. сб. № 1, Гостоптехиздат, 1955б.

Маймин З. Л. Условия образования нефти и нефтематеринских толщ в палеозойских отложениях Волго-Уральской области. Тр. ВНИГРИ, вып. 16, Гостоптехиздат, 1956.

Маймин З. Л. К условиям образования нефти в палеозойских отложениях восточной части Русской платформы. XX Междунар. геол. конгресс. Матер. по геологии нефти, т. X. Доклады сов. геологов. Гостоптехиздат, 1958а.

Маймин З. Л. О возможности выделения нефтепроизводящих пород в разрезе карбона и перми Волго-Уральской области. Сб. «О происхождении

нефти в каменноугольных и пермских отложениях Волго-Уральской области». Тр. ВНИГРИ, вып. 117, Гостоптехиздат, 1958б.

Мазарович А. Н. Основы геологии СССР. ОНТИ, 1938.

Мазарович А. Н. Очерк геологии Среднего и Нижнего Поволжья. Гостоптехиздат, 1940.

Макаренко М. В., Пчелинцев П. Е. Основные черты формирования структур и нефтяных залежей в северо-западной части Большекипельского вала. Геология нефти и газа, № 7, 1961.

Максимов С. П. К вопросу формирования залежей нефти в каменноугольных и девонских отложениях Самарской Луки. Нефт. хоз., № 10, 1954.

Максимов С. П. Условия формирования залежей нефти в месторождении Яблоневый Овраг. Тр. Акад. нефт. пром. вып. II, Гостоптехиздат, 1955а.

Максимов С. П. К вопросу формирования пермских залежей нефти Урало-Волжской нефтеносной области. Нефт. хоз., № 10, 1955б.

Максимов С. П. Об актуальных и нерешенных проблемах Урало-Волжской области (заключительное выступление). Выездн. сессия Уч. Совета ВНИГРИ в г. Казани. Гостоптехиздат, 1958.

Максимов С. П. Геологическое строение и перспективы нефтегазонаосности юго-восточных районов Русской платформы. Заключительное слово. Тр. ВНИГРИ, вып. XXII, Гостоптехиздат, 1959.

Максимов С. П. О задачах научно-исследовательских работ по выявлению закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений в Предкавказье. Тр. ВНИГРИ, вып. XXXII, Гостоптехиздат, 1960.

Максимов С. П. О направлении геологопоисковых работ и о методике разведки крупных месторождений нефти и газа в Нижнем Поволжье. Тр. ВНИГРИ, вып. XXVIII, 1960а.

Максимов С. П. Выступление. Сб. «Происхождение нефти и газа». Гостоптехиздат, 1960б.

Максимов С. П. Некоторые закономерности формирования крупных месторождений нефти и газа в южных районах Волго-Уральской области. Геология нефти и газа, № 1, 1962.

Максимов С. П., Еременко Н. А. Методика исследования естественных нефтегазопроявлений. Справочник. Геология нефти, т. I, Гостоптехиздат, 1960.

Максимов С. П., Еременко Н. А., Жуховицкий А. А. и др. Закономерности изменения состава попутных газов по стратиграфическому разрезу. Геология нефти и газа, № 1, 1959.

Максимов С. П., Иванов А. И., Киров В. А. Условия формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях ближнего Саратовского Заволжья. Геология нефти и газа, № 12, 1959.

Максимов С. П., Розанов Л. Н., Халтурин Д. С. Условия накопления девонских и нижнекаменноугольных отложений Волго-Уральской области в связи с их нефтегазонаосностью. Межд. геол. конгресс, XXI сессия. Доклады сов. геологов. Региональные и структурные проблемы геологии нефти. Изд. АН СССР, 1960.

Максимов С. П., Чемоданов В. С. Формирование залежей нефти и газа в пределах Кумдагской зоны поднятий. Геология нефти и газа, № 6, 1959.

Максимов С. П., Шамбуров В. А., Панкина Р. Г. О методике исследования люминесценции нефти и битума при помощи сравнительного микроскопа-спектрофотометра. Нефт. хоз., № 8, 1956.

Машкович К. А. Условия формирования и разрушения девонских нефтяных и газовых залежей в Саратовском Поволжье. Газ. пром., № 9, 1958.

Машкович К. А. Направление и методика поисков и разведки месторождений нефти и газа в Саратовском Поволжье. Геология нефти и газа, № 5, 1959.

Машкович К. А. Нефтегазонаосность тектонических структур Саратовского Поволжья в свете палеотектоники. Автореферат диссертации. Фонды ИГ и РГИ, 1960.



Машкович К. А. Методика поисков и разведки нефти и газа в Саратовском Поволжье. Гостоптехиздат, 1961.

Мелик-Пашаев В. С. Зависимость газоносности нефтеносных свит от их литологического состава. Нефт. хоз., № 2, 1950.

Мелик-Пашаев В. С. К вопросу о зависимости газоносности нефтеносных свит от литологического состава. Нефт. хоз., № 12, 1951.

Мелик-Пашаев В. С. Окислительные процессы и увеличение удельного веса нефти в приконтурной зоне нефтяных залежей. Нефт. хоз., № 9, 1955.

Мельников А. М. и др. Геологическое строение и нефтеносность Татарской АССР. Сб. статей. Гостоптехиздат, 1948.

Мельников А. М. О зональном распространении нефтяных залежей Татарии. Геология нефти и газа, № 10, 1959.

Мехтиев Ш. Ф. Вопросы происхождения нефти и формирования нефтяных залежей Азербайджана, Азнефтеиздат, 1956.

Мехтиев Ш. Ф., Байрамов А. С. Периодичность в нефтеобразовании и вертикальное распределение залежей нефти. ДАН АзССР, т. IV, № 12, 1948.

Мехтиев Ш. Ф., Тамрязан Г. П. О распределении нефти и газа в месторождениях Апшеронского полуострова в зависимости от литологии вмещающих пород. ДАН СССР, т. 101, № 5, 1955.

Мжачих К. И. Некоторые вопросы метаморфизма нефтей в пластовых условиях. Тр. ин-та Гипростокнефть, вып. 2, Гостоптехиздат, 1959.

Мжачих К. И. К вопросу о генезисе сернистых асфальтов и асфальтитов Оренбургской области. Тр. ин-та Гипростокнефть, вып. 2, Гостоптехиздат, 1959.

Милешина А. Г., Сафонова Г. И., Канаева Н. А. Влияние минералогического состава пород на фильтрующуюся через них нефть. Геология нефти и газа, № 2, 1959.

Мионов С. И. Нефтеносность Урало-Волжской территории и задачи дальнейшего ее изучения. Изв. АН СССР, сер. геол., № 5, 1947.

Мионов С. И. Деятельность И. М. Губкина — образец связи научного творчества с практикой. Геология нефти и газа, № 4, 1959.

Мирчинк М. Ф. Роль учения И. М. Губкина о развитии нефтяной геологии и нефтегазодобывающей промышленности СССР. Геология нефти и газа, № 4, 1959.

Мирчинк М. Ф. Об основных задачах нефтяной геологической науки, «теоретических» высказываниях П. Я. Антропова и объективной действительности. Геология нефти и газа, № 6, 1961.

Мирчинк М. Ф., Бакиров А. А. О геотектоническом развитии Русской платформы в связи с изучением ее нефтегазоносности. Нефт. хоз., № 1, 1951.

Мирчинк М. Ф., Бакиров А. А. О геотектоническом развитии Русской платформы и основных закономерностях размещения зон нефтегазоаккумуляции на ее территории. XX Межд. геол. конгресс. Матер. по геологии нефти, т. I. Доклады сов. геологов. Гостоптехиздат, 1958.

Мирчинк М. Ф., Трофимук А. А., Чепиков К. Р. Особенности строения платформенных областей СССР в связи с их нефтегазоносностью. V Межд. нефт. конгресс, т. I, геология и геофизика, Гостоптехиздат, 1959.

Моргунов А. П., Демин Л. М. Опыт разработки шнурковой залежи пласта B₀ тульского горизонта Покровского месторождения. Геология нефти и газа, № 5, 1961.

Музыченко Н. М. Основные черты тектоники и палеогеографии Волгоградского Поволжья. Труды ВНИГНИ. Геология и нефтегазоносность юго-восточных районов Русской платформы, Гостоптехиздат, 1958.

Муратов М. В. Тектоника и история развития альпийской геосинклинальной области юга Европейской части СССР и сопредельных стран. Тектоника СССР, т. II, изд. АН СССР, 1949.

Мустафин А. Н. Новые данные о Жигулевско-Пугачевском своде. Нефт. хоз., № 1, 1956.

Мустафин А. Н. Нефтеносность Куйбышевского Поволжья. Гостоптехиздат, 1958а.

Мустафин А. Н. Нефтегазоносность восточных районов Русской платформы. XX Межд. геол. конгресс. Матер. по геологии нефти, т. I. Доклады сов. геологов. Гостоптехиздат, 1958б.

Наливкин Д. В. К вопросу о связи уральской и эмбенской нефтей с пермской системой. Нефт. хоз., № 2, 1930.

Наливкин Д. В., Розанов Л. Н., Фотиади Э. Э. и др. Волго-Уральская нефтеносная область. Тектоника. Тр. ВНИГРИ, вып. 100, Гостоптехиздат, 1956.

Неволин Н. В. Основные черты строения фундамента центральных и восточных районов Русской платформы по геологическим и геофизическим данным. ДАН СССР, т. 119, № 3, 1958.

Неволин Н. В. Тектоника Прикаспийской впадины. Геология нефти, № 9, 1958.

Никитин С. Н. Геологические условия сергиевских серных вод. Отд. оттиск изд. Изв. Геол. ком., т. 8, № 7, 1889.

Николаева В. Г., Зимина К. И. и Полякова А. А. Исследование состава бензина жирновской нефти. Химия и технология топлива, № 2, 1956.

Ованесов Г. П. Вопросы формирования залежей нефти и газа Башкирии, их классификация и методы поисков. Автореферат докторской диссертации. Фонды ИГ и РГИ, 1960.

Ованесов Г. П. Основные результаты геологоразведочных работ на нефть и газ в Башкирской АССР в 1960 г. и направление их на 1961—1965 гг. Геология нефти и газа, № 8, 1961.

Ованесов Г. П. Формирование залежей нефти в Башкирии. Гостоптехиздат, 1962.

О современном состоянии теории происхождения нефти и задачах дальнейших исследований. Доклад Оргкомитета. Гостоптехиздат, 1958.

Оффман П. Е. Проблема газоносности и нефтеносности восточной части Русской платформы. Сов. геология, № 13, 1947.

Павлов А. П. Самарская Лука и Жигули. Геол. исслед. Тр. геол. ком., т. II, № 5, 1887.

Павлова С. Н., Дриацкая Э. В. и др. Нефти восточных районов СССР. Гостоптехиздат, 1958.

Панкина Р. Г. Характер изменения нефтей и попутных газов по разрезу Мухановского месторождения. Тр. ВНИГНИ, вып. XXXIII. Геохимический сб., № 3, Гостоптехиздат, 1962.

Познер В. М. Некоторые черты развития структурно-тектонического плана Волго-Уральской области и западного склона Урала в среднем и верхнем палеозое. Тр. ВНИГРИ, вып. 117, 1958.

Познер В. М. Атлас литолого-палеогеографических карт Русской платформы и ее геосинклинального обрамления. Часть I, лист 44, 1961.

Познер В. М., Кирина Т. Н. и др. Волго-Уральская нефтеносная область. Каменноугольные отложения. Тр. ВНИГРИ, Гостоптехиздат, 1957.

Порфирьев В. Б. Пути и факторы образования нефти. Мат. дискуссии по проблеме происхождения и миграции нефти. Изд. АН УССР, Киев, 1955.

Порфирьев В. Б. Основные положения теории образования нефти из рассеянных и гомогенных форм органического вещества. Сб. ст. Вопросы теории происхождения и миграции нефти. Изд. АН УССР, Киев, 1956.

Порфирьев В. Б. Вопросы генезиса нефти. XX Межд. геол. конгресс. Матер. по геол. нефти, т. I, Доклады сов. геологов, Гостоптехиздат, 1958.

Порфирьев В. Б. К вопросу о времени формирования нефтяных месторождений. Матер. Львов. дискуссии по пробл. миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений. Гостоптехиздат, 1959.

Порфирьев В. Б. О природе нефти. Тр. Всесоюз. сов. по проблеме происхождения нефти и газа и условиях формирования их залежей. Гостоптехиздат, 1960.

Порфирьев В. Б., Линецкий В. Ф. Вопросы миграции нефти. Тр. Львов. геол. об-ва, вып. 2. Изд. Харьковского Гос. ун-та, 1952.

Постников Д. В. Литология и условия образования терригенной толщи девона западной Башкирии. Геология нефти и газа, № 4, 1961.

Потапов И. И. К проблеме образования нефтяных залежей. Изв. АН АЗССР, № 9, 1953.

Пригула Ю. А. Основные черты тектоники юго-востока Русской платформы. Тр. ВНИГРИ, Геологический сб., III, Гостоптехиздат, 1955.

Пригула Ю. А., Абрикосов И. Х. и др. Волго-Уральская нефтеносная область. Нефтеносность. Тр. ВНИГРИ, вып. 104. Гостоптехиздат, 1957.

Пьянков П. А. О закономерностях в изменении свойств нефтей Прикамья. Нефт. хоз., № 10, 1956.

Раабен В. Ф. Об одной закономерности в распределении девонских нефтей Урало-Волжского района. Геология нефти, № 4, 1957.

Раабен В. Ф. Распределение нефтеносности и некоторые условия формирования месторождений в Урало-Поволжье. Автореферат диссертации. Фонды ИГ и РГИ, 1959.

Радченко О. А., Федорова С. Я. Геохимические материалы к вопросу о нефтеносности Кизеловского района. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 28, 1949.

Радченко О. А., Шешина Л. С. О первичном типе нефти в период формирования нефтяной залежи. ДАН СССР, т. 109, № 3, 1956.

Рассел У. Л. Основы нефтяной геологии. Гостоптехиздат, 1958.

Рациональная методика разведки газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1960.

Решения совещания по уточнению стратиграфической схемы палеозойских отложений Волго-Уральской нефтегазосной провинции. Гостоптехиздат, 1962.

Робинзон Е. А. Нефти Татарской АССР. Изд. АН СССР, 1960.

Родионова К. Ф. Выступление. Сб. «Проблема происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей». Гостоптехиздат, 1960.

Родионова К. Ф., Страхов Н. М. К геохимии органического вещества (к характеристике битумов девонских пород). БМОИИ, № 6, 1954.

Родионова К. Ф., Ильинская В. В., Надельштейн И. В. О сравнительном изучении метаново-нафтеновых углеводородов из масел сырых нефтей и рассеянных битуминозных веществ. Геология нефти и газа, № 8, 1962б.

Родионова К. Ф., Корчагина Ю. И., Ильинская В. В. К познанию состава нафтеново-ароматических фракций масел рассеянных битуминозных веществ и некоторых сырых нефтей. Геология нефти и газа, № 1, 1963.

Родионова К. Ф., Корчагина Ю. И., Карпов П. А., Горенбейн И. А., Пентина Т. Ю. Геохимическая характеристика верхнедевонских отложений некоторых площадей Волгоградской области. Тр. ВНИГНИ, вып. XXXIII, Геохимический сб., № 3, Гостоптехиздат, 1962а.

Розанов Л. Н. История формирования тектонических структур Башкирии и прилегающих областей. Гостоптехиздат, 1957.

Розанов Л. Н., Слепов Ю. Н. Изучение глубинной тектоники в районах восточного края Русской платформы. Геология нефти и газа, № 6, 1960.

Романовский Т. Д. Нефть, асфальт и горючие сланцы Волжских берегов. Горный журнал, ч. IV, 1864.

Ронов А. Б. Химический состав и условия формирования палеозойских карбонатных толщ Русской платформы. Тр. Геол. ин-та АН СССР, вып. 4, 1956.

Ронов А. Б. Органический углерод в осадочных породах (в связи с их нефтегазосностью). Геохимия, № 5, 1958.

Рыбаков Ф. Ф. Перспективы нефтегазосности юга Куйбышевской области и Саратовского Заволжья. Геология нефти и газа, № 5, 1960.

Савченко В. П. Вопросы формирования нефтяных и газовых залежей. Нефт. хоз., № 5, 1952.

Савченко В. П. Смещение газовых и нефтяных залежей. Нефт. хоз., № 12, 1952; № 1, 1953.

Савченко В. П. Вопросы формирования нефтяных и газовых залежей в условиях газонасыщенности разреза. Нефт. хоз., № 5, 1954.

Савченко В. П. Аргон и гелий как индикаторы условий происхождения нефти и газа и формирования их залежей. Газовая промышленность, № 5, 1958.

Савченко В. П. Условия формирования залежей газа и нефти при их струйной миграции в водонасыщенных породах. Тр. ВНИИ, вып. XIV, Гостоптехиздат, 1958.

Саркисян Б. М. Закономерность качества нефтей от геологических условий. Азнефтеиздат, 1947.

Саркисян С. Г., Теодорович Г. И. Основные черты палеогеографии девонского периода Урало-Волжской области. Тр. Совещания по проблеме нефтегазосности Урало-Поволжья. Изд. АН СССР, 1956.

Сборник «Об условиях образования нефти». Тр. ВНИГРИ, вып. 82. Гостоптехиздат, 1955.

Свищев М. Ф. Нефтегазосность девонских, каменноугольных и пермских отложений Оренбургской области. Геология нефти, № 5, 1958.

Свищев М. Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазосности Оренбургской области. Тр. ВНИГНИ, вып. XXII, Гостоптехиздат, 1959.

Свищев М. Ф. Особенности литологического состава и нефтеносность угленосного горизонта месторождений Большекирельского вала. Геология нефти и газа, № 4, 1961.

Свищев М. Ф. Геологическое строение и нефтегазосность Оренбургской области. Гостоптехиздат, 1961.

Семихатова С. В., Елина Л. М. и др. Стратиграфия, литология, фации и палеонтологическая характеристика каменноугольных отложений восточных районов. Тр. ВНИГНИ. Гостоптехиздат, 1958.

Сенюков В. М. Тектонические обоснования районирования Русской платформы в отношении перспектив нефтеносности и газосности. Нефт. хоз., № 10, 1948.

Сенюков В. М. К методике поисков девонских залежей нефти в Сталинградской области. Тр. ВНИГНИ. Геология и нефтегазосность юго-восточных районов Русской платформы. Гостоптехиздат, 1958.

Силин-Бекчурин А. И. О влиянии колебательных движений земной коры в районе Урало-Волжской впадины на условия формирования подземного стока и нефтяных залежей. Тр. Лаборатории гидрогеологич. проблем АН СССР, т. I, 1949.

Симакова Т. Л. и др. Характер изменения нефтей в анаэробных условиях под влиянием биогенного фактора. Тр. ВНИГРИ, вып. 128. Гостоптехиздат, 1956.

Смехов Е. М. (под редакцией). Трещиноватые породы и их коллекторские свойства (методы исследований). Тр. ВНИГРИ, сб. статей, вып. 121, Гостоптехиздат, 1958.

Смехов Е. М. Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинные коллекторы. Гостоптехиздат, 1961.

Смехов Е. М., Гмид Л. П., Ромашева М. Г., Ромм Е. С. и др. О методике исследований трещиноватых пород и их коллекторских свойств. Геология нефти, № 3, 1958.

Снарский А. Н. Пути миграции нефти и газа. Научные зап. Львов. ун-та, сер. нефт., № 5, вып. 28. Изд. Львов. ун-та, 1955.

Снарский А. Н. Некоторые вопросы миграции нефти и формирования ее залежей. Сб. «Проблема миграции нефти и формирование скоплений нефти и газа». Гостоптехиздат, 1959.

Снарский А. Н. О связи первичной миграции с уплотнением пород. Геология нефти и газа, № 7, 1961.

Соколин Х. Г. Геологические и геохимические условия формирования нефтяных и газовых залежей в Арчедино-Донском районе. Автореферат диссертации. Фонды МИНХ и ГП им. Губкина, 1961.

Соколов В. А. Очерки генезиса нефти. Гостоптехиздат, 1948.  
Соколов В. А. Анализ газов. Гостоптехиздат, 1950.  
Соколов В. А. Природные газы и их классификация. Тр. конф. Моск. геологоразв. ин-та, 1954.  
Соколов В. А. Миграция нефти и газа. Изд. АН СССР, 1956.  
Стадников Г. А. Происхождение углей и нефти, ОНТИ, 1937.  
Страхов Н. М. К вопросу о распространении и генезисе доломитовых пород верхнего карбона Самарской Луки. Тр. Геол. ин-та АН СССР, вып. 4, 1956а.  
Страхов Н. М. Типы доломитовых пород и их генезис. Тр. ГИН, вып. 4, 1956б.  
Страхов Н. М. Факты и гипотезы в вопросе об образовании доломитовых пород. Изв. АН СССР, сер. геол., № 6, 1958.  
Страхов Н. М. Основы теории литогенеза. Том. I. Изд. АН СССР, 1960.  
Суханкин Е. И. Газы, растворенные в девонской воде. Башкирская нефть, № 3, 1957.  
Сухарев Г. М. О водах мезозойских отложений Кавказа в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. Геология нефти и газа, № 2, 1961.  
Тамразян Г. П. О закономерностях в распределении нефтяных месторождений Восточного Азербайджана и о ритмичности отложений продуктивной толщи Аншеронского полуострова. Изд. АН АзССР, Баку, 1952.  
Тамразян Г. П. К вопросу о периодичности в изменении качества нефтей в разрезе отложений отдельных тектонических этапов развития земли. ДАН СССР, т. ХСІХ, № 3, 1954.  
Тамразян Г. П. К вопросу об удельных весах нефтей по геологическим системам. Изв. АН Туркм. ССР, № 6, 1955.  
Тамразян Г. П. О зависимости газонефтеносности от литологии вмещающих пород (на примере Сураханского месторождения). Изв. АН АзССР, № 1, 1956.  
Теодорович Г. И. Сидеритовая геохимическая фация морей и вообще соленых вод как нефтепроизводящая. ДАН СССР, т. 69, № 2, 1949.  
Теодорович Г. И. О ритмичности в разрезе вероятных нефтематеринских свит (на примере девона Урало-Волжской области). ДАН СССР, нов. сер., т. 86, № 5, 1952.  
Теодорович Г. И. Осадочные геохимические фации по профилю окислительно-восстановительного потенциала и вероятные нефтепроизводящие их типы. ДАН СССР, т. 96, № 3, 1954.  
Теодорович Г. И. О происхождении осадочного доломита. Сов. геология, № 5, 1960.  
Тихий В. Н. и др. Волго-Уральская нефтеносная область. Девонские отложения. Тр. ВНИГРИ. Гостоптехиздат, 1957.  
Тихонович Н. Н. Девонские отложения Русской платформы Приуралья. Гостоптехиздат, 1951.  
Тихонович Н. Н., Сенюков В. М. Перспективы нефтегазоносности девонских отложений Русской платформы и западного Приуралья. Сов. геология, № 13, 1947.  
Токарев Л. В. Изучение угленосной толщи карбона Куйбышевского Поволжья в связи с ее нефтеносностью. Автореферат диссертации. Фонды ВНИГНИ, 1961.  
Токарев Л. В. О генезисе нефти угленосной толщи нижнего карбона Куйбышевского Поволжья. Тр. ВНИИгаза, вып. 4, (12). Гостоптехиздат, 1958.  
Трофимук А. А. Нефтеносность палеозоя Башкирии. Гостоптехиздат, 1950.  
Трофимук А. А. Против вульгаризации науки об условиях образования нефти и ее залежей. Нефт. хоз., № 6, 1951.  
Трофимук А. А. Условия образования нефтяных месторождений Урало-Волжской нефтеносной области. Изд. АН СССР, 1955.  
Трофимук А. А. Условия образования нефтяных месторождений Урало-Волжской нефтеносной области. IV Межд. нефт. конгресс, т. I, Гостоптехиздат, 1956.

Трофимук А. А. Открытие Урало-Волжской нефтеносной области — научный подвиг И. М. Губкина. Геология нефти и газа, № 4, 1959.  
Трофимук А. А. О гипотезе неорганического происхождения нефти. Сб. «Происхождение нефти и газа». Гостоптехиздат, 1960.  
Труды научной конференции по стратиграфии мезозоя и палеогена Нижнего Поволжья и смежных областей. Изд. Саратовского ун-та, 1958.  
Труды Всесоюзного совещания по уточнению унифицированной схемы стратиграфии мезозойских отложений Русской платформы. Тт. I (триасовая система), II (юрская система) и III (меловая система). Гостоптехиздат, 1961.  
Труды совещания по уточнению унифицированных стратиграфических схем палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Том I, додевон; том II, девонская система; том III, каменноугольная система; том IV, пермская система. Гостоптехиздат, 1962.  
Трушкин П. Г. Перспективы нефтеносности юга Куйбышевской области. Нов. нефт. техн., сер. Геол., № 5, ЦИИТЭнефть, 1957.  
Трушкин П. Г. Структурные соотношения мезозойских и палеозойских отложений на юго-востоке Куйбышевского Заволжья. Геология нефти, № 12, 1958.  
Ульянов А. В. Условия формирования нефтяных и газовых месторождений Западного Кавказа. Сб. «Памяти И. М. Губкина», Изд. АН СССР, 1951.  
Успенская Н. Ю. Основные черты нефтегазоносности палеозоя Русской платформы. Гостоптехиздат, 1950.  
Успенская Н. Ю. Некоторые закономерности нефтегазоаккумуляции на платформах. Гостоптехиздат, 1952.  
Успенский В. А., Радченко О. А. К вопросу генезиса типов нефтей. Тр. ВНИГРИ, Ленгостоптехиздат, 1947.  
Успенский В. А. К вопросу о генезисе асфальтов и асфальтитов. Тр. Ин-та нефти АН СССР, Изд. АН СССР, 1954.  
Успенский В. А., Инденбом Ф. Б. Волго-Уральская нефтеносная область. Геохимическая характеристика нефтей и других битумов. Тр. ВНИГРИ, вып. 107, Гостоптехиздат, 1957.  
Федоров С. Ф. Некоторые закономерности геологического строения и условий формирования нефтяных и газовых месторождений Урало-Поволжья. Изв. АН СССР, сер. геол., № 5, 1947.  
Федоров С. Ф. Развитие идей И. М. Губкина по генезису нефтяных месторождений. Изв. АН СССР, сер. геол., № 2, 1950.  
Федоров С. Ф. Некоторые данные по вопросу формирования нефтяных месторождений и методам их поисков. Тр. Ин-та нефти АН СССР, т. I, вып. 2, 1950.  
Федоров С. Ф. Основные черты геологического строения и нефтегазоносности южной части Урало-Поволжья. Тр. КФ АН СССР. Нефтегазоносность Урало-Волжской области. Изд. АН СССР, 1956а.  
Федоров С. Ф. Принципы формирования залежей нефти. ДАН СССР, т. 109, № 5, 1956б.  
Федоров С. Ф. Развитие теории формирования залежей нефти и газа. Вестник АН СССР, № 11, 1957.  
Федоров С. Ф. Условия образования нефтяных и газовых месторождений в ряде нефтеносных областей СССР. ДАН СССР, т. 119, № 6, 1958а.  
Федоров С. Ф. Принципы формирования нефтяных месторождений. XX Межд. геол. конгресс. Мат. по геологии нефти, т. I. Доклады совет. геологов, Гостоптехиздат, 1958б.  
Федоров С. Ф. Принципы формирования залежей нефти и газа. ДАН СССР, т. 141, № 1, 1961.  
Федоров С. Ф. Ступенчатая миграция нефти и газа. Сов. геология, № 7, 1962.  
Фейгельсон И. Б. Воды нефтяных месторождений Нижнего Поволжья. ГОСИНТИ, 1960.  
Фертельмейстер Я. Н., Кривидкая Р. М. Состав газов угольных пластов. Тр. МакНИИ. Сб. научн. ст. № 12. Макеевка-Донбасс, 1960.

Филиппова М. Ф. и др. Перспективы нефтегазоносности и направление геологоразведочных работ в северо-восточных районах Урало-Волжской нефтеносной области. Тр. ВНИГНИ. Гостехиздат, 1958.

Флоровская В. Н., Мелков В. Г. Введение в люминесцентную битуминологию. Гостехиздат, 1946.

Флоровская В. Н., Мелков В. Г. О научных основах люминесцентно-битуминологического анализа. Нефт. хоз., № 3, 1953.

Фотиади Э. Э. О крупных элементах тектоники юго-востока Европейской части СССР. В кн. «Очерки по геологии СССР», т. I, 1956.

Фотиади Э. Э. О строении кристаллического фундамента Русской платформы по данным опорного бурения и региональных геофизических исследований. ДАН СССР, т. 110, № 3, 1956.

Хаин В. Е. Основные закономерности развития геосинклиналей. Изв. АН СССР, сер. геол., т. XVII (I), 1939.

Хаин В. Е., Леонтьев Л. Н. Основные этапы геотектонического развития Кавказа I—II. БМОИП, отд. геол., т. XXV (3) и (4), 1950.

Хаин В. Е. Нефтеосные отложения неогена юга СССР и условия их образования. Изв. АН АзССР, № 6, 1951.

Хаин В. Е. К вопросу о зависимости между составом нефтей и характером вмещающих пород. ДАН АзССР, т. 9, № 11, 1953.

Хаин В. Е. Геотектонические основы поисков нефти. Азнефтеиздат, 1954.

Халтурин Д. С. и др. Тектоника нефтеносных областей. Т. II, Волго-Уральская область. Гостехиздат, 1958.

Халтурин Д. С. Тектоника и перспективы нефтегазоносности юго-восточных районов Волго-Уральской области. Тр. ВНИГНИ, вып. XXII, Гостехиздат, 1959.

Хачатрян Р. О. Тектоника и нефтеносность Куйбышевского Заволжья. ГОСИНТИ, 1957.

Черепенников А. А. Материалы к геохимическому изучению природных газов некоторых месторождений нефти Куйбышевской области и Татарской АССР. Тр. ВНИГРИ, № 82, 1955.

Черножуков Н. И., Крейн С. Э. Окисляемость минеральных масел. Гостехиздат, 1955.

Черченко Г. В. Газы нефтяных месторождений Среднего Поволжья. Тр. ин-та Гипровостокнефть, вып. I, Гостехиздат, 1957.

Черченко Г. В. Исследование изменения плотности пластовых нефтей Среднего Поволжья от глубины залегания и геологического возраста вмещающих пород. Тр. ин-та Гипровостокнефть, вып. I, Гостехиздат, 1957а.

Черченко Г. В. Результаты исследования физических и физико-химических свойств нефтей Среднего Поволжья. Тр. ин-та Гипровостокнефть, вып. Гостехиздат, 1957б.

Черченко Г. В. Некоторые результаты исследования направления метаморфизма нефтей в природе. Куйбышевская нефть, № 1—2, 1959.

Шатский Н. С. О тектонике Восточно-Европейской платформы БМОИП, отд. геологии, т. XV, № 1, 1937.

Шатский Н. С. Очерки тектоники Волго-Уральской нефтеносной области и смежной части западного склона Южного Урала. Матер. познания геол. строения СССР, БМОИП, нов. сер., вып. II (6), 1945.

Шатский Н. С. Основные черты строения и развития Восточно-Европейской платформы. Изд. АН СССР, сер. геол., № 1, 1946.

Шатский Н. С. О происхождении Пачелмского прогиба. Сравнительная тектоника древних платформ. Статья 5, БМОИП, отд. геол., № 5, 1955.

Шатский Н. С. О структурных связях платформы со складчатыми геосинклинальными областями. Изв. АН СССР, сер. геол., № 5, 1957.

Шафиро Я. Ш. Древние сбросы Арчединско-Донских дислокаций. Геология нефти и газа, № 12, 1960.

Шпильман И. А. Условия формирования Большекинского вала и перспективы поисков нефти и газа в прилегающих районах. Геология нефти и газа, № 12, 1959.

Шпильман И. А. Геология, нефтеносность и методика разведочных работ на восточном борту Мелекесской депрессии. Автореферат диссертации. Фонды ВНИГНИ, 1960.

Эвентов Я. С. Палеозойские отложения западной части Прикаспийской впадины. Сов. геология, сб. 57, 1957.

Эвентов Я. С. Перспективы нефтегазоносности западной части Прикаспийской впадины. Очерки по геол. СССР, т. III, Тр. ВНИГРИ, вып. III, Гостехиздат, 1957.

Ball J. S., Whisman M. L. and Wenger W. J. Nitrogen Content of Crude Petroleum. Industr. and Eng. Chem. v. 43, No. 11, pp. 2537—2581, 1951.

Gussow W. C. Differential entrapment of oil and gas; a fundamental principle. Bull. of the Amer. Ass. of Petr. Geol. v. 38, No. 5, p. 816, May 1954.

Gussow W. C. Time of migration of Oil and Gas. Bull. of the Amer. Ass. of Petr. Geol. v. 39, No. 5, pp. 547—574, 1955.

Gussow W. C. Migration of oil. World oil, v. 143, No. 2, p. 79, August 1956.

Gussow W. C. Time of migration of oil and evolution of cyclic Hydrocarbons. World oil, v. 143, No. 2 pp. 79—83, 1956b.

McNah J. C., Smith P. V. Jr. Symposium on R. L. Botts Petroleum. Evolution of Petroleum. Industr. and Eng. Chem., v. 44, No. 11, pp. 2556—2563, 1952.

Murray R. C. Origin of porosity in carbonate rocks. Journal of Sedimentary Petrology, v. 30, No. 1, 1960.

Thode H. G., Monster J., Dunford H. B. Sulphur Isotope Abundances in Petroleum and Associated Materials. BAAPG, v. 42, No. 11, pp. 2619—41, Nov. 1958.

Weeks L. G. Fuel Reserves of Future. Bull. Am. Ass. Petrol. Geologists, v. 42, No. 2, pp. 437—441, 1958.

О Г Л А В Л Е Н И Е

	Стр.
Предисловие . . . . .	4
Введение . . . . .	7
Глава I. Стратиграфический разрез отложений . . . . .	11
Глава II. Основные черты современного структурного плана . . . . .	23
Глава III. Нефтегазоносность и условия формирования залежей нефти и газа восточного склона Воронежского свода . . . . .	54
Глава IV. Нефтегазоносность и условия формирования залежей нефти и газа Латрыкско-Карамышской впадины . . . . .	101
Глава V. Нефтегазоносность и условия формирования залежей нефти и газа юго-западного погружения Жигулевско-Пугачевского свода . . . . .	131
Глава VI. Нефтегазоносность и условия формирования залежей нефти и газа юго-восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода и северного борта Бузулукской впадины . . . . .	170
Глава VII. Нефтегазоносность и условия формирования залежей нефти и газа северного погружения Жигулевско-Пугачевского свода . . . . .	188
Глава VIII. Нефтегазоносность и условия формирования залежей нефти и газа восточного погружения Жигулевско-Пугачевского свода . . . . .	243
Глава IX. Нефтегазоносность и условия формирования залежей нефти и газа Мелекес-Радаевской впадины . . . . .	266
Глава X. Развитие представлений о происхождении нефти и газа и формировании их месторождений в Волго-Уральской нефтегазоносной области . . . . .	321
Глава XI. Общие закономерности изменения свойств нефтей и газов . . . . .	348
Глава XII. Цикличность нефтегазообразования . . . . .	371
Глава XIII. Особенности формирования залежей нефти и газа . . . . .	396
Глава XIV. Закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции . . . . .	425
Глава XV. Некоторые закономерности формирования крупных месторождений нефти и газа в южных районах Волго-Уральской нефтегазоносной области . . . . .	446

Автор  
*Степан Павлович Максимов*  
**Закономерности распределения  
и условия формирования залежей  
нефти и газа в палеозойских  
отложениях**

Ведущий редактор *С. В. Овчинникова*  
Технический редактор *А. С. Полосина*  
Корректоры: *И. М. Анисимова*  
и *Л. В. Сметанина*

Подписано к набору 2/VIII 1963 г.  
Подписано к печати 28.XII 1963 г.  
Формат 60 × 90^{1/16}. Печ. л. 30,62 с вкл.  
Уч.-изд. л. 34. Т-16953. Тираж 1200 экз.  
Зак. 965/184. Цена 1 р.85 к.  
Объявлено в темплане 1963 г.  
Б. Гостоптехиздата № 223.

Издательство «Недра»  
Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.  
Ленинградская типография № 14  
«Красный Печатник» «Главполиграфпрома»  
Государственного комитета  
Совета Министров СССР по печати.  
Московский пр., д. 91.