ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

3870

Геология и геохимия
нефти и газа.

М., 1982. 90к.

19/XII 86

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Под редакцией засл. деятеля науки и техники РСФСР, ТССР и УзССР, лауреата Ленинской премии
д-ра геол.-минер. наук, проф. А. А. БАКИРОВА
и д-ра геол.-минер. наук, проф. З. А. ТАБАСАРАНСКОГО

3870

Допущено
Министерством высшего
и среднего специального образования СССР
в качестве учебника для студентов вузов,
обучающихся по специальности «Геология и разведка
нефтяных и газовых месторождений»

МОСКВА «НЕДРА» 1982

УДК [553.98+550.4:552.578](071.1)

Геология и геохимия нефти и газа/А. А. Бакиров, З. А. Табасаранский, М. В. Бордовская, А. К. Мальцева. Под ред. А. А. Бакирова и З. А. Табасаранского. М., Недра, 1982, с. 288.

Учебник состоит из двух частей. В *первой части* рассматриваются теоретические и практические положения геологии нефти и газа. Освещаются *вопросы образования, миграции и аккумуляции* УВ в земной коре (природные резервуары, породы-коллекторы *и покрышки*), *а также закономерности* пространственного размещения их скоплений. Во второй части излагаются вопросы *геохимии нефти и газа*, закономерности изменения их состава в различных геолого-геохимических условиях.

Для студентов вузов и преподавателей, занимающихся подготовкой специалистов для нефтяной и газовой промышленности и для геологической службы.

Табл. 19, ил. 99, список лит.— 23 назв.

Авторы:

А. А. Бакиров, З. А. Табасаранский, М. В. Бордовская, А. К. Мальцева

Рецензенты:

Кафедра геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Азербайджанского института нефтехимии.

Д-р геол.-минер. наук, проф. *К. Б. Аширов* (Куйбышевский политехнический институт)

Г $\frac{1904050000-146}{043(01)-82}$ 146—82

© Издательство «Недра», 1982

ПРЕДИСЛОВИЕ

Вопросы геологии нефти и газа впервые в отечественной литературе наиболее полно были освещены в книге И. М. Губкина «Учение о нефти» (1932 г.), которая в значительно дополненном виде была переиздана в 1937 г. В 1975 г. вышло из печати третье издание «Учения о нефти» под редакцией А. А. Трофимука, М. И. Варенцова, Н. Б. Вассоевича, В. Д. Наливкина и А. А. Бакирова. Некоторые разделы этой книги, например разделы, касающиеся проблем нефтегазообразования и нефтегазонакопления, до сих пор не потеряли своего значения. Выводы И. М. Губкина о закономерностях нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре и научные прогнозы в отношении нефтегазоносности отдельных регионов Советского Союза блестяще подтвердились открытием ряда нефтегазоносных областей и провинций (Волго-Уральской, Западно-Сибирской и др.).

В 1950 г. была опубликована книга И. О. Брода и Н. А. Еременко «Основы геологии нефти и газа» — учебное пособие для студентов высших учебных заведений. Эта работа в дополненном и переработанном виде переиздавалась в 1953 и 1957 гг. уже в качестве учебника для университетов и учебного пособия для нефтяных вузов.

Работа Н. А. Еременко «Геология нефти и газа», опубликованная в 1961 г., позже была им переработана и дополнена и переиздана в качестве учебника для нефтяных вузов.

Из зарубежных изданий следует отметить книгу по геологии нефти и газа А. И. Леворсена (1954 г.), переведенную на русский язык в 1976 г.

Одним из первых фундаментальных научных обобщений, посвященных геохимии нефти, была книга А. Ф. Добрянского «Геохимия нефти» (1948 г.). В 1969 г. вышла в свет монография В. А. Соколова «Геохимия газов земной коры и атмосферы», переизданная в 1971 г., в которой автором основное внимание было уделено геохимии углеводородных газов. Первым учебником по геохимии нефти и газа была книга А. А. Карцева «Основы геохимии нефти и газа» (издана в 1969 г., переиздана в 1978 г.).

В связи с объединением по новому учебному плану дисциплин по геологии и геохимии нефти и газа в единый курс «Геология и геохимия нефти и газа» составлен один учебник, включающий два самостоятельных раздела по каждой из этих дисциплин.

При составлении учебника авторы исходили из утвержденного в 1975 г. Министерством высшего и среднего специального образования СССР учебного плана для нефтяных вузов, а также программы курса, согласованной на совещании заведующих кафедрами нефтяных вузов и утвержденной секцией Методического совета по нефтяным специальностям Минвуза СССР.

Изложение материала построено в соответствии с программой курса от ранних представлений о происхождении нефти и газа и условиях залегания их в земной коре до описания основных закономерностей размещения промышленных скоплений нефти и газа и принципы нефтегеологического районирования нефтегазоносных территорий. В разделе «Геохимия нефти и газа» освещены те вопросы геологии углеводородов, на которых базируются геохимические исследования при поисках нефти и газа и прямые геохимические методы их поисков.

При изложении некоторых актуальных проблем нефтегазовой геологии авторы не уходят от рассмотрения дискуссионных положений и приводят их критический анализ, что полезно для студентов, так как способствует развитию у них навыков научного мышления.

При составлении ряда глав учебника авторами использован не только обширный опубликованный материал, но и результаты собственных научных исследований, проводимых коллективом кафедры, начиная с 1960 г.

Основная часть учебника написана А. А. Бакировым, З. А. Табасаранским и М. В. Бордовской, в составлении гл. III (§ 4) и V (§ 3) принимала участие А. К. Мальцева.

Небольшой объем, отведенный по новому учебному плану курсу «Геология и геохимия нефти и газа», не позволяет с достаточной полнотой осветить в этом учебнике все вопросы нефтегазовой геологии и геохимии. Поэтому авторы будут признательны за критические замечания и пожелания, высказанные читателями, которые с благодарностью будут приняты по адресу: 117296, Москва, Ленинский проспект, 65, МИНХиГП им. И. М. Губкина, кафедра теоретических основ поисков и разведки нефти и газа.

Авторы приносят благодарность рецензентам настоящего учебника — проф. Куйбышевского политехнического института К. Б. Аширову, проф. Азербайджанского института нефтехимии А. С. Гаджи-Касумову, доцентам И. Р. Рейхману и В. З. Симхаеву.

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Глава I

ПОЛИТИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА В МИРОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ

Нефть и продукты ее преобразования были известны еще в далеком прошлом, их использовали для освещения или в лечебных целях. Потребность в нефти и нефтепродуктах резко возросла в начале XX в. в связи с появлением двигателей внутреннего сгорания и быстрым развитием промышленности.

В настоящее время нефть и газ, а также получаемые из них продукты применяются во всех отраслях мирового хозяйства. Значение нефти и нефтепродуктов особенно возросло за последние годы в связи с возникшим на Западе энергетическим кризисом.

Нефть и газ все больше и больше используются не только в качестве топлива, но и в качестве ценного сырья для химической промышленности. Великий русский ученый Д. И. Менделеев говорил, что сжигать нефть в топках — преступление, так как она является ценным сырьем для получения множества химических продуктов. Из нефти и газа в настоящее время вырабатывается огромное число продуктов, которые используются в промышленности, сельском хозяйстве, в быту (минеральные удобрения, синтетические волокна, пластмассы, каучук и т. д.). В последние годы во многих странах мира ведутся исследования с целью переработки нефти и нефтепродуктов при помощи микроорганизмов в белки, которые могут быть использованы как корм для скота.

До второй половины XIX в. нефть добывалась кустарным способом в незначительных количествах в районах, где насыщенные нефтью пласты обнажались на поверхности, и использовалась в основном для освещения. Бурное развитие промышленности во второй половине XIX в., а также бурение скважин с целью извлечения нефти из недр привели к быстрому росту ее добычи, которая к 1900 г. составила в мире более 20 млн. т, в 1955 г.— 800 млн. т, а в 1980 г. достигла 3060 млн. т (М. К. Калинко, 1981 г.). В настоящее время промышленная добыча нефти ведется более чем в 75 странах мира, в то время как в 1950 г. нефть добывали только в 43 странах.

За истекшие пятилетки социалистического строительства труженики нефтяной и газовой промышленности нашей страны

добились больших успехов. В 1980 г. в стране добыто нефти и конденсата 603 млн. т и газа 435 млрд. м³. По сравнению с 1950 г. ежегодная добыча нефти увеличилась более чем в 15 раз, а газа более чем в 70 раз (рис. 1).

До Великой Октябрьской социалистической революции в России добывалось нефти почти в 4 раза меньше, чем в США, а с 1974 г. Советский Союз занимает по добыче нефти первое место в мире. Такие исключительно быстрые темпы роста добычи нефти стали возможны благодаря выдающимся достижениям наших разведчиков недр в деле открытия новых нефтегазоносных областей и провинций в Урало-Поволжье, Средней Азии, Казахстане, на Северном Кавказе, в Восточной Украине, Коми АССР, Западной Сибири и других областях страны.

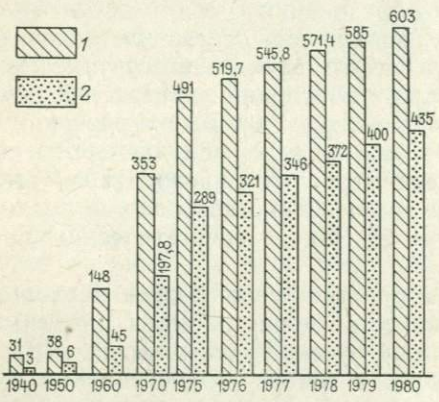


РИС. 1. ДИНАМИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА В СССР

1 — нефть с конденсатом, млн. т; *2* — газ, млрд. м³

Открытие нефтегазоносных провинций между Волгой и Уралом и в Западной Сибири, явившееся блестящим подтверждением прогнозов И. М. Губкина, позволило не только резко повысить темпы роста добычи нефти и газа, но и коренным образом улучшить географию размещения нефтегазодобывающих центров в стране. Если раньше (до 1960 г.) нефть и газ в основном добывались на территории между Волгой и Уралом, в Азербайджане, Туркмении, на Северном Кавказе, то в последнее время в географии нефтегазодобывающих районов произошли существенные изменения. Центр тяжести добычи нефти и газа переместился в Западную Сибирь, где в 1980 г. было получено 312 млн. т нефти (включая газовый конденсат) и 156 млрд. м³ газа. Подчеркивая значение нового нефтегазодобывающего региона в Западной Сибири, Генеральный секретарь ЦК КПСС, Председатель Президиума Верховного Совета СССР Л. И. Брежнев сказал: «То, что было сделано, то, что делается в этом суровом крае,— это настоящий подвиг. И тем сотням тысяч людей, которые его совершают, Родина отдает дань восхищения и глубокого уважения».[1]

XXVI съезд КПСС поставил перед нефтяной и газовой промышленностью и геологической службой страны новые большие задачи — довести в 1985 г. годовую добычу нефти (с конденсатом) до 620—645 млн. т, газа до 600—640 млрд. м³. В обеспе-

[1] Брежнев Л. И. Ленинским курсом, т. 5, с. 490.

чении успешного осуществления этих задач, в том числе высокой результативности и экономической эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ, большая роль принадлежит советской нефтегазовой геологической науке, которая развивается исключительно быстрыми темпами и занимает ведущее место в мире. Среди важнейших научно-исследовательских проблем в этой области важное значение приобретает дальнейшая разработка теории прогнозирования нефтегазоносности недр, т. е. научной основы для выбора наиболее оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Как известно, наибольший народнохозяйственный эффект достигается при открытии крупных и крупнейших скоплений нефти и газа. Для обнаружения крупных скоплений, а также для ведения направленных поисков преимущественно нефтяных или газовых скоплений необходимо усилить научно-исследовательские работы с целью выяснения условий формирования и закономерностей размещения залежей нефти и газа в земной коре. Эти исследования, несомненно, будут способствовать выполнению задач по увеличению добычи нефти и газа в СССР, поставленных XXVI съездом КПСС перед нефтегазодобывающей промышленностью.

Глава II

ПРИРОДНЫЕ ГОРЮЧИЕ ИСКОПАЕМЫЕ НЕФТЯНОГО (БИТУМНОГО) РЯДА

§ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

К природным горючим ископаемым нефтяного (битумного) ряда относятся все нефти и их производные, горючие углеводородные газы и т. д.

Термин «битум» до сих пор не имеет однозначного определения и применяется различными исследователями для обозначения принципиально разных понятий: генетического, физико-химического, а иногда и технического. Например, в строительном и дорожном деле битумом, или технобитумом, называют определенные виды технического сырья (асфальты, дегти, пеки и т. п.). Угольщики говорят об угольных битумах, т. е. о веществах, растворяющихся в органических растворителях, хотя и являющихся составными частями углей.

В нефтяной геологии битумами часто называют природные вещества явно нефтяного происхождения, независимо от их растворимости в органических жидкостях. В этом случае физико-химические свойства не принимаются во внимание. Вещества, генетически связанные с нефтью, в настоящее время еще называют нафтидами (В. Н. Муратов).

Иногда под битумами понимают органические вещества, извлекаемые нейтральными органическими растворителями.

В последнем случае не учитывается генетический признак, а определение основывается исключительно на растворимости вещества.

В отличие от термина «битум» часть природных органических веществ (ОВ), обязательным свойством которых является их растворимость в нейтральных органических жидкостях (бензоле, хлороформе, сероуглероде, петролейном эфире, ацетоне и др.), Н. Б. Вассоевич предложил называть *битумоидами*. Однако отнесение к нефтяным битумам веществ только по признаку их растворимости в органических жидкостях не совсем правильно, так как в этом случае не учитывается наиболее важный, генетический признак, вследствие чего некоторые вещества, явно связанные по происхождению с нефтью, выпадают из поля зрения исследователя. Примером могут служить некоторые карбоиды, имеющие генетическую связь с нефтью, но из-за далеко зашедших процессов метаморфизма ставшие нерастворимыми.

Некоторые исследователи называют битумами природные ОВ, не только генетически связанные с нефтью (нафтиды), но и имеющие ненефтяное происхождение, лишь внешне сходные с последними (нафтоиды). Так, нафтоиды генетически не связаны с нефтью и представляют собой продукт термической деструкции ОВ в условиях контактного метаморфизма, но, несмотря на это, они попадают в один ряд с нафтидами.

А. А. Карцев (1954 г.) предлагал битумы, явно связанные с нефтью, называть *нефтяными битумами*. Все остальные природные ОВ, также связанные с нефтью, независимо от их физико-химических свойств (растворимости в органических растворителях) называть *каустобиолитами* нефтяного ряда.

Некоторые исследователи придают термину «каустобиолиты» более широкое значение и подразумевают под ним вообще совокупность всех природных горючих ископаемых органического происхождения (нефть, горючий газ, угли, горючие сланцы, асфальт и т. д.). Слово каустобиолит происходит от греческих «каустос» — горючий, «литос» — камень, «биос» — жизнь, т. е. горючий камень органического происхождения. На рис. 2 показано положение каустобиолитов среди горных пород. Каустобиолиты, таким образом, относятся к природным веществам органического происхождения — биолитам. Среди биолитов встречаются и негорючие вещества или акаустобиолиты, например рифогенные известняки и другие органогенные образования, состоящие из скелетов различных организмов.

Автор термина «каустобиолиты» немецкий ученый Г. Потонье и вслед за ним И. М. Губкин рекомендуют различать: 1) каустобиолиты битумного, или нефтяного, ряда — нефтяные битумы, 2) каустобиолиты угольного, или гумусового, ряда и 3) липтобиолиты.

К каустобиолитам битумного (нефтяного) ряда относятся

все разновидности нефтей, горючие углеводородные газы, мальты, асфальты, асфальтиты, озокерит, а также рассеянные в породах растворимые в нейтральных органических жидкостях вещества (битумоиды). Каустобиолиты угольного (гумусового) ряда — это различные торфы, бурые и каменные угли, антрациты, т. е. горючие ископаемые, при образовании которых основную роль, как *полагают большинство* исследователей, играли различные вещества растительного происхождения. К липтобиолитам относятся некоторые органические соединения растительного происхождения (наиболее устойчивые компоненты растительной органики) — ископаемые смолы, воски,

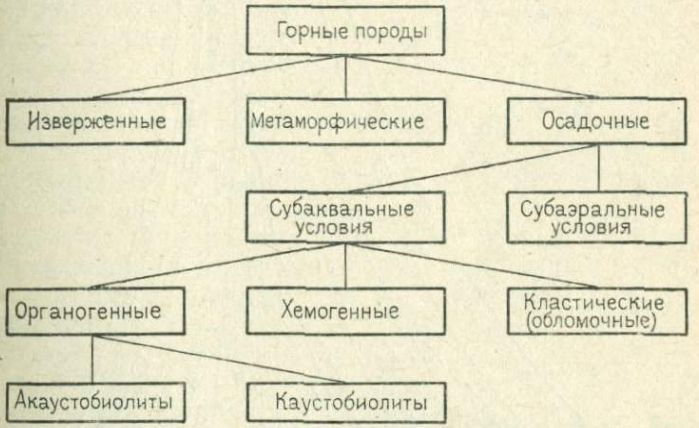


РИС. 2. ПОЛОЖЕНИЕ КАУСТОБИОЛИТОВ СРЕДИ ГОРНЫХ ПОРОД (ПО И. О. БРОДУ И Н. А. ЕРЕМЕНКО)

стерины, споронины и т. п. Представителями этой группы являются янтарь и другие минералы.

Общепринятой классификации природных горючих ископаемых, основанной на генетических признаках, пока не существует, что связано с недостаточной изученностью их генезиса. За последние годы были предложены различные схемы классификации горючих ископаемых, названные их авторами генетическими или геохимическими.

Наиболее удачна схема В. А. Успенского и О. А. Радченко (рис. 3). Схема состоит из двух ветвей — левой, отвечающей горючим ископаемым угольного ряда (гумусовым и сапропелитовым), и правой, соответствующей *горючим ископаемым* нефтяного (битумного) ряда. Отдельные типы горючих ископаемых изображены на схеме в виде блоков, на торцевой стороне которых дана характеристика геохимической обстановки их образования. На схеме указаны также основные категории исходного материала для образования горючих ископаемых

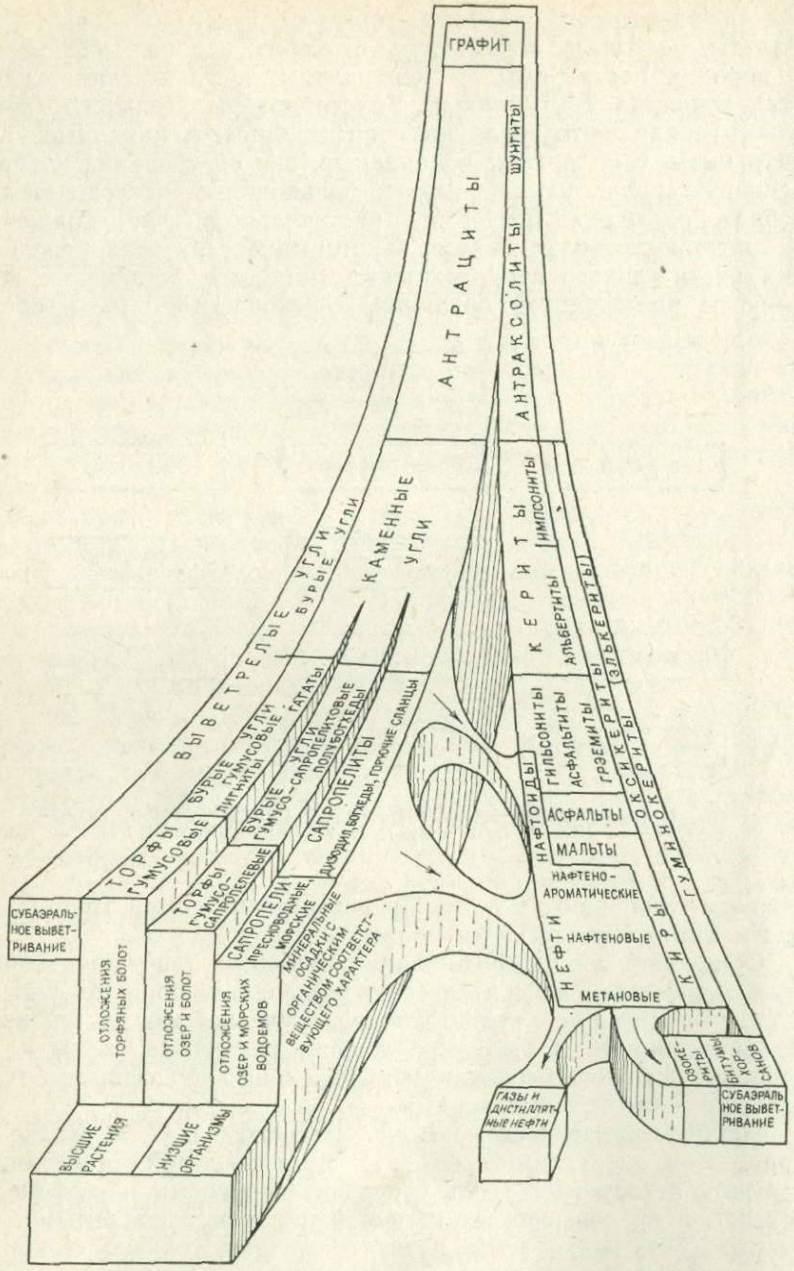


РИС. 3. ГЕНЕТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ КАУСТОБИОЛИТОВ (ПО В. А. УСПЕНСКОМУ И О. А. РАДЧЕНКО)

угольного ряда, представленные высшими растительными и низшими животными организмами.

Правая ветвь схемы отвечает горючим ископаемым нефтяного (битумного) ряда. Стрелкой, направленной от правого блока угольной ветви, соответствующего морским и пресноводным сапропелитовым образованиям, показана связь горючих ископаемых нефтяного ряда с отложениями морских водоемов. Правый блок этой ветви отвечает минералам группы озокерита, образующимся в результате выветривания парафинистых нефтей. На противоположной стороне этой ветви показан переход тяжелых смолистых нефтей нафтено-ароматического типа к асфальтам и далее к асфальтитам, керитам, антраксолитам, отвечающим определенной степени метаморфизма.

Как видно из схемы, конечные продукты метаморфизма горючих ископаемых как угольного, так и нефтяного ряда сближаются, и керитам до некоторой степени соответствуют каменные угли, а антраксолитам — антрациты. Конечным продуктом метаморфизма горючих ископаемых является чистый углерод — графит.

РИС. 4. КЛАССИФИКАЦИЯ КАРБОТЕНОВ (ПО Н. Б. ВАССОЕВИЧУ И В. Н. МУРАТОВУ)

А. Ф. Добрянским и В. А. Клубовым также были предложены схемы классификации каустобиолитов, в основу которых был положен их элементный состав.

Н. Б. Вассоевич и В. Н. Муратов исходя из представления о ведущей роли углерода в составе горючих ископаемых предложили несколько иную классификацию каустобиолитов и назвали их карботенами (рис. 4). В этом случае генетический принцип (их происхождение) игнорируется, так как к карботенам относятся органические соединения как органического, так и неорганического происхождения; они могут быть горючими и негорючими и т. д. Для природных ископаемых угольного и нефтяного рядов соответственно предложены термины карбониты и нафтониты. Нафтиды объединяют все разновидности нефтей и продукты их преобразования в природных условиях; нафтоиды представляют собой нефтеподобные вещества, не связанные генетически с нефтью и образующиеся в результате термической деструкции ОВ под влиянием высокой температуры магмы: магманафтоиды включают углеводороды, которые встречаются в магме.

Несколько иную классификацию каустобиолитов, называя ее также генетической, предлагает Ш. Ф. Мехтиев, разделивший все каустобиолиты на три группы: 1) гумусовую (угольную), 2) смешанную гумусово-сапропелевую, 3) сапропелевую. Каждая группа, в свою очередь, делится на классы.

Существуют классификации природных горючих ископаемых, основанные на различиях их физических свойств: твердые (угли, асфальт, озокерит и др.), жидкие (нефти) и газообразные (болотный газ, газы нефтяных и газовых местоскоплений и др.). Хотя эта классификационная схема проста и удобна для пользования, в ней ввиду отсутствия генетического признака в одну группу попадают различные горючие ископаемые (например, уголь, асфальт, озокерит и др.), отличающиеся как по составу исходного ОВ, так и по условиям превращения его в конечный продукт.

§ 2. ОСНОВНЫЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Нефть представляет собой вязкую жидкость темно-коричневого, чаще черного цвета, а иногда почти бесцветную, жирную на ощупь, состоящую из смеси различных углеводородных соединений. В природе нефти очень разнообразны по консистенции — от жидких до густых, смолообразных.

Плотность нефти — наиболее важное свойство, зависящее, главным образом от содержания в ней легких фракций, смол, асфальтенов, от количества и состава растворенных газов и углеводородов (УВ), входящих в состав нефти, и может меняться в широких пределах — от 0,75 до 0,99 г/см^3 и более.

Вязкость нефти — это свойство оказывать при движении сопротивление перемещению ее частиц относительно друг друга. Вязкость имеет большое значение, так как она определяет масштабы миграции при формировании залежей нефти и, кроме того, играет важную роль при добыче нефти.

Поверхностным натяжением называется сила, с которой жидкость, в данном случае нефть, сопротивляется изменению своей поверхности.

Оптическая активность нефтей — это способность нефтей и нефтепродуктов вращать плоскость поляризации светового луча. Так как ранее полагали, что оптической активностью обладают только вещества органического происхождения, это свойство нефтей приводили в качестве дополнительного доказательства органического происхождения нефти. Однако исследования последних лет показывают, что имеются и неорганические оптически активные соединения.

Не останавливаясь на других физических свойствах нефти, о которых необходимые сведения можно получить в специаль-

ных руководствах, отметим еще одно ее важное свойство — способность к люминесценции, обусловленную главным образом наличием в нефти смол, асфальтенов и других люминофоров. Нефть и некоторые нефтепродукты при облучении ультрафиолетовыми лучами люминесцируют по-разному в зависимости от химического состава. Легкие нефти, например, имеют голубой и синий цвета люминесценции, а тяжелые — желтый и желто-бурый. Свойство нефти и некоторых ее продуктов люминесцировать имеет большое практическое (поисковое и разведочное) значение, позволяя обнаружить весьма незначительные количества ее (следы) в кернах и породах из обнажений.

С точки зрения химического состава нефть представляет собой смесь УВ, содержащую кислородные, сернистые и азотистые соединения.

Основными элементами нефтей являются углерод (83—89 %) и водород (12—14 %). Кислород, сера и азот присутствуют в небольших количествах (1—2 % и редко более).

Отношение углерода к водороду (C/H) для нефтей колеблется в пределах от 5,8 до 8, в то время как для горючих ископаемых угольного ряда оно значительно больше (до 38). Поэтому отношение C/H является весьма характерным показателем для отнесения горючего ископаемого к нефтяному или угольному ряду.

Исследованиями советских химиков внесен большой вклад в изучение химического углеводородного состава нефтей. Установлено, что нефти в основном состоят из смеси углеводородных соединений трех групп: метановых, или парафиновых, УВ (алканы); нафтеновых УВ (цикланы) и ароматических, или бензольных, УВ (арены).

В зависимости от преобладания той или иной группы УВ в составе нефтей последние делятся на метановые, нафтеновые и ароматические. Кроме того, выделяются промежуточные типы нефтей метано-нафтеновые, нафтено-метано-ароматические, нафтено-ароматические и др.

Указанные углеводородные соединения составляют основную массу нефти, хотя кроме них в ней присутствуют смолы и асфальтены, содержащие кислород и серу. В некоторых нефтях (например, в нефтях миоценовых отложений Кубани) содержание смолистых и асфальтеновых веществ достигает 10—20 % (подробно химический состав нефтей рассматривается в гл. XII).

Как правило, максимальное содержание смолистых и асфальтеновых веществ обнаруживается в нефтях, залегающих в зонах гипергенеза и подвергшихся действию процессов окисления или испарения легких фракций. Такие нефти, как правило, черного цвета, характеризуются высокой плотностью (иногда даже более 1), значительной вязкостью и почти

полным отсутствием (или незначительным содержанием) легких фракций.

Процессы окисления нефтей довольно широко распространены в природе. Окисление нефтей происходит на дневной поверхности при их соприкосновении с кислородом атмосферы (при обнажении нефтесодержащих толщ на поверхности, при просачивании нефти по трещинам и разрывам и т. д.). Кроме того, окисление может происходить в результате проникновения в нефтяные залежи инфильтрационных вод, содержащих растворенный кислород и сульфаты, а также в зоне водонефтяного контакта под влиянием микроорганизмов, восстанавливающих сульфаты и окисляющих УВ. На то, что этот процесс действительно происходит в нефтяных и газовых местоскоплениях, указывает давно известный факт — отсутствие сульфатов в водах нефтяных местоскоплений в зоне водонефтяного контакта, а также увеличение плотности нефти от свода структур к их крыльям.

Физико-химические свойства нефтей могут изменяться и под влиянием других процессов: испарения, фильтрации, осернения и т. д.

При выветривании нефть теряет легкие фракции и обогащается смолисто-асфальтеновыми компонентами. Этот процесс приводит к образованию сначала густой тяжелой нефти, а затем мальт и асфальтов. При фильтрации через горные породы происходят изменения в другом направлении — нефть очищается от смолисто-асфальтеновых компонентов, плотность ее уменьшается, она становится светлой (белая сураханская нефть на Апшероне). Таким образом, следует признать, что разнообразие нефтей часто обусловлено их вторичными изменениями, связанными с геологическими условиями формирования залежей и дальнейшей историей их существования в течение геологического времени.

По мнению одних исследователей главную роль при преобразовании нефтей играют процессы окисления, по мнению других процессы восстановления. Однако, как показывают исследования Н. Б. Вассоевича, Г. А. Амосова, А. А. Карцева, на изменение физико-химических свойств нефтей в природе влияют процессы и окисления, и восстановления (в зависимости от конкретных геологических и геохимических условий). На материале нефтяных местоскоплений Апшеронского полуострова А. А. Карцев наглядно показал, что изменение свойств нефтей главным образом обусловлено окисляющим действием сульфатных вод наряду с восстановительными процессами под влиянием температуры, катализаторов (алюмосиликатов) и радиоактивных элементов. Правда, некоторые исследователи не разделяют точку зрения А. А. Карцева и предполагают, что основную роль в формировании свойств нефтей играли процессы фильтрации (Н. А. Еременко, А. Я. Кремс и др.).

Говоря об изменениях физико-химических свойств нефтей (прежде всего плотности) следует отметить, что эти изменения обусловлены не только вторичными явлениями. Еще И. М. Губкин совершенно справедливо указывал, что различия свойств нефтей могут объясняться и первичными причинами, зависящими от состава исходного ОВ, геохимической обстановки образования нефти и литологических особенностей нефтематеринских пород.

Углеводородные газы в основном представлены метаном (на 90—95 %), в значительно меньших количествах присутствуют гомологи метана: этан, пропан, бутан, а иногда (при определенных условиях) и пентан. Метан — это бесцветный газ значительно легче воздуха. Он является не только неотъемлемой частью природных горючих газов, но и обязательным спутником нефтяных залежей; метан также встречается в угольных месторождениях. Так называемый болотный газ представляет собой не что иное, как метан. Однако метан поверхностного происхождения по изотопному составу (он обогащен легким изотопом ^{12}C) существенно отличается от метана глубинного генезиса (нефтяного).

Природные горючие газы кроме углеводородных компонентов содержат углекислый газ, азот, сероводород, кислород. В зависимости от происхождения горючие газы иногда содержат до 60 % углекислого газа и азота. В незначительных количествах также встречаются гелий, аргон и другие инертные газы. Свойства и химический состав газообразных УВ подробно рассматриваются в гл. XIII.

В зависимости от содержания метана и тяжелых УВ газы делятся на сухие (бедные) и жирные (богатые). В случае преобладания в составе газов метана их называют сухими и, наоборот, при значительном содержании наряду с метаном тяжелых гомологов — жирными. Примерами сухих могут служить газы Северо-Ставропольского, Шебелинского и других месторождений, где содержание метана достигает 97 %, жирных — газы месторождений Кубани и других районов.

Глава III

ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

§ 1. НАУЧНОЕ И ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА

И. М. Губкин совершенно справедливо отмечал, что «верная разгадка происхождения нефти в природе имеет для нас не только научно-теоретический интерес, но и первостепенное практическое значение. Только тогда, когда мы будем иметь

правильное представление о тех процессах, в результате которых возникает нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи, будем знакомы со всеми структурными формами и литологическими особенностями пластов, благоприятными для скопления нефти, и получим из всей совокупности этих данных надежные указания, в каких местах нам искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку» [Губкин И. М., 1937 г., с. 415]. Эти слова И. М. Губкина и в настоящее время не потеряли своей актуальности. Знание условий образования нефти и закономерностей размещения ее скоплений в земной коре позволяет научно обоснованно и эффективно вести поиски ее местоскоплений.

А. Д. Архангельский также писал о том, что знание условий образования нефти позволяет искать эти условия в природе и подходить к открытию новых нефтеносных областей независимо от существования обычных видимых признаков нефтегазоносности.

И. М. Губкин, основоположник отечественной нефтегазогеологической науки, в капитальном труде «Учение о нефти» на основе обобщения огромного фактического материала по геологии нефтегазоносных областей, с учетом научного наследия своих предшественников, раскрыл главнейшие закономерные связи нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре. Установленные И. М. Губкиным генетические связи процессов нефтеобразования и нефтенакопления в литосфере с геологическими и геохимическими факторами явились научной основой, на которой успешно развивалась и продолжает развиваться вся отечественная практика поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Значение научных трудов И. М. Губкина заключается прежде всего в том, что он впервые в мировой нефтяной геологической науке наиболее полно показал многосторонние закономерные связи процессов нефтеобразования и нефтенакопления исходя из диалектического мировоззрения. И. М. Губкин писал, что сделал «...попытку подойти к процессу нефтеобразования и к процессу образования нефтяных месторождений с диалектической точки зрения, исходя из той мысли, что этот процесс представляет одну из струй единого великого диалектического процесса развития нашей Земли...», и «...рассматривал не статику, а динамику форм и явлений, связанных с этим процессом и им обусловливаемых. ...Если принять во внимание, при каких условиях происходит накопление органогенного материала и его последующее изменение вплоть до образования диффузно-рассеянной нефти в породах сапропелевого характера и дальнейшие процессы движения нефти в пористые пласты и в этих последних к местам окончательного ее скопления под влиянием сил поверхностного натяжения и закона тяжести (гравитационная теория образования нефтяных месторожде-

ний), перед нами предстанет единый целостный процесс возникновения нефти и образования ее скоплений в земной коре, а если сюда присоединить постоянно идущие процессы разрушения и денудации земной коры и связанные с ними процессы разрушения структурных форм, в которых собирается нефть, картина образования нефтяного месторождения дополняется картиной его постепенного разрушения и исчезновения нефти путем постепенного ее высачивания и дегазации» [Губкин И. М., 1975, с. 8].

И. М. Губкин указал на периодичность и региональный характер возникновения и развития процесса нефтеобразования и нефтенакопления, находящегося в тесной связи с направленным развитием тектогенеза и литогенеза.

Вывод И. М. Губкина о периодичности возникновения и развития процесса нефтеобразования и нефтенакопления имеет не только теоретическое, но и большое практическое значение для прогнозирования нефтегазоносности недр. Из него следует, что в разрезе осадочных образований каждой геологической провинции может быть обнаружено несколько нефтегазоносных этажей с самостоятельными литолого-стратиграфическими комплексами, характеризующимися региональной нефтегазонасыщенностью в пределах обширных пространств.

3870

Далее И. М. Губкин ввел и обосновал понятие стадийности процесса нефтеобразования и нефтенакопления в литосфере, выделив в этом в целом едином естественноисторическом процессе следующие стадии:

накопление исходного нефтематеринского ОВ, захороняемого в осадочных отложениях, и образование нефтяных УВ в ходе его преобразования;

перемещение нефтяных УВ из нефтематеринских толщ в коллекторы и последующая миграция их по пласту-коллектору (боковая миграция) или по разрывным нарушениям и трещинам (вертикальная миграция);

аккумуляция нефти и газа при наличии благоприятных структурных или литологических условий на пути их миграции в недрах и образование их скоплений (залежей);

перераспределение или разрушение залежей при наступлении определенных геологических условий.

Творчески развивая взгляды своих предшественников (Н. И. Андрусова, Г. П. Михайловского и др.) на образование нефти из ОВ растительно-животного происхождения, захороняемого в осадках в диффузно-рассеянной форме в минеральной массе и совместно с ней, И. М. Губкин убедительно показал стадийность процесса постепенного и непрерывного преобразования ОВ в нефть.

В течение первой биохимической стадии ОВ распадается под водой без доступа воздуха, т. е. в субаквальной и

анаэробной среде. На этой стадии в постепенном преобразовании ОВ основную роль играют микроорганизмы. Далее, как писал И. М. Губкин, наступает неизмеримо более длительный геохимический период регионального метаморфизма, протекающего синхронно с метаморфизмом окружающих пород, обусловленным давлением вышележащих масс, а также газов, температурой и продолжительностью. При этом «величины этих факторов находятся в известной функциональной зависимости одна от другой. Так, увеличение давления и температуры сокращает длительность процесса и т. д.» [Губкин И. М., 1975, с. 344].

И. М. Губкин впервые в мировой нефтяной геологической науке показал, что возникновение и развитие процесса нефтеобразования и нефтенакопления в недрах генетически обусловлены совокупностью факторов, в том числе:

палеогеографическими и литолого-фациальными условиями накопления нефтематеринских свит и вмещающих их осадочных образований;

особенностями тектонического строения и развития рассматриваемой территории;

условиями распространения коллекторов;

изменениями термобарических условий вмещающей среды во времени и в пространстве;

особенностями движения пластовых вод;

условиями сохранности скоплений залежей нефти.

При этом И. М. Губкин в ряде своих трудов показал, что перечисленные факторы только в совокупности и в теснейшей взаимосвязи обусловливают возникновение и развитие процессов нефтеобразования и нефтенакопления. Поэтому для научно обоснованного прогнозирования нефтеносности недр необходимо комплексное изучение названных геологических факторов в геолого-историческом плане с учетом изменяемости их во времени (геологическом) и в пространстве.

Разработанные И. М. Губкиным научные положения проблемы нефтегазообразования и нефтегазонакопления были развиты на базе новейших данных его учениками и последователями (А. А. Бакировым, А. А. Блохиным, М. И. Варенцовым, А. А. Трофимуком, К. Р. Чепиковым и др.) и послужили основой для открытия советскими геологами целого ряда нефтегазоносных провинций.

Было бы, однако, неправильно думать, что в учении о геологии нефти исчерпывающе разработаны все ее аспекты, в том числе и вопросы происхождения нефти. И. М. Губкин в своих трудах и выступлениях неоднократно отмечал, что в проблеме происхождения нефти и образования ее скоплений остается еще много неясного. Если геологические условия и общую направленность процесса происхождения нефти и образования ее скоплений можно считать более или менее установленными, то

процесс превращения ОВ в нефть во всей его последовательности и деталях еще не изучен, особенно с геохимической и биохимической сторон. Вследствие этого существующие гипотезы нуждаются в дальнейшем уточнении и экспериментальной проверке в лабораториях, в увязке их с полевыми наблюдениями.

За истекшие годы после опубликования трудов И. М. Губкина по геологии нефти как в Советском Союзе, так и за рубежом получено много новых данных, позволяющих уточнить и углубить некоторые аспекты учения о геологии нефти и теоретических основ прогнозирования нефтегазоносности недр, разработанных И. М. Губкиным и другими исследователями в первой половине XX в. Тем не менее основные положения учения о геологии нефти И. М. Губкина полностью сохраняют свое значение и в настоящее время.

Значительный вклад в разработку теории органического происхождения нефти был сделан еще в конце XIX — начале XX вв. Н. И. Андрусовым (1906—1908 гг.) и Г. Н. Михайловским (1906 г.). В первой половине XX в. в дальнейшее развитие теории органического происхождения нефти большой вклад внесли выдающиеся ученые нашей страны — И. М. Губкин, А. Д. Архангельский, Н. Д. Зелинский, В. И. Вернадский.

В. И. Вернадский, впервые в мировой науке разработавший основы биогеохимии нефти (1934 г.), показал, что соединения углерода, принимающие участие в строении каустобиолитов, в том числе нефтей, представляют собой неотъемлемую часть геохимической системы круговорота углерода в земной коре, в которой живому веществу биосферы принадлежит основная роль. В. И. Вернадским была доказана способность живого вещества, в том числе низших организмов, концентрировать в литосфере колоссальные запасы органического углерода.

Перечисленные факты уже не могут оставлять сомнений в справедливости выводов основоположников отечественной геологии нефти Н. И. Андрусова, Г. Н. Михайловского, И. М. Губкина, А. Д. Архангельского и геохимии нефти В. И. Вернадского, Н. Д. Зелинского, С. С. Наметкина и их многочисленных учеников о биогенном происхождении нефти и о тесной генетической связи процесса нефтеобразования с общим развитием литосферы.

Органическая теория происхождения нефти позволяет с помощью изучения палеотектонических, палеогеографических и палеогидрогеологических условий формирования осадков выделить наиболее перспективные территории для поисков нефти и газа. Руководствуясь положениями органической теории происхождения нефти и газа, советские геологи открыли крупные нефтегазоносные провинции и области, которые позволили Советскому Союзу за последние годы занять первое место в мире по добыче нефти и второе — по добыче газа.

Наличие некоторых дискуссионных вопросов обусловлено сложностью проблемы происхождения нефти и газа, которые, обладая повышенной миграционной способностью, в отличие от каустобиолитов угольного ряда образуют промышленные скопления на большом удалении от мест их генерации (рождения). Вот почему название «месторождение нефти и газа» не отвечает действительному смыслу этого выражения и не отражает сути процесса формирования скоплений УВ, так как место их скопления не всегда является местом их рождения в отличие от каустобиолитов угольного ряда. Поэтому А. А. Бакиров (1973 г.) предложил заменить термин «месторождение» другим, в большей степени отражающим сущность понятия, словом «местоскопление».

Большие миграционные возможности жидких и газообразных УВ и их способность образовывать скопления на значительном удалении от мест их рождения, таким образом, создают особые трудности при изучении их генезиса. Большую помощь при этом могут оказать экспериментальные данные (моделирование природных процессов образования нефти в лабораторных условиях). Подобные исследования, поставленные в различные периоды разными авторами, привели в ряде случаев к образованию из ОВ продуктов, напоминающих по внешним свойствам и химическому составу природные нефти. Кроме того, как в рассеянном ОВ, так и в нефтях были обнаружены молекулы (или их фрагменты) веществ, биохимическая природа которых не вызывает сомнений (например, порфирины). А. П. Виноградов совершенно справедливо отмечал, что в осадочных породах, илах морей, нефтях еще будут обнаружены бесконечные множества других органических молекул (если не все), которые формируются в тканях и органах растений и животных.

Однако теоретическая мысль в области изучения проблемы происхождения нефти развивалась не только в направлении разработки биогенной теории. Во второй половине XIX в. было опубликовано несколько работ, в которых были высказаны идеи о неорганическом происхождении нефти. Рассмотрим вкратце предпосылки абиогенных гипотез происхождения нефти и природных углеводородных газов.

Впервые мысль о неорганическом (глубинном) происхождении нефти высказал немецкий ученый А. Гумбольд. Позже Д. И. Менделеев (1877 г.) предложил карбидную гипотезу происхождения нефти. Основываясь на результатах лабораторных исследований, Д. И. Менделеев пришел к заключению о возможности образования нефтяных УВ в природных условиях путем взаимодействия водяных паров с карбидами тяжелых металлов. Во время горообразовательных процессов, по его мнению, в глубь земной коры по разрывным нарушениям и трещинам проникает вода, при взаимодействии которой с карбидами тяжелых металлов, прежде всего железа, образуются УВ

по реакции $2FeC+3H_2O=Fe_2O_3+C_2H_6$. Образовавшиеся по такой или близкой к ней схеме УВ в дальнейшем в газообразном состоянии мигрируют в породы-коллекторы осадочной оболочки Земли и, конденсируясь, образуют залежи (скопления) нефти.

Карбидная гипотеза происхождения нефти Д. И. Менделеева на первый взгляд относительно хорошо разработана с химической точки зрения и поэтому долгое время находила значительное число сторонников. Однако со стороны геологов эта гипотеза вполне справедливо встретила резкие возражения, так как ее сторонники не могли конкретно указать пути, по которым вода могла бы проникнуть в глубь Земли, а продукты реакции с карбидами металлов — нефтяные УВ — мигрировать в верхние слои, где бы они, конденсируясь, образовали нефтяные скопления. Пластическое состояние пород на больших глубинах, а также повышение пластовых давлений с глубиной исключают возможность проникновения воды в глубь Земли. Кроме того, нефтеподобные вещества, полученные в лабораторных условиях по схеме Д. И. Менделеева, существенно отличались по составу от естественных нефтей. Эти данные и другие материалы, особенно о характере размещения скоплений нефти и газа в земной коре, привели большинство исследователей к выводу о невозможности образования огромных запасов нефти в природе по схеме, предложенной Д. И. Менделеевым, и эта гипотеза была отклонена.

Изучение спектра космических тел и обнаружение в газовой оболочке ряда планет соединений углерода с водородом, а также факт присутствия аминокислот и других органических соединений в метеоритах (углистых хондритах) дало основание ряду исследователей возродить давно забытую гипотезу В. Д. Соколова о космическом происхождении нефти (Ф. Хойль).

Согласно представлениям этих исследователей, соединения углерода с водородом существовали в газовой оболочке Земли, когда она находилась еще в огненно-жидком состоянии. В результате остывания Земли происходили конденсация УВ, затем поглощение их остывающей магмой и после по разломам и трещинам внедрение их в осадочную оболочку Земли. Как видно, В. Д. Соколов придерживался в отношении образования Земли точки зрения Канта и Лапласа, которые предполагали образование планеты за счет вещества, находившегося в огненно-жидком состоянии. Такого представления о механизме образования Земли придерживаются некоторые исследователи и в настоящее время (В. Г. Фесенков, Ф. Хойль и др.). Однако по хорошо аргументированным космогоническим представлениям О. Ю. Шмидта, которые разделяют многие ученые мира, Земля никогда не находилась в огненно-жидком состоянии, она образовалась в результате сгущения космической холодной газопылевой материи (оболочки). Тем более, что трудно

представить себе, как при высоких температурах в газовой оболочке Земли, если последняя действительно находилась в огненно-жидком состоянии, могла существовать нефть. Еще Д. И. Менделеев писал, что в подобных условиях нельзя допустить существования нефти, так как она испарилась бы, окислилась, сгорела.

В последующие годы в СССР и за рубежом делались попытки возродить в переработанном и обновленном виде различные варианты неорганической гипотезы происхождения нефти (Н. А. Кудрявцев, В. Б. Порфирьев, П. Н. Кропоткин, Ф. Хойль, Е. Мак-Дермонт и др.). Так, Н. А. Кудрявцев считал, что УВ или их радикалы образуются на больших глубинах в магматических очагах, где господствуют высокие температуры и давления. В дальнейшем в результате полимеризации, т. е. обогащения водородом также глубинного происхождения, образуются более сложные нефтяные УВ, которые гипотетическими путями проникают в осадочную оболочку Земли и образуют залежи. Здесь опять, как и при рассмотрении карбидной гипотезы Д. И. Менделеева, встает вопрос о путях, по которым УВ могли бы проникнуть в верхние слои.

Если нефтяные УВ действительно образовались по этой или близкой к ней схеме, тогда трудно объяснить разнообразие нефтей в природе и соответствие в большинстве случаев возраста УВ возрасту вмещающих их пород, не говоря уже о других возражениях, возникающих при анализе гипотез неорганического происхождения нефти. Так, например, одним из наиболее часто приводимых сторонниками абиогенной гипотезы доводов в пользу неорганического происхождения нефти является «приуроченность» макроскоплений нефти и газа к разрывным нарушениям, по которым, по их мнению, происходит миграция УВ из глубинных очагов Земли. На практике действительно в ряде районов наблюдается тяготение местоскоплений нефти и газа к разломам, хотя причина этого другая. Дифференцированные блоковые движения фундамента вдоль разрывных нарушений создают благоприятные условия для формирования локальных приразломных (или надразломных) структур, представляющих собой ловушки УВ. В этом и кроется причина приуроченности местоскоплений нефти и газа к разрывным нарушениям.

Сторонники абиогенного происхождения нефти опубликовали ряд работ, посвященных рассмотрению гипотез неорганического синтеза нефти и критике биогенной теории. Основные выводы были ими изложены в докладах, сделанных на Всесоюзных совещаниях (дискуссиях) по проблеме происхождения нефти, состоявшихся в Москве в 1958 и 1968 гг.

Указанные совещания были весьма представительными и явились важными звеньями дискуссии по проблеме происхождения нефти. В совещании 1958 г. участвовало более 750 спе-

циалистов, представляющих 192 научные и производственные геологические организации, а в совещании 1968 г.— около 800 специалистов, представителей 120 научно-исследовательских, производственных организаций и высших учебных заведений, а также иностранные специалисты из НРБ, ГДР, ПНР, СРР, ЧССР, США, СФРЮ, Франции, Италии и других стран.

На этих совещаниях с докладами выступили сторонники как теории биогенного, так и гипотезы абиогенного происхождения нефти. Критический разбор положений гипотезы абиогенного происхождения нефти был сделан в выступлениях ряда геологов, а также в публикациях А. М. Акрамходжаева, К. Б. Аширова, А. А. Бакирова, М. Ф. Мирчинка, М. Н. Варенцова, Н. Б. Вассоевича, М. Ф. Двали, Б. Ф. Дьякова, Н. А. Еременко, М. К. Калинко, А. Я. Кремса, В. А. Соколова, А. А. Трофимука, В. А. Успенского и др.

В решении совещания 1958 г. было отмечено, что «...органическое происхождение нефти в настоящее время представляет рабочую гипотезу для объяснения выявленных закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений и является научной основой для практики поисково-разведочных работ». На совещании 1968 г. также была показана несостоятельность попыток сторонников неорганического синтеза УВ опровергнуть теорию биогенного происхождения нефти, принятую в отечественной и мировой практике поисково-разведочных работ на нефть и газ и помогающую открывать новые нефтегазоносные районы, области и провинции.

В 1968 г. в Мехико и в 1971 г. в Москве состоялись соответственно VII и VIII Мировые нефтяные конгрессы, на которых, в частности, заслушивались доклады как советских, так и зарубежных ученых о происхождении нефти и формировании ее скоплений. В докладах были подтверждены и творчески развиты основные принципы современной теории биогенного происхождения нефти, которой во всех странах мира руководствуются ученые и разведчики недр при поисках нефтегазоносных территорий и нефтегазовых скоплений.

§ 2. ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО В ЗЕМНОЙ КОРЕ И ПУТИ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЕГО В НЕФТЯНЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ

Впервые идея об органическом происхождении нефти была высказана еще в 1763 г. М. В. Ломоносовым. По представлениям М. В. Ломоносова, нефть образуется в результате возгонки каменного угля под влиянием «подземного жара».

Позже, почти до начала XX в., исследователями предлагались различные гипотезы органического происхождения нефти, причем одни ученые считали, что нефть образуется из растительных остатков, а другие основное значение придавали ОВ животного происхождения. Однако все варианты теории

органического происхождения УВ объединяет то, что исходным материалом для образования нефти считается ОВ.

По словам И. М. Губкина (1937 г.), уголь и нефть являются членами одного и того же генетического ряда каустобиолитов. По его мнению, в определенных геологических условиях континентальные и прибрежно-морские угленосные фации, могут перейти в морские нефтегазоносные. На основании этого вывода И. М. Губкин в свое время предсказал возможность открытия в мезозойских отложениях Западной Сибири месторождений нефти, так как мезозойские угленосные фации склона Урала в пределах Западно-Сибирской низменности могут перейти в нефтеносные. Эти научные прогнозы, как известно, блестяще подтвердились.

По В. И. Вернадскому нефть и природные угли являются разными членами единого природного процесса — разрушения отмерших организмов под водой без доступа свободного кислорода. Различие УВ обусловлено не только условиями разложения, но и химическим составом исходных организмов. Наряду с этим В. И. Вернадский допускал, что встречающиеся в природе УВ могут иметь различное происхождение и не исключал возможности глубинного, в том числе ювенильного происхождения некоторых простейших УВ (например, метана). Однако он решительно возражал против гипотезы образования нефти за счет УВ глубинного происхождения.

В. И. Вернадский считал недопустимым при изучении происхождения нефти рассматривать ее лишь как смесь УВ, так как нефть кроме УВ содержит соединения кислорода, азота, серы и других элементов, генетически связанных с самой нефтью. Обращая внимание на то, что природные нефти содержат кислородные соединения, вращающие плоскость поляризации света, В. И. Вернадский утверждал, что «оптические свойства нефтей дают новый довод, подтверждающий невозможность для них неорганического генезиса. Этот довод, по-видимому, неопровержим и ярко указывает на биогенное происхождение УВ. Все искусственно получаемые УВ, не связанные генетически с продуктами жизни, оптически недеятельны. Таковы и те УВ, образование которых в тех или иных случаях доказано или возможно в земных процессах вне биосферы и ее органогенных тел».

Большой вклад в познание природы исходного для образования нефти ОВ внесли экспериментальные исследования Н. Д. Зелинского, который впервые получил в лабораторных условиях синтетические нефтеподобные вещества из органического материала растительного происхождения (сапропелит оз. Балхаш). Еще раньше в лабораторных условиях нефтеподобные вещества были получены из жиров животного происхождения К. Энглером и другими исследователями. Н. Д. Зелинским в маслах из сапропелита были найдены все типичные

представители УВ, составляющих нефть: парафины легколетучие, парафины кристаллические, циклопарафины (нафтены), а также ароматические УВ. В результате Н. Д. Зелинский пришел к выводу, что гипотеза образования нефти из материнского вещества органического происхождения, выработанного низшими растительными организмами (балхашский сапропелит), экспериментально подтверждена [Зелинский Н. Д., 1941 г.].

Органическое вещество является обязательным компонентом почти всех видов современных и ископаемых осадков (в особенности субаквального происхождения).

Возникновение жизни на Земле относится к далекому прошлому, примерно к периоду 3—3,5 млрд. лет назад (А. Г. Вологдин). С тех пор в течение длительного геологического времени в водоемах происходило накопление ОВ различного происхождения.

По данным Н. М. Страхова, в результате жизнедеятельности организмов в Каспийском море в год накапливается около 134 млн. т сухого ОВ, не говоря уже о растворенном и о находящемся во взвешенном состоянии ОВ, которое приносится в этот водоем водными потоками.

Наиболее благоприятны условия для накопления ОВ в мелководных водоемах; в глубоких частях водоемов количество ОВ, попадающего в осадок, значительно сокращается.

По И. М. Губкину, формирование толщ пород, продуцирующих нефтяные УВ (эти толщи он называет нефтематеринскими свитами), происходит «... в прибрежных частях морей — в заливах, бухтах, лиманах и даже в открытом море недалеко от берега в пределах так называемой терригеновой зоны, где происходит накопление органического материала не в пресной, а в соленой воде, т. е. в зоне, где совершается борьба между морем и сушей и где происходит чередование отложений: осадки глинистого характера, содержащие часто богатый органический материал, сменяются более грубыми — песком, галечником, ракушечником... [Губкин И. М., 1975, с. 334]. В образовании нефти «... принимают участие остатки как животного, так и растительного происхождения, именно остатки зоофитоорганизмов планктона, водной растительности, зоофитоорганизмов бентоса, остатки высших береговых растений, а также остатки организмов и минерального вещества (аллохтонного) происхождения» [Там же, с. 335].

Органические и биогенные илы и образовавшиеся из них органогенные породы являются тем материалом, из которого, по представлениям И. М. Губкина, возникла нефть.

При этом накопление ОВ, послужившего исходным материалом для образования нефти, в природных условиях происходит в рассеянной форме в минеральной тонкоотмученной массе и совместно с ней. В дальнейшем при соответствующих биохимических условиях нефтегазообразование начинается

с разложением ОВ в биогенном иле еще до его погребения и продолжается после его погребения при активном содействии анаэробных бактерий в течение всего периода диагенетического изменения породы(см. гл. XI).

Изучая условия образования нефти на Северном Кавказе, А. Д. Архангельский пришел к выводу, что нефтематеринскими породами в Грозненском районе являются глинистые отложения миоцена, обогащенные ОВ (не менее 2 %) и формировавшиеся в условиях сероводородного заражения. Значение преимущественно глинистых отложений, образовавшихся в субаквальных условиях и восстановительной среде, при формировании нефтематеринских свит было доказано также работами американского геолога П. Траска и других исследователей. До 40-х гг. большинство ученых придерживались взглядов, согласно которым обязательными условиями формирования нефтематеринских свит являются пелитовый состав пород, морские и прибрежно-морские условия и восстановительная обстановка осадконакопления и повышенное содержание в породах рассеянного ОВ.

Во второй половине XX в. советскими учеными были выполнены значительные по масштабам разносторонние исследования, направленные на выяснение условий образования нефтегазоматеринских свит и их диагностических признаков. Большой вклад в разработку указанных вопросов внесли ученые ВНИГРИ, ВНИГНИ, ИГиРГИ, МИНХиГП, МГУ, СО АН СССР, АН УзССР, АН АзССР, ЗапСибНИИГНИ, Гипровостокнефти и других организаций.

Для познания условий образования нефтематеринских свит и выяснения их диагностических признаков большое значение имели исследования Л. В. Пустовалова, Г. И. Теодоровича, Л. А. Гуляевой, К. Ф. Родионовой, Н. М. Страхова, И. А. Юркевича и других, проведенные при изучении геохимических обстановок накопления нефтегазоносных толщ и предположительно нефтематеринских свит. В результате были разработаны принципы выделения и схемы классификации типов геохимических фаций и выяснены геохимические условия, наиболее благоприятные для формирования нефтематеринских свит.

Изучению нефтематеринских свит за рубежом посвящены специальные исследования П. Траска, В. Говарда, Ф. Ван-Тайла и Б. Паркера, А. Миллера, И. Ханта, Р. Уолстера, Дж. Филиппи, Х. Тодда, П. Смита, С. Сильвермена и С. Эпштейна, И. Бригера и А. Брауна, Е. Брея и Е. Эванса, Г. Хедберга, М. Луи, У. Коломбо и др. Существовавшие ранее представления о литологической характеристике, фациальных условиях накопления нефтегазоматеринских свит и их диагностических признаках были существенно уточнены и расширены.

По современным представлениям основными факторами, обусловливающими возникновение и развитие процесса преоб-

разования ОВ в УВ нефтяного ряда, являются деятельность бактерий, каталитические свойства горных пород, температура, давление, радиоактивность вмещающих ОВ пород и геологическое время.

Деятельность *бактерий активно проявляется в* начальной стадии накопления и переработки рассеянного ОВ в осадке. Исследованиями Т. А. Гинзбург-Карагичевой, Е. Н. Боковой, М. А. Мессиневой, Э. А. Рейнфельд, Б. Л. Исаченко, В. О. Таусона, А. Б. Томпсена, Л. Д. Штуры, К. Зобелла, Т. Койяна и других установлено, что микроорганизмы играют активную роль:

в процессе распада ОВ в начальной стадии преобразования его в анаэробной обстановке;

при создании в осадке геохимической обстановки с низкими отрицательными значениями окислительно-восстановительного потенциала, благоприятной для развития процессов преобразования ОВ осадка в направлении битумообразования;

в качестве биокатализатора в процессе образования битумной части ОВ осадка.

Исследования химиков и геохимиков (Н. Д. Зелинского, А. В. Фроста, И. С. Сатар-Заде, А. Ф. Добрянского, А. К. Богомолова, К. П. Паниной, Т. Т. Клубовой, М. Брукса и др.) показано, что при образовании УВ из ОВ большое значение имеют каталитические свойства некоторых минералов, и в частности алюмосиликатов. Лабораторными опытами доказано, что при каталитическом воздействии на органические соединения (спирты, эфиры и кетоны) алюмосиликатов при определенных температурных условиях образуются УВ, входящие в состав природных нефтей. В природных же условиях такими катализаторами, вероятно, служат алюмосиликатные соединения, т. е. глинистые образования, слагающие разрезы большей части нефтегазоносных районов.

По мере погружения осадка с рассеянным ОВ ведущими факторами, способствующими развитию процесса образования УВ нефтяного ряда, становятся температура и давление. Исследованиями советских и зарубежных ученых установлено, что в нефтях содержится ряд УВ, которые не сохраняются при температуре 200—250 °С. Предполагается, что нижний порог (предел) существования УВ в жидкой фазе не может быть выше 200 °С. По мнению большинства ученых образование нефти в недрах происходит при сравнительно небольших температурах, колеблющихся в зависимости от геологических и геохимических условий в пределах от 50 до 200 °С.

Исследованиями В. А. Соколова (1937 г.) впервые было показано, что определенную роль при образовании УВ нефтяного ряда из рассеянного в породах ОВ может играть также радиоактивность пород, что экспериментально подтверждено в лабораторных условиях.

Н. Д. Зелинским, П. Ф. Андреевым, М. Ф. Двали, А. Ф. Добрянским и другими исследователями было установлено, что при процессах преобразования ОВ в осадках значение имеют, вероятно, также и внутренние источники энергии самого ОВ. Активизация внутренней химической энергии ОВ может происходить в связи с молекулярной перестройкой структуры вещества, возникающей при сочетании определеннных геологических, физико-химических и биогеохимических условий окружающей среды. Однако механизм и масштабы действия внутренних источников энергии ОВ на отдельных стадиях его преобразования изучены еще слабо и многие аспекты этого вопроса еще не выяснены.

Как было установлено рядом исследователей, нефтегазоматеринскими могут быть не только пелитовые (глинистые) породы. Процессы нефтеобразования могут протекать также в карбонатных отложениях (В. П. Батурин, В. Т. Татарский, А. А. Бакиров и др.) и даже в алевритовых образованиях (В. В. Вебер, В. А. Соколов и др.), если накопление последних происходило в восстановительной обстановке.

В настоящее время, вероятно, более правильно рассматривать в качестве нефте- и газоматеринской не какую-либо одну свиту сравнительно однородных, глинистых или карбонатных отложений, а литолого-фациальный комплекс, сложенный литологически разнородными породами, образовавшимися как в морских и прибрежно-морских, так и в континентальных условиях в субаквальной восстановительной или слабовосстановительной обстановке (А. А. Бакиров, В. В. Вебер, А. В. Соколов, М. Ф. Мирчинк, М. М. Чарыгин и др.). Формирование газоматеринских толщ в отличие от нефтематеринских может происходить также и в континентальных угленосных формациях.

Главными диагностическими особенностями нефтегазоматеринских отложений являются:

накопление в субаквальной среде с анаэробной (без доступа кислорода) обстановкой;

накопление на фоне относительно устойчивого погружения бассейна седиментации в течение рассматриваемого отрезка геологического времени;

наличие в отложениях признаков возникновения и развития процессов нефтегазообразования, что может проявляться относительно повышенным содержанием УВ нефтяного ряда в битумной части ОВ, содержащегося в породах.

Исследования показали, что не всегда отложения, содержащие ОВ, реализуют свои возможности в отношении генерации нефти. Поэтому возникает необходимость выделения понятия потенциально нефтегазоматеринских и нефтегазопроизводящих свит. Потенциально нефтегазоматеринские толщи, которые не погружались на глубины, где существуют благоприятные усло-

вия для нефтегазообразования, так и не реализовали свои возможности по генерации нефтяных УВ.

Для формирования нефтематеринских отложений большое значение имеют биологическая продуктивность водоема и скорость осадконакопления в нем. Как показал В. Ф. Игнатов, при прочих равных условиях, чем выше биологическая активность водоема, т. е. чем больше в единицу времени в нем воспроизводится ОВ, тем богаче потенциальные нефтепроизводящие возможности его осадка.

Перечисленные особенности нефтегазоматеринских отложений являются основными критериями их прогнозирования.

Некоторые исследователи при прогнозе нефтеносности и газоносности того или иного литолого-стратиграфического комплекса считают возможно нефтематеринскими только те отложения, которые обогащены ОВ сапропелевого происхождения, а осадки, содержащие гумусовое ОВ, относят лишь к газоматеринским. Действительно, оптимальные условия для образования нефти создаются в осадках, обогащенных сапропелевым ОВ, но вместе с тем нефтеобразование при определенных условиях может происходить и в отложениях, содержащих ОВ гумусово-сапропелевого происхождения. Примерами этого могут служить многие местоскопления нефти в мезозойских и палеогеновых образованиях в КНР, в палеогеновых породах в Скалистых горах США, залежи в неогеновых отложениях в Венесуэле и каменноугольных в Англии и т. д.

Как показал И. М. Губкин, преобразование ОВ нефтегазоматеринских отложений в нефть и газ происходит постепенно и носит многоступенчатый стадийный характер.

Однако по вопросу о том, на какой стадии литогенеза потенциально нефтегазоматеринские отложения становятся нефтегазопродуцирующими, мнения исследователей еще расходятся. Одни ученые вслед за И. М. Губкиным считают, что преобразование ОВ в УВ нефтяного ряда начинается уже на стадии раннего диагенеза и продолжается на стадии катагенеза. Другие полагают, что образование нефтяных УВ происходит на стадии катагенеза в результате термокаталитических и термических преобразований ОВ.

По И. М. Губкину, преобразование захороняемого в осадке диффузно-рассеянного ОВ в УВ нефтяного ряда в потенциально нефтематеринских отложениях протекало постепенно, начинаясь в органогенных или биогенных илах и не прекращаясь длилось во время диагенетического изменения как самой органогенной прослойки, так и вмещающих ее пород.

Рассматривая условия образования нефтяных местоскоплений Северного Кавказа, И. М. Губкин сделал вывод, что «...процесс превращения органического материала в нефть под действием различных факторов (бактериального разложения, температуры, давления и т. д.) 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... По мере увеличения давления, уплотнения осадков и прочего их диагенетического изменения диффузно-рассеянная нефть и сопровождавшие ее газы начали перемещаться в песчаные пласты...» [Губкин И. М., 1975, с. 345].

Вывод о том, что преобразование ОВ в осадке в УВ нефтяного ряда начинается еще на стадии диагенеза и продолжается на стадии катагенеза, подтверждается работами А. М. Акрамходжаева, А. А. Ализаде, Э. Н. Алиханова, В. В. Вебера, А. П. Горской, Н. А. Еременко, С. П. Максимова, К. Ф. Родионовой, Н. А. Успенского, А. И. Леворсена, П. Смита и др.

В. В. Вебер на примере ряда нефтегазоносных провинций СССР (Азербайджана, Северного Кавказа, Саратовского Поволжья, Эмбы) и зарубежных стран (Венесуэлы, Примексиканской впадины США) показал возможность генерации нефти в промышленных масштабах на глубинах погружения нефтегазоматеринских отложений от 600 до 1400 м, т. е. на стадии диагенеза. «Весь приведенный материал как геологический, так и геохимический, свидетельствует о начале процесса образования нефти на ранних, заведомо диагенетических стадиях превращения ОВ осадков. В ряде случаев и завершение этого процесса с образованием промышленно нефтеносных пород происходит на глубинах, не выходящих за пределы диагенетической зоны» [Вебер В. В., 1978, с. 48].

Представления И. М. Губкина о том, что процесс превращения ОВ в нефть под действием различных факторов идет со времени погребения ОВ на морском дне и продолжается по мере погружения осадков в более глубокие зоны с высокими температурой и давлением, подтверждаются данными изучения современных и древнечетвертичных отложений.

Исследованиями В. В. Вебера в СССР и П. Смита в США было установлено, что преобразование захороняемого в современных и древнечетвертичных осадках ОВ смешанного растительно-животного происхождения при наличии благоприятных фациальных условий в анаэробной среде сопровождается образованием УВ нефтяного ряда. При этом отмечено, что по мере возрастания глубины погружения современных осадков степень восстановленности битуминозных компонентов ОВ увеличивается и одновременно в битумоидах растет содержание УВ. На глубине около 1м содержание УВ составляет всего 7,5 % общего количества экстрагированного из осадков ОВ, 92,5 % приходится на долю асфальтено-смолистых и сложных органических соединений. В образцах с глубины около 30 м количество УВ увеличивается до 31 %, а содержание асфальтено-смолистых и сложных органических соединений соответственно снижается до 69 %.

Сингенетичные УВ, в том числе жидкие, были обнаружены в современных осадках континентальных шельфов и другими исследователями (О. К. Бордовским, С. Б. Бруевичем, А. А. Ализаде, Дж. Хантом, К. Эмери).

О масштабах накопления ОВ в земной коре, о составе и характере ОВ, являющегося источником для образования УВ, можно судить по результатам изучения современных осадков дна морей и океанов. Ежегодно в Мировой океан поступает $2{,}1 \cdot 10^{10}$ т органического углерода. Из этого количества $2 \cdot 10^{10}$ т, или 94,7 %, приходится на фитопланктон. Около 2 % приносят реки и 1,5 % дают эоловые выносы [Романкевич Е. А., 1972 г.].

Наибольшее количество ОВ концентрируется в пелитовых (глинистых) породах. По данным Н. Б. Вассоевича, среднее содержание органического углерода в процентах от массы породы составляет: в глинах 0,9; в алевролитах 0,45; в песках и известняках 0,2. Основная масса ОВ в осадочной оболочке земной коры находится в рассеянной форме. Содержание ОВ в породах континентального сектора стратисферы составляет $72 \cdot 10^{14}$ т, из которых $54 \cdot 10^{14}$ т (т. е. 75,6 %) приходится на глинистые породы [Вассоевич Н. Б., 1973 г.].

Количество рассеянного ОВ в десятки тысяч раз, а рассеянных УВ в десятки и сотни раз превосходит ресурсы нефти в скоплениях. Таким образом, весьма небольшая часть ОВ преобразуется в нефтяные УВ. В процессе седиментации и после захоронения в осадке ОВ в результате диагенеза подвергается разрушению и бóльшая его часть окисляется, а летучие компоненты удаляются. Наиболее устойчивая часть ОВ — липиды (жиры и жироподобные вещества, воски, стерины и т. п.) в результате гидролиза образуют смесь жирных кислот, которые по изотопному и химическому составу ближе всего к соединениям, входящим в состав нефтей. Дальнейшее преобразование липидной (липоидной) фракции ОВ и генерация основной массы нефтяных УВ протекают на глубинах, где температура колеблется от 60 до 180 °С.

Как уже было сказано, процесс преобразования ОВ в нефть носит многоступенчатый стадийный характер. При этом на каждой стадии преобразование ОВ происходит под воздействием биохимических, геохимических, физико-химических, в том числе термобарических факторов. Источником для образования нефти неизменно остается ОВ биогенного происхождения, которое по мере погружения вмещающих его отложений постепенно переходит из одного качественного состояния в другое. Этот процесс сопровождается не только существенными изменениями углеводородного состава сингенетичных битумоидов в связи с генерацией УВ и распадом более сложных соединений, но и новообразованием низкомолекулярных УВ нефтяного ряда, отсутствующих в составе битумоидной части ОВ на начальных стадиях его захоронения. В течение процесса преобразования

ОВ содержащиеся в его бутумоидной части УВ по своему составу все *более приближаются к УВ нефтей. Наконец, с* наступлением определенных термобарических условий скачкообразно усиливается образование уже типичного для нефти семейства УВ, т. е. всей ассоциации УВ, входящих в состав нефтей, и начинается перемещение их из материнских отложений в коллекторы [Бакиров А. А., 1973]. Сказанное убедительно подтверждается экспериментальными исследованиями М. Луи, Б. Тиссо, Дж. Филиппи.

Таким образом, процесс преобразования захороняемого в осадке ОВ биогенного происхождения в нефтяные УВ — процесс единый, но многоступенчатый, стадийный, на каждой стадии своего развития контролируемый и направляемый действием комплекса определенных биохимических, геохимических и физико-химических факторов.

§ 3. ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОРГАНИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Как уже отмечалось, подавляющее большинство исследователей в настоящее время придерживается концепции органического происхождения нефти. Имеющиеся геологические и геохимические (химические) материалы могут быть правильно истолкованы только с позиций теории биогенного генезиса УВ.

Рассмотрим геолого-геохимические данные, свидетельствующие об органическом происхождении нефти и природного газа.

Изучение *закономерностей размещения скоплений нефти и газа* в земной коре показало, что все они за редким исключением приурочены к осадочным породам. Причем скопления нефти и газа во всех нефтегазоносных провинциях и областях по вертикали распределяются не хаотично, а приурочены к толщам осадочных пород строго определенного литолого-фациального состава, представляющих собой регионально нефтегазоносные комплексы [Бакиров А. А., 1973]. Подобное явление можно объяснить не иначе, как формированием промышленных скоплений нефти за счет концентрации диффузно-рассеянной нефти в соответствующих толщах. В тех единичных случаях, когда небольшие запасы нефти или газа (менее 0,1 %) оказываются приуроченными к кристаллическим породам (США), без особого труда удается доказать, что нефть туда проникла из перекрывающих осадочных толщ.

В результате изучения *изотопного состава нефтей и битумоидов* рассеянного ОВ как у нас в СССР (Э. М. Галимов, Н. А. Еременко, Р. Г. Панкина, Ф. А. Алексеев, Л. И. Лебедев), так и за рубежом (С. Сильвермен, С. Эпштейн, Х. Тодд) удалось довольно убедительно доказать наличие генетического родства между ними. По изотопному составу углерода нефти очень близки к липидной фракции ОВ пород.

Изучение изотопного состава серы нефтей и рассеянного ОВ в породах, содержащих нефть, также позволило установить наличие между ними *генетической связи* (Н. А. Еременко, Р. Г. Панкина).

В результате изучения изотопного состава углерода нефтей и битумоидов подтвержден вывод об унаследованности нефтями ряда соединений живого вещества, захороненного в осадке, о тесной генетической связи нефтей с битумоидами, заключенными во вмещающих их осадочных образованиях.

Важным обстоятельством, подтверждающим биогенное происхождение нефти, является *сходство ряда органических соединений осадков с УВ нефти* [Еременко Н. А., 1968]. Особенно близкое родство в структурном строении молекул, по мнению Н. А. Еременко, наблюдается между липидами и некоторыми УВ нефтей. Установлено, что в составе легких ароматических УВ нефтей ксилола больше, чем толуола, а толуола больше, чем бензола, хотя при температуре примерно 700 °С наблюдается обратная зависимость. Этот факт указывает на то, что природные нефти не испытали при своем образовании воздействия высоких температур.

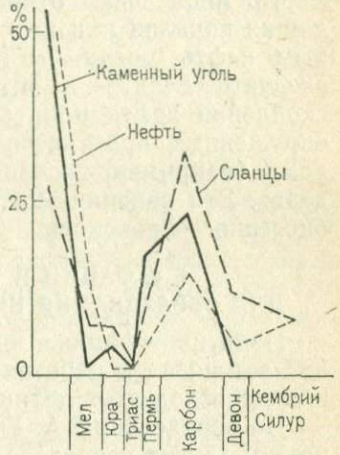


РИС. 5. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗВЕСТНЫХ МИРОВЫХ ЗАПАСОВ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ ПО СТРАТИГРАФИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСАМ (ПО И. С. МУСТАФИНУ)

Наличие в нефтях порфиринов (производных хлорофилла), которые при температурах свыше 200 °С разлагаются, также является дополнительным аргументом в пользу низкотемпературного образования природных нефтей.

Весьма важное значение для выяснения генезиса нефти и природных горючих газов имеют *закономерности распределения разведанных запасов горючих ископаемых по стратиграфическим комплексам* в планетарном масштабе. На рис. 5 наблюдается отчетливо выраженный параллелизм максимумов запасов для разных горючих ископаемых, обусловленный наличием генетических связей между каустобиолитами как угольного, так и нефтяного ряда. Чередование в разрезах некоторых нефтегазоносных областей угленосных и нефтеносных отложений как нельзя лучше подтверждает представление И. М. Губкина о том, что с изменением палеогеографических условий «родина нефти» может стать «родиной угля» и наоборот.

В числе признаков органического генезиса нефти и природного газа необходимо назвать *присутствие в современных и чет-*

вертичных осадках газообразных, а в ряде случаев и жидких УВ, содержание которых растет с увеличением глубины их захоронения. Хотя в составе жидких УВ современных осадков пока не обнаружены низкокипящие фракции (до C_{17}), характерные для природных нефтей, тем не менее эти данные неопровержимо свидетельствуют о направленности процесса превращения ОВ в сторону образования УВ нефтяного ряда.

Далее следует отметить многочисленные случаи заполнения нефтью ромбоидальных каверн в карбонатных породах (например, в миоценовых отложениях Кубани) при отсутствии подводящих каналов или пересекающих трещин, т. е. путей, по которым нефть могла бы попасть в эти каверны. То же самое следует сказать в отношении образования промышленных скоплений нефти или газа в изолированных песчаных линзах, окруженных практически непроницаемыми глинистыми породами (например, песчаные линзы в майкопской толще Кавказа). Эти явления можно объяснить только с позиций теории биогенного происхождения нефти.

§ 4. ФАЦИИ И ФОРМАЦИИ, БЛАГОПРИЯТНЫЕ ДЛЯ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Понятие «фация» впервые появилось в геологии около 300 лет назад в работах датского ученого Н. Стено. Слово фация происходит от латинского facies (лицо, облик).

По определению А. Гресли, Л. Б. Рухина, Г. Ф. Крашенинникова и других исследователей под фацией понимается комплекс отложений, отличающихся составом и физико-географическими условиями образования от смежных отложений того же стратиграфического интервала.

Иное представление о фациях у Д. В. Наливкина, понимающего под фацией те физико-географические условия, в которых образовались породы.

В отдельных случаях термин «фация» используется для обозначения некоторых частных особенностей строения горных пород или среды осадконакопления. Так, Л. В. Пустоваловым в 1933 г. было введено понятие об ископаемых геохимических фациях, т. е. пластах, на всем протяжении обладающих одинаковой изначальной геохимической характеристикой, возникшей в процессе образования слагающих их пород. Примерами геохимических фаций морского генезиса являются сероводородная, глауконитовая и другие фации, континентального — латеритная фация, фация углей и т. д.

Учение о геохимических фациях было развито в трудах Е. А. Ферсмана, Г. И. Теодоровича и ряда других исследователей. Г. И. Теодорович в основу выделения геохимических фаций положил характерные сингенетичные минералы, являющиеся индикаторами реакции среды и ее окислительно-восстановительного потенциала.

Термин «геохимические фации» целесообразно применять в тех случаях, когда нужно показать различия в геохимических условиях среды при накоплении одновозрастных отложений.

Одной из задач фациального анализа в нефтегазовой геологии является установление и прослеживание по площади и разрезу отложений, накопившихся в условиях, благоприятных для нефтеобразования. Среди отложений морского генезиса максимально благоприятны умеренно глубоководные и глубоководные глинистые и карбонатные образования, накопившиеся при господстве ярко выраженных восстановительных условий на глубинах от 100 до 3000 м. Из образований переходного типа (от морских к континентальным) относительно благоприятными считаются отложения лагун, лиманов, в меньшей степени дельт, из континентальных — озерные и болотные осадки.

Понятие «формация» впервые введено в геологию А. Г. Вернером (1761 г.). Первоначально под формацией понимались комплексы пород, сходные по составу и положению в разрезе. Впоследствии учение о формациях разрабатывалось русским геологом Ю. В. Саймоновым, швейцарцем Э. Реневье, французом Э. Огом. В нашей стране учение о формациях развивалось А. А. Борисяком, В. А. Обручевым, в более поздние годы — В. В. Белоусовым, Н. Б. Вассоевичем, Д. В. Наливкиным, В. И. Поповым, Л. Б. Рухиным, Н. М. Страховым, П. П. Тимофеевым, В. Е. Хаиным, Н. П. Херасковым, Н. С. Шатским и др.

В современной трактовке термина «формация» наметились два основных направления. Одно из них наиболее четко выражено в работах В. В. Белоусова, В. Е. Хаина и Д. В. Наливкина, где подчеркивается генетическая сущность термина формация. При этом В. В. Белоусовым и В. Е. Хаиным развивается тектонический аспект этого понятия. Так, по В. В. Белоусову, к формации следует относить комплекс фаций, соответствующих определенной стадии геотектонического цикла. По В. Е. Хаину, понятие формации должно отвечать в палеотектоническом смысле определенным стадиям, этапам развития основных типов крупных элементов земной коры, в палеогеографическом смысле — целым бассейнам осадконакопления или крупным естественным их частям (Н. М. Страхов), в хроностратиграфическом смысле — периодам и эпохам [Вассоевич Н. Б., 1978 г.]. Д. В. Наливкин же под формацией понимает крупнейшие палеографические единицы и выделяет формацию море и формацию континент.

Второе направление, разработанное Н. С. Шатским, Н. П. Херасковым, Л. Б. Рухиным и др., подчеркивает парагенетическую, вещественную сущность формации. По Н. С. Шатскому, под формациями понимаются естественно выделяющиеся комплексы пород, отдельные члены которых как по вертикали, так и по горизонтали парагенетически связаны друг с другом.

Л. Б. Рухин указывает на четыре основных фактора, определяющих образование формации,— тектонический, вулканический, биогенный и климатический и, подчеркивая первостепенную роль тектонического фактора, обращает внимание на необходимость установления связи между составом осадочных пород и структурными особенностями данного района.

В нефтегазовой геологии формационный подход к изучению закономерностей размещения залежей УВ и определению перспектив нефтегазоносности дает возможность провести анализ данных для литологически единых комплексов, геологических тел, характеризующихся общими особенностями строения и изменения всех геологических параметров. Большая роль изучения нефтегазоносности формаций была отмечена на Всесоюзном семинаре, проходившем в 1978 г. в МГУ, где подчеркивалось различие отдельных формаций по их значению для образования нефти и газа и формирования и размещения их залежей. На необходимость изучения формаций в развитии как динамических систем, элементами которых являются породы с теми или иными нефтегазогеологическими свойствами — нефтегазоматеринскими, коллекторскими, флюидоупорными, обратил внимание Н. Б. Вассоевич (1978 г.).

Среди формаций, характеризующихся широким распространением в своем составе нефтегазоматеринских пород, в платформенных, переходных и геосинклинальных областях (рис. 6) наиболее типичны песчано-глинистые и карбонатные (для древних платформ), песчано-глинистые угленосные, песчано-глинистые глауконитовые, реже карбонатные и карбонатно-терригенные (для молодых платформ), угленосные, карбонатные, терригенно-карбонатные, тонкая моласса (для геосинклинальных и переходных областей).

Карбонатные формации широко представлены в разрезах провинций всех трех типов. В геосинклинальных провинциях они сложены известняками с пачками и прослоями доломитов, часто окремнелых, с желваками и линзами кремнистых пород. Характерной особенностью является широкое распространение карбонатных пород темно-серой и черной окраски. Мощности формаций здесь измеряются сотнями и тысячами метров. В платформенных провинциях карбонатные формации представлены в основном известняками, иногда доломитизированными. Типичные доломиты, как правило, имеют ограниченное распространение. Среди известняков развиты оолитовые, органогенные, органогенно-обломочные разности. Карбонатные формации платформ характеризуются выдержанностью по простиранию, сравнительно небольшими мощностями, как правило не превышающими первые сотни метров. В составе карбонатных формаций всех типов нефтегазоносных провинций выделяются рифогенные субформации, играющие значительную роль при формировании скоплений нефти и газа.

Как уже отмечалось, карбонатные формации являются не только аккумуляторами УВ, но и их генераторами. Возможность нефтегазообразования в них при благоприятных палеогеографических и палеотектонических условиях была показана в работах А. А. Бакирова (1957, 1978 гг.), теоретически обоснована в трудах В. П. Батурина (1954 г.), Н. М. Страхова (1937, 1954 гг.) и многих других авторов.

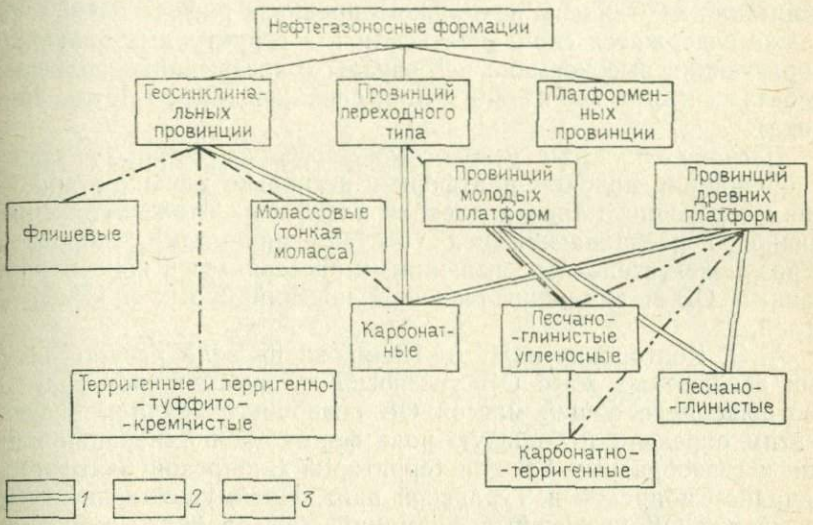


РИС. 6. СХЕМА РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ФОРМАЦИЙ В ПРОВИНЦИЯХ РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Распространение нефтегазоносных формаций: *1* — широкое, *2* — ограниченное, *3* — редкое

Исследования последних лет [Мкртчян О. М., Трохова А. А., 1978 г. и др.] позволили установить неравномерную нефтегазонасыщенность карбонатных формаций, что в первую очередь объясняется особенностями развития коллекторов в карбонатных отложениях. Так, в карбонатных образованиях верхнего девона — турнея Волго-Уральской провинции *максимальное число* залежей содержат мелководно-шельфовые отложения, *минимальное — депрессионные образования.*

А. А. Бакиров (1978 г.) подчеркивает насущную необходимость изучения карбонатных коллекторов, обращая внимание на то, что в балансе разведанных запасов УВ сверхкрупных месторождений зарубежных стран в карбонатных коллекторах сосредоточено 44 % запасов нефти и 28 % запасов газа. Примерами нефтеносных карбонатных формаций являются верхнеюрские свиты Араб и Джубейла *Ближнего Востока*, нефтегазоносной — верхнедевонско-турнейская толща Волго-Уральской про-

винции, преимущественно газоносной — верхнеюрские отложения Туранской плиты и многие другие.

Нефтегазоносность рифогенных субформаций установлена в различных частях земного шара в отложениях от девона до палеогена [Кузнецов В. Г., 1978 г.]. Нефтяные местоскопления известны в девонских рифах в Канаде и СССР, в пермских — в СССР и США, в меловых и палеогеновых — в Мексике, США, Ливии, странах Ближнего и Среднего Востока. Рифогенные субформации нефтеносны не только в пределах рифовых тел, в них также содержатся скопления нефти и в структурных ловушках, образующих высокоемкие резервуары с чрезвычайно большими дебитами нефти (до 41 600 м³/сут, скважина Серро-Асуль, Мексика).

Песчано-глинистые угленосные формации широко развиты в провинциях молодых платформ и несколько меньше в провинциях переходного типа и древних платформ. Сложены они ритмично переслаивающимися песчано-глинистыми породами, в различной степени обогащенными рассеянным и концентрированным ОВ в виде прослоев и включений бурых и каменных углей.

А. Э. Конторович и И. Д. Полякова провели расчеты величин абсолютных масс ОВ угленосных формаций, показали их соотношение с общей массой ОВ осадочного чехла и в связи с этим определили большую роль формаций в генерации жидких и газообразных УВ для территорий Сибирской платформы, Западно-Сибирской и Туранской плит. Преимущественно гумусовый тип ОВ угленосных формаций обусловливает генерацию главным образом газообразных УВ. При определенных условиях эти формации генерируют и нефти специфического состава — алкановые и парафинистые [Конторович А. Э., Полякова И. Д., 1978 г.].

Характерной особенностью песчано-глинистых угленосных формаций является их полифациальность, невыдержанность по простиранию и разрезу. В составе формаций широко распространены прибрежные, лагунные, дельтовые, аллювиальные, озерные и болотные фации. В прибрежных и лагунных зонах формируются паралические угленосные отложения, в озерах и болотах — лимнические образования. Невыдержанность разрезов угленосных формаций в пространстве, а также, как правило, низкая сортировка обломочного материала, полимиктовый состав песчаников и другие особенности определяют в основном низкие коллекторские свойства песчаных пачек формации. Экранирующие свойства глинистых отложений также обычно невысоки из-за небольших мощностей покрышек, расслоенности их проницаемыми пропластками, присутствия в больших количествах минералов группы каолинита.

Эти особенности строения являются причиной того, что угленосные формации обычно не содержат гигантских и крупных

скоплений УВ, несмотря на свои высокие газопродуцирующие свойства; в них обнаружено большое число средних и мелких нефтяных и газовых местоскоплений. Однако угленосные формации могут насыщать УВ вышележащие отложения, способствуя образованию в них при благоприятной обстановке гигантских местоскоплений. Примером могут служить богатейшее скопление газа Слохтерен в отложениях красного лежня (ротлигендеса) и другие местоскопления в Нидерландах, ФРГ, Великобритании, на акватории Северного моря, формирование ко-

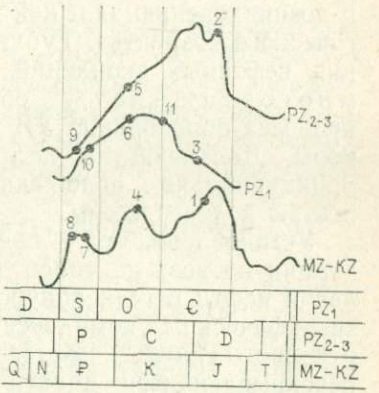


РИС. 7. ПОЛОЖЕНИЕ ВЫСОКОБИТУМИНОЗНЫХ ТОЛЩ В КРУПНЕЙШИХ ЦИКЛАХ ФАНЕРОЗОЯ [НАЛИВКИН В. Д., АРИСТОВА Г. Б., ЕВСЕЕВ Г. П., 1977 г.]

1 — баженовская свита (верхняя юра); *2* — доманиковый горизонт (верхний девон); *3* — куонамская свита (граница нижнего и верхнего кембрия); *4* — туронские горючие сланцы (верхний мел); *5* — кендерлыкские сланцы (верхний карбон); *6* — кукурские сланцы (средний ордовик); *7* — кумская свита (эоцен); *8* — менилитовые сланцы (олигоцен); *9* — пермские битуминозные мергелистые сланцы (верхняя пермь); *10* — граптолитовые сланцы (силур); *11* — диктионемовые сланцы (нижний ордовик)

торых многими исследователями связывается с миграцией УВ из подстилающих угленосных отложений вестфальского яруса карбона [Бакиров А. А., 1978 г.].

Как известно, существует связь процессов нефтегазообразования с определенной цикличностью строения осадочных толщ. Отмечено, что закономерная повторяемость эпох интенсивного накопления ОВ в осадках привела к образованию повторяющихся в разрезе при сапропелевом типе ОВ преимущественно нефтематеринских, при гумусовом ОВ преимущественно газоматеринских свит.

Все типичные нефтематеринские свиты, в том числе доманикового типа, баженовиты, образовались в трансгрессивные фазы циклов и были приурочены к максимумам трансгрессий (рис. 7). Газоматеринские свиты чаще всего формируются в начальные фазы трансгрессий. Типичным примером является нижне-среднеюрская угленосная терригенная преимущественно газоматеринская формация молодых платформ СССР.

Глава IV

РЕГИОНАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

И. М. Губкин показал, что процесс нефтеобразования и формирования скоплений нефти не был уникальным геологическим явлением, связанным с каким-либо одним из ранних геологических периодов развития нашей планеты. «Нефть встречается во всех геологических системах, начиная от кембрийской вплоть до образований современного возраста... Условия, благоприятные для образования нефти, очевидно, существовали в течение ряда геологических эпох, начиная с древнейших, что и привело к возникновению залежей нефти в образованиях разного геологического возраста» [Губкин И. М., 1975, с. 131]. В распределении нефтяных скоплений в разрезе литосферы наблюдается многоэтажность, обусловленная периодичностью процесса образования УВ в ходе геологической истории земной коры. Дальнейшими исследованиями советских геологов эти принципиальные положения учения И. М. Губкина были полностью подтверждены.

Установлено, что в пределах каждой нефтегазоносной провинции на всех континентах Земли основные выявленные скопления нефти и газа приурочены к определенным литолого-стратиграфическим комплексам (включающим нефтегазопродуцирующие свиты, нефтегазосодержащие породы-коллекторы, перекрывающиеся практически газонефтенепроницаемыми породами-покрышками), которые характеризуются региональной нефтегазоносностью в пределах рассматриваемой провинции. Подобные литолого-стратиграфические комплексы А. А. Бакировым (1959 г.) были названы регионально нефтегазоносными.

Ниже приводятся примеры регионально нефтегазоносных комплексов.

В Советском Союзе:

терригенные отложения живетского и франского ярусов и карбонатные породы фаменского яруса девона, терригенные образования визейского яруса и верейского горизонта нижнемосковского яруса, карбонатные толщи турнейского, намюрского и башкирского ярусов карбона в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции;

терригенные отложения средней юры, карбонатные породы келловея — оксфорда, терригенные толщи неокома, апта, альба на эпипалеозойской платформе юга СССР (Скифская плита Предкавказья и Туранская плита Средней Азии);

терригенные отложения средней и верхней юры и нижнего и верхнего мела на Западно-Сибирской плите;

знаменитые по нефтенасыщенности плиоценовые продуктивная и красноцветная толщи (стратиграфические аналоги) в Азербайджане и Западной Туркмении;

песчаные породы миоцена — олигоцена (караган, чокрак, майкоп, хадум), карбонатная толща верхнего мела на Северном Кавказе.

В странах Ближнего и Среднего Востока:

карбонатные отложения оксфорда — кимериджа (свиты Джубейла, Хадрия и Араб), терригенные толщи неокома — апта и альба — сеномана (свиты Зубейр, Бурган, Вара и др.) в краевой части погружения Аравийской платформы;

карбонатные отложения миоцена — олигоцена (свита Асмари) в Месопотамской впадине.

В США:

карбонатные отложения ордовика (свиты Элленбергер, Трентон и др.), силура (свиты Ниагара и Хантон), девона (свиты Траверс и Кориферус), терригенные и карбонатные толщи карбона (свиты Честер, Чероки и др.), нижней перми (свиты Сан-Андреас, Клирфорк, Гуадалупе), песчаные толщи мела (свиты Вудбайн, Игл-Форд и др.) на Северо-Американской платформе;

песчаные породы палеогена — неогена (свиты Фрио, Кокфилд, Нигура, Уилкокс) в Примексиканской впадине.

В Канаде:

карбонатные толщи верхнего девона, песчаные отложения мела (свиты Кардиум, Викинг) во впадине Альберта.

В некоторых районах встречаются регионально нефтегазоносные комплексы и в континентальных отложениях, например в КНР в мезозойских и палеоген-неогеновых, в Скалистых горах (США) в палеогеновых, на о-ве Керай (США, штат Аляска) в эоценовых, в районе Офисина (Венесуэла) в неогеновых, в районах Сальта, Кампо-Дуран (Аргентина) в пермских (свита Тариха), в районе Веласкес (Колумбия) в палеогеновых, в штате Байя (Бразилия) в свите Сержи мелового возраста, в Великобритании в угленосных отложениях карбона, в Западной Европе в породах красного лежня (нижняя пермь).

Таким образом, регионально нефтегазоносные комплексы в литолого-фациальном отношении весьма разнообразны: они могут быть как терригенными, так и карбонатными и представлены образованиями морского, прибрежного и континентального происхождения. Но в то же время для всех региональных и субрегиональных нефтегазоносных комплексов независимо от их литологии и палеогеографических условий накопления характерна объединяющая их диагностическая особенность, а именно, формирование отложений в субаквальной среде в анаэробной (восстановительной или слабовосстановительной) геохимической обстановке.

В отношении регионально газоносных отложений необходимо сделать некоторую оговорку. Как показывает сравнительный анализ имеющихся геологических материалов, регионально газоносные толщи могут сформироваться не только в субаквальной анаэробной обстановке, но и в континентальных

условиях при накоплении угленосных отложений. Следует вспомнить уже приводившиеся примеры местоскопления Слохтерен (Нидерланды) с извлекаемыми запасами газа 1,8 трлн. м^3 и других местоскоплений Нидерландов, ФРГ, Великобритании, на акватории Северного моря, формирование которых связано, по мнению многих исследователей, с миграцией газа из газопродуцирующих комплексов нижележащих угленосных отложений вестфальского яруса карбона. Возможность образования значительных газовых скоплений в результате миграции метана из газопродуцирующих угленосных толщ континентального происхождения обоснованно допускается рядом исследователей в Днепровско-Донецкой впадине и некоторых других областях СССР.

В зависимости от соотношения с нефтепродуцирующими породами нефтегазоносные комплексы могут быть эпигенетичными, сингенетичными и смешанными (эписингенетичными). К последним относятся нефтегазоносные комплексы, в которых помимо сингенетичных УВ содержатся нефть или газ, мигрировавшие в эти отложения из других осадочных формаций. Установлено, что большинство регионально нефтегазоносных комплексов сингенетичны по отношению к вмещающим их крупным стратиграфическим подразделениям, что подтверждается, с одной стороны, некоторым различием физических свойств и изотопного состава нефтей отдельных стратиграфических комплексов, а с другой — сходством состава углерода нефтей и битумоидов, рассеянных во вмещающих их отложениях.

Палеотектонические и палеогеографические условия формирования регионально нефтегазоносных комплексов

Изучение закономерностей размещения скоплений нефти и газа в земной коре показывает, что в регионально нефтегазоносных комплексах образование скоплений УВ происходит не повсеместно. Этот процесс для каждого комплекса контролируется наряду с палеогеографическими литолого-фациальными факторами палеотектоническими условиями. При этом режиму и направленности тектонических движений принадлежит ведущая роль.

Формирование скоплений нефти и газа в литолого-стратиграфических комплексах наряду с благоприятными палеогеографическими и фациальными (в том числе и геохимическими) условиями накопления и преобразования исходного ОВ обусловливается определенной направленностью региональных тектонических движений в течение каждого рассматриваемого отрезка времени геологической истории, а именно, относительно устойчивым прогибанием с амплитудой, достаточной для возникновения необходимых термобарических условий.

В пределах каждой нефтегазоносной провинции в фазы развития преимущественно движений прогибания при благоприятных литолого-фациальных, в том числе геохимических, условиях происходило образование регионально нефтегазоносных, в большинстве случаев продуцирующих комплексов. В фазы активизации и дифференциации колебательных движений крупных геоструктурных элементов усиливалась региональная (как внутрирезервуарная, так и вертикальная) миграция флюидов и формировались зоны регионального нефтегазонакопления различных генетических типов. Местами (при соответствующих изменениях общей направленности региональной динамики флюидов) в эти отрезки времени происходило перераспределение ранее образовавшихся скоплений нефти и газа. Наконец, в фазы развития преимущественно движений воздымания в тех случаях, когда рассматриваемая область попадала в зону активного водообмена и процессов аэрации и химической денудации ранее образовавшиеся скопления подвергались разрушению.

Как было установлено А. А. Бакировым (1959—1968 гг.), ареалы (от латинского arealis — площадное распространение) нефтеносности для отложений различных геологических эпох и периодов могут территориально как совпадать, так и смещаться относительно друг друга.

Пространственное совпадение ареалов нефтегазоносности в отложениях нескольких нефтегазоносных этажей разного возраста обычно наблюдается во всех случаях, когда общая направленность и режим тектонических движений крупных геотектонических элементов, к которым приурочены исследуемые нефтегазоносные области и прилегающие к ним территории сноса, в течение рассматриваемых периодов были близки, а каждый нефтегазоносный этаж содержал пласты-коллекторы, благоприятные для образования скоплений нефти и газа (как, например, палеозой Волго-Уральской провинции, мезозой эпигерцинской платформы СССР). И, наоборот, при разной направленности колебательных движений крупных геотектонических элементов в течение геологических периодов и эпох отмечается несовпадение ареалов нефтегазоносности в отложениях этих периодов, что наблюдается, например, при сопоставлении ареалов концентрации основных ресурсов нефти в юрских и меловых отложениях в восточных областях Аравийской платформы.

В ходе геологического развития многих нефтегазоносных провинций с наступлением новых этапов тектогенеза их структурные планы нередко претерпевали существенные изменения. Это приводило к палеогеографическим перестройкам, в том числе и к изменению очертаний, а иногда и пространственного расположения бассейнов седиментации и областей сноса. В тесной генетической связи с указанными процессами происходило и перемещение (миграция) областей нефтегазообразования и

нефтегазонакопления в пространстве и во времени. Таким образом, характер изменений и перемещений в конечном итоге определялся общим направлением региональных тектонических, в том числе колебательных, движений в течение каждого геологического периода, т. е. палеотектоникой.

Число эпох регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления в пределах отдельных нефтегазоносных провинций неодинаково и тесно связано с режимом и направленностью волнообразно-колебательных движений крупных структурных элементов в каждый рассматриваемый отрезок геологического времени. Периодичность и региональный характер процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления обусловливают наличие в разрезе осадочных образований каждой нефтегазоносной провинции нескольких самостоятельных регионально нефтегазоносных комплексов, разделенных между собой толщами газонефтенепроницаемых пород-покрышек.

Продуктивность (нефтегазоносность) регионально нефтегазоносных комплексов отдельных стратиграфических подразделений зависит от амплитуды прогибания бассейна седиментации в течение соответствующего отрезка геологического времени. Во многих нефтегазоносных провинциях одни и те же литолого-стратиграфические комплексы, накопление которых происходило в близких или даже одинаковых палеофациальных условиях, в одних областях регионально нефтегазоносны, а другие вообще не содержат скоплений нефти и газа, несмотря на наличие в разрезе коллекторов и ловушек. Региональная нефтегазоносность комплексов, как правило, приурочена к территориям, испытывавшим в течение соответствующего отрезка геологического времени прогибание с более или менее значительной амплитудой.

Ареалы региональной нефтегазоносности отложений отдельных стратиграфических подразделений, как правило, приурочены к территориям, где:

накопление осадков в течение данного геологического времени происходило в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой в фазы развития движений прогибания, при этом амплитуды прогибания в периоды накопления осадков рассматриваемого комплекса или в последующие эпохи были достаточно большими для возникновения соответствующих термобарических условий, необходимых для преобразования и последующей миграции нефтяных УВ из нефтематеринских комплексов в коллекторы;

в фазы развития восходящих движений, последовавшие за стадией прогибания, рассматриваемая часть разреза не попадала в зону активного водообмена и аэрации;

в строении исследуемого регионально нефтегазоносного этажа участвуют отложения, характеризующиеся хорошими коллекторскими свойствами;

исследуемый регионально нефтегазоносный этаж перекрыт толщей практически нефтегазонепроницаемых пород с достаточной мощностью для обеспечения сохранности сформировавшихся скоплений нефти и газа при процессах разрушения в последующие этапы геологической истории;

имеются соответствующие геоструктурные и литологические условия для формирования зон регионального нефтегазонакопления структурного, литологического, стратиграфического или же смешанного типа.

Пространственные соотношения ареалов региональной нефтегазоносности отдельных стратиграфических подразделений осадочных образований в пределах одной и той же нефтегазоносной провинции при прочих равных условиях определяются:

режимом и направленностью колебательных движений крупных геотектонических элементов в пределах исследуемых бассейнов седиментации в течение рассматриваемого и последующих за ним отрезков геологического времени;

физическими свойствами и мощностью коллекторов исследуемых нефтегазоносных этажей;

наличием, строением и мощностью практически газонефтенепроницаемых толщ-покрышек, перекрывающих каждый из региональных нефтегазоносных комплексов.

Установленные связи пространственного размещения регионально нефтегазоносных комплексов с определенными палеогеографическими и палеотектоническими условиями характерны для всех нефтегазоносных провинций нашей планеты. Вследствие этого для правильного научно обоснованного прогнозирования нефтегазоносности недр и обеспечения на этой основе должной эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ необходимо комплексное изучение факторов, определяющих закономерности размещения региональных нефтегазоносных комплексов, в их взаимосвязи и взаимообусловленности.

Глава V

ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ

Наблюдения над естественными нефтегазопроявлениями еще в XIX в. позволили исследователям установить, что скопления нефти и газа, как правило, приурочены к осадочным горным породам, обладающим способностью собирать и вмещать в себя нефть, газ и воду (флюиды). Горные породы, не только заключающие в себе флюиды, но и способные отдавать их при существующих методах эксплуатации, получили название коллекторов.

Коллекторские свойства горных пород, т. е. способность пород собирать в себе флюиды (нефть, газ или воду), имеют

большое практическое значение. Известно, что нефть и газ в природе первоначально находятся в диффузно-рассеянном состоянии в преимущественно пелитовых (глинистых) породах. Скопления же нефти и газа формируются при аккумуляции УВ в подземных резервуарах-коллекторах.

Основными физическими параметрами, обусловливающими коллекторские свойства горных пород, являются пористость и проницаемость, которые определяют емкостно-фильтрационную характеристику коллекторов. Теоретически все горные породы обладают в той или иной степени пористостью и проницаемостью. Однако геологов-нефтяников интересуют только такие породы, пористость и проницаемость которых имеют практическое значение, т. е. породы могут содержать и отдавать при определенных условиях УВ в промышленных количествах.

Коллекторские свойства горных пород определяются наличием в них пустот — пор, каверн, микро- и макротрещин, которые, как правило, заполнены нефтью, газом или водой.

В зависимости от происхождения различают следующие виды пустот:

1. Поры между зернами обломочных и некоторых карбонатных пород, обусловленные текстурными особенностями этих пород.

2. Поры растворения, образующиеся в результате циркуляции подземных вод преимущественно в карбонатных породах (каверны выщелачивания).

3. Поры и трещины, возникающие под влиянием химических процессов. Существенное значение здесь имеют поры и трещины, образующиеся в процессе доломитизации (превращение известняка в доломит), который, как известно, сопровождается уменьшением объема, вследствие чего в породе появляются дополнительные поры и трещины, увеличивающие общий объем пустот.

4. Пустоты и трещины, образующиеся в результате выветривания. Эрозионные процессы поверхностного выветривания пород, процессы закарстования и т. п. также могут привести к образованию дополнительных пор и трещин. Особенно большое значение этот фактор будет иметь в карбонатных породах, где поверхностное выветривание способствует также процессам доломитизации.

5. Трещины тектонического происхождения, возникающие при процессах складкообразования, способствующих возникновению как микро-, так и макротрещин главным образом в зоне растяжения (чаще на сводах складок). Эти процессы могут иметь большое значение при наличии в разрезе карбонатных (или других плотных) так называемых компетентных пород.

Таким образом, перечисленные поры, трещины или каверны, за исключением первого случая, появляются в породе в основ-

ном после образования самой породы, вследствие чего их называют вторичными (эпигенетичными) по отношению к породе. Поры между частицами (зернами) обломочных пород, образующиеся одновременно с формированием породы, называются первичными (сингенетичными).

Как показывают исследования, не все поры и каверны в породах заполнены флюидом, так как часть из них изолирована, т. е. не сообщается с другими открытыми порами. При определении коллекторских свойств пород интерес представляют только те пустоты, которые заполнены жидкостью или газом и по которым может происходить движение флюида. Поэтому различают общую (абсолютную) и открытую пористости. Общая пористость — это суммарный объем всех пор, каверн, трещин (открытых и закрытых). Открытой пористостью принято называть объем сообщающихся между собой пор, каверн, трещин, заполненных флюидом (нефть, газ или вода). Открытая пористость всегда меньше общей на величину объема изолированных (замкнутых) пор и пустот.

В практике широкое применение нашел коэффициент пористости (общей и открытой). Коэффициентом общей пористости ($K_п$) называется отношение суммарного объема всех пор (ΣW) к общему объему породы: $K_п = \Sigma W/V$. Коэффициентом открытой пористости соответственно будет называться отношение объема сообщающихся пор, каверн, трещин к общему объему породы. Пористость может быть выражена и в процентах.

Отношение объема нефти, содержащейся в поровом пространстве породы ($V_н$), к объему всех пор нефтеносного пласта ($V_п$) называется коэффициентом нефтенасыщенности: $K_н = V_н/V_п$.

Аналогично определяется коэффициент газонасыщенности — отношение объема пор, занятых газом, ко всему объему пор пласта. Нефте- и газонасыщенность могут быть также выражены в процентах.

Величина пористости главным образом зависит от формы зерен (но не от их размера, если порода хорошо отсортирована), от характера взаимного расположения (т. е. укладки), степени окатанности, однородности зерен и наличия цемента (рис. 8). Последнее обстоятельство имеет особенно большое значение для песчаных коллекторов, в которых присутствие глинистого или известковистого цемента значительно снижает коэффициент пористости.

Другим, исключительно важным физическим параметром, характеризующим коллекторские (прежде всего, фильтрационные) свойства горных пород и их промышленное значение, является проницаемость — способность пород пропускать через себя жидкости или газы при наличии перепада давления. За единицу проницаемости (1 мкм^2) принимается такая проницае-

мость, при которой через поперечное сечение в 1 см² и перепаде давления в 0,1 МПа за 1 с проходит 1 см³ жидкости вязкостью в 0,001 Па · с.

Очень часто породы, обладая довольно большой пористостью (например, глины, пористость которых достигает иногда 40—50 %), практически лишены проницаемости, вследствие чего не могут отдавать содержащиеся в их порах нефть или газ. Поэтому для оценки практической значимости коллекторов и их емкостно-фильтрационной характеристики необходимо иметь сведения *не столько о пористости, сколько о проницаемости.*

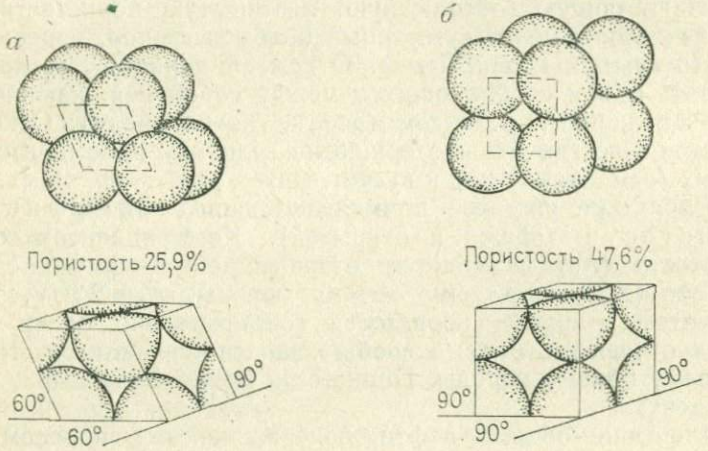


РИС. 8. УКЛАДКА СФЕРИЧЕСКИХ ЗЕРЕН ОДНОГО РАЗМЕРА ПРИ РОМБОЭДРИЧЕСКОЙ *(а)* И КУБИЧЕСКОЙ *(б)* УПАКОВКЕ (ПО А. А. ХАНИНУ)

Если пористость обусловливает емкость коллектора, то проницаемость определяет пропускную способность коллектора, а следовательно, производительность скважин и в известной мере коэффициент суммарной нефтегазоотдачи пласта.

Коллекторские свойства горной породы определяются формой и характером пор и пустот. В зависимости от размера пор различают макро- и микропористость. Макропоры имеют размеры более 1 мм, микропоры — менее 1 мм. Среди микропор выделяют также капиллярные поры — диаметр от 0,1 до 0,0002 мм и субкапиллярные (ультракапиллярные) поры — диаметр менее 0,0002 мм. Породы с субкапиллярными порами для нефти практически непроницаемы.

Пустоты, обусловливающие трещинную емкость коллекторов, *также подразделяются на микротрещины* (с раскрытостью от 0,01 до 0,1 мм) и макротрещины, которые хорошо прослеживаются визуально (с раскрытостью более 0,1 мм) [Смехов Е. М., 1958 г.].

Различают следующие виды проницаемости:

а б с о л ю т н а я (физическая) проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при отсутствии физико-химического взаимодействия между жидкостью и пористой средой и при условии полного заполнения пор среды газом или жидкостью;

э ф ф е к т и в н а я (фазовая) проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном наличии в порах другой фазы — жидкости или газа;

о т н о с и т е л ь н а я проницаемость, которая определяется отношением эффективной проницаемости к абсолютной и выражается безразмерной величиной меньше единицы.

При заполнении нефтью только 20—30 % объема порового пространства водонасыщенного коллектора фазовая проницаемость для нефти снижается почти до нуля и движение нефти практически прекращается.

Хорошими коллекторами (в отношении пористости и проницаемости) являются пески, песчаники, кавернозные и трещиноватые известняки и доломиты. В некоторых случаях роль коллекторов могут играть трещиноватые глинистые сланцы, аргиллиты и ангидриты, выветрелые метаморфические и изверженные породы. Так, например, плотные черные аргиллиты баженовской свиты (юра) Западной Сибири благодаря трещиноватости приобрели свойства коллекторов, из которых дебиты скважин на Салымском месторождении достигают 800 т/сут.

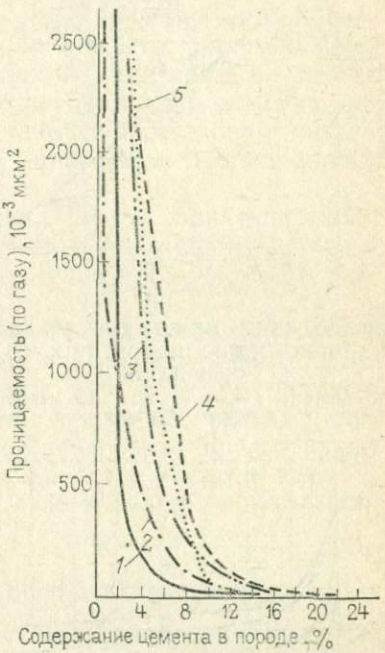


РИС. 9. ЗАВИСИМОСТЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ ОТ СОДЕРЖАНИЯ ЦЕМЕНТА В ПЕСЧАНЫХ ПОРОДАХ (ПО А. А. ХАНИНУ)

1 — средне-мелкозернистые песчаники доживетского возраста (Пачелма); мелкозернистые песчаники: *2* — свиты Горячего Ключа (Ставрополье), *3* — угерской свиты (Бильче-Волица), *4*, *5* — угленосных свит (соответственно Арчеды и района Жирное)

При постоянной пористости проницаемость может существенно возрастать при увеличении крупности зерна, так как прежде всего зависит от размеров пустот и зерен, слагающих горные породы. Кроме того, проницаемость пород-коллекторов зависит от плотности укладки и взаимного расположения зерен, от степени отсортированности, цементации и трещинова-

тости, а также от взаимосообщаемости пор, каверн и трещин, поэтому повышенной проницаемостью обладают крупнозернистые хорошо отсортированные пески, несцементированные или слабосцементированные песчаники. Слабопроницаемыми породами являются глины, глинистые сланцы, сильносцементированные песчаники, окремнелые известняки, соленосные гипсо-ангидритовые отложения (*эвапориты*). Однако в ряде случаев ангидриты приобретают повышенную трещиноватость и тогда они становятся полуколлектором или полупокрышкой. Глины, как известно, обладают большой пористостью, но, поскольку их пористость обусловлена субкапиллярными порами, глины практически непроницаемы и потому играют роль покрышек в нефтяных и газовых месторождениях.

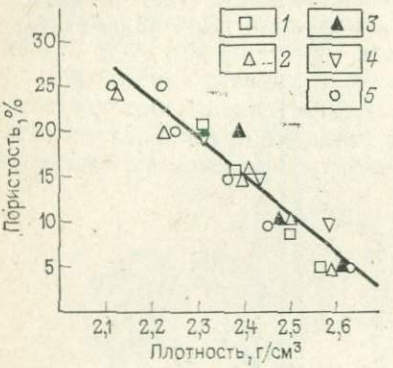


РИС. 10. СВЯЗЬ МЕЖДУ ПЛОТНОСТЬЮ И ПОРИСТОСТЬЮ ПОРОД (ПО М. Л. ОЗЕРСКОЙ)

1 — глина; *2* — известняк; *3* — мергель; *4* — доломит; *5* — песчаник

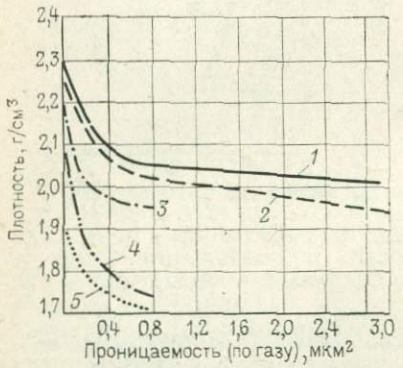


РИС. 11. ЗАВИСИМОСТЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД ОТ ИХ ПЛОТНОСТИ (ПО А. А. ХАНИНУ)

1 — мелкозернистые песчаники пашийского и живетского возраста (девон) Башкирии и Татарии; *2* — мелкозернистые песчаники бугурусланской свиты казанского яруса (верхняя пермь) Тарханского газового месторождения; *3* — алевролит абазинской свиты и нижнего палеогена Ахтырско-Бугундырского нефтяного месторождения; *4* — мелкозернистые песчаники майкопской свиты Краснодарского района; *5* — алевролиты хадумского газоносного горизонта Ставрополья

Строго говоря, при высоких давлениях все породы в той или иной степени проницаемы. Поэтому И. М. Губкин предлагал говорить о труднопроницаемых и легкопроницаемых породах.

Однако нефтяников интересуют породы с проницаемостью, имеющей практическое значение, т. е. дающей реальную возможность получения нефти или газа при существующих методах добычи.

Способность пород-коллекторов пропускать через себя флюид зависит от свойств как породы, так и движущегося в ней флюида (нефти, газа, воды). Экспериментальные данные А. А. Ханина (1965 г.) показали, что при одной и той же проницаемости (по газу) суммарное значение открытой пористости будет выше у песчано-алевритовых пород более тонкого гранулометрического со-

става, так как в них развиты поры более тонких сечений. Суммарный открытый объем этих пор будет больше объема пор пород, сложенных более крупным по размеру обломочным материалом.

При одном и том же содержании цементирующего вещества резкое падение проницаемости прежде всего наблюдается у пород с большей плотностью, плохой отсортированностью и окатанностью зерен, так как цементация существенно уменьшает пористость, что, в свою очередь, ведет к увеличению плотности пород (рис. 9, 10). При равномерно-поровом типе цемента, однородном гранулометрическом составе и одинаковой компоновке зерен в породах наблюдается уменьшение проницаемости с увеличением плотности (рис. 11).

Следует также отметить, что коллекторы характеризуются разной величиной проницаемости вдоль напластования пород и перпендикулярно к нему, в первом случае проницаемость значительно больше, чем во втором.

Несмотря на значительные изменения коллекторских свойств пластов в пределах даже одного местоскопления (ввиду изменения литолого-фациальных условий), при наличии достаточного фактического материала рекомендуется составление карт равной пористости и проницаемости. Такие карты представляют большой практический интерес при подсчете запасов нефти и газа, а также при составлении проектов разработки местоскоплений.

Классификация пород-коллекторов

По характеру проницаемости Г. И. Теодорович выделяет три большие группы коллекторов нефти и газа: равномерно-проницаемые; неравномерно-проницаемые и трещиноватые.

По величине проницаемости все породы-коллекторы он разделяет на пять классов:

Класс	Коллекторы	Коэффициент проницаемости, мкм^2
I	Очень хорошо проницаемые	>1
II	Хорошо проницаемые	0,1—1
III	Среднепроницаемые	0,01—0,1
IV	Слабопроницаемые	0,001—0,01
V	Непроницаемые	$<0,001$

Практическое значение с точки зрения нефтенакопления и нефтеотдачи имеют коллекторы первых трех классов, а для газов также и IV класс.

Исследования П. П. Авдусина и М. А. Цветковой показали, что проницаемость зависит прежде всего от структуры порового пространства. Ими впервые была предложена классифи-

кационная схема коллекторов по величине открытой пористости и выделено пять классов:

Класс	Открытая пористость, %
А	>20
В	15—20
С	10—15
Д	5—10
Е	<5

Коллекторы указанных классов, в свою очередь, делились на подклассы. Практическое значение имеют коллекторы первых четырех классов.

А. А. Ханин среди песчано-алевритовых пород выделяет пять классов коллекторов нефти и газа (табл. 1).

Породы-коллекторы первых четырех классов, обладающие значительной емкостно-фильтрационной способностью, представляют промышленный интерес. Коллекторы V класса проницаемостью менее 0,01 мкм² для нефти не могут иметь практического значения, хотя для газов такие породы-коллекторы представляют определенный промышленный интерес, в особенности при высоких пластовых давлениях.

По характеру и природе порового пространства Н. Б. Вассоевич и М. К. Калинко (1958 г.) разделяют все коллекторы на две большие группы.

I. КОЛЛЕКТОРЫ С МЕЖЗЕРНОВЫМИ (МЕЖГРАНУЛЯРНЫМИ) ПОРАМИ

1) межзерновое пространство свободное
2) в межзерновом пространстве:
а) цемент
б) заполняющее вещество
в) цемент и заполняющее вещество

II КОЛЛЕКТОРЫ С МЕЖАГРЕГАТНЫМ ПОРОВЫМ ПРОСТРАНСТВОМ

1) кавернозные:
а) микрокавернозные
б) собственно кавернозные (макрокавернозные)
2) трещиноватые
а) микротрещиноватые
б) макротрещиноватые

В коллекторах I группы поры образуются за счет свободного от твердого минерального вещества пространства между зернами породы, а в коллекторах II группы — за счет пространства между агрегатами минералов, образующихся в основном при вторичных по отношению к породе процессах (растворении, тектоническом раздроблении и т. д.).

Коллекторы I группы обладают большими емкостью и проницаемостью и потому всегда имели большое практическое значение. Кавернозные и трещиноватые коллекторы II группы приобрели большое значение за последнее время. Представлены они в основном карбонатными породами — известняками, доло-

Таблица 1

ОЦЕНОЧНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ПЕСЧАНО-АЛЕВРИТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

[Ханин А. А., 1965 г.]

Класс коллектора	Типы пород по преобладающей гранулометрической фракции [1]	Открытая пористость (%), определенная		Проницаемость, мкм²	Емкостно-фильтрационная способность
		микропроекционным методом (по бакелиту)	с поправкой на остаточную воду		
I	Песчаник среднезернистый	≥12	≥16	≥1	Очень высокая
	» мелкозернистый	≥16	≥20		
	Алевролит крупнозернистый	≥27	>23		
	Алевролит мелкозернистый		≥29		
II	Песчаник среднезернистый	10—12	15—16	0,5—1	Высокая
	» мелкозернистый	14—16	18—20		
	Алевролит крупнозернистый	22—27	27—29		
	Алевролит мелкозернистый				
III	Песчаник среднезернистый	8—10	11—15	0,1—0,5	Средняя
	» мелкозернистый	10—14	14—18		
			16—21		
	Алевролит крупнозернистый	16—22	20—27		
	Алевролит мелкозернистый				
IV	Песчаник среднезернистый	6—8	5—11	0,01—0,1	Пониженная
	» мелкозернистый	8—10	5—14		
			10—16		
	Алевролит крупнозернистый	12—16	12—20		
	Алевролит мелкозернистый				
V	Песчаник среднезернистый	<6	≤5	<0,01	Низкая
	» мелкозернистый	≤8	<8		
	Алевролит крупнозернистый		<10		
	Алевролит мелкозернистый	<12	<12		

[1] Диаметр частиц, мм: песчаник среднезернистый — 0,50—0,25; мелкозернистый 0,25—0,10; алевролит крупнозернистый 0,10—0,05; мелкозернистый 0,05—0,01

митами или доломитизированными известняками, в которых в силу различных причин широко развиты трещиноватость и кавернозность. Чаще повышенная кавернозность и трещиноватость приурочены к сводовым частям структур или приподнятым участкам погребенных эрозионных массивов.

Примером коллекторов II группы могут служить рифовые массивы сакмаро-артинского яруса нижней перми в Восточной Башкирии (Ишимбаевский район), коллекторские свойства которых, а следовательно, и дебиты скважин на местоскоплениях, приуроченных к рифам, резко меняются даже на незначительном расстоянии ввиду того, что кавернозность и трещиноватость известняков часто имеют локальное распространение.

На Северном Кавказе дебиты нефтяных скважин, эксплуатирующих трещиноватые и кавернозные известняки верхнего мела, достигали 2 тыс. т/сут (местоскопление Малгобек-Вознесенское и др.).

Хорошими коллекторскими свойствами обладают оксфорд-келловейские отложения, представленные рифогенными фациями и содержащие газоконденсатные залежи на востоке Туранской провинции (местоскопления Уртабулак, Денгизкуль и др.).

На некоторых местоскоплениях Волго-Уральской провинции установлено, что кавернозность и трещиноватость пород резко уменьшаются от свода к крыльям структур (например, в башкирском ярусе на Покровке), вследствие чего дебиты скважин также падают в указанном направлении.

Ухудшение пористости и проницаемости коллекторов на крыльях может происходить не только за счет уменьшения трещиноватости, возникшей под влиянием тектонических напряжений, но и за счет выпадения карбонатного цемента за контуром нефтегазоносности вследствие окисления УВ и восстановления сульфатов. В пределах же контура нефтегазоносности вторичной цементации пор, каверн и трещин после заполнения коллектора УВ не происходит.

На Среднем и Ближнем Востоке (Иран, Ирак, Саудовская Аравия) основные запасы нефти сосредоточены в трещиноватых и кавернозных известняках мезозоя и палеогена (свита Асмари). По зарубежным данным, добыча нефти из трещинных карбонатных коллекторов мезозоя в этих районах за последнее время резко возросла. Дебиты скважин в ряде случаев составляют 5—10 тыс. т/сут, а иногда и больше (местоскопление Агаджари, Иран).

Породы-коллекторы необходимо классифицировать также по их распространенности и выдержанности литологии (коллекторским свойствам) и мощности, т. е. по основным параметрам, характеризующим их емкость, способность содержать (собирать) и отдавать флюиды. По этим признакам можно выде-

лить породы-коллекторы, имеющие региональное, зональное и локальное распространение.

Регионально распространенные породы-коллекторы широко развиты в пределах значительной площади областей генерации и аккумуляции УВ, где не отмечается существенных изменений их литологической характеристики и мощностей, например породы-коллекторы миоценового возраста Грозненского района, продуктивная толща Апшеронского полуострова. Зональные коллекторы имеют относительно меньшую площадь распространения, охватывая зоны нефтегазонакопления или части нефтегазоносной области, в отличие от локальных пород-коллекторов, развитых в пределах локальных структур или группы нескольких смежных местоскоплений.

Изменение коллекторских свойств с глубиной

В связи с необходимостью освоения больших глубин в настоящее время особое внимание уделяется изучению закономерностей изменения коллекторских свойств горных пород на глубинах более 4, 5 км. Проблема освоения больших глубин кроме теоретического интереса имеет еще и практическое значение с точки зрения освоения ресурсов глубокозалегающих горизонтов.

С увеличением глубины залегания пород-коллекторов под влиянием геостатического давления увеличивается их плотность, а следовательно, уменьшается пористость (см. рис. 10) и ухудшаются емкостно-фильтрационные свойства. Это относится преимущественно к гранулярным коллекторам, которые подвержены уплотнению больше, чем другие породы. Однако наряду с этим в ряде районов изучение материалов глубоких и сверхглубоких скважин показало, что в отдельных интервалах глубин удовлетворительные коллекторские свойства терригенных пород сохраняются, а иногда даже улучшаются.

В основном улучшение коллекторских свойств с глубиной наблюдается у карбонатных или других, сильноуплотненных хрупких пород, подверженных растрескиванию под влиянием тектонических напряжений, а также в связи с процессами катагенетического изменения. В зависимости от интенсивности и продолжительности влияния этих процессов на породу (влияние температуры, давления, растворяющее действие горячих подземных вод и т. д.) формируется облик пород-коллекторов на больших глубинах.

В ряде глубоких и сверхглубоких скважин (Шевченково в Предкарпатском прогибе, Аралсорская и Биикжальская скважины в Прикаспийской впадине и др.) на больших глубинах установлены не только карбонатные трещинные коллекторы, но и терригенно-гранулярные поровые коллекторы, иногда с хорошими или удовлетворительными емкостно-фильтрационными свойствами. По-видимому, наряду с процессами уплотнения,

вторичного минералообразования, цементации и другими явлениями, отрицательно влияющими на структуру порового пространства гранулярных коллекторов, на больших глубинах протекают процессы, существенно улучшающие их емкостно-фильтрационные свойства вследствие образования вторичной пористости (растворение карбонатного цемента, растрескивание и т. п.).

В ряде районов установлено увеличение трещиноватости карбонатных отложений на локальных структурах, расположенных вдоль разрывных нарушений (приразломные или надразломные структуры). Кроме того, улучшению коллекторских свойств пород на больших глубинах могут способствовать естественный гидроразрыв, обусловливающий раскрытие трещин, и другие факторы. Повышение емкостно-фильтрационных свойств коллекторов в связи с трещиноватостью горных пород особенно часто наблюдается в регионах с повышенной неотектонической активностью.

В терригенных породах-коллекторах вторичная пористость на больших глубинах при высоких температурах в основном возникает в результате выщелачивания и растворения карбонатного или карбонатно-глинистого цемента при воздействии агрессивных горячих вод, насыщенных углекислотой. Таким образом, некоторое уменьшение емкости пород-коллекторов на больших глубинах вследствие уплотнения, по-видимому, до некоторой степени компенсируется появлением трещиноватости, вторичных пор-каверн.

В связи с этим есть основания ожидать на больших глубинах (более 4,5 км) наличие не только трещинных, но и гранулярных поровых пород-коллекторов, в связи с чем перспективы обнаружения промышленных скоплений нефти и газа глубокими или сверхглубокими скважинами становятся реальностью. В США в штате Оклахома (местоскопление Мейсфилд) с глубины 7482 м были получены сверхмощные фонтаны газа (до нескольких десятков миллионов кубических метров в сутки). В Советском Союзе получили промышленные притоки нефти и газа с глубин 5,2—5,8 км (Усть-Погожское, Антиповское местоскопления в Волго-Уральской провинции, Булла-море в Азербайджане, Андреевская площадь в Грозненском районе).

Определение коллекторских свойств горных пород

Коллекторские свойства горных пород (пористость, проницаемость) практически могут быть определены[1]:

лабораторным путем при наличии образцов из скважин (керна) или из естественных обнажений (имеются специальные установки для анализа плотных и рыхлых пород);

[1] Методы лабораторных определений пористости и проницаемости подробно описаны в работах М. Ф. Мирчинка и М. И. Максимова, К. Г. Оркина, П. К. Кучинского, Ш. К. Гиматудинова и др.

по промысловым данным (по производительности эксплуатационных скважин);

по комплексным данным промысловой геофизики.

Открытую пористость пород-коллекторов в лабораторных условиях чаще определяют методом Преображенского путем заполнения пустот очищенным керосином и взвешиванием предварительно экстрагированного и высушенного образца в воздухе и в керосине. Применяется также метод нагнетания ртути под высоким давлением в образцы породы после предварительной откачки воздуха. Существуют и другие методы определения открытой пористости пород, например с помощью различных газовых порозиметров (Вашборна и Бантинга и др.).

Выделение на практике пористых и проницаемых пород в разрезах скважин производится на основании комплексного анализа данных промысловой геофизики. В результате определяются коэффициенты пористости и нефте- и газонасыщенности, используемые при подсчете запасов УВ, а также коэффициент проницаемости, необходимый при проектировании разработки месторождения.

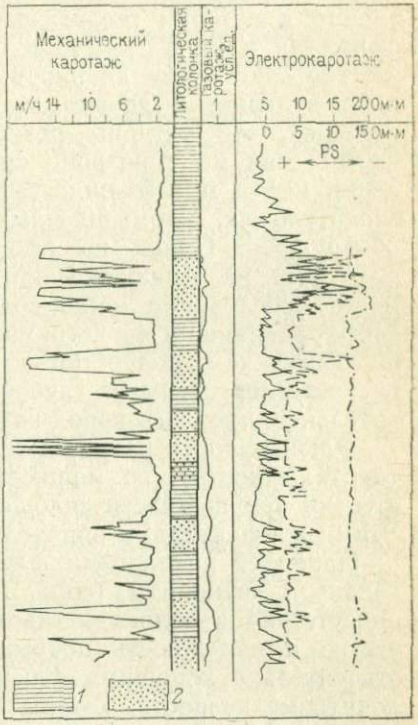


РИС. 12. РАСЧЛЕНЕНИЕ САРМАТСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ПАЧКИ ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

1 — глины; *2* — пески, песчаники

Первое и очень приближенное представление о коллекторских свойствах пород можно получить по кривым буримости пород. Как правило, при бурении интервалы разреза, где располагаются коллекторы, характеризуются максимальными скоростями проходки в отличие от глинистой части разреза (рис. 12).

§ 2. ПОРОДЫ-ПОКРЫШКИ (ФЛЮИДОУПОРЫ)

Одно из обязательных условий формирования и сохранения промышленных скоплений нефти и газа в земной коре — наличие в разрезе не только пород-коллекторов, но и пород-покрышек (флюидоупоров), т. е. таких пород, которые практически

непроницаемы. Только чередование в разрезе пород-коллекторов и флюидоупоров, наряду с другими факторами, создает оптимальные условия для образования промышленных скоплений УВ. Так, например, Апшеронский и Таманский полуострова, расположенные соответственно на юго-восточном и северо-западном погружениях Большого Кавказа, обнаруживают много общего в истории геологического развития. Как на Апшеронском, так и на Таманском полуострове развиты отложения неогена, слагающие диапировые структуры, осложненные грязевыми вулканами. Однако, несмотря на сходство геологического строения, эти регионы резко различаются по нефтегазоносности: если на Апшероне смогли сформироваться месторождения нефти и газоконденсата, то на Таманском полуострове значительных, промышленных скоплений УВ до сих пор не обнаружено. Одной из главных причин этого является тот факт, что на Апшероне при прочих равных условиях имеет место чередование пород-коллекторов с хорошими емкостно-фильтрационными свойствами и флюидоупоров, в то время как на Таманском полуострове разрез сложен преимущественно глинисто-мергельными глубоководными отложениями без значительных прослоев пород-коллекторов.

Флюидоупоры различаются по характеру распространения (протяженности), по мощности, литологическим особенностям, степени нарушенности сплошности, минеральному составу и т. д. Этими же факторами определяются их экранирующие свойства.

Наиболее надежными флюидоупорами являются глинистые толщи и эвапориты (соль, гипс, ангидрит). Трещиноватость, присутствие прослоев песчаников, алевролитов ухудшают качество и надежность покрышек. Среди глинистых покрышек относительно хорошими флюидоупорами являются монтмориллонитовые разности, которые при наличии влаги разбухают и совершенно теряют фильтрационные свойства. Ангидриты более хрупки по сравнению с солью и не всегда являются надежными флюидоупорами. Пластичная соль обладает лучшими экранирующими свойствами. Кроме глин и эвапоритовых отложений флюидоупорами могут быть мергели, плотные окремнелые известняки, глинистые сланцы, плотные аргиллиты и другие породы. Однако ангидриты и плотные аргиллиты при возникновении в них трещиноватости теряют свойства флюидоупоров и становятся частично коллекторами (как, например, аргиллиты баженовской свиты Западной Сибири, стрыйская серия Карпат, нижнепермские ангидриты Шебелинского месторождения и др.).

Предположение некоторых исследователей, что глины на больших глубинах теряют свойства флюидоупоров (перестают быть покрышками), по-видимому, не соответствует действительности. Это предположение, возможно, справедливо в отношении глинистых сланцев, которые в ряде случаев на значи-

тельных глубинах действительно приобретают трещиноватость и перестают быть флюидоупорами.

Среди эвапоритовых отложений наиболее надежными флюидоупорами являются соленосные толщи, особенно на больших глубинах, где они приобретают повышенную пластичность. Одним из факторов, обусловливающих формирование ряда крупнейших месторождений мира, является наличие соленосных флюидоупоров (Хасси-Р'Мель, Хасси-Месауд в Алжире, Шебелинка в СССР и др.).

На основе анализа строения и распространенности слабопроницаемых пород на примере эпипалеозойских платформ СССР и сопредельных регионов Э. А. Бакиров (1969 г.) предложил классификацию флюидоупоров (покрышек) с учетом масштаба их распространения и положения в разрезе. По выдержанности флюидоупоров в пределах нефтегазоносных провинций и нефтегазоносных областей, зон нефтегазонакопления и месторождений нефти и газа Э. А. Бакиров выделил региональные, субрегиональные, зональные и локальные флюидоупоры.

К региональным флюидоупорам относятся толщи пород, лишенные практически проницаемости и распространенные на всей территории провинции или на значительной ее части — области. Примером могут служить майкопские отложения (олигоцен — нижний миоцен), которые развиты на всей территории Предкавказья и альпийских передовых прогибов, а также глинистые отложения альба, широко распространенные в пределах Скифской и Туранской плит Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Субрегиональные флюидоупоры — это толщи практически непроницаемых пород, распространенных в пределах крупных тектонических элементов первого порядка, к которым приурочены нефтегазоносные области. Например, соленосные отложения верхней юры Восточно-Кубанской впадины (Скифская плита) и Амударьинской и Мургабской впадин (Туранская плита) или туронские глины в Западно-Сибирской провинции.

К зональным флюидоупорам относят непроницаемые толщи пород значительной мощности, распространение которых ограничивается зоной нефтегазонакопления или частью территории нефтегазоносной области, приуроченной к структурным элементам второго порядка (валообразным поднятиям или к тектоническим блокам, объединяющим несколько локальных структур). В качестве примера зонального флюидоупора можно привести альбские глинистые отложения востока Туранской плиты.

Локальные флюидоупоры распространены в пределах одного или нескольких близко расположенных месторождений и не выходят за пределы зоны нефтегазонакопления. Как правило, их площадь распространения контролируется локальной

Таблица 2

ГРУППЫ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПО ЭКРАНИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ
(по А. А. Ханину, 1969 г.)

Группа	Максимальный диаметр пор, мкм	Экранирующая способность покрышки	Абсолютная проницаемость по газу, м²	Давление прорыва газа, МПа
A	⩽0,01	Весьма высокая	$\leqslant 10^{-21}$	⩾12
B	0,05	Высокая	10^{-20}	8
C	0,30	Средняя	10^{-19}	5,5
D	2	Пониженная	10^{-18}	3,3
E	10	Низкая	10^{-17}	<0,5

структурой, они способствуют формированию и сохранению в ее пределах залежей нефти и газа.

Кроме того, Э. А. Бакировым по соотношению флюидоупоров с этажами нефтегазоносности были выделены:

межэтажные толщи-покрышки, перекрывающие этаж нефтегазоносности в моноэтажных местоскоплениях или разделяющие их в полиэтажных местоскоплениях;

внутриэтажные, разделяющие продуктивные горизонты внутри этажа нефтегазоносности.

По экранирующей способности (в зависимости от проницаемости и давления прорыва газа) А. А. Ханин разделил покрышки на пять групп (*табл. 2*).

Характер изменения структуры порового пространства и проницаемость, а следовательно, экранирующая способность флюидоупоров в значительной мере обусловлены изменением плотности пород, которая прежде всего зависит от минерального состава и глубины залегания. Одновозрастные глинистые отложения, перекрывающие одни и те же продуктивные комплексы, но залегающие на разных гипсометрических уровнях, имеют различные плотность и удерживающую способность [Бакиров А. А., 1973].

§ 3. ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ФОРМИРОВАНИЯ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И ПОРОД-ПОКРЫШЕК

Емкостно-фильтрационные свойства горных пород в значительной мере определяются литолого-фациальными условиями осадкообразования. Так, среди наиболее широко распространенных в осадочном чехле отложений морского генезиса породы-коллекторы имеют максимальное развитие в прибрежных и мелководных образованиях.

В прибрежных зонах, охватывающих при пологом рельефе обширные территории, вследствие перемещений во времени береговой линии терригенные коллекторы слагают расположен-

ные параллельно берегу валы и гряды высотой до нескольких метров, баровые тела, береговые дюны, пляжевые образования. Здесь также бывают хорошо выражены базальные горизонты, залегающие в основании трансгрессивных серий. Благодаря высокой степени отсортированности, окатанности зерен, присутствию грубообломочных и крупнозернистых разностей коллекторы прибрежно-морских зон, как правило, характеризуются высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Состав песчаников здесь чаще всего полимиктовый, реже чисто кварцевый. Среди карбонатных пород широко распространены оолитовые, органогенные, обломочные и органогенно-обломочные разности с хорошими коллекторскими свойствами.

В мелководных частях морских бассейнов также формируются терригенные и карбонатные коллекторы значительной мощности, выдержанные на больших площадях. Пример карбонатных отложений этой фациальной зоны, содержащих коллекторы промышленного значения,— рифогенные и оолитовые известняки.

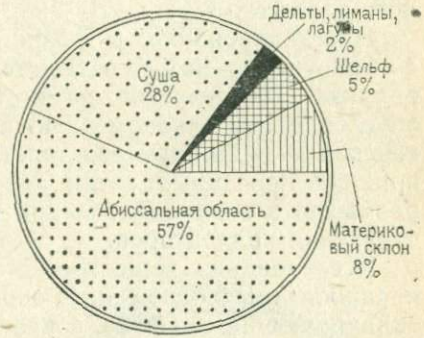


РИС. 13. СООТНОШЕНИЕ ПЛОЩАДЕЙ ОСНОВНЫХ ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ ОБЛАСТЕЙ СУШИ И МОРЯ ДЛЯ СОВРЕМЕННОЙ ЭПОХИ (ПО Г. Ф. КРАШЕНИННИКОВУ)

Среди умеренно глубоководных и глубоководных морских отложений породы-коллекторы встречаются значительно реже. Участки их развития бывают приурочены к районам донных течений, мутьевых потоков и подводных оползней.

Отложения переходного типа (от морских к континентальным) в осадочном чехле пользуются ограниченным распространением. Для современной эпохи соотношение площадей основных геоморфологических областей суши и моря графически показано Г. Ф. Крашенинниковым (рис. 13). Породы-коллекторы в отложениях переходного типа приурочены главным образом к дельтовым, реже лагунным образованиям. Дельты формируются в зонах смены морских отложений континентальными при значительном выносе осадочного материала на фоне нисходящих тектонических движений. Дельтовые образования содержат песчаные коллекторы хорошего качества. В мире уже открыто около тысячи местоскоплений в палеодельтах с суммарными запасами, превышающими 5,3 млрд. т нефти и 2 трлн·м³ газа [Проничева М. В., Семенович В. В., 1976 г.].

В континентальных отложениях породы-коллекторы чаще всего бывают приурочены к корам выветривания и руслам древних рек.

Флюидоупоры высокого качества широко распространены в морских умеренно глубоководных и глубоководных отложениях. Здесь глинистые породы отличаются преимущественно гидрослюдистым и монтмориллонитовым составом с незначительной примесью песчаного материала, региональной выдержанностью параметров на больших расстояниях. В мелководно-морских условиях формируются породы-покрышки, как правило, зонального распространения со значительной примесью алевритового и песчаного материала, содержащие в своем составе каолинит, снижающий их экранирующие свойства.

Флюидоупоры эвапоритового состава образуются в мелководных морских бассейнах и лагунах при преобладании аридного климата.

Прогнозирование в разрезе пород-коллекторов и пород-флюидоупоров может осуществляться с помощью циклического анализа. Циклическое развитие седиментационных бассейнов обусловливает закономерную повторяемость в разрезе коллекторских и экранирующих толщ. Так, учет цикличности разного порядка при определении положения в разрезе перерывов и размывов в осадконакоплении позволяет выявить зоны распространения коллекторов.

Исследования вещественного состава как терригенных, так и карбонатных отложений, определяющего их коллекторские и экранирующие свойства, показали, что гранулометрические, минералогические и физические параметры пород, в том числе и при вторичных процессах преобразования, изменяются циклически [Наливкин В. Д., Аристова Г. Б., Евсеев Г. П. и др., 1975 г.; Ронов А. Б., 1969 г.].

Формирование коллекторских толщ, как правило, происходит при завершении регрессивных стадий развития, особенно если регрессия сопровождается размывом. Меньшее значение имеют коллекторы, связанные с начальными периодами регрессий и трансгрессий. Наилучшие коллекторы тяготеют к максимумам регрессий, к предперерывным толщам. В условиях трансгрессий коллекторы чаще всего бывают приурочены к базальным горизонтам.

Региональные глинистые и карбонатно-глинистые покрышки большой мощности и выдержанные по площади связаны с трансгрессивными или начальными регрессивными стадиями. При аридном климате также образуются экранирующие эвапоритовые толщи в заключительный регрессивный этап развития [Наливкин В. Д., Аристова Г. Б., Евсеев Г. П. и др., 1975 г.].

§ 4. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА

В геологической литературе термин «природный резервуар» неоднозначен. Разные исследователи вкладывают в него различный смысл. Так, например, А. Леворсен (1970 г.) природ-

ным резервуаром называет только ту часть пород-коллекторов, которая заполнена нефтью или газом, не разграничивая понятий «природный резервуар» и «ловушка». Следует отметить, что смешивание этих понятий встречается в настоящее время и у других авторов.

Наиболее удачно определение природного резервуара как естественного вместилища нефти и газа, внутри которого возможна циркуляция флюидов (Брод И. О., Еременко Н. А.).

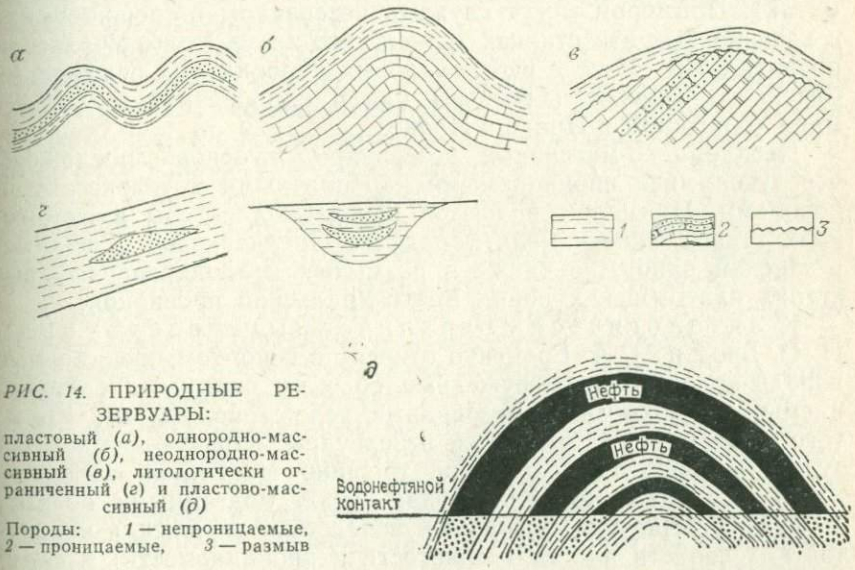


РИС. 14. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ:
пластовый (*а*), однородно-массивный (*б*), неоднородно-массивный (*в*), литологически ограниченный (*г*) и пластово-массивный (*д*)
Породы: *1* — непроницаемые, *2* — проницаемые, *3* — размыв

Форма (морфология) природного резервуара определяется соотношением в разрезе и по площади пород-коллекторов с вмещающими их слабопроницаемыми породами. Исходя из этого И. О. Брод и Н. А. Еременко (1968 г.) предлагают различать три типа природных резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные.

Пластовой резервуар представляет собой совокупность проницаемых пород-коллекторов, ограниченных у кровли и подошвы непроницаемыми породами (рис. 14, *а*). Как правило, пластовые резервуары представлены терригенными породами и хорошо выдержаны как литологически, так и по мощности на значительных площадях нефтегазоносных областей или частей провинций.

В некоторых случаях пластовые резервуары, хорошо выдержанные на значительной площади, выклиниваются на сводах или крыльях локальных структур (например, отложения подкирмакинской, калинской свит на Апшероне и др.).

Массивный резервуар представляет собой совокупность проницаемых литологически однородных или неоднородных пород-коллекторов, ограниченных в отличие от пластовых резервуаров непроницаемыми породами только у кровли или у размытой поверхности отложений, слагающих эрозионные выступы. Различают однородно-массивные и неоднородно-массивные природные резервуары (рис. 14, *б, в*).

В большинстве случаев однородно-массивные резервуары встречаются в карбонатных отложениях (известняках и доломитах). Примером могут служить резервуары в трещиноватых и кавернозных известняках турнейского яруса Волго-Уральской провинции, а также в верхнемеловых карбонатных отложениях Северного Кавказа (Грозный) или в карбонатной толще Асмари (олигоцен) в Иране и Ираке.

Неоднородно-массивные резервуары в основном сложены чередующимися проницаемыми карбонатными и терригенными породами. Примером являются породы-коллекторы в отложениях триаса, юры и мела Западного Предкавказья (Ейско-Березанский район), а также в размытых и эродированных выступах палеозойских пород Волго-Уральской провинции.

К литологически ограниченным резервуарам И. О. Брод и Н. А. Еременко относят в основном проницаемые породы-коллекторы, окруженные со всех сторон слабопроницаемыми породами — линзовидные тела (рис. 14, *г*). Кроме того, к этому типу относятся резервуары, образующиеся в результате появления локальной трещиноватости или кавернозности вследствие выщелачивания пород подземными водами, а также резервуары, возникшие вследствие ухудшения коллекторских свойств пласта (пористости и проницаемости) в связи с местной литологической изменчивостью.

При осложнении пластового резервуара разрывными нарушениями в нем возникают такие же гидродинамические условия, какими характеризуются закрытые (изолированные) резервуары литологического типа.

Наиболее типичными примерами резервуаров литологического типа могут служить песчаные тела (линзы), приуроченные к руслам палеорек в отложениях майкопской свиты на Кубани, впервые установленные и детально изученные И. М. Губкиным и названные им шнурковыми. Спустя 10—15 лет аналогичные резервуары были обнаружены и в США (штат Канзас, месторождение Гарнет и др.).

К этому же типу следует относить резервуары, приуроченные к рифовым телам, сложенным органогенными кавернозными мшанковыми известняками сакмаро-артинского возраста в Предуральском прогибе (Восточная Башкирия) и в других районах.

Из изложенного видно, что в классификации природных резервуаров нефти и газа И. О. Брода и Н. А. Еременко учиты-

вается в основном морфология резервуара и в меньшей степени условия их образования, т. е. генетический признак. Кроме того, в ней не уделено внимания переходным формам природных резервуаров. Тем не менее эта классификация выгодно отличается от классификации других авторов, несмотря на то что в ней также не учтены гидродинамические условия резервуара, которые в значительной мере определяют условия формирования залежей нефти и газа. В связи с этим приведенная классификация не имеет полной логической завершенности и нуждается в дополнениях.

В природе довольно часто встречаются резервуары, которые могут быть отнесены и к пластовым, и к массивным [Мончак Л. С., Табасаранский З. А., 1975 г.]. При частом чередовании пластов-коллекторов и непроницаемых пород могут возникать условия для сообщаемости первых через зоны выклинивания (окна) непроницаемых перемычек, через зоны трещиноватости или по проводящим разрывным нарушениям. Такого рода резервуары (их правильнее называть пластово-массивными) на отдельных участках разреза имеют характер пластовых, хотя в целом выступают как массивные, т. е. представляют собой единую гидродинамическую систему, вследствие чего водонефтяные и (или) газоводяные контакты находятся на одной гипсометрической отметке (см. рис. 14, *д*). В таких резервуарах часто формируются залежи нефти и газа значительной высоты. Примером могут служить резервуары в пермо-триасовых отложениях Шебелинского газоконденсатного местоскопления, в юрской толще Узеньского местоскопления (Южный Мангышлак), в девонских образованиях Туймазинского местоскопления (Башкирия), в каменноугольных отложениях Мухановского нефтяного местоскопления и др.

Проницаемые пласты на этих местоскоплениях образуют единый пластово-массивный резервуар вследствие выклинивания разделяющих их непроницаемых пород-флюидоупоров. Данные разработки этих местоскоплений подтверждают наличие в них единой гидродинамической системы и единого горизонтального водонефтяного контакта для залежей. Так, например, на Туймазинском нефтяном местоскоплении при закачке воды в песчаный пласт девона (горизонт $Д_2$) с целью поддержания пластового давления наблюдалось повышение давления не только в пласте $Д_2$, но и в $Д_1$, что можно объяснить только наличием в них единой гидродинамической системы.

Наряду с этим на практике встречаются природные резервуары промежуточного типа, т. е. с признаками резервуаров массивного и литологического типов. Так, например, в рифогенных отложениях часто выделяются зоны повышенной пористости и проницаемости, которые разделены участками слабопроницаемых пород, развитых спорадически в виде пятен по площади и разрезу (Предуральский прогиб, Ишимбаевская

группа рифовых массивов). Хорошо проницаемые зоны, соединяясь друг с другом в отдельных местах, образуют сложную систему со всеми признаками единого массивного резервуара. Эту группу резервуаров следует выделить в самостоятельный подтип и именовать неправильно-массивными.

Следует также различать природные резервуары для флюидов в зависимости от существующих в них гидродинамических условий, которые в значительной мере определяют условия формирования и эксплуатации промышленных скоплений нефти и газа [Мончак Л. С., 1975 г.]. По этому признаку можно выделить природные резервуары с открытой, полузакрытой или закрытой гидродинамической системой. В зависимости от характера последней условия миграции и аккумуляции УВ существенно меняются. В гидродинамически открытых природных резервуарах, т. е. непосредственно сообщающихся с дневной поверхностью или проницаемыми породами (рис.15), формирование залежей нефти и газа может происходить только при наличии так называемых гидродинамически (гидравлически) экранированных ловушек, где нефть удерживается напором вод и капиллярными силами [Карцев А. А., Табасаранский З. А., 1957 г.], или в случае образования своего рода асфальтовой пробки (например, Чангырташское местоскопление в Фергане).

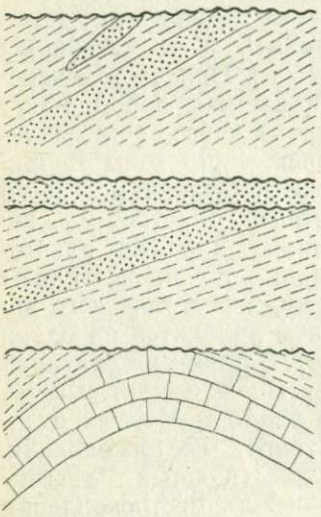


РИС. 15. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИ РАСКРЫТЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ
Усл. обозн. см. на рис. 14

Совершенно иные условия существуют в широко распространенных гидродинамически полузакрытых природных резервуарах пластового и массивного типов, которые не имеют прямой связи с дневной поверхностью или вышезалегающими проницаемыми породами. Движение флюидов в таких природных резервуарах происходит на значительной территории. Ловушки возникают в основном за счет структурных изгибов пластов или за счет появления экранирующих тектонических нарушений, а пластовые давления в подобных резервуарах, как правило, соответствуют гидростатическим. Примером таких природных резервуаров могут служить резервуары в миоценовых отложениях Грозненского района.

К гидравлически закрытым (изолированным) следует относить так называемые резервуары неправильной формы, приуроченные в основном к линзовидным породам-коллекторам или зонам повышенной трещиноватости, ограниченным со всех сто-

рон слабопроницаемыми породами. Движение флюидов в них весьма ограниченно.

К этой группе следует относить также резервуары, типично пластовые и массивные с зонами выклинивания, замещения или стратиграфического несогласия или экранированные со всех сторон разломами (нарушениями) или комбинацией нарушений. Морфологически это типичные пластовые и массивные резервуары, но, потеряв связь с остальной частью резервуара, они превратились в гидродинамически закрытые системы. Гидродинамически закрытые резервуары характеризуются специфическими особенностями формирования скоплений нефти и газа и с ними довольно часто связано возникновение аномально высоких пластовых давлений (АВПД).

Таким образом, целесообразно помимо основных трех типов природных резервуаров, выделенных И. О. Бродом и Н. А. Еременко, различать промежуточные (переходные) подтипы: массивно-пластовые и неправильно-массивные резервуары, а также разделить все природные резервуары на гидродинамически открытые, полуоткрытые (полузакрытые) и закрытые (полностью изолированные).

Выделение типов и подтипов природных резервуаров, а также разделение их по гидродинамической характеристике имеет важное значение, так как специфические особенности формирования в них залежей нефти и газа, а также поисков последних представляют как теоретический, так и практический интерес.

§ 5. ЛОВУШКИ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Одно из необходимых и непременных условий для формирования промышленных скоплений нефти и газа — наличие ловушки, в которую УВ попадают, мигрируя в природных резервуарах. *Под ловушкой понимается часть природного* резервуара, в которой благодаря отсутствию движения флюидов последние распределяются по плотности согласно закону гравитации.

Роль ловушек нефти и газа могут играть сводовые части антиклинальных структур, зоны стратиграфических несогласий или литологического выклинивания, участки изменения пористости и проницаемости пород, а также тектонически экранированные участки структур.

В зависимости от причин, обусловливающих возникновение ловушек, различают следующие, наиболее широко распространенные типы ловушек: структурный, стратиграфический и литологический. Последние два типа обычно называют неструктурными ловушками.

Из ловушек структурного типа наибольшее промышленное значение имеют сводовые и тектонически экранирован-

ные. Углеводороды, мигрируя в коллекторах по восстанию слоев или перпендикулярно к их напластованию по тектоническим нарушениям, попадают в ловушки — своды антиклинальных структур, где и формируются промышленные скопления нефти и газа (рис. 16, *а*). В нефтегазоносных провинциях и областях сводовые ловушки имеют наибольшее распространение.

Тектонически экранированные ловушки часто встречаются в складчатых областях и в районах развития соляных куполов. Тектонически экранированная ловушка может образоваться только в том случае, если изогипсы пласта-коллектора с тектоническим экраном в плане образуют замкнутую линию (рис. 16, *б*). При моноклинальном залегании пласта-коллектора ловушка может возникнуть, если тектонический экран изогнут (рис. 17, *а*) или пересекаются два и более тектонических нарушения (рис. 17, *б*); если же пересечение плоскости тектонического нарушения с изогипсами кровли пласта-коллектора не дает замкнутой кривой, то ловушка не образуется (рис. 17, *в*).

Формирование ловушек *литологического типа* обусловлено литологической изменчивостью пород-коллекторов: выклиниванием песков и песчаников по восстанию слоев (рис. 18), изменением пористости и проницаемости коллекторов, а также трещиноватостью пород и другими причинами.

Довольно часто литологические ловушки представлены песчаными линзами внутри преимущественно глинистых толщ, или в аллювиальных отложениях русел палеорек (см. рис. 14, *г*); в этом случае понятия природный резервуар и ловушка совпадают.

Ловушками литологического типа можно назвать также рифовые тела, в которых нефть и газ скапливаются в пористых органогенных (часто мшанковых) известняках, перекрытых слабопроницаемыми породами — гипсами, ангидритами и т. д. (рис. 19).

Ловушки *стратиграфического типа* возникают при несогласном перекрытии головных частей размытых пород-коллекторов непроницаемыми толщами (рис. 20).

В некоторых случаях ловушки образуются в результате появления гидродинамического экрана, созданного напором вод, циркулирующих по тектоническим нарушениям или по поверхностям стратиграфического несогласия, которые осуществляют гидродинамическую связь с высоконапорными горизонтами.

Формирование залежи нефти на местоскоплении Чангыр-таш в Фергане обусловлено образованием асфальтовой пробки на выходах палеогеновых отложений, сыгравшей роль экрана.

Иногда формирование ловушек нефти и газа происходит в результате действия нескольких факторов. Например, выклинивание песчаных пластов на Новодмитриевской структуре на Кубани привело к формированию структурно-литологической

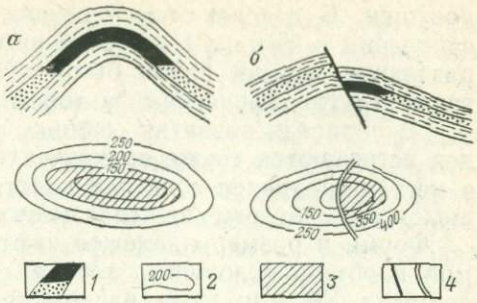


РИС. 16. СВОДОВАЯ (*а*) И ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННАЯ (*б*) ЛОВУШКИ В ПЛАСТОВОМ РЕЗЕРВУАРЕ (РАЗРЕЗ И ПЛАН)

1 — пластовый резервуар; *2* — изогипсы кровли пласта-коллектора, м; *3* — залежь в плане; *4* — тектоническое нарушение

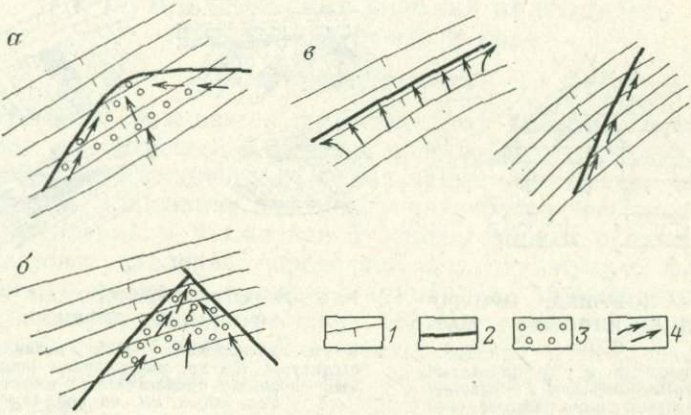


Рис. 17. СХЕМА ОБРАЗОВАНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫХ ЛОВУШЕК НА МОНОКЛИНАЛИ ПРИ ИЗОГНУТОМ ТЕКТОНИЧЕСКОМ ЭКРАНЕ (*а*), ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ ДВУХ НАРУШЕНИЙ (*б*); ПРИ ПРЯМОМ ТЕКТОНИЧЕСКОМ ЭКРАНЕ (*в*) ЛОВУШКА НЕ ОБРАЗУЕТСЯ

1 — изогипсы пласта-коллектора; *2* — линии пересечения тектонического экрана с кровлей пласта; *3* — образовавшаяся ловушка; *4* — возможное направление миграции УВ

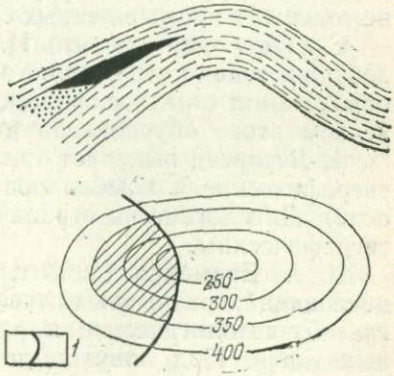


РИС. 18. ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННАЯ ЛОВУШКА

1 — линия выклинивания пласта-коллектора.

Остальн. усл. обозн. см. на рис. *16*

ловушки. В девонских отложениях Западно-Тэбукского месторождения в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, образование залежи нефти было обусловлено как структурным, так и стратиграфическим фактором.

В областях развития соляных куполов и диапировых складок встречаются также приконтактные ловушки, образующиеся в местах внедрения соли или пластичных глинистых масс в вышележащие отложения, слагающих ядра протыкания.

Форма и размеры залежей нефти и газа определяются формой и объемом ловушек, хотя в некоторых случаях из-за недостатка УВ или из-за раскрытия ловушки на определенных

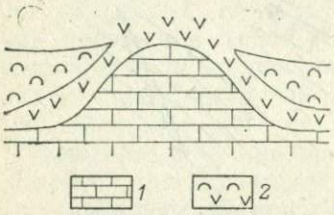


РИС. 19. ЛОВУШКА, ПРИУРОЧЕННАЯ К РИФОВОМУ МАССИВУ

1 — кавернозные и трещиноватые карбонатные породы; *2* — отложения, перекрывающие рифовое тело

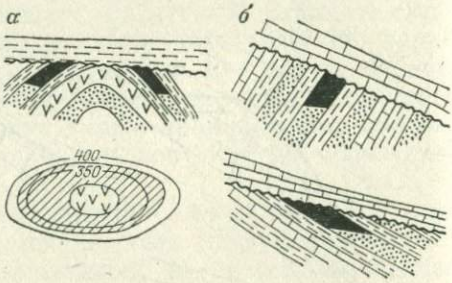


РИС. 20. СТРАТИГРАФИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЕ ЛОВУШКИ:

а — в присводовой части антиклинальной структуры, *б* — на моноклинали (непроницаемые породы представлены известняками). Усл. обозн. см. на рис. 14,16

этапах ее развития она не всегда оказывается полностью заполненной УВ. Слабовыраженные структурные ловушки в виде полуантиклиналей (структурных носов) на платформах могут аккумулировать нефть и газ, в то время как в геосинклинальных областях или предгорных прогибах, характеризующихся относительно более активной гидродинамической обстановкой, подобные структурные формы не могут служить ловушками и не содержат промышленных скоплений УВ.

Следует отметить, что И. М. Губкин предлагал различать ловушки только структурного и литологического типов, так как образование стратиграфических ловушек, по его мнению, в конечном итоге обусловлено действием тектонического фактора.

А. Леворсен выделяет три типа ловушек: структурные, стратиграфические и комбинированные (структурно-стратиграфические). Литологически ограниченные ловушки он относит к стратиграфическим.

Н. А. Еременко (1968 г.) различает ловушки: складчатых дислокаций, разрывных дислокаций, стратиграфических несогласий, литологические и различные комбинации перечисленных типов. Под ловушками складчатых и разрывных дисло-

каций соответственно подразумеваются локальные структуры (своды антиклиналей) и тектонические нарушения, создающие экраны на путях миграции УВ.

Н. Б. Вассоевич предлагает различать замкнутые, полузамкнутые и незамкнутые ловушки. Под замкнутыми и полузамкнутыми он подразумевает ловушки, образующиеся в результате выклинивания пород-коллекторов, а незамкнутыми называют ловушки структурного типа (своды локальных структур).

Таким образом, во всех классификационных схемах находят отражение основные и наиболее широко распространенные типы ловушек — структурные, литологические и стратиграфические.

§ 6. ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Пластовое давление

Пластовым называется давление, под которым находятся (которое испытывают) флюиды в природных резервуарах. Знание величины пластового давления важно для научно обоснованного проектирования разведки и разработки нефтяных и газовых скоплений, а также при бурении глубоких скважин.

Пластовое давление определяет силу, движущую флюиды в пласте, и является важным параметром, характеризующим энергетическую емкость залежей нефти и газа в недрах. Поэтому необходимо иметь ясное представление о величине пластового давления для правильной эксплуатации местоскоплений нефти и газа.

Различают статическое и динамическое пластовые давления. Под статическим подразумевается давление в резервуаре при отсутствии движения подземных вод. Динамическое пластовое давление устанавливается при наличии движения вод, обусловленного связью резервуара с дневной поверхностью и появлением области разгрузки вод (разгрузка вод может происходить также по разрывным нарушениям, при эксплуатации скважин и т. д.).

Величина пластового давления определяется в основном геостатическим (горным) и гидростатическим давлениями, обусловленными соответственно весом вышележащих отложений и столбом жидкости, заполняющей природный резервуар. В геосинклинальных областях и предгорных прогибах, где тектонические движения проявляются более интенсивно, определенную роль в формировании пластового давления играют также геотектонические напряжения, возникающие вследствие деформации слоев.

В любой точке резервуара пластовое давление может быть выражено уравновешивающим его гидростатическим давлением столба жидкости. Обычно под начальным пластовым давлением p подразумевают гидростатическое давление, равное давлению

столба воды, соответствующего глубине залегания H природного резервуара (коллектора): $p = 10^{-1} H\gamma$, где γ — плотность воды.

На практике чаще для простоты пластовое давление в новых районах условно принимается равным высоте столба пресной воды, соответствующей глубине предполагаемого залегания резервуара, и называется условно гидростатическим, хотя в действительности оно может существенно отличаться от расчетного в ту или иную сторону.

Подобное определение пластового давления будет верным только тогда, когда гидродинамическая система находится

РИС. 21. СХЕМА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИВЕДЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ (п) ПРИ ГОРИЗОНТАЛЬНОМ И НАКЛОННОМ ПОЛОЖЕНИИ ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКОЙ ПОВЕРХНОСТИ

в статическом состоянии, а область питания и устья скважин или точки, в которых измеряется пластовое давление, находятся на одной гипсометрической отметке. В этом случае поверхность зеркала пластовых вод в резервуаре (т. е. пьезометрическая поверхность) горизонтальна.

Однако в природе подземные воды чаще находятся в динамических условиях и пьезометрическая поверхность наклонена в направлении движения вод. Для определения наклона пьезометрической поверхности, т. е. направления движения подземных вод, пользуются приведенными (пьезометрическими) давлениями, определяемыми от уровня моря или от какой-либо условной поверхности до пьезометрической поверхности данного пласта (рис. 21). На рисунке показано, что приведенные давления (напоры) для пласта I во всех скважинах равны $(\text{п}_\text{I}^1 = \text{п}_\text{I}^2 = \text{п}_\text{I}^3)$, т. е. пьезометрическая поверхность горизонтальна. Для пласта II приведенные напоры (п_II) уменьшаются от скв. 1 к скв. 3, т. е. по направлению движения подземных вод $(\text{п}_\text{II}^1 > \text{п}_\text{II}^2 > \text{п}_\text{II}^3)$. Область питания и устье скв. 1,

в отличие от скв. 2 и 3 находятся на одной и той же гипсометрической отметке, поэтому давление в пласте I в скв. 1 будет определяться весом столба воды, соответствующего глубине залегания резервуара (H_1^1), т. е. $p_I^1 = 10^{-1} \cdot H_1^1 \gamma$, а в скв. 2 и 3 соответственно $p_I^2 = 10^{-1} \cdot H_1^2 \gamma$ и $p_I^3 = 10^{-1} \cdot H_1^3 \gamma$. Вследствие выхода пласта II на дневную поверхность и образования области разгрузки подземных вод пьезометрическая поверхность пласта наклонена и давления (пьезометрические

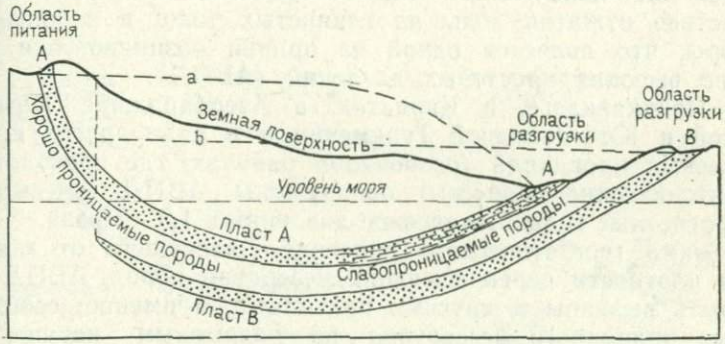


РИС. 22. ИЗМЕНЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКОЙ ПОВЕРХНОСТИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА (ПО А. ЛЕВОРСЕНУ)

напоры) в скв. 1, 2 и 3 будут соответственно равны: $p_{II}^1 = 10^{-1} \times H_{II}^1 \gamma$, $p_{II}^2 = 10^{-1} \cdot H_{II}^2 \gamma$ и $p_{II}^3 = 10^{-1} \cdot H_{II}^3 \gamma$, т. е. пластовые давления в скважинах для пласта II определяются весом столба жидкости от точки замера до пьезометрической поверхности этого пласта. Таким образом, расчетное давление совпадает с фактическим только в одном случае — для пласта I в скв. 1, положение устья которой совпадает с пьезометрической поверхностью, а в скв. 2 и 3 расчетные давления окажутся ниже фактических. Для пласта II в скв. 1 расчетное давление выше фактического, а в скв. 2 и 3, наоборот, ниже фактического.

Как видно из изложенного, положение пьезометрической поверхности прежде всего зависит от гипсометрического положения выходов пласта на поверхность (области питания и области разгрузки). Кроме того, оно определяется количеством выпадающих осадков, проницаемостью резервуара и рядом других факторов. Кривая наклона пьезометрической поверхности может иметь довольно сложную конфигурацию в случае изменения по площади проницаемости пород-резервуаров. На приводимой схеме (рис. 22) показано как переход по простиранию хорошо проницаемых песчаных пород

в песчано-глинистые существенно изменяет профиль кривой пьезометрической поверхности.

В основном давление флюидов в пласте обусловливается гидростатическим напором, так как после завершения литификации осадков геостатическое давление будет восприниматься главным образом скелетом породы-коллектора (если пренебречь упругой деформацией пород). Однако в ряде районов литификация осадков все еще продолжается. На больших глубинах, где господствуют высокие давления, флюиды в пласте все же испытывают горное (геостатическое) давление вследствие отжатия воды из глинистых толщ в породы-коллекторы, что является одной из причин возникновения аномально высоких пластовых давлений (АВПД).

В Предкавказье, в Карпатах, в Азербайджане, Юго-Восточной и Юго-Западной Туркмении и в ряде других нефтегазоносных провинций (особенно в районах, где проявляются неотектонические процессы) обнаружены АВПД, превышающие расчетные гидростатические давления в 1,3—2 раза.

Помимо геостатического давления, зависящего от мощности и плотности перекрывающих резервуар пород, АВПД могут быть вызваны и другими причинами, а именно: сообщаемостью природного резервуара по разрывным нарушениям с подстилающими отложениями, где отмечены высокие давления, характерные для больших глубин; вторичными процессами, приводящими к уменьшению пористости пород-резервуаров; избыточным давлением, обусловленным разницей в плотностях нефти и воды (в особенности газа и воды) в высокоамплитудных структурных ловушках и т. д.

АВПД в складчатых областях чаще всего обусловлены неотектоническими процессами, продолжающимся уплотнением горных пород (горным давлением), избыточным давлением, возникающим на сводах высокоамплитудных ловушек (на Апшероне, например, амплитуды иногда достигают 2 км), а также выклиниванием песчаных коллекторов или изоляцией их тектоническими нарушениями, затрудняющими связь с поверхностью.

Прогнозирование интервалов возможных проявлений АВПД и приближенная оценка их величины имеют большое практическое значение. Исследования В. М. Добрынина и В. А. Серебрякова (1978 г.) показывают, что комплекс промыслово-геофизических методов в ряде случаев позволяет прогнозировать АВПД при бурении глубоких скважин.

В редких случаях встречаются также аномально низкие по сравнению с гидростатическими давления. Аномально низкие давления могут возникнуть в результате выщелачивания, перекристаллизации пород и других процессов, приводящих к увеличению объема пор в коллекторах [Еременко Н. А., 1968].

Необходимо отметить, что в отношении аномально высоких или аномально низких давлений существуют несколько различные представления. Так, например, А. Леворсен считает, что в отдельных локальных участках с резко пересеченным рельефом аномальное пластовое давление может быть обусловлено гипсометрическими отметками точек на поверхности (рис. 23). На рисунке показано, как в зависимости от гипсометрической отметки рельефа по отношению к пьезометрической поверхности на отдельных локальных участках в одном и том же пласте проявляются и аномально высокие, и

РИС. 23. СООТНОШЕНИЕ ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКОЙ И ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТЕЙ (ПО А. ЛЕВОРСЕНУ)

аномально низкие давления. По мнению А. Леворсена, даже могут быть случаи, когда пластовое давление равно атмосферному. Однако, если при расчете пластовых (пьезометрических) давлений учесть гипсометрическое положение устьев скважин (или точек, где ведется наблюдение) по отношению к пьезометрической поверхности, то никаких аномальных давлений в этих случаях не будет обнаружено. Пластовые расчетные давления в приведенном А. Леворсеном примере при учете гипсометрического положения скважин и пьезометрической поверхности окажутся вполне нормальными.

Температурный режим

При анализе условий формирования и сохранения промышленных скоплений нефти и газа в земной коре большое значение имеет также изучение температурного режима природных резервуаров.

Тепловые процессы, происходящие в земной коре, а также причины и закономерности распределения температур в недрах изучает геотермия (геотермика) — один из разделов геофизики.

Геотермические условия недр отдельного региона определяются его геологическим строением, литологическими и петрографическими особенностями горных пород, слагающих его, магматической деятельностью и рядом других факторов.

Изучение температурных условий земной коры ведется с помощью непосредственных замеров температуры в скважинах или горных выработках. При замерах применяются специальные термометры, которые опускаются в скважины после установления в них температурного равновесия.

Для характеристики температурных условий недр используются два показателя — геотермическая ступень и геотермический градиент (величина, обратная геотермической ступени).

Геотермическая ступень — это интервал по вертикали в земной коре (ниже зоны постоянной температуры), на котором температура горных пород повышается на 1 °С. Величина геотермической ступени в разных регионах и на различных глубинах неодинакова и колеблется в широких пределах от 5 до 150 м. Среднее ее значение 33 м.

Геотермическая ступень K определяется по формуле $K = (H-h)/(T-t)$, где H — глубина замера температуры, м; h — глубина слоя постоянной температуры, м; T — температура на глубине H, °С; t — среднегодовая температура воздуха на поверхности, ° С.

Под геотермическим градиентом подразумевается прирост температуры на каждые 100 м углубления от зоны постоянной температуры. В среднем геотермический градиент равен 3 °С, хотя в различных районах и на разных глубинах он колеблется от 0,6 до 10 °С. При прочих равных условиях на величину температурного градиента влияет теплопроводность пород: повышение теплопроводности пород ведет к снижению геотермического градиента и наоборот. Поэтому в разрезах, где преобладают глинистые породы (менее теплопроводные), геотермический градиент выше, чем в соленосных или карбонатных породах.

Источником тепла в недрах в основном является тепловой поток, идущий с больших глубин (из мантии Земли). Считается общепризнанным, что главным внутренним источником тепловой энергии Земли являются радиоактивные превращения. Кроме того, предполагается, что дополнительное тепло генерируется осадочной толщей за счет гравитационного уплотнения и тектонических деформаций-напряжений и т. п. [Вышемирский В. С., 1963 г.].

Различные участки земной коры в зависимости от геологического строения имеют неодинаковую тепловую характеристику. Более разогретыми оказываются молодые альпийские горные сооружения (межгорные и предгорные впадины) и молодые (эпигерцинские) платформы.

Следует также отметить, что с увеличением степени дислоцированности слоев, как правило, возрастает геотермический градиент. По данным Д. И. Дьяконова, на щитах, например, геотермический градиент в среднем составляет 0,6—0,9 °С, на платформах 0,9—2,5 °С, а в областях альпийской складчатости, характеризующихся наиболее напряженной тектоникой, 2,5—19 °С. Для Западно-Сибирской плиты с гетерогенным (разновозрастным) фундаментом максимальные геотермические градиенты (до 4,2 °С) установлены на участках с герцинским основанием, а минимальные (3,3 °С) в зонах более древнего, архейского, фундамента [Конторович А. Э., 1967 г.].

Внутри крупных тектонических элементов (например, межгорных впадин и предгорных прогибов) положительные структурные формы (поднятия) нередко характеризуются повышенными значениями геотермического градиента по сравнению с отрицательными структурами. В этом случае линии равных значений пластовых температур (геоизотермы) в общих чертах отображают глубинное строение и повторяют рисунок изогипс (рис. 24).

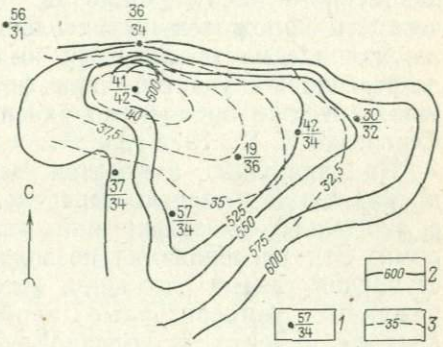


РИС. 24. ВЛИЯНИЕ ЛОКАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ В ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩЕ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕОИЗОТЕРМ (ТАХТА-КУГУЛЬТИНСКОЕ ПОДНЯТИЕ)
[МАКАРЕНКО Ф. А., СМИРНОВ Я. Б. СЕРГИЕНКО С. И. 1970 г.]
1 — скважины (в числителе — номер скважины, в знаменателе — температура на глубине 500 м, °С); 2 — изогипсы по кровле майкопской свиты, м; *3* — геоизотермы на глубине 500 м

Некоторые исследователи определенную роль при распределении тепла в пределах как крупных структурных элементов, так и локальных поднятий отводят движению по резервуарам подземных вод, которые, перемещаясь из депрессионных участков, выносят некоторое количество тепла. В пределах локальных структур Апшеронского полуострова, например, геотермическая ступень возрастает от свода к крыльям [Мехтиев Ш. Ф., 1963 г.]. Однако, по мнению других исследователей, не глубинные воды нагревают породы на сводах структур, а наоборот, породы сводовой части структур, получившие дополнительное тепло за счет тектонического сжатия и трения, не только не дают остыть, а часто нагревают и без того теплые воды, поступающие вверх по восстанию слоев из депрессионных зон [Вышемирский В. С., 1963 г.]

Не исключена возможность, что повышение температуры к сводам структур объясняется также анизотропией теплопроводности пород, обусловливающей лучшую теплопередачу по

напластованию слоев, чем перпендикулярно к нему (Д. И. Дьяконов).

В ряде районов Поволжья, Предкавказья, Днепровско-Донецкой впадины, Апшерона в зонах нефтегазонакопления отмечены повышенные тепловые аномалии по сравнению с примыкающими к ним участками, где промышленные скопления УВ отсутствуют. Причем в Днепровско-Донецкой впадине зоны преимущественного газонакопления характеризуются более высокими температурами по сравнению с зонами преимущественного нефтенакопления. Предполагается, что приуроченность положительных тепловых аномалий к зонам нефтегазонакопления объясняется выносом тепла из погруженных депрессионных участков при формировании залежей нефти и газа, а также процессами окисления нефти [Макаренко Ф. А., Сергиенко С. И., 1974 г.].

На практике измерения температуры часто проводятся в скважинах с целью определения местоположения участков с аномально высокими или аномально низкими температурами. Эти исследования позволяют определить интервалы поступления газа в скважину, которым часто соответствуют пониженные температурные аномалии, или уточнить высоту подъема цемента за колонной, фиксирующуюся, наоборот, положительными аномалиями на термограммах. Термограммы позволяют производить также корреляцию разрезов скважин в связи с тем, что породы с различной литологической характеристикой обладают разными теплоемкостью и теплопроводностью.

Однако основными факторами формирования и перераспределения температур недр все же являются глубинный тепловой поток, условия и форма залегания горных пород (структурный и литологический факторы), условия циркуляции и размещения подземных вод и углеводородных флюидов. В. С. Вышемирский (1963 г.) наиболее важными факторами, обусловливающими в большинстве случаев многообразие геотермических условий (режим теплового поля), считает тектоническое и гравитационное сжатие пород и тектоническое трение.

Общеизвестно, что температурные условия существенно влияют на состав нефтей. С увеличением глубины, а следовательно, и с повышением температуры происходит метанизация нефтей, как правило, уменьшается их вязкость, плотность, снижается содержание смол, асфальтенов и увеличивается выход светлых фракций. На больших глубинах при высоких температурах (200 °С и более) происходит деструкция (разложение) нефти и переход ее в газ (метан). Метан в свою очередь может также разлагаться при более высоких температурах на углерод и водород. Не исключена возможность, что графит, обнаруженный в некоторых глубоких и сверхглубоких скважинах в США, является продуктом разложения метана.

Глава VI

КЛАССИФИКАЦИЯ И ОСНОВНЫЕ ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Разработке классификации скоплений нефти и газа посвящено много работ, однако в большинстве из них рассматриваются лишь залежи и местоскопления нефти и газа, т. е. локальные скопления УВ. Что касается региональных скоплений нефти и газа, то разработке их классификации посвящено сравнительно мало исследований. Между тем для прогнозирования нефтегазоносности недр и эффективного ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ необходимо иметь единую генетическую классификацию различных категорий, в том числе региональных скоплений нефти и газа.

Такая классификация разработана А. А. Бакировым, сообщение о ней было сделано на XXII сессии Международного геологического конгресса в Индии в 1964 г., затем она была опубликована в трудах конгресса.

Согласно этой классификации, скопления УВ в недрах подразделяются на локальные и региональные. В категорию локальных скоплений УВ включаются залежь — естественное локальное единичное скопление нефти и газа в проницаемых пористых или трещиноватых коллекторах — и местоскопление нефти и газа — совокупность залежей, приуроченных к одной или нескольким естественным ловушкам, расположенным на одной локальной площади.

К категории региональных скоплений УВ относятся нефтегазоносные провинции, области и зоны нефтегазонакопления. Регионально нефтегазоносные территории подразделяются с учетом приуроченности их к определенным генетическим типам геоструктурных элементов, иерархически соподчиненных.

Выявление названных генетических категорий в пределах регионально нефтегазоносных территорий с присущими им особенностями формирования региональных зон нефтегазонакопления имеет большое значение не только для познания общих закономерностей развития регионально нефтегазоносных территорий с целью научно обоснованного выбора оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ, но и для дифференцированного прогнозирования пространственного распределения ресурсов УВ по отдельным крупным геоструктурным элементам исследуемых территорий.

Классификация залежей и местоскоплений УВ должна отражать главнейшие особенности формирования ловушек, с которыми генетически связаны залежи и местоскопления нефти и газа. На основе этого принципа, развивая широко известную схему классификации И. М. Губкина, А. А. Бакиров

(1960 г.) выделил пять основных классов локальных скоплений нефти и газа: структурный, литологический, рифогенный, стратиграфический и смешанного генезиса.

§ 1. ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА

В соответствии с общей классификацией локальных скоплений УВ производится деление залежей нефти и газа на группы и подгруппы (табл. 3).

Таблица 3

ОСНОВНЫЕ ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Класс	Группа	Подгруппа
Структурный	Залежи антиклинальных структур	Сводовые Тектонически экранированные Приконтактные Висячие
	Залежи моноклиналей	Экранированные разрывными нарушениями Связанные с флексурными образованиями Связанные со структурными носами
	Залежи синклинальных структур	
Рифогенный	Связанные с рифовыми массивами	
Литологический	Залежи литологически экранированные	Приуроченные к участкам выклинивания коллекторов Приуроченные к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми Экранированные асфальтом или битумом
	Залежи литологически ограниченные	Приуроченные к песчаным образованиям русел палеорек (шнурковые, или рукавообразные) Приуроченные к прибрежно-песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров Линзовидные (или гнездовидные)
Стратиграфический	Залежи в коллекторах, срезанных эрозией и перекрытых непроницаемыми породами	Связанные со стратиграфическими несогласиями на тектонических структурах Связанные со стратиграфическими несогласиями, приуроченными к эродированной поверхности погребенных останцев палеорельефа или выступов кристаллического фундамента

Залежи структурного типа

Залежи антиклинальных структур приурочены к локальным поднятиям различного вида простого или нарушенного строения.

Сводовые залежи формируются в локальных структурах простого ненарушенного строения или осложненных разрывными нарушениями, диапиризмом, грязевыми вулканами, солянокупольной тектоникой и т. п. (рис. 25).

Висячие залежи располагаются обычно на крыльях, а иногда и на периклиналях локальных структур простого или сложного строения (рис. 26). Характерная особенность зале-

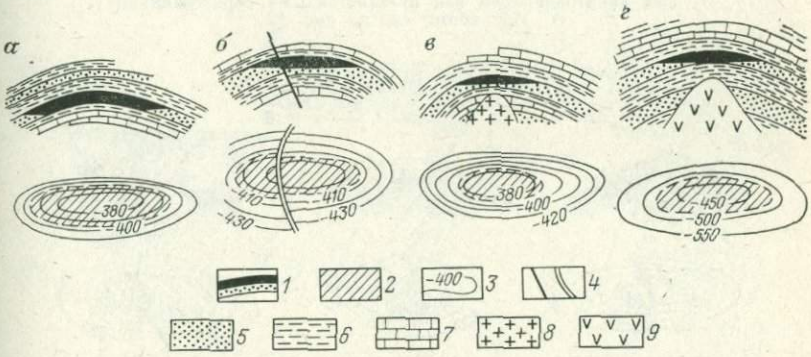


РИС. 25. СВОДОВЫЕ ЗАЛЕЖИ АНТИКЛИНАЛЬНЫХ СТРУКТУР:
а — ненарушенного строения, *б* — с тектоническим нарушением; *в* — осложненной криптодиапиром или вулканогенными образованиями; *г* — с соляным штоком.
Усл. обозн. даются для рис. 25—33.
Залежь нефти: *1* — на профиле, *2* — в плане; *3* — изогипсы продуктивного пласта, м; *4* — нарушение; *5* — песчаники; *6* — глины; *7* — известняки; *8* — вулканогенные образования; *9* — соль

жей этого типа — аномальное (с точки зрения антиклинальной теории) расположение. Контуры водонефтяного контакта обычно не соответствуют изогипсам кровли или подошвы продуктивного пласта, а секут их под разными углами. Залежи этого типа широко распространены в Азербайджане.

Тектонически экранированные залежи формируются вдоль сбросов или взбросов, осложняющих локальные антиклинальные складки. При этом в зависимости от пространственного положения и ориентировки разрывных нарушений подобные залежи могут находиться в различных частях структуры: на своде, крыльях или периклиналях (рис. 27).

Приконтактные залежи образуются на контакте продуктивных горизонтов с соляным штоком, с диапировым ядром или же с вулканогенными образованиями (рис. 28).

Залежи моноклиналей связаны с флексурными образованиями, со структурными носами или же разрывными нарушениями, осложняющими моноклинали (рис. 29).

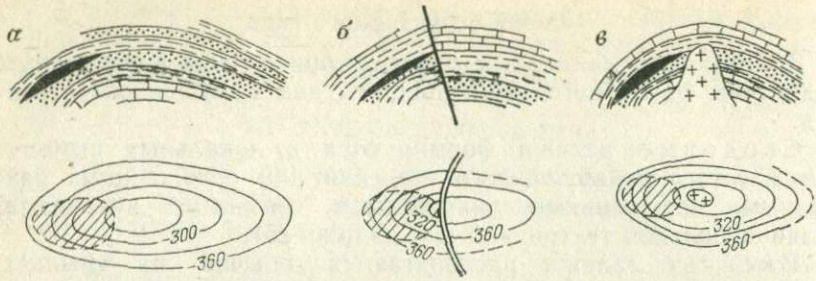


РИС. 26. ВИСЯЧИЕ ЗАЛЕЖИ АНТИКЛИНАЛЬНЫХ СТРУКТУР:
а — ненарушенного строения, *б* — осложненных разрывным нарушением; *в* — осложненных криптодиапиром или вулканогенными образованиями
Усл. обозн. см. на рис. 25

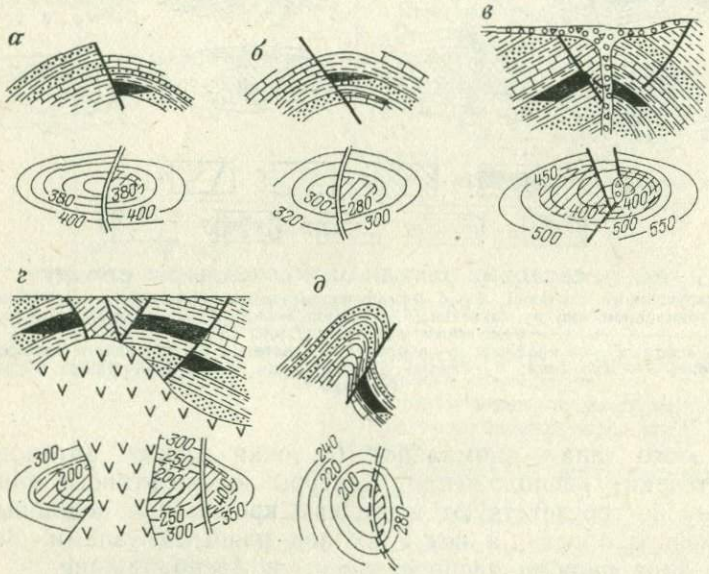


РИС. 27. ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЕ ЗАЛЕЖИ:
а — присбросовая, *б* — привзбросовая, *в* — структуры, осложненной диапиризмом или грязевым вулканизмом, *г* — солянокупольной структуры, *д* — *поднадвиговая*
Усл. обозн. см. на рис. 25

Залежи синклинальных структур формируются в крыльевых частях синклиналей в практически безводных коллекторах под действием сил гравитации. Встречаются они редко и известны лишь в некоторых районах Аппалачской *нефтегазоносной провинции* в США.

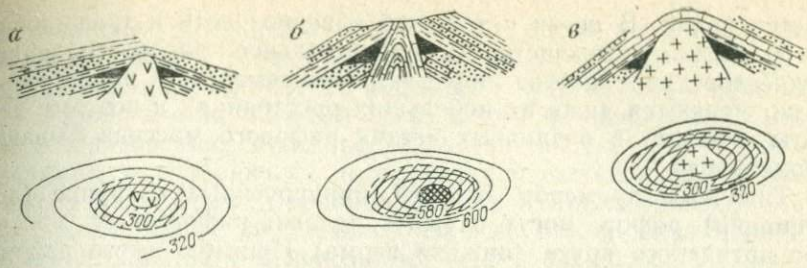


РИС. 28. ПРИКОНТАКТНЫЕ ЗАЛЕЖИ НА СТРУКТУРАХ:
а — с соляным штоком, *б* — с диапировым ядром или с образованиями грязевого вулканизма, *в* — с вулканогенными образованиями
Усл. обозн. см. на рис. 25

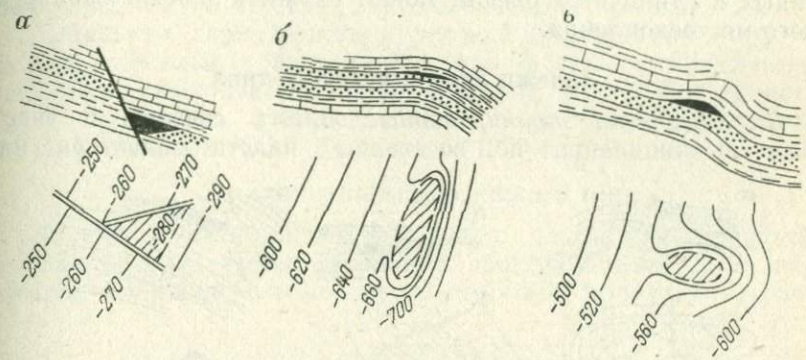


РИС. 29. ЗАЛЕЖИ МОНОКЛИНАЛЬНЫХ СТРУКТУР:
а — экранированные разрывными нарушениями, *б* — приуроченные к флексурным осложнениям, *в* — связанные со структурными носами
Усл. обозн. см. на рис. 25

Залежи рифогенного типа

Каждый рифовый массив или группа их обычно содержит единую нефтяную или газонефтяную залежь с общим водонефтяным контактом (рис. 30). Нефть, как правило, подпи-

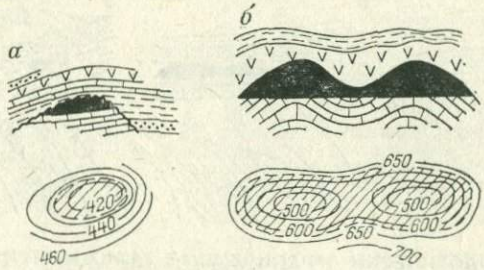


РИС. 30. ЗАЛЕЖИ РИФОГЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЙ В ОДИНОЧНОМ РИФОВОМ МАССИВЕ (*а*), В ГРУППЕ (АССОЦИАЦИИ) РИФОВЫХ МАССИВОВ (*б*)
Усл. обозн. см. на рис. 25

рается водой. В связи с тем, что кавернозность и трещиноватость известняков часто имеют локальное распространение, коллекторские свойства пород (проницаемость и пористость) резко меняются даже на небольших расстояниях и поэтому дебиты скважин в различных частях рифового массива бывают неодинаковы.

Типичным примером залежей, приуроченных к группе (ассоциации) рифов, могут служить залежи рифогенных массивов артинского яруса (нижняя пермь) Ишимбаевского района Башкирского Приуралья, которые перекрываются гипсо-ангидритовой толщей кунгурского яруса (представляющей собой хорошую покрышку). Примерами рифовых залежей, приуроченных к единичным рифам, может служить залежь Столяровского местоскопления.

Залежи литологического типа

Литологически экранированные залежи связаны с участками выклинивания по восстанию пласта-коллектора или

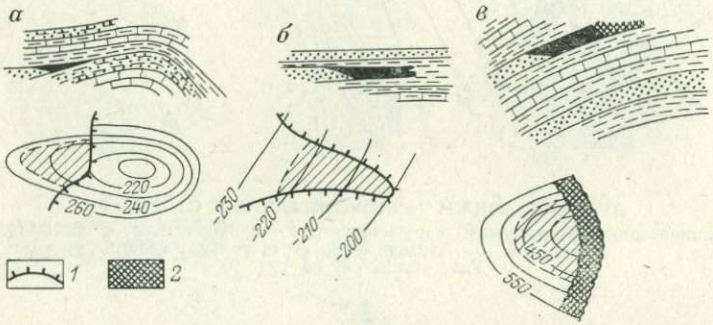


РИС. 31. ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЕ ЗАЛЕЖИ, ПРИУРОЧЕННЫЕ К УЧАСТКАМ ВЫКЛИНИВАНИЯ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА *(а)* И ЗАМЕЩЕНИЯ ПРОНИЦАЕМЫХ ПОРОД НЕПРОНИЦАЕМЫМИ *(б)* И ЗАЛЕЖЬ, ЗАПЕЧАТАННАЯ АСФАЛЬТОМ *(в)*

1 — линия выклинивания пласта-коллектора; *2* — асфальт.
Остальн. усл. обозн. см. на рис. 25

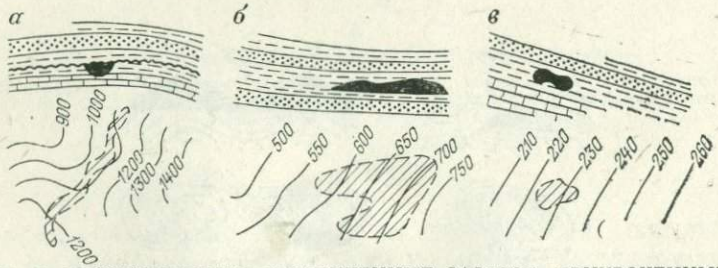


РИС. 32. ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ОГРАНИЧЕННЫЕ ЗАЛЕЖИ, ПРИУРОЧЕННЫЕ:
а — к песчаным образованиям русел палеорек, *б* — к прибрежным песчаным образованиям ископаемых баров, *в* — к линзам песчаных пород в слабопроницаемых глинистых отложениях
Усл. обозн. см. на рис. 25

с участками замещения проницаемых пород непроницаемыми. К этой группе относятся также залежи, образовавшиеся при экранировании коллектора асфальтом или битумом (рис. 31).

Литологически ограниченные залежи формируются в песчаных образованиях русел палеорек (шнурковые, или рукавообразные), в прибрежных песчаных валоподобных образованиях ископаемых баров (баровые) или же в линзообразных песчаных коллекторах, окруженных со всех сторон слабопроницаемыми глинистыми отложениями (рис. 32). Так называемые рукавообразные (шнурковые) залежи впервые были открыты И. М. Губкиным в 1911 г. в Майкопском районе Краснодарского края. Залежи в песчаных образованиях ископаемых баров известны во многих нефтегазоносных областях США.

Детальная характеристика условий образования и распределения локальных скоплений нефти и газа литологического класса рассматривается в монографиях К. К. Гостинцева и В. А. Гроссгейма (1969 г.), А. Г. Алексина, Г. Т. Юдина, В. И. Корнеева и А. И. Дьяконова (1970 г.).

Залежи стратиграфического типа

Залежи стратиграфического типа могут сформироваться в пластах-коллекторах, срезанных эрозией и несогласно перекрытых непроницаемыми породами более молодого возраста,

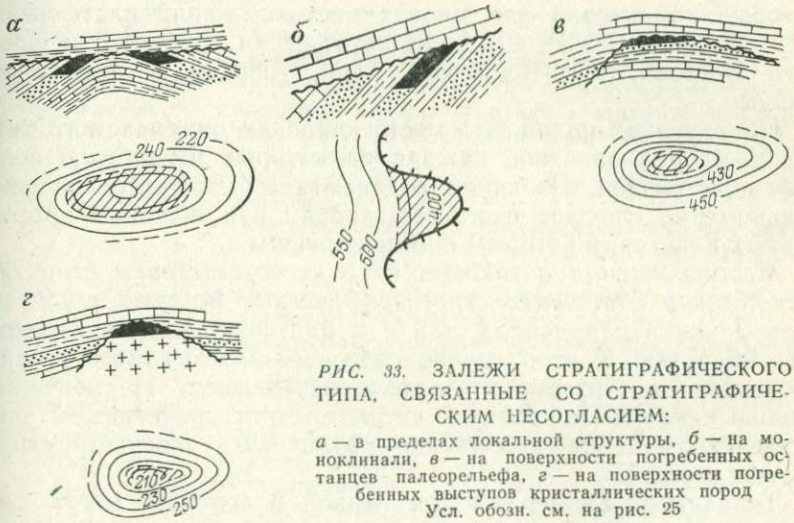


РИС. 33. ЗАЛЕЖИ СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО ТИПА, СВЯЗАННЫЕ СО СТРАТИГРАФИЧЕСКИМ НЕСОГЛАСИЕМ:

а — в пределах локальной структуры, *б* — на моноклинали, *в* — на поверхности погребенных останцев палеорельефа, *г* — на поверхности погребенных выступов кристаллических пород

Усл. обозн. см. на рис. 25

а также могут быть приурочены к участкам стратиграфических несогласий на антиклиналях, моноклиналях, на эродированной поверхности погребенных останцев палеорельефа или выступов кристаллических пород (рис. 33).

Следует также сказать о залежах, формирование которых обусловлено действием нескольких факторов, например литологического и стратиграфического. Примером могут служить часто встречающиеся залежи, приуроченные к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезанных эрозией и перекрытых со стратиграфическим несогласием непроницаемыми отложениями более молодого возраста, например крупные скопления нефти в районе Ист-Тексас (США).

§ 2. МЕСТОСКОПЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

По приуроченности к различным типам ловушек выделяются местоскопления нефти и газа структурного, рифогенного, литологического, стратиграфического и литолого-стратиграфического классов, которые, в свою очередь, делятся на группы и подгруппы (табл. 4).

Местоскопления нефти и газа структурного типа

Местоскопления антиклинальных структур простого ненарушенного строения: ловушками служат антиклинали простого строения, характеризующиеся в основном соответствием структурных планов отдельных стратиграфических подразделений, принимающих участие в их строении.

На рис. 34—38 приводятся карты и разрезы типичных для рассматриваемой группы нефтегазоносных структур, строение которых характерно для многих местоскоплений платформенных областей СССР, США, Канады, стран Ближнего и Среднего Востока, Юго-Восточной Азии, Африки и других регионов.

На рисунках видно, что местоскопления описываемого типа содержат ряд залежей, каждая из которых имеет свой водонефтяной раздел. Изолинии водонефтяных контактов залежей закономерно следуют изогипсам кровли или подошвы продуктивных пластов, к которым они приурочены.

Местоскопления антиклиналей с несоответствием структурных планов отдельных стратиграфических подразделений известны как в складчатых, так и в платформенных и переходных областях. К этой группе относятся местоскопления, приуроченные к структурам, характеризующимся: 1) смещением сводовых частей по разным литолого-стратиграфическим подразделениям и 2) существенно различным строением структурных этажей.

Типичными примерами для первой подгруппы могут служить нефтяные местоскопления Стрельный Овраг и Жигулевское в Куйбышевской области (рис. 39). Для названных местоскоплений, расположенных рядом, характерно несовпадение структурных поверхностей отдельных стратиграфических комплексов, содержащих залежи нефти и газа. Так, в пределах

Таблица 4

ОСНОВНЫЕ ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ МЕСТОСКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Класс	Группы и подгруппы
Структурный	Местоскопления, приуроченные: к антиклинальным структурам простого не нарушенного строения к антиклинальным структурам с несоответствием структурных планов отдельных стратиграфических подразделений: к структурам со смещением сводовых частей отдельных литолого-стратиграфических подразделений к структурам с существенно различным строением отдельных структурных этажей к антиклинальным структурам, осложненным разрывными дислокациями к антиклинальным структурам, осложненным соляной тектоникой к антиклинальным структурам, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом к структурам с открытым грязевым вулканом или открытым диапировым ядром к структурам с погребенным грязевым вулканом или криптодиапиром к антиклинальным структурам, осложненным вулканогенными образованиями к моноклиналям к синклиналям
Рифогенный	к одиночным рифовым массивам к группе (ассоциации) рифовых массивов
Литологический	к участкам выклинивания или к зонам литологической изменчивости пластов-коллекторов (литологически экранированные) к участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию слоев к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми или к проницаемым породам, запечатанным асфальтом к прибрежным песчаным образованиям палеоморей к песчаным образованиям русел палеорек к прибрежным песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров; к линзообразно залегающим пластам-коллекторам
Стратиграфический	к участкам стратиграфических несогласий: на антиклинальных структурах на моноклиналях на эродированной поверхности погребенных выступов палеорельефа
Литолого-стратиграфический	к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезанных эрозией и перекрытых со стратиграфическим несогласием непроницаемыми отложениями более молодого возраста

местоскопления Стрельный Овраг на месте сводовой части структуры по отложениям нижнего карбона (по кровле пласта $Б_2$) находится далекое погружение восточной периклинали девонской структуры (по кровле пашийских отложений) соседней Жигулевской площади. В соответствии с этим на Жигулевской площади залежь нефти приурочена к пашийским и

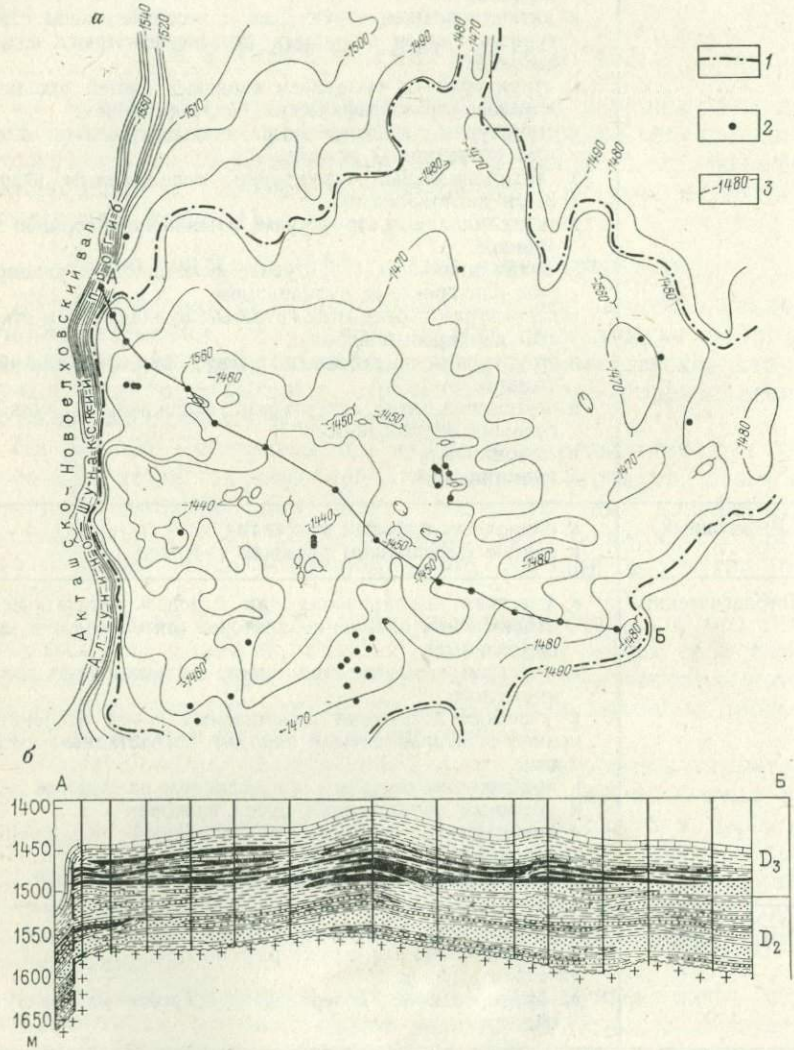


РИС. 34. РОМАШКИНСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОСКОПЛЕНИЕ. СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ ПАШИЙСКОГО ГОРИЗОНТА *(а)* И ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ТЕРРИГЕННОЙ ТОЛЩИ ДЕВОНА ПО ЛИНИИ АБ *(б)*

1 — контур нефтеносности; *2* — скважины; *3* — изогипсы, м

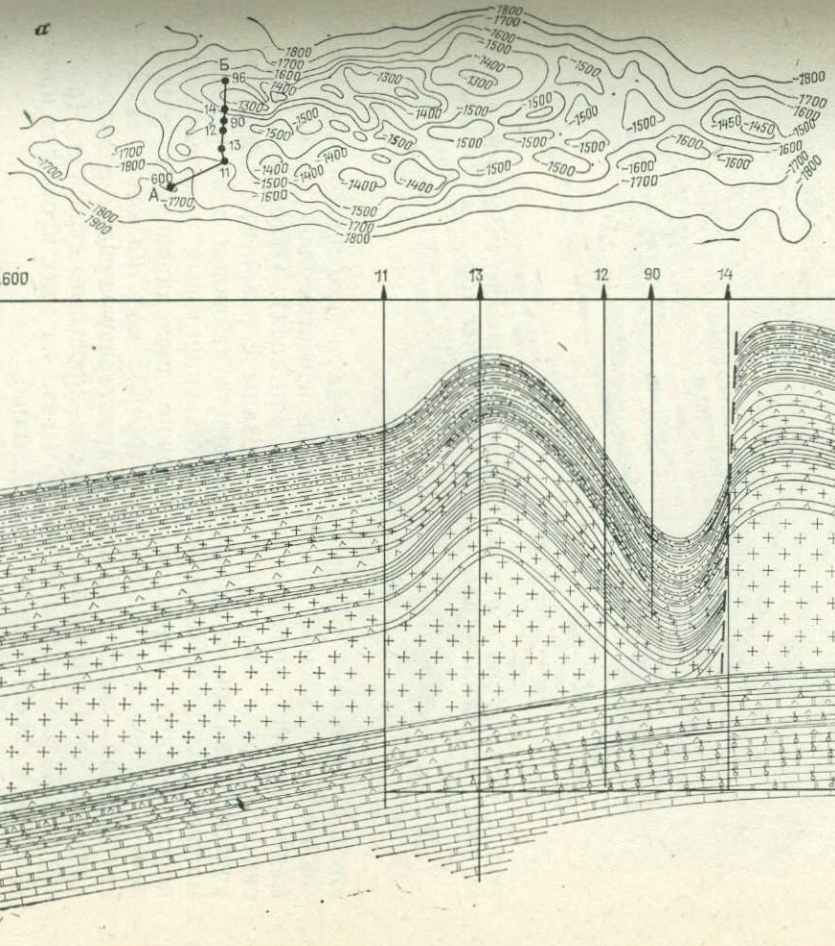


РИС. 35. ОРЕНБУРГСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОСКОПЛЕНИЕ. СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ САКМАРО-АРТИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (*а*) И ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ЛИНИИ АБ (*б*)

Усл. обозн. см. на рис. 34

кыновским слоям (нижнекаменноугольные отложения нефтеносны), а на площади Стрельный Овраг основная залежь нефти связана с нижнекаменноугольными образованиями, а в пашийской свите нефти нет.

Примерами местоскоплений, приуроченных к структурам с существенно различным строением отдельных структурных этажей, могут служить многие местоскопления Юго-Западного Ирана и Северного Ирака, расположенные в пределах Месопотамской предгорной впадины. Структуры здесь характеризу-

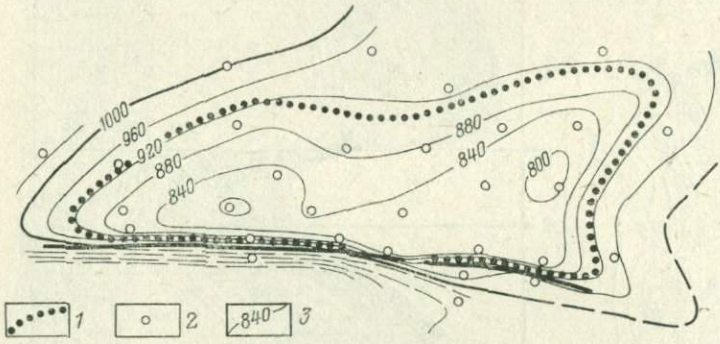


РИС. 36. СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ XII ГОРИЗОНТА (НИЖНИЙ АЛЬБ) ГАЗЛИНСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОСКОПЛЕНИЯ (ПО З. А. ТАБАСАРАНСКОМУ И Н. И. ГРОМАДИНОЙ)

1 — контур газоносности; *2* — скважины; *3* — изогипсы, м

ются существенно различным строением фарсидского яруса миоцена и основной продуктивной известняковой толщи Асмари (нижний миоцен — верхний олигоцен). Отложения фарсидского яруса сложно дислоцированы с развитием дисгармонической складчатости, обусловленной наличием в их разрезе мощной толщи пластичных гипсо-ангидритовых и соленосных пород нижнего фарса. Эта сложно дислоцированная толща почти повсеместно маскирует строение подстилающей ее известняковой свиты Асмари, характеризующейся развитием крупных антиклинальных складок простого строения (рис. 40). Основные скопления нефти и газа на этих площадях приурочены к известняковой свите Асмари.

В Советском Союзе примером рассматриваемой разновидности местоскоплений может служить площадь Зыбза (Краснодарский край). В верхней части разреза отложения понта, меотиса и чокрака-карагана залегают моноклинально. Подстилающие их фораминиферовые слои смяты в антиклинальную складку, осложненную разрывным нарушением (рис. 41). Для таких сложных структур характерно наличие залежей ге-

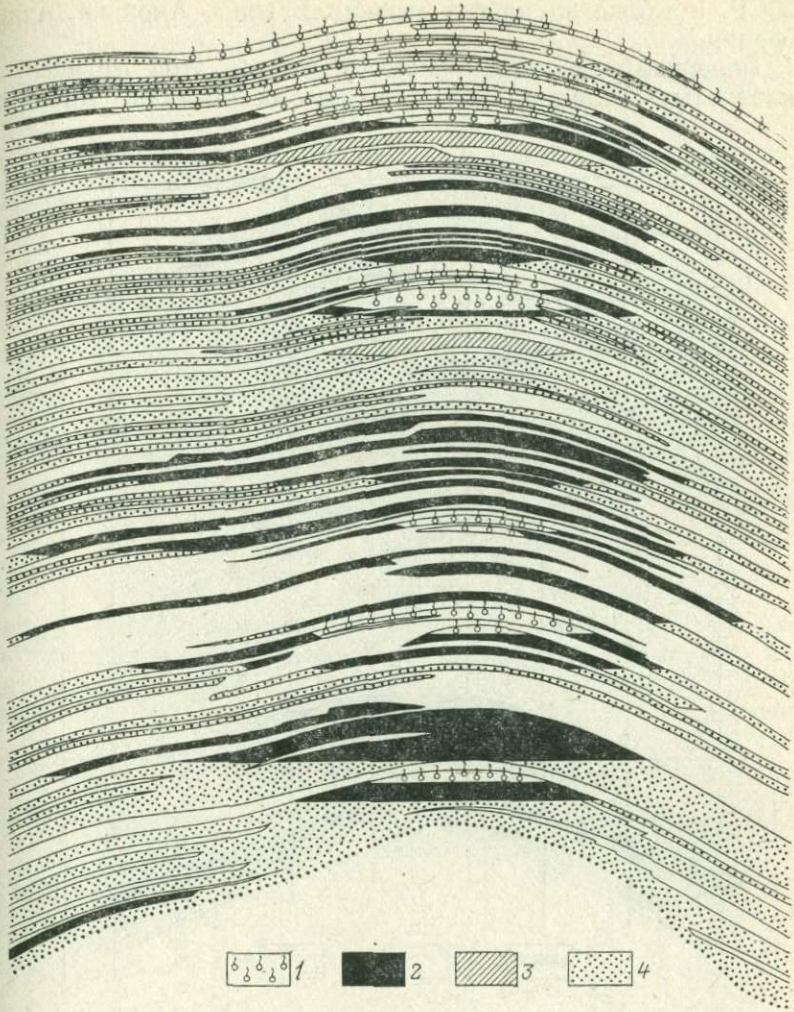


РИС. 37. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ МЕСТОСКОПЛЕНИЯ ЖЕТЫБАЙ (ПО В. Е. АРОНСОНУ И А. К. МАХОНИНУ):

1 — газ; *2* — нефть; *3* — предполагаемые залежи нефти; *4* — водоносные песчаники

нетически разных типов, в данном случае залежей структурного, литологического и стратиграфического классов.

Местоскопления, приуроченные к антиклиналям, осложненным разрывными дислокациями, расположены главным образом в складчатых и переходных областях, но нередко встречаются и на платформах. Местоскопления этой группы широко распространены почти во всех нефтегазоносных областях

СССР, а также во многих странах Европы, Америки, Азии и Африки.

Типичными примерами местоскоплений этой группы для складчатых областей являются местоскопления Карачухур

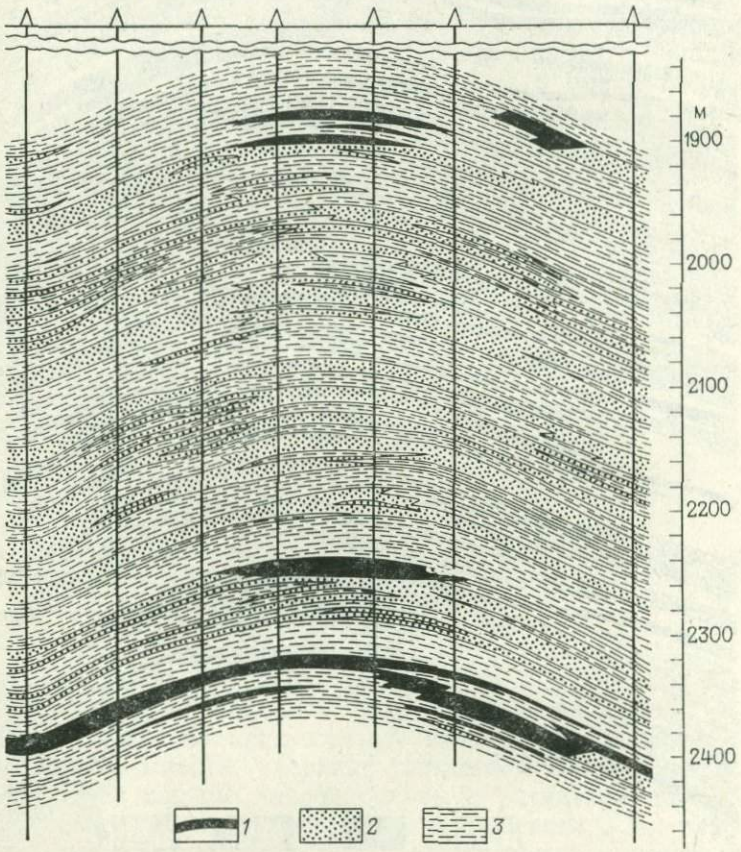


РИС. 38. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ВЕРХНЕВАЛАНЖИНСКИХ — ГОТЕРИВ-БАРРЕМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МАМОНТОВСКОГО МЕСТОСКОПЛЕНИЯ (ПО О. А. РЕМЕЕВУ)

1 — нефтяные залежи; *2* — преимущественно песчаники; *3* — преимущественно глинистые породы

в Азербайджанской ССР (рис. 42) и Котур-Тепе в Туркменской ССР (рис. 43).

В составе рассматриваемой группы иногда встречаются местоскопления, приуроченные к структурам, осложненным надвиговыми явлениями. Они широко представлены в Восточно-Предкарпатской нефтегазоносной провинции Западной

Украины, например месторождения Борислав, Битков, Долина. Бориславское месторождение (рис. 44) связано с опрокинутой (надвинутой) на северо-восток складкой, лежачее крыло ко-

РИС. 39. СТРУКТУРНЫЕ КАРТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СТРЕЛЬНЫЙ ОВРАГ (ПО КРОВЛЕ ПЛАСТА $Б_2$, НИЖНИЙ КАРБОН) И ЖИГУЛЕВСКОГО (ПО КРОВЛЕ ПАШИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ)

1 — контур нефтеносности; *2* — изогипсы, м

торой осложнено разрывным нарушением. Ядро складки сложено ямненскими песчаниками верхнемелового возраста, которые перекрываются образованиями эоцена, олигоцена и соленосными породами миоцена. Залежи нефти приурочены

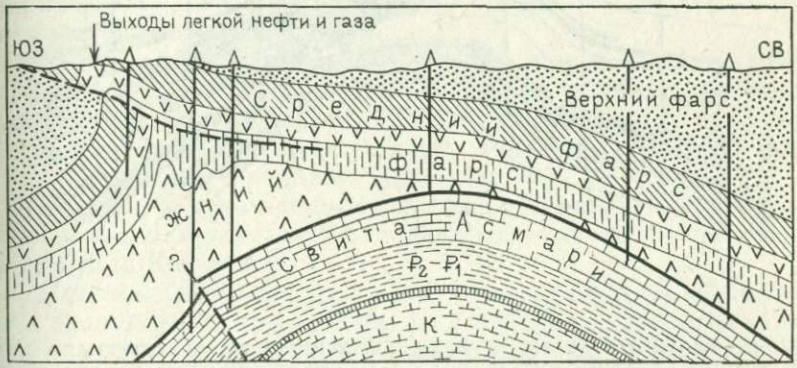


РИС. 40. ПРОФИЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НАФТ-СЕФИД (ПО МАТЕРИАЛАМ XX МЕЖДУНАРОДНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО КОНГРЕССА)

к ямненским песчаникам и так называемым бориславским песчаникам, находящимся в основании менилитовых сланцев олигоценового возраста.

Для месторождений этой группы обычно характерны поднадвиговые залежи. Кроме того, могут встречаться сводовые,

тектонически экранированные, литологические и другие типы залежей.

Местоскопления, приуроченные к антиклиналям, осложненным соляной тектоникой, широко распространены в СССР

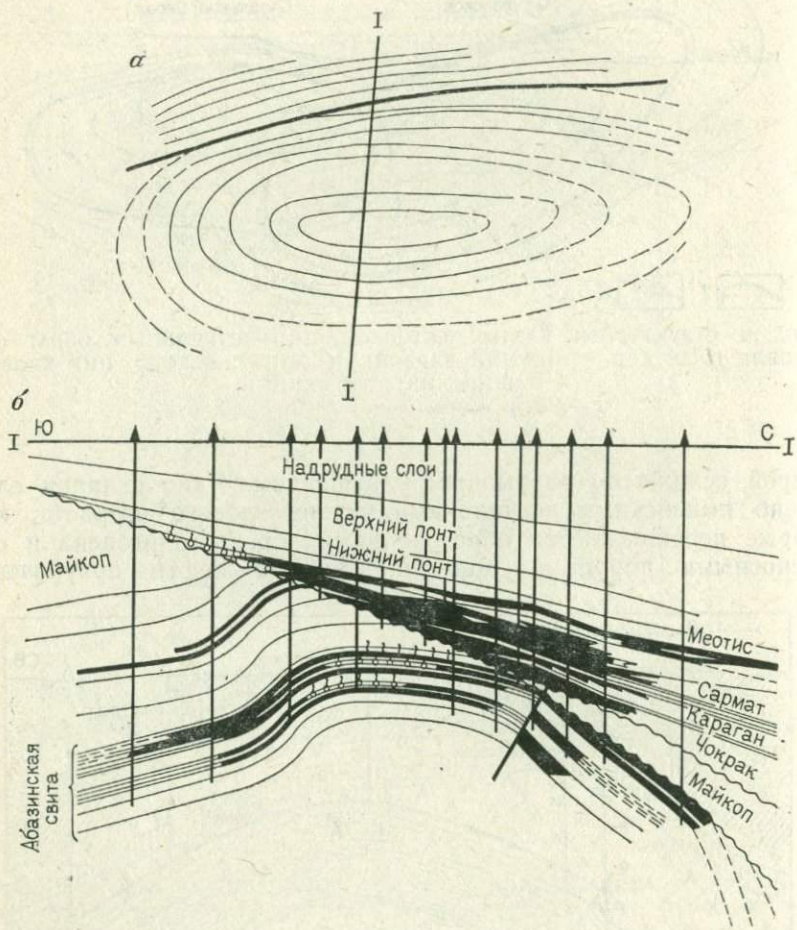


РИС. 41. МЕСТОСКОПЛЕНИЕ ЗЫБЗА. СХЕМАТИЧЕСКАЯ СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ АБАЗИНСКОЙ СВИТЫ *(а)* И ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ *(б)* (ПО З. А. ТАБАСАРАНСКОМУ)

(в Южно-Эмбенской нефтегазоносной области, в Днепровско-Донецкой и Припятской впадинах), в европейских странах (в Северо-Германской и Предкарпатской впадинах), в США (в нефтегазоносных областях Примексиканской впадины, а также в северных районах штатов Техас, Луизиана и Миссисипи).

Единой общепризнанной классификации солянокупольных структур пока нет. По вопросам классификации соляных куполов Прикаспийской впадины высказывались различные взгляды в работах И. Г. Пермякова (1947 г.), Н. И. Буялова (1940 г.), Ю. А. Косыгина (1945, 1958 гг.), Н. В. Неволина (1951, 1959 гг.), Г. Е. Айзенштадта (1956 г.), Н. А. Калинина (1958 г.), Л. В. Каламкарова (1969, 1972 гг.) и др. Из всех этих классификаций с точки зрения ведения поисково-разведочных работ наиболее приемлема классификация Н. В. Неволина, по которой выделяются пять типов соляных куполов:

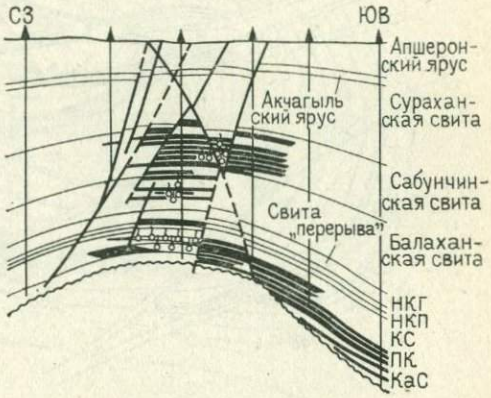


РИС. 42. РАЗРЕЗ КАРАЧУХУРСКОГО МЕСТОСКОПЛЕНИЯ, ОСЛОЖНЕННОГО КРУПНЫМИ ПОПЕРЕЧНЫМИ СБРОСАМИ (ПО Б. К. БАБА-ЗАДЕ)

непрорванные глубокопогруженные, скрытопрорванные, прорванные, однокрылые, открытые.

Типичными примерами этой группы могут служить месторождения Макат, Байчунас и Косчагыл в Южно-Эмбенской нефтегазоносной области Прикаспийской впадины (рис. 45), Морени в Предкарпатской впадине Румынии и Барберс-Хилл в Примексиканской впадине США (рис. 46).

Нередко на одном месторождении рассматриваемой группы одновременно представлены залежи разных типов, например, на площади Косчагыл.

Месторождения, приуроченные к антиклиналям, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом, известны в нефтегазоносных областях Азербайджанской ССР, Таманского полуострова, Западной Туркмении, в Румынии и ряде других районов.

Для месторождений этой группы характерны сводовые залежи над погребенными диапировым ядром или грязевым вулканом и приконтактные залежи, связанные с диапировым ядром или с образованиями грязевого вулкана (рис. 47, 48, 49). Кроме того, в пределах месторождений рассматриваемого типа могут встречаться залежи тектонически экранированные и некоторые виды литологических и стратиграфических залежей.

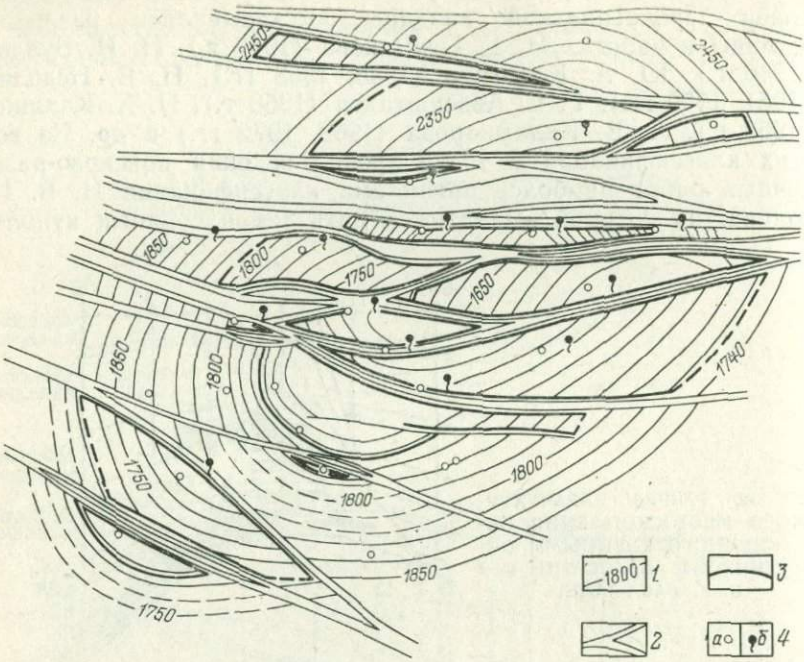


РИС. 43. СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ III ГОРИЗОНТА (КРАСНОЦВЕТНАЯ ТОЛЩА) МЕСТОСКОПЛЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНЫЙ КОТУР-ТЕПЕ
[ШВАРЦ Т. В., ГОЛЬДИН А. А., 1963 г.]
1 — изогипсы, м; *2* — сбросы; *3* — контуры нефтеносности; *4* — скважины, давшие воду *(а)* и нефтяные *(б)*

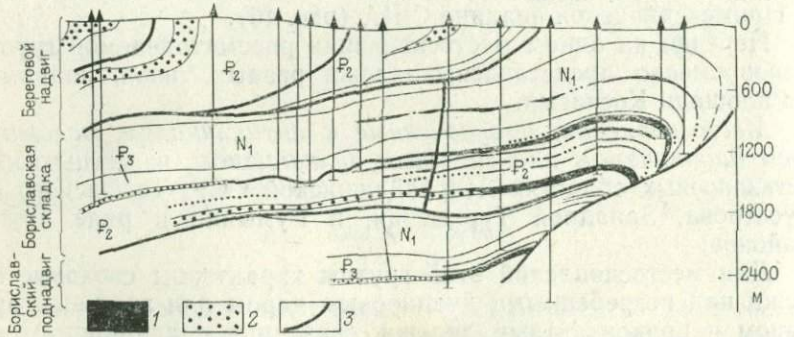


РИС. 44. РАЗРЕЗ БОРИСЛАВСКОГО МЕСТОСКОПЛЕНИЯ (ПО Г. Н. ДОЛЕНКО)
1 — нефть; *2* — продуктивные песчаные горизонты; *3* — нарушения

Местоскопления, связанные с антиклиналями, осложненными вулканогенными образованиями, встречаются сравнительно редко и известны в Мексике, США, на Кубе. Примером может служить местоскопление Литтон-Спрингс в штате Техас,

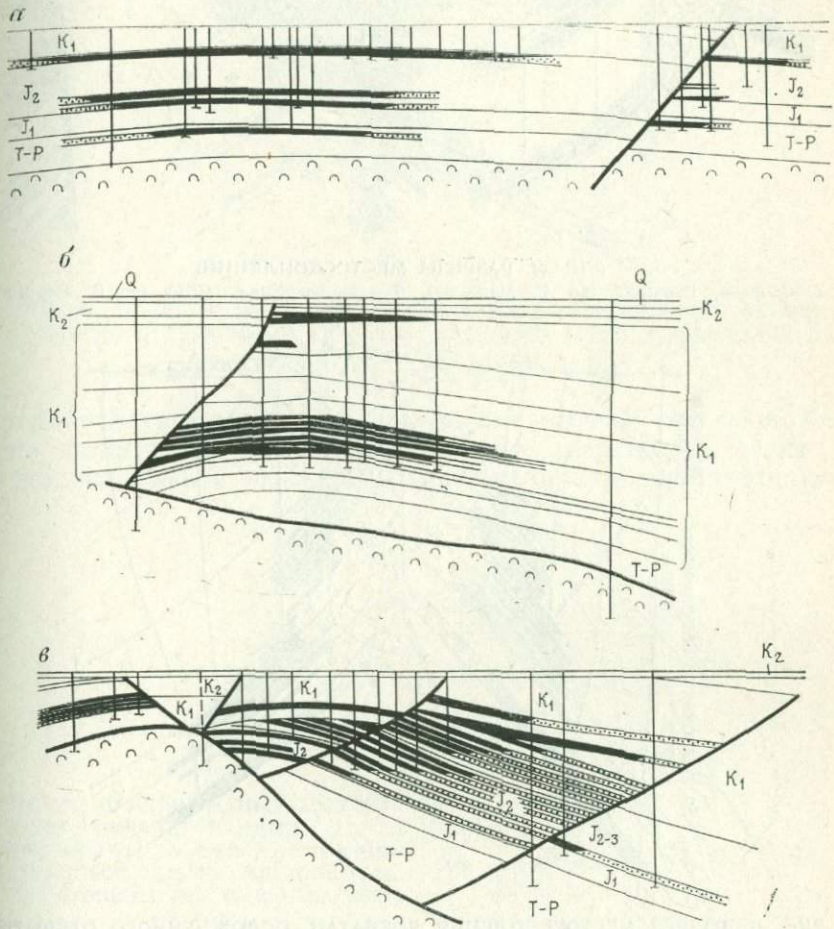


РИС. 45. РАЗРЕЗЫ МЕСТОСКОПЛЕНИЙ:
а — Макат [Калинин Н. А., 1951 г.], *б* — Байчунас [Айзенштадт Г. Е., Антонов К. В., 1954 г.], *в* — Косчагыл (по материалам объединения Казахстаннефть)

США (рис. 50), где залежь нефти сводового типа приурочена к верхней выветрелой части серпентинитового массива, внедрившегося в толщу осадочных образований мелового возраста и контактирующего с регионально нефтегазоносными горизонтами этих отложений. Для местоскоплений этой группы

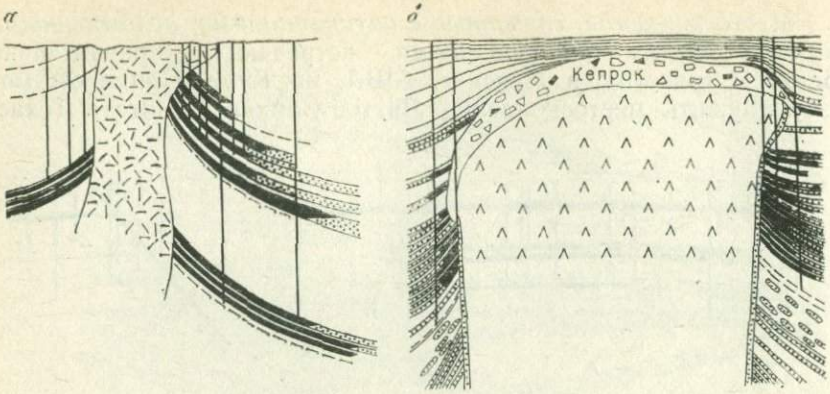


РИС. 46. РАЗРЕЗЫ МЕСТОСКОПЛЕНИЙ:
а — Морени, Румыния (по Г. Маковею), *б* — Барберс-Хилл, США (по В. Вер-Вибе)

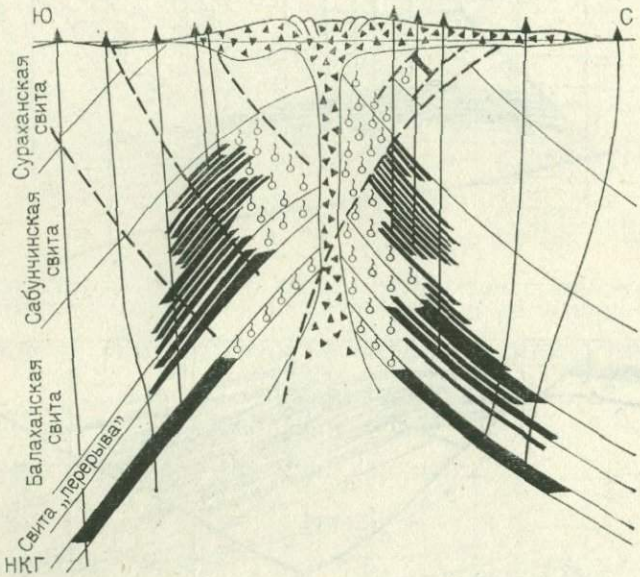


РИС. 47. РАЗРЕЗ МЕСТОСКОПЛЕНИЯ ЛОКБАТАН, ОСЛОЖНЕННОГО ОТКРЫТЫМ ГРЯЗЕВЫМ ВУЛКАНОМ (ПО Б. К. БАБА-ЗАДЕ)

характерны также сводовые и приконтактные залежи, связанные с погребенными выступами рельефа (рис. 51).

Местоскопления на моноклиналях обычно приурочены к различным структурным осложнениям — флексурам, структурным носам и разрывным нарушениям (см. рис. 29).

Местоскопления в синклиналях располагаются обычно в крыльевых частях синклинальных структур. Залежи в них

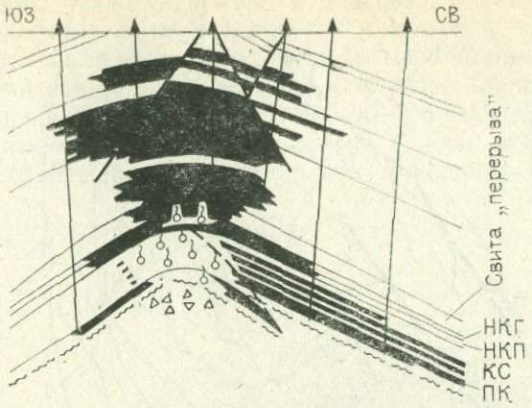


РИС. 48. ПОПЕРЕЧНЫЙ РАЗРЕЗ МЕСТОСКОПЛЕНИЯ БИБИ-ЭЙБАТ, ОСЛОЖНЕННОГО ПОГРЕБЕННЫМ ГРЯЗЕВЫМ ВУЛКАНОМ (ПО Б. К. БАБА-ЗАДЕ)

формируются в практически безводных пластах, под действием сил гравитации. Такие местоскопления встречаются редко и известны лишь в некоторых районах Аппалачской нефтегазоносной провинции США. К их числу относятся, например, скопления нефти в песчаных коллекторах миссисипского отдела (карбон) на площадях Кевин-Крик (рис. 52), Бич-Крик, Конли и др.

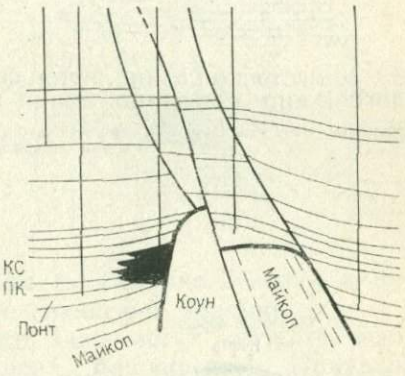


РИС. 49. ПРИКОНТАКТНЫЕ ТЕКТОНИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЕ ЯДРОМ ПРОТЫКАНИЯ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ В КИРМАКИНСКОЙ СВИТЕ МЕСТОСКОПЛЕНИЕ БУЗОВНЫ (ПО Б. К. БАБА-ЗАДЕ)

Местоскопления нефти и газа рифогенного типа

Ловушками нефти и газа для местоскоплений этого класса служат рифовые массивы. Рифообразующие организмы развиваются лишь в определенных палеогеографических, фациальных и палеотектонических условиях. Сочетание условий,

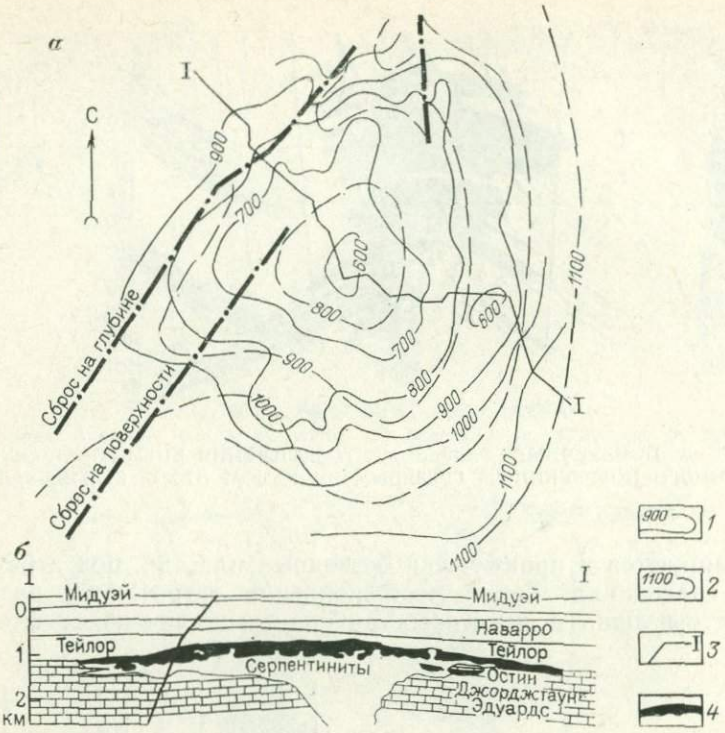


РИС. 50. МЕСТОСКОПЛЕНИЕ ЛИТТОН-СПРИНГС. СТРУКТУРНАЯ КАРТА *(а)* И ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ПО ЛИНИИ I—I *(б)* (ПО Ф. ЛАХИ И В. ВЕР-ВИБЕ)

Изогипсы, м: *1* — по кровле серпентинитов, *2* — по кровле меловых отложений; *3* — линия профиля; *4* — нефть

РИС. 51. ЛОВУШКИ, СВЯЗАННЫЕ С ПОГРЕБЕННЫМИ ВЫСТУПАМИ РЕЛЬЕФА (ПО У. РАССЕЛУ)

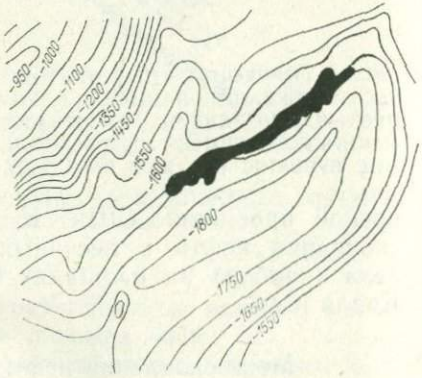


РИС. 52. СТРУКТУРНАЯ КАРТА (ИЗОГИПСЫ, М) ПО ГОРИЗОНТУ БЕРИА (МИССИСИПИЙ) МЕСТОСКОПЛЕНИЯ КЕВИН-КРИК, ЗАПАДНАЯ ВИРГИНИЯ (США) [ВАССОН Т., 1929 г.]

способствующих возникновению процессов рифообразования, вероятно, наиболее часто встречается в краевых частях платформ, в зонах сочленения их с предгорными впадинами. Бóльшая часть известных крупных зон нефтегазонакопления, связанных с региональным развитием рифогенных образований, приурочена именно к таким областям. К ним относятся, например, в СССР Предуральская нефтегазоносная провинция,

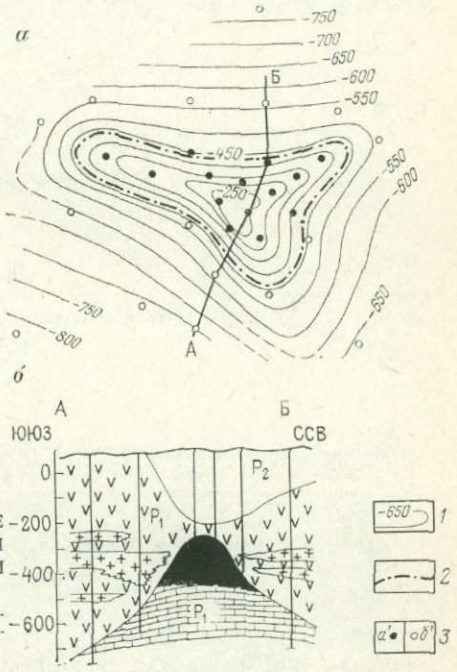


РИС. 53. СТОЛЯРОВСКОЕ РИФОВОЕ МЕСТОСКОПЛЕНИЕ. СТРУКТУРНАЯ КАРТА *(а)* И ПРОФИЛЬ ПО ЛИНИИ АБ *(б)* (ПО Г. П. ОВАНЕСОВУ)

1 — изогипсы, м; *2* — контур нефтеносности; *3* — *скважины нефтяные (а') и* законтурные *(б')*

в Мексике нефтегазоносная область Тампико-Тукспан в юго-западной краевой части Примексиканской впадины.

Примерами рассматриваемого типа могут служить месторождения Ишимбаевского района Башкирского Приуралья в рифогенных образованиях нижнепермского возраста, приуроченные или к одиночным рифам, например Столяровское месторождение (рис. 53), или к группе (ассоциации) рифовых массивов, например Ишимбаевская группа месторождений (рис. 54). В Канаде известны месторождения в зоне развития рифогенных образований в девонских отложениях впадины Альберта, в том числе одно из крупнейших месторождений Канады — Ледюк (рис. 55).

Встречаются рифовые образования, приуроченные к локальным относительно приподнятым участкам подстилающих их отложений (с такими рифовыми массивами связаны место-

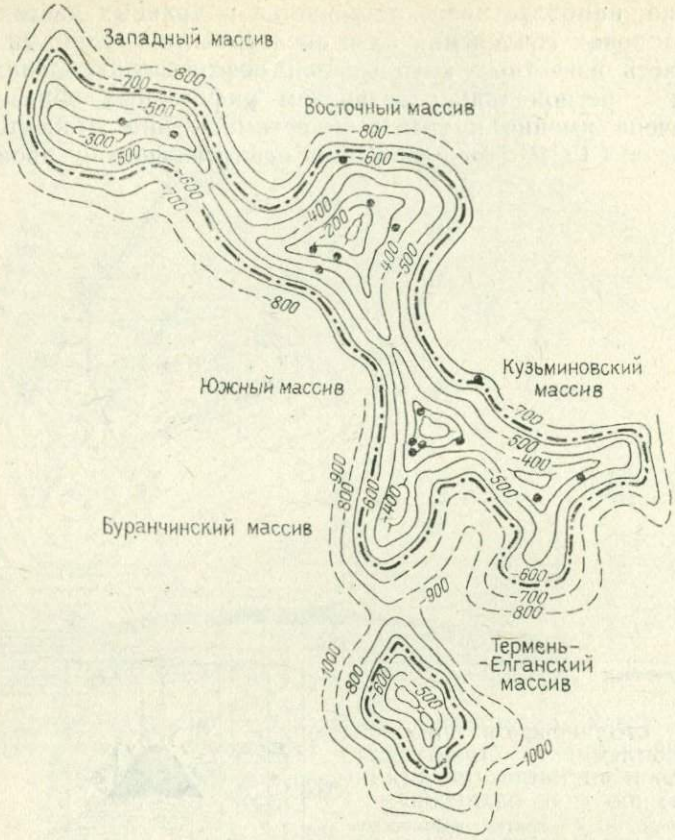


РИС. 54. ИШИМБАЕВСКАЯ ГРУППА РИФОВЫХ МЕСТОСКОПЛЕНИЙ (ПО Г. П. ОВАНЕСОВУ)
Усл. обозн. см. на рис. 53

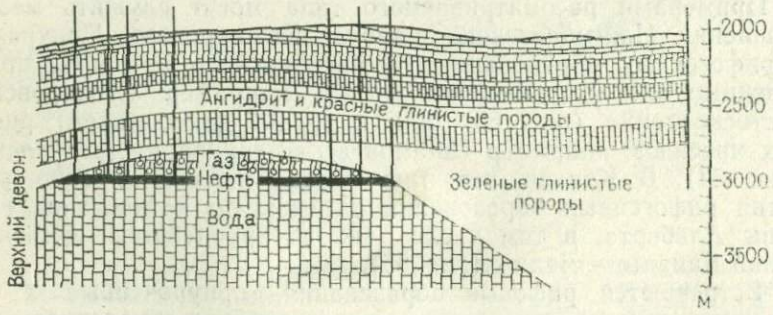


РИС. 55. РИФОВОЕ МЕСТОСКОПЛЕНИЕ ЛЕДЮК, КАНАДА (ПО Т. ЛИНКУ)

скопления Голден-Лейк и Коста-Рика в Мексике) и к гомоклиналям независимо от наличия на месте их нахождения приподнятых участков.

Местоскопления нефти и газа литологического типа

Местоскопления, связанные с участками выклинивания или литологической изменчивости пластов-коллекторов, чаще всего встречаются на склонах платформенных впадин и сводовых поднятий, на склонах краевых впадин и на платформенных

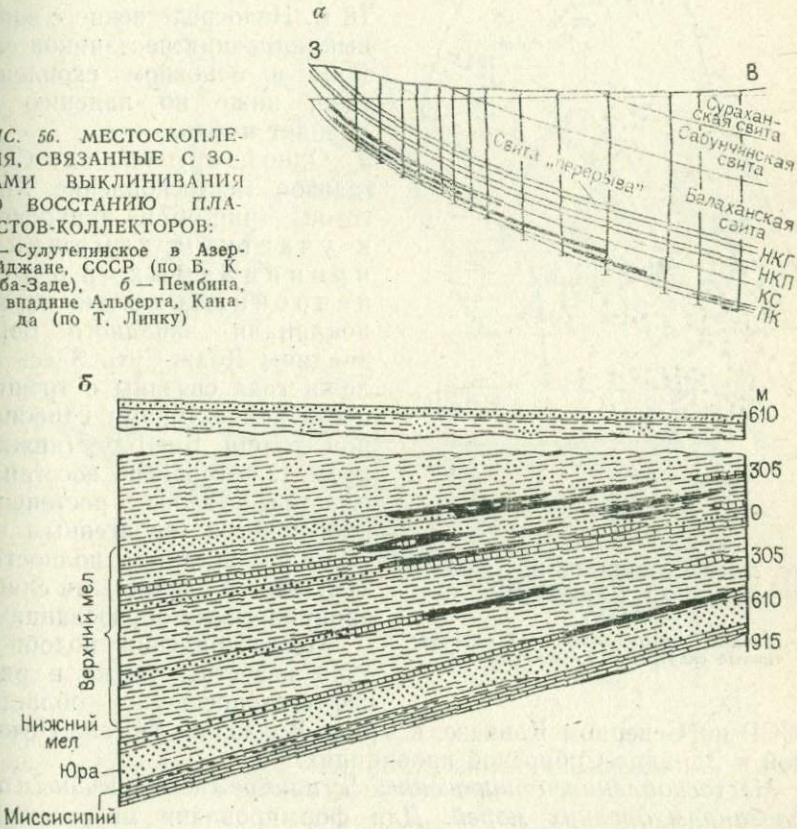


РИС. 56. МЕСТОСКОПЛЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ЗОНАМИ ВЫКЛИНИВАНИЯ ПО ВОССТАНИЮ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ:

а — Сулутепинское в Азербайджане, СССР (по Б. К. Баба-Заде), *б* — Пембина, во впадине Альберта, Канада (по Т. Линку)

бортах предгорных впадин, а также в складчатых областях, особенно в бортовых частях межгорных впадин.

Местоскопления рассматриваемой группы широко распространены во многих нефтегазоносных областях. Типичными примерами могут служить нефтяные местоскопления Пембина в Канаде, Сулутепинское в Азербайджане (рис. 56, *а*), Хьюготон в США. Крупнейшее в Канаде нефтяное местоскопление Пембина (рис. 56, *б*) приурочено к зонам выклинивания

по восстанию песчаных пластов юрского и мелового возраста на борту впадины Альберта.

В районе Клинтон (США) подобные месторождения также расположены на моноклинали с пологими углами падения пластов (местами менее 1°), где песчаники свиты Клинтон (силур) по восстанию пластов выклиниваются и замещаются глинистыми сланцами, образуя ловушку нефти и газа. Мощность продуктивной части песчаников колеблется от 3 до 18 м. Непосредственно с зоной выклинивания песчаников связаны в основном скопления газа, ниже по падению их сменяет нефть.

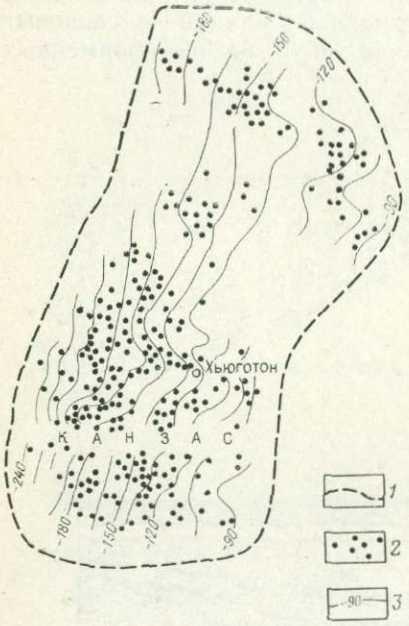


РИС. 57. МЕСТОСКОПЛЕНИЕ ХЬЮГОТОН, США (ПО Г. ТЕЙЛОРУ И Ж. ГАРЛАХУ)

1 — границы месторождения; *2* — продуктивные скважины; *3* — изогипсы, м

Одно из крупнейших в США газовое месторождение Хьюготон (рис. 57) приурочено к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми на моноклинали западного борта впадины Додж-Сити. Здесь залежи газа связаны с трещинными коллекторами карбонатной толщи Биг-Блу (нижняя пермь), которая по восстанию пластов к западу постепенно обогащается терригенным материалом и затем полностью замещается глинистыми слабопроницаемыми образованиями.

Месторождения подобного типа известны также в ряде нефтегазоносных областей СССР на Северном Кавказе, в Урало-Волжской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинциях.

Месторождения, приуроченные к прибрежным песчаным образованиям древних морей. Для формирования месторождений, связанных с песчаными образованиями русел палеорек, наиболее благоприятными участками в отношении нефтегазонакопления считаются устьевые части палеорек, располагающиеся в прибрежных зонах палеоморей.

Типичными примерами рассматриваемого подтипа являются скопления нефти, открытые И. М. Губкиным в Майкопском районе (Краснодарский край). Месторождения расположены на крупной кайнозойской моноклинали южного геосинклинального борта Западно-Кубанского прогиба в майкопских отло-

жениях, выклинивающихся по восстанию слоев (рис. 58). Линия выклинивания имеет сложные очертания и образует ряд выступов, к которым и приурочены отдельные залежи нефти. Нефть в продуктивных горизонтах подпирается водой. Подобные местоскопления выявлены вдоль всего южного (геосинклинального) борта прогиба и в целом образуют крупную зону нефтегазонакопления. Как было показано И. М. Губкиным,

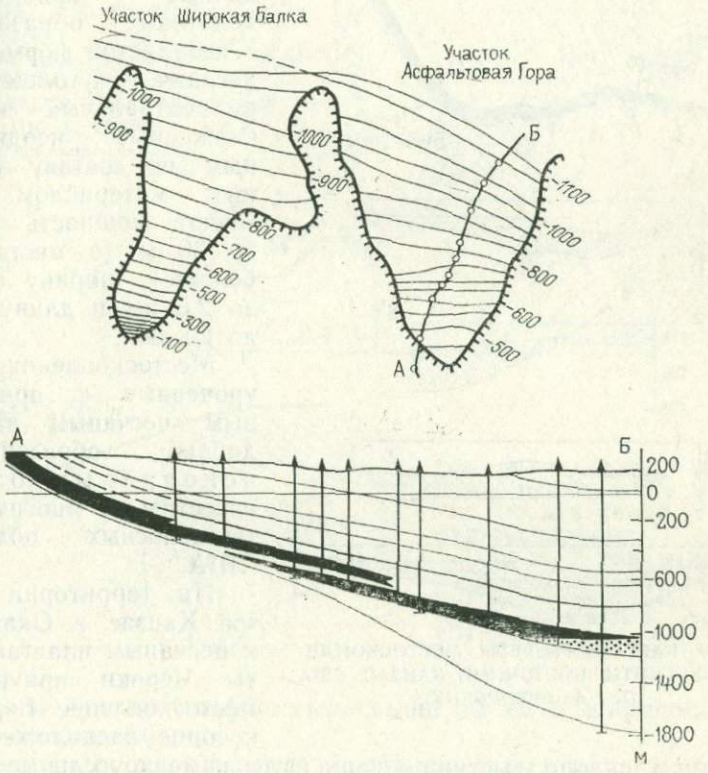


РИС. 58. РУКАВООБРАЗНОЕ МЕСТОСКОПЛЕНИЕ В МАЙКОПСКОМ РАЙОНЕ (ПЛАН И ПРОФИЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ)

нефтесодержащие песчаные пласты майкопского возраста здесь представляют собой отложения русел крупных палеорек, впадавших в майкопское море. Песчаники заполняют руслообразные углубления в размытом ложе фораминиферовых отложений.

Местоскопления с рукавообразными залежами обнаружены и в некоторых районах Тимано-Печорской впадины в Коми АССР (Северо-Джебольское, Войвожское и др.). Подобные

местоскопления известны также во многих нефтегазоносных областях США, где они и получили название шнурковых. Типичными примерами могут служить известные местоскопления Канзаса Гарнетт, Буш-Сити (рис. 59), Сентрвилл и др., приуроченные к песчаным шнурковообразным линзам, залегающим у кровли сланцев свиты Чероки пенсильванского отдела верхнего карбона. Линзы представляют собой типичные прибрежные дельтовые образования с извилистой формой залегания, с утолщениями в центральных частях, сложенные неоднородным по составу песчаным материалом. Они имеют мощность от 13 до 30 м (а местами и больше), ширину от 0,5 до 2,5 км и длину от 3 до 20 км.

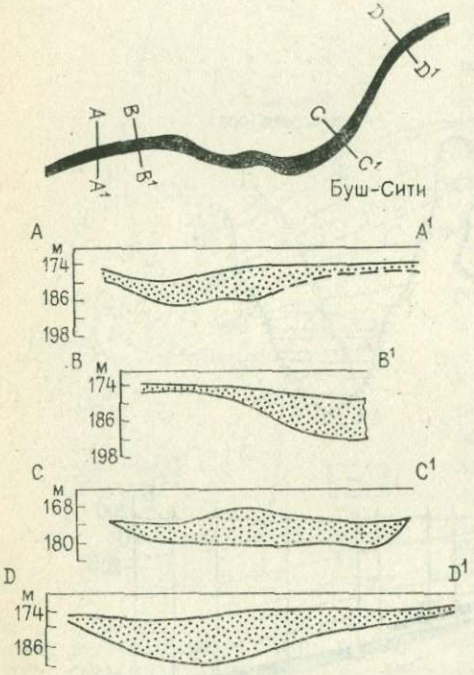


РИС. 59. КАРТА И РАЗРЕЗЫ МЕСТОСКОПЛЕНИЯ БУШ-СИТИ, ВОСТОЧНЫЙ КАНЗАС, США (ПО А. ЛЕВОРСЕНУ)

Местоскопления, приуроченные к прибрежным песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров, известны во многих нефтегазоносных областях США.

На территории штатов Канзас и Оклахома к песчаным пластам свиты Чероки приурочено местоскопление Бербанк, которое расположено на западном склоне выступа Озарк, где каменноугольные слои весьма полого (под углом около 1°) погружаются на запад. На региональном моноклинальном фоне в пенсильванских отложениях карбона залегают вытянутые песчаные линзы, представляющие собой типичные прибрежные валоподобные образования (бары) моря Чероки, существовавшего в пенсильванскую эпоху.

В Мичиганской впадине типичными представителями рассматриваемой подгруппы могут служить местоскопления Сикс-Лейкс-Брунфильд, Вернон-Остин и др., приуроченные к так называемым блуждающим песчаникам свиты Мичиган (миссисипский отдел карбона), которые являются образованиями прибрежных валов, сформировавшихся на подводных отме-

лях трансгрессировавшего моря нижнекаменноугольного периода.

В Предаппалачской впадине находится местоскопление Гей-Спенсер-Ричардсон (Западная Виргиния), которое связано с песчаными образованиями свиты Бериа (миссисипский отдел карбона), представляющими собой ископаемый береговой

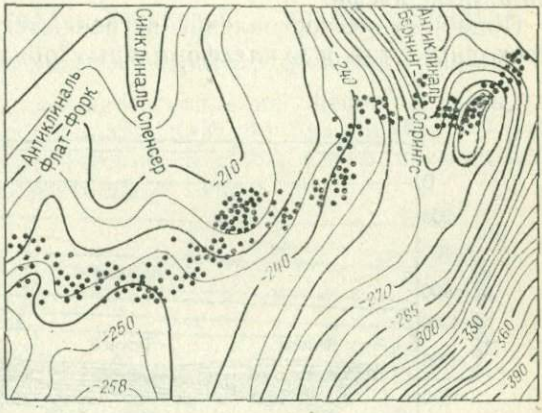


РИС. 60. МЕСТОСКОПЛЕНИЕ ГЕЙ-СПЕНСЕР-РИЧАРДСОН (ЗАПАДНАЯ ВИРГИНИЯ, США). СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ПЕРМСКОМУ УГОЛЬНОМУ ПЛАСТУ ВАШИНГТОН (ПО Г. ГЕККУ)

Точками показаны нефтяные скважины, изогипсы даны в м

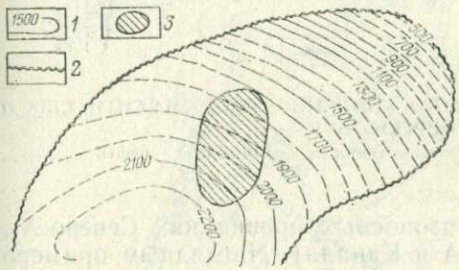


РИС. 61. ЛИНЗОВИДНАЯ ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ В ГОРИЗОНТЕ VIII ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ МЕСТОСКОПЛЕНИЯ ГЕЗДЕК (ПО Б. К. БАБА-ЗАДЕ)

1 — изогипсы по кровле горизонта VIII продуктивной толщи, м; *2* — линия выклинивания горизонта VIII продуктивной толщи; *3* — залежь нефти

песчаный вал протяженностью свыше 90 км и шириной от 1 до 3,5 км (рис. 60).

Примерами местоскоплений, приуроченных к песчаным линзам, залегающим в практически непроницаемых породах, может служить местоскопление Осейдж в штате Уайоминг (США). Оно связано с песчаной линзой внутри мощной толщи глинистых сланцев, залегающих моноклинально. К этой же подгруппе относятся местоскопления в свите Венанго девонского возраста в штате Пенсильвания (США). В Советском Союзе подобные местоскопления известны в пермских отложениях на Южно-Джебольской площади и в девонских отложениях в Троицко-Печорском районе Тимано-Печорской провинции. Линзовидные залежи обнаружены также на Орьебашской, Чекмагушской и Султанбекской площадях Башкирской АССР, на местоскоплении Гездек в Азербайджане (рис. 61).

Местоскопления нефти и газа стратиграфического типа

В этом классе выделяются три группы местоскоплений, приуроченных к участкам стратиграфически несогласного перекрытия слабопроницаемыми породами пластов-коллекторов в пределах локальных антиклинальных структур или на моноклиналях, а также на эродированной поверхности погребенных останцев палеорельефа.

Подобные местоскопления встречаются как в складчатых и переходных, так и в платформенных областях и широко пред-

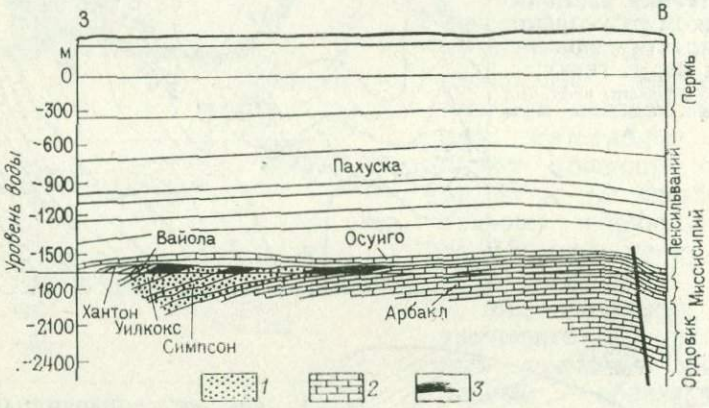


РИС. 62. ПОПЕРЕЧНЫЙ РАЗРЕЗ МЕСТОСКОПЛЕНИЯ ОКЛАХОМА-СИТИ, США (ПО Ж. ФЕРГЮСОНУ)

1 — песчаники и пески; *2* — известняки и доломиты; *3* — нефть

ставлены во многих нефтегазоносных провинциях Северо-Американской платформы (США и Канада). Наглядным примером может служить одно из крупных местоскоплений США — Оклахома-Сити, где залежи нефти в головных частях песчаных горизонтов Уилкокс и Симпсон ордовикского возраста со стратиграфическим несогласием перекрыты слабопроницаемыми отложениями каменноугольной системы (рис. 62).

Скопления нефти и газа стратиграфического типа обычно приурочены к коллекторам, залегающим стратиграфически ниже поверхности несогласия.

В СССР локальные скопления нефти стратиграфического типа известны во многих нефтегазоносных областях. В Эмбенской нефтегазоносной области залежь в юрских песчаниках на местоскоплении Южный Байчунас экранируется несогласно залегающими глинистыми отложениями нижнемелового возраста. В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции известны залежи в песчаных отложениях горизонта $Д_0$ пашийской свиты девона на Туймазинской и Серафимовской площадях, где эти

залежи приурочены к головным частям песчаных прослоев, выклинивающихся по восстанию и несогласно перекрывающихся «верхним известняком». В Западной Сибири скопления нефти стратиграфического типа обнаружены в отложениях нижнего мела на Соснинской структуре, в юрских породах на Мулымьинской площади, в низах тарской свиты на Усть-Балыкском местоскоплении и в других районах. В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции такие скопления нефти известны на Нижне-Омринской, Западно-Тэбукской и других площадях.

Местоскопления литолого-стратиграфического типа

Нередко встречаются местоскопления нефти и газа, на формирование которых оказали влияние два фактора — стратиграфический и литологический, в связи с чем их целесообразно выделять в самостоятельный класс.

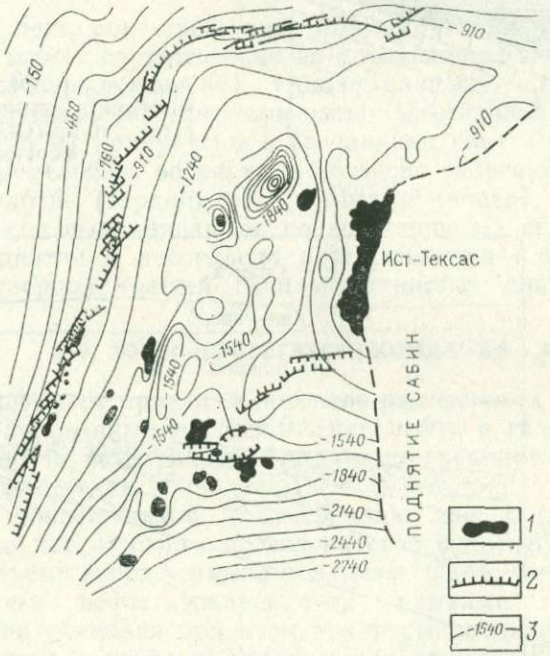


РИС. 63. СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПРОГИБА ТЕПЛОР ПО КРОВЛЕ СВИТЫ ВУДБАЙН (ПО БЕЛЛУ И ШЕФЕРДУ)

1 — нефтяные местоскопления; *2* — сбросы; *3* — изогипсы кровли свиты Вудбайн, м

Подобные местоскопления широко развиты в нефтегазоносных областях Северо-Американской платформы, особенно на склонах сводовых поднятий, прилегающих к внутриплатформенным региональным впадинам, а также в бортовых частях

этих впадин. Типичный пример — богатейшее нефтяное месторождение Ист-Техсас, расположенное на западном склоне сводового поднятия Сабин в зоне сочленения его с восточным бортом прогиба Тейлор (рис. 63).

Продуктивные отложения Вудбайн-Игл-Форд месторождения Ист-Техсас представлены чередующимися песками, песча-

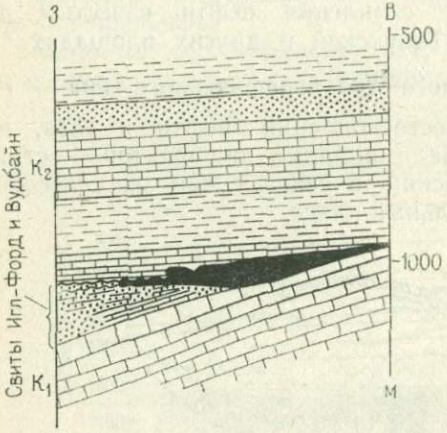


РИС. 64. СХЕМАТИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ ЛОВУШКИ МЕСТОСКОПЛЕНИЯ ИСТ-ТЕКСАС (ПО В. ВЕР-ВИБЕ)

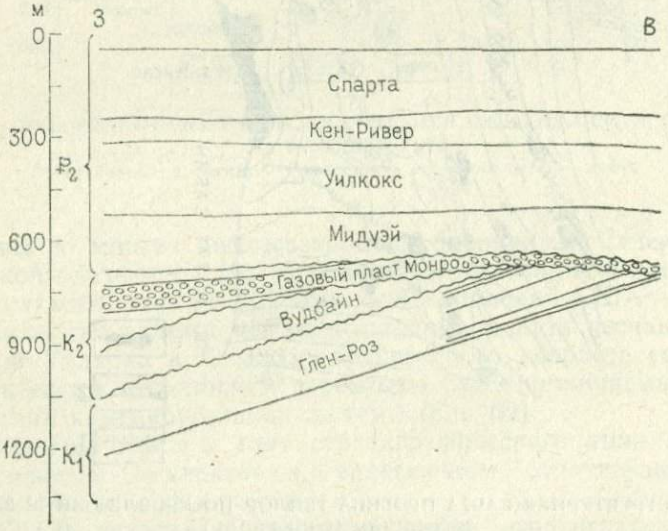


РИС. 65. РАЗРЕЗ ГАЗОВОГО МЕСТОСКОПЛЕНИЯ МОНРО, ШТАТ ЛУИЗИАНА. США (ПО Ж. ФЕРГЮСОНУ)

никами и глинами, мощность которых закономерно увеличивается в сторону центральной части впадины Тейлор, уменьшаясь в сторону поднятия Сабин, где в сводовой части они полностью выклиниваются. Эффективная мощность продуктивных песчаников колеблется от 1,5 до 23 м и по месторождению в целом составляет в среднем около 9 м. Как показывает анализ гео-

логического строения этого района, в век накопления осадков свит Вудбайн и Игл-Форд обширная область впадины Тейлор испытала значительное погружение. Сводовое поднятие Сабин в центральной, наиболее приподнятой части представляло собой область сноса, откуда кластический материал поступал во впадину Тейлор. Совокупность этих условий создала исключительно благоприятную обстановку для формирования крупнейшей зоны нефтегазонакопления на склонах поднятия Сабин, обращенных в сторону впадины Тейлор. Местоскопление Ист-Тексас имеет длину около 70 км, ширину местами до 20 км. Общие первоначальные разведанные запасы нефти превышают 1 млрд. т. Залежи нефти приурочены к головным частям выклинивающихся по восстанию песчаных пластов свит Вудбайн и Игл-Форд верхнемелового возраста, стратиграфически несогласно перекрытых и запечатанных вышележащими, более молодыми отложениями (рис. 64).

Другим примером скоплений УВ литолого-стратиграфического типа может служить одно из крупнейших газовых местоскоплений Монро (рис. 65). Общая площадь его достигает 900 км^2. Основные газовые горизонты (эффективная мощность их от 2 до 25 м) приурочены к песчаникам свит Тейлор и Наварро верхнемелового возраста, несогласно залегающим между свитами Вудбайн (верхний мел) и Мидуэй (эоцен). Продуктивные горизонты выклиниваются по восстанию на склоне погребенного поднятия и несогласно перекрываются и запечатываются газоупорной толщей глин и глинистых сланцев свиты Мидуэй.

§ 3. ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Как показывает практика поисково-разведочных работ, единичные изолированные местоскопления нефти и газа в природных условиях не встречаются, они обычно группируются в зоны *нефтегазонакопления.*

Единой общепринятой классификации зон нефтегазонакопления пока нет. Взгляды исследователей относительно содержания и объема этого термина различны. Одни ученые ограничивают зоны нефтегазонакопления рамками структурных *элементов, не учитывая при этом, что формирование зон нефте*газонакопления некоторых генетических групп контролируется в решающей степени не структурным, а литологическим фактором; другие — выделяют зоны нефтегазонакопления в географическом аспекте, обозначая этим термином лишь то или иное *географическое подразделение нефтегазоносной территории.* В некоторых опубликованных работах название «зона нефтегазонакопления» вообще употребляется произвольно, в него вкладывается различное содержание.

Правильное определение понятия зон нефтегазонакопления, а также разработка их классификации должны способствовать,

Таблица 5

ОСНОВНЫЕ ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Класс	Группа	Подгруппа
Структурный	Зоны, формирование которых связано: с региональными линейновытянутыми положительными структурами с региональными разрывными нарушениями с зонами регионального развития трещиноватости с соляной тектоникой	Зоны, приуроченные: к валоподобным поднятиям платформенных областей унаследованного развития инверсионного происхождения к антиклинориям складчатых областей унаследованного развития инверсионного происхождения к зонам солянокупольных структур к погребенным поднятиям межкупольных пространств
Рифогенный	Зоны, формирование которых связано с рифогенными образованиями	
Литологический	Зоны, формирование которых связано: с региональным изменением литологии и физических свойств коллекторов, с выклиниванием их по восстанию и т. д. с прибрежными песчаными образованиями древних морей	Зоны, приуроченные: к участкам замещения проницаемых отложений слабопроницаемыми к участкам регионального выклинивания литолого-стратиграфических комплексов на склонах поднятий и впадин к прибрежным песчаным валообразованиям древних морей типа баров к песчаным прибрежно-дельтовым образованиям палеорек
Стратиграфический	Зоны, приуроченные к участкам регионального срезания и несогласного перекрытия коллекторов слабопроницаемыми породами	—
Литолого-стратиграфический	Зоны, приуроченные к участкам выклинивания литолого-стратиграфических комплексов, несогласно перекрытых слабопроницаемыми отложениями более молодого возраста	—

с одной стороны, выяснению общих закономерностей регионального нефтегазонакопления в различных геологических условиях, а с другой — научно обоснованному выбору перспективных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ с постановкой их в первую очередь в районах с условиями, наиболее благоприятными для формирования зон нефтегазонакопления. Следует, кстати, заметить, что отечественная и зарубежная практика нефтегазопоисковых работ знает немало случаев, когда концентрация поисково-разведочных работ в отдельных районах (с вводом в разведку подряд многочисленных локальных структур) без должного изучения условий размещения региональных зон нефтегазонакопления приводила к задержке на многие годы открытий на этих территориях нефтегазовых местоскоплений и к резкому снижению общей эффективности поисково-разведочного бурения.

А. А. Бакиров (1959 г.) предложил зоной нефтегазонакопления называть ассоциацию (совокупность) смежных и сходных по своему геологическому строению местоскоплений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе генетически связанных между собой локальных ловушек. В основу классификации зон нефтегазонакопления А. А. Бакировым был положен принцип выделения генетически различных их типов с учетом геологических факторов, которым принадлежит главенствующая роль в формировании зон каждого выделяемого типа. В связи с этим было рекомендовано выделять зоны нефтегазонакопления структурного, рифогенного, литологического, стратиграфического и смешанного литолого-стратиграфического классов с более дробным делением каждого класса на группы и подгруппы (табл. 5).

Зоны нефтегазонакопления структурного типа

Зоны нефтегазонакопления региональных поднятий наиболее широко распространены в нефтегазоносных провинциях как в СССР, так и за рубежом. Формирование этих зон обусловливается наличием региональных линейно вытянутых поднятий, состоящих из ряда локальных антиклинальных генетически связанных между собой структур.

Региональные положительные структуры, с которыми генетически связаны зоны нефтегазонакопления рассматриваемой группы, могут быть двух типов — поднятия унаследованного и инверсионного развития. Первые характеризуются обычно соответствием структурных планов регионально нефтегазоносных этажей и ареалов нефтегазоносности отложений разных литолого-стратиграфических комплексов, участвующих в их строении; вторые отличаются несоответствием и большей частью обратным соотношением структурных поверхностей крупных литолого-стратиграфических комплексов. Вследствие этого в пределах поднятий инверсионного происхождения аре-

алы нефтегазоносности различных стратиграфических подразделений, как правило, пространственно не совпадают. Как показывает анализ имеющихся фактических данных, валоподобные поднятия унаследованного развития при прочих равных условиях характеризуются оптимальными показателями образования *многоэтажных зон регионального нефтегазонакопления.*

Валоподобные поднятия, к которым приурочены зоны регионального нефтегазонакопления, в большинстве случаев имеют блоковое строение и осложнены дизъюнктивными нарушениями.

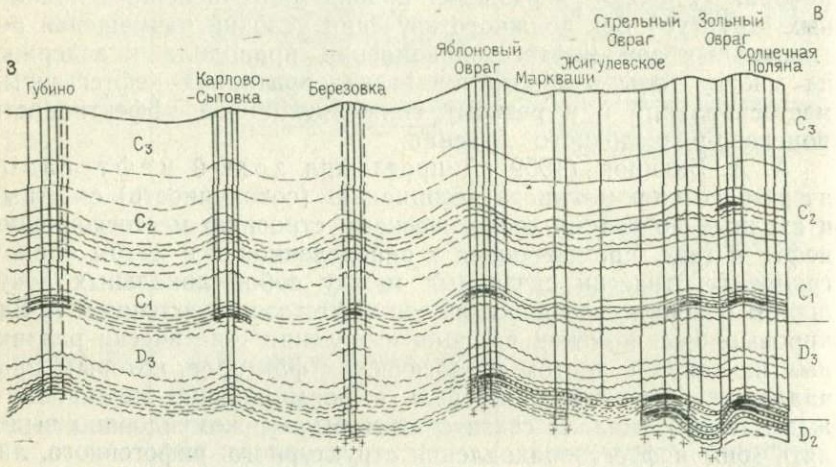


РИС. 66. ПРОДОЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ ЧЕРЕЗ ЗОНУ ЖИГУЛЕВСКИХ ПОДНЯТИЙ

При этом амплитуды, а иногда и знаки движений отдельных блоков по нарушениям в течение геологической истории развития этих поднятий нередко менялись. Поэтому в пределах регионального поднятия одни и те же регионально нефтегазоносные комплексы на участках отдельных блоков нередко имеют различное строение и мощности и, как следствие этого, разную степень нефтегазонасыщенности.

Наглядной иллюстрацией сказанного может служить характер нефтенасыщенности каменноугольных и девонских отложений в зоне нефтегазонакопления, приуроченной к Жигулевскому валоподобному поднятию в Среднем Поволжье (рис. 66). Локальные структуры, расположенные в западной части этой зоны, содержат залежи нефти лишь в образованиях каменноугольного возраста, в девонских отложениях залежи нефти отсутствуют (площади Губино, Карлово-Сытовка, Березовка и др.). Локальные структуры восточной части Жигулевского вала (Яблоновый Овраг, Зольный Овраг и др.) характеризуются наличием в них залежей как в каменноугольных, так и в девонских отложениях. При этом по мере движения на восток степень нефтенасыщенности этих отложений возрастает, что находится в тес-

нейшей связи с палеотектоническими и фациальными условиями накопления девонских и каменноугольных осадков в восточной и западной зонах Жигулевских поднятий, а также с характером движения отдельных ее частей в указанные геологические периоды.

Для получения наиболее полной фактической информации, характеризующей нефтегазоносность вводимых в поисковую разведку новых валоподобных поднятий или антиклинориев, необходимы комплексные геолого-геофизические исследования и бурение поисковых скважин одновременно на нескольких блоках, расположенных в различных геоструктурных условиях, в том числе в более приподнятых и погруженных частях этих поднятий.

Ниже приводятся примеры рассматриваемых зон нефтегазонакопления структурного типа в Западной Сибири:

Самотлорская зона нефтегазонакопления на Нижневартовском своде, основные запасы нефти которой связаны с отложениями нижнего мела, образующими в основном три продуктивных этажа, разделенных между собой мощными экранами глинистых толщ (рис. 67);

Среднебалыкское, Южно-Балыкское и Мамонтовское месторождения нефти в Среднем Приобье, приуроченные к валоподобным поднятиям (рис. 68);

Уренгойская зона газоконденсатных скоплений в верхнемеловых отложениях, связанная с Нижнепурским мегавалом, на склонах которого по мере погружения возрастает мощность меловой толщи и появляются выклинивающиеся к своду комплексы отложений нижнего мела, с ними и связаны скопления нефти (рис. 69).

Обстоятельное описание зон нефте- и газонакопления Западной Сибири дано в монографии А. Э. Конторовича, И. И. Нестерова, Ф. К. Салманова и др.[1].

Зоны нефтегазонакопления региональных разрывных нарушений приурочены к крупным разрывным дислокациям, осложняющим борты внутриплатформенных впадин, а также сводовых и линейно вытянутых поднятий.

Еще Г. Абих (1847 г.), а позже Д. И. Менделеев (1882 г.) и А. П. Иванов (1905 г.), отмечая линейное распространение нефтяных месторождений, высказали предположение об их приуроченности к разрывным нарушениям. Как показывает анализ условий размещения скоплений нефти и газа в различных нефтегазоносных областях нашей планеты, действительно некоторые зоны регионального нефтегазонакопления генетически связаны с региональными нарушениями.

Наглядным примером может служить ассоциация нефтегазовых месторождений в зоне сбросов Балконес-Мексия (рис. 70),

[1] Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975 г.

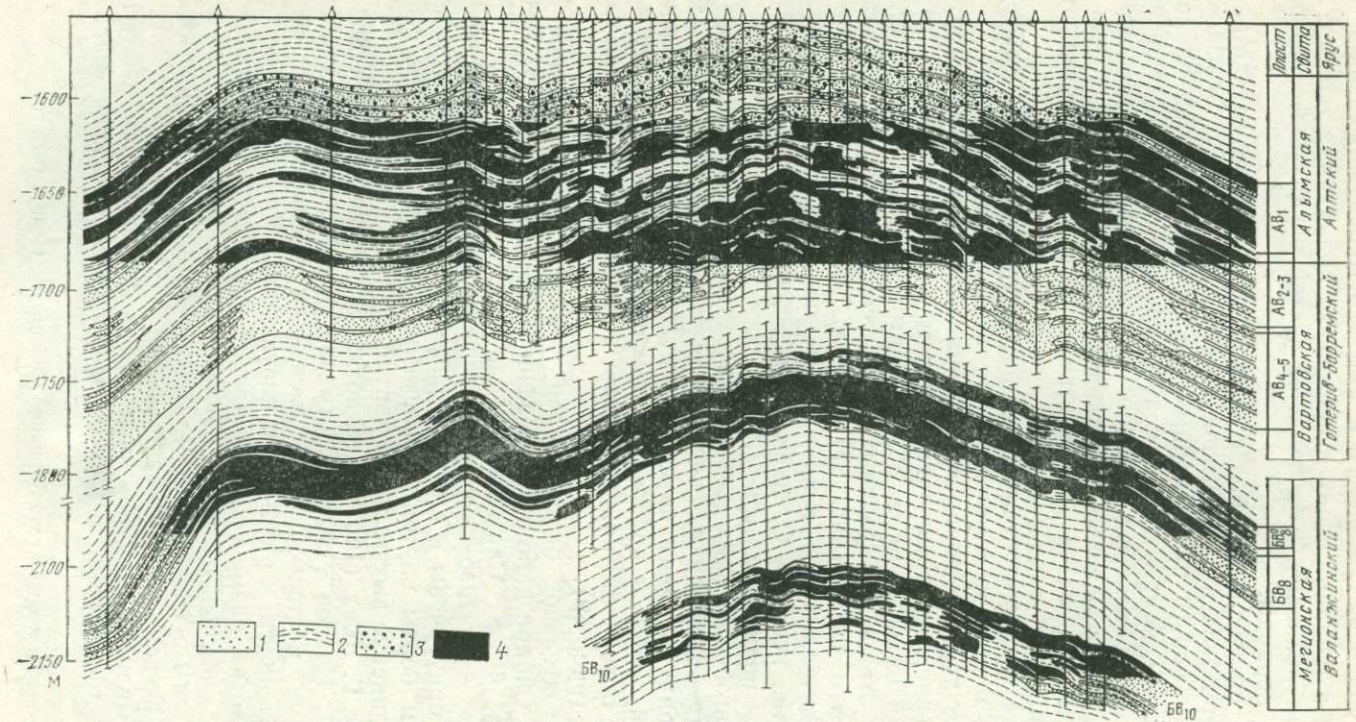


РИС. 67. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОСКОПЛЕНИЯ

1 — преимущественно песчаники; *2* — преимущественно глины; *3* — газ; *4* — нефть

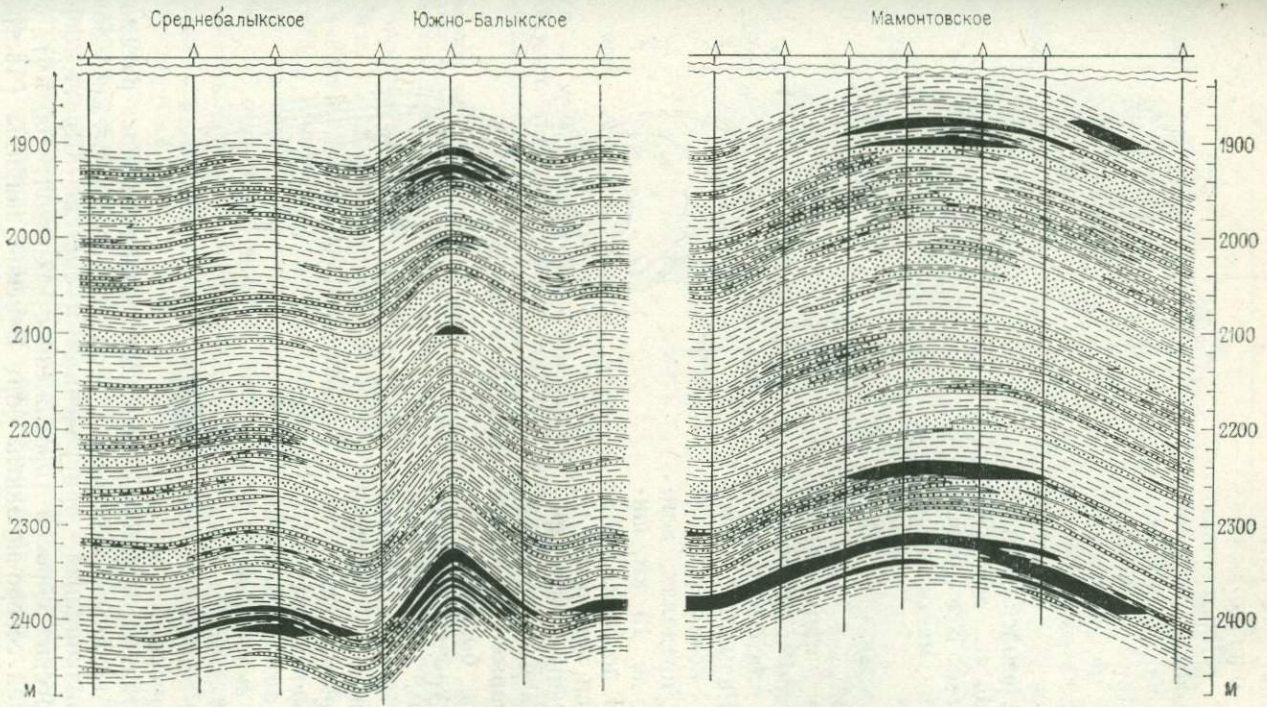
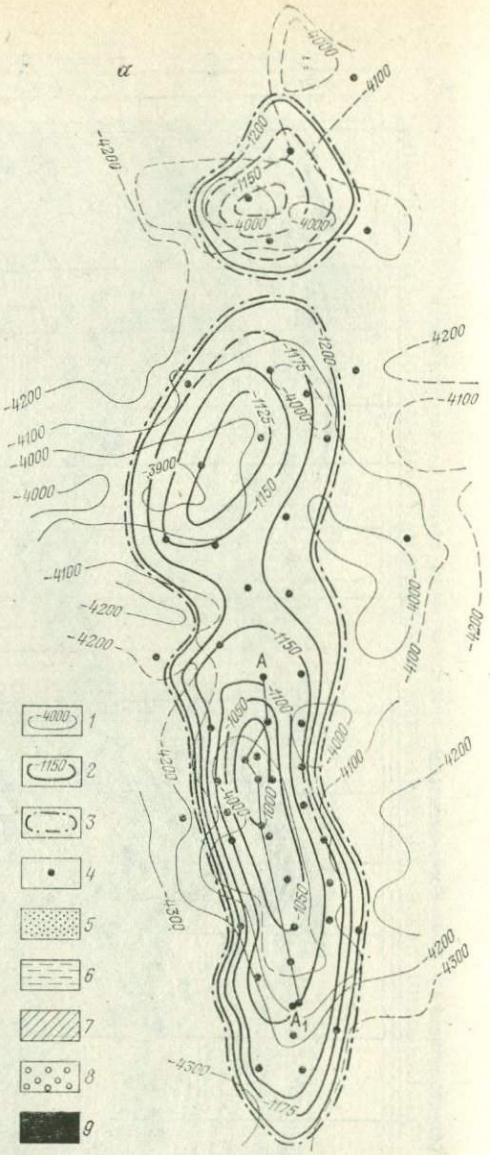


РИС. 68. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ВЕРХНЕВАЛАНЖИНСКИХ — ГОТЕРИВ-БАРРЕМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕБАЛЫКСКОГО, ЮЖНО-БАЛЫКСКОГО И МАМОНТОВСКОГО МЕСТОСКОПЛЕНИЙ НЕФТИ (ПО О. А. РЕМЕЕВУ)

Усл. обозн. см. на рис. 67

которая состоит из ряда параллельно или кулисообразно расположенных сбросов, протягивающихся вдоль северного и северо-западного бортов Примексиканской впадины на расстояние свыше 500 км. Общая амплитуда смещения слоев мезозойских отложений здесь достигает 300—400 м. Вся сбросовая зона местами осложнена вторичной складчатостью в виде локальных структур, обычно группирующихся в валоподобные поднятия платформенного типа. Размеры этих структур колеблются в широких пределах: длина от 3 до 15 км, ширина от 1 до 3 км. Длинные их оси, как правило, параллельны простиранию главных сбросов. Нефтегазовые месторождения большей частью приурочены к этим локальным структурам, которые цепочкообразно несколькими рядами протягиваются вдоль системы сбросов на сотни километров. Наиболее крупные скопления нефти и газа связаны с опущенными крыльями системы сбросов.



Характерным примером зон нефтегазонакопления рассматриваемой группы в межгорных впадинах может служить зона нефтегазонакопления, приуроченная к системе Шраттенберг-Штайнбергских сбросов (протяженностью свыше 100 км), осложняющей северо-западный борт Венской впадины (Австрия и Чехословакия). Сбросы представляют собой разрывные нарушения, расположенные кулисообразно; амплитуда сбросов

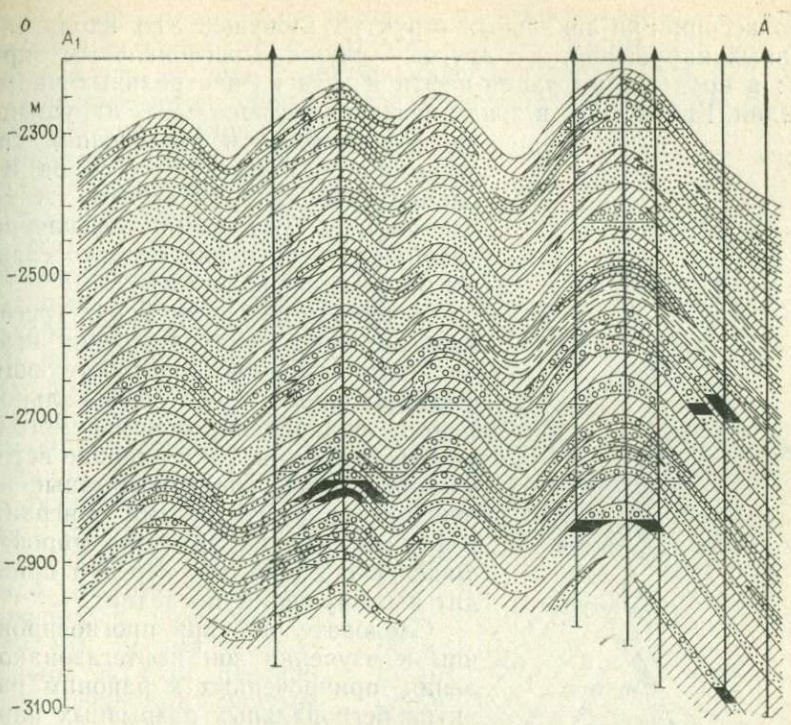


РИС. 69. УРЕНГОЙСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОСКОПЛЕНИЕ. СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ *(а)* И ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ЛИНИИ A_1—А *(б)* (ПО Ф. К. САЛМАНОВУ)

Изогипсы, м: *1* — отражающего горизонта Б; *2* — кровли сеноманских отложений; *3* — контур газоносности; *4* — скважины; *5* — преимущественно песчаники; *6* — преимущественно глины; *7* — переслаивание глин и песчаников; *8* — газ, конденсат; *9* — нефть

в различных частях впадин меняется от 50—100 до 1000 м. Вдоль опущенных частей сбросов тянется цепь брахиантиклинальных складок, группирующихся в зоны региональных поднятий с амплитудой от 100 до 500 м (по сармату). В литературе последние иногда называются приразломными структурами. Выявленные в этой зоне нефтегазовые местоскопления (Гайзельберг, Раг, Гестинг, Ван-Сикл и др.) приурочены к сбросовым структурам и протягиваются вдоль опущенных частей сбросов (рис. 71).

Анализ условий размещения нефтегазовых местоскоплений в зонах региональных нарушений систем Балконес-Мексия и Шраттенберг-Штайнбергских сбросов на северо-западных бортах соответственно Примексиканской и Венской впадин показывает, что формирование зон нефтегазонакопления в этих регионах прежде всего было обусловлено наличием системы разрывных нарушений. Последние, с одной стороны, играли роль структурообразующего фактора, способствующего формирова-

нию ассоциации локальных структур (ловушек УВ) вдоль разрывных нарушений, а с другой — служили региональным экраном в процессе миграции нефти и газа из центральных частей впадин. Кроме того, в зонах развития региональных нарушений часто наблюдается повышенная трещиноватость карбонатных пород или сцементированных песчаников. А как известно, с участками повышенной трещиноватости пород нередко связаны богатые скопления УВ.

РИС. 70. РАСПОЛОЖЕНИЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОСКОПЛЕНИЙ В СБРОСОВОЙ ЗОНЕ БАЛКОНЕС-МЕКСИЯ В США (ПО Ф. ЛАХИ)

В приведенных примерах региональные разрывные нарушения играли роль экранов, способствующих формированию зон регионального нефтегазонакопления описываемого генетического типа. Но в природе встречаются случаи, когда разрывные нарушения служат путями миграции нефти и газа из уже сформировавшихся скоплений, что нередко приводит к разрушению последних.

Следовательно, при прогнозировании и изучении зон нефтегазонакопления, приуроченных к районам развития региональных разрывных нарушений, прежде всего необходимо решить вопрос о том, какую роль в данном регионе играют нарушения — или непосредственно способствуют формированию зон нефтегазонакопления, или, напротив, создают условия для разрушения ранее сформировавшихся скоплений УВ.

В последние годы некоторые исследователи, особенно сторонники гипотезы образования скоплений УВ за счет миграции их из глубинных очагов недр, пытались рассматривать приуроченность местоскоплений нефти и газа к зонам глубинных разломов в качестве главной закономерности их распространения в земной коре. Учитывая, что этот вопрос имеет не только научное, но и большое практическое значение, необходимо рассмотреть его несколько подробнее.

Как уже было отмечено, идея о приуроченности местоскоплений нефти и газа к зонам дизъюнктивных нарушений не нова. В ряде районов местоскопления нефти и газа действительно

расположены в зонах развития региональных разрывных нарушений или близко от них. В этих случаях разрывные нарушения или играют роль структурообразующего фактора, или служат путями вертикальной внерезервуарной миграции УВ. В других районах разрывные нарушения также экранируют скопления нефти и газа в локальных ловушках вдоль разрывных нарушений, образовавшиеся в результате латеральной миграции УВ из более погруженных зон впадин по восстанию пластов. В этих районах разрывные дислокации, расположенные за основным экранирующим скопления нефти и газа сбросом, как правило, не имеют примыкающих к ним скоплений УВ. Весьма показательны в этом отношении названные системы сбросов Балконес-Мексия и Шраттенберг-Штайнберг (см. рис. 71).

Следует сказать о том, что к разрывным нарушениям приурочены лишь некоторые типы зон нефтегазонакопления, в то время как известны многочисленные зоны нефтегазонакопления других генетических типов, формирование которых совершенно не связано с разрывными нарушениями.

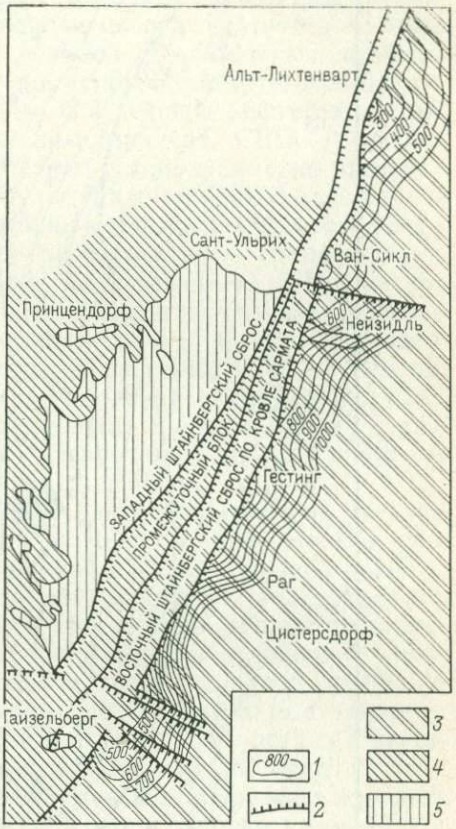


РИС. 71. ПРИСБРОСОВЫЕ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ВЕНСКОЙ ВПАДИНЫ (ПО Р. ЯНОШЕКУ)

1 — изолинии кровли сармата; *2* — линии сбросов; *3* — верхний паннон; *4* — сармат; *5* — тортон

В этом отношении особенно характерны зоны нефтегазонакопления участков регионального выклинивания литолого-стратиграфических комплексов или участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми по восстанию пластов на моноклиналях или же к зонам распространения погребенных песчаных прибрежных валов и дельт палеорек в районах, не затронутых какими-либо разрывными нарушениями.

Кроме того, во всех без исключения нефтегазоносных провинциях встречаются зоны нефтегазонакопления структурного типа в районах, где отсутствуют глубинные разломы. И, наоборот, известны многочисленные районы развития глубинных раз-

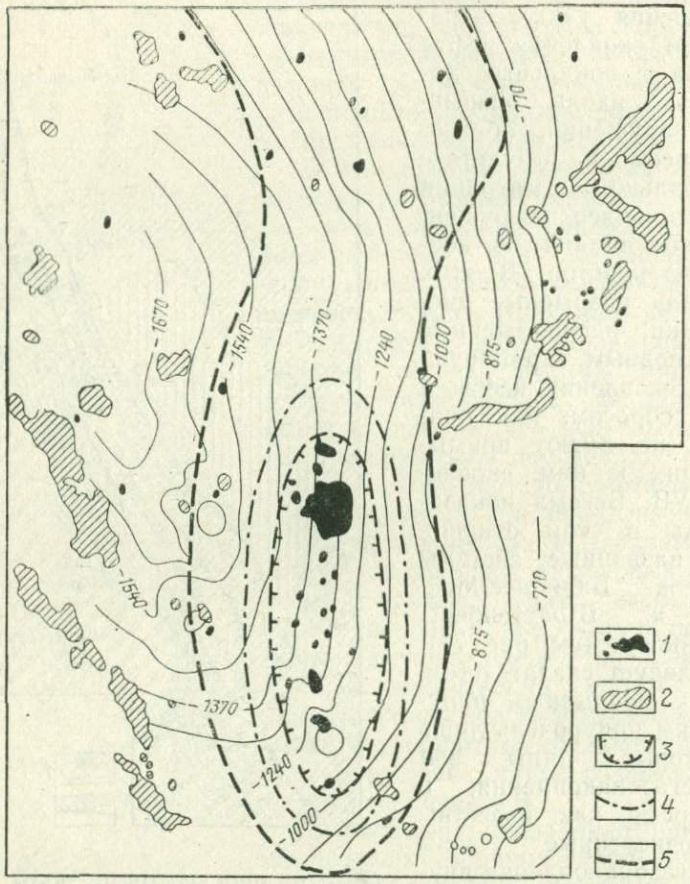


РИС. 72. СТРУКТУРНАЯ КАРТА (ИЗОГИПСЫ, М) ПО КРОВЛЕ СВИТЫ СПРАБЕРРИ. США (ПО КАРЛСОНУ)

Продуктивные площади: *1* — свиты Спраберри, *2* — прочие, *3* — достоверные, *4* — вероятные, *5* — возможные

ломов, где полностью отсутствуют скопления нефти и газа, например районы в Западной и Восточной Сибири, в Средней Азии, на Русской плите и на многих зарубежных территориях.

Все сказанное в совокупности не оставляет сомнений в том, что не следует рассматривать глубинные разломы в качестве единственного фактора, контролирующего формирование зон регионального нефтегазонакопления, а тем более делать выводы

на основе этого принципа о всеобщей закономерности размещения этих зон в земной коре. Сравнительный анализ геологических связей пространственного размещения скоплений нефти и газа показывает, что региональные разрывные нарушения являются лишь одним из факторов, контролирующих формирование зон нефтегазонакопления определенного генетического типа.

Зоны нефтегазонакопления районов регионального развития трещиноватости. Характерным примером зон нефтегазонакопления этого типа может служить богатейший нефтегазоносный район на восточном борту впадины Мидленд, США (рис. 72). Скопления нефти здесь приурочены к моноклинально залегающим отложениям свиты Спраберри (нижняя пермь), сложенной алевритами и сланцами, переслаивающимися с известняками. Общая мощность свиты Спраберри составляет в среднем около 300 м, средняя пористость пород не превышает 12 %, средняя проницаемость менее $1{,}02 \cdot 10^{-15}$ м^2. Нефтегазонасыщенность пород свиты полностью предопределяется степенью трещиноватости. Ширина трещин колеблется в пределах 0,005—0,001 см. Чтобы судить о значении зон нефтегазонакопления этого типа, достаточно сказать, что общая площадь доказанной нефтегазоносности свиты Спраберри в названном районе превышает 2500 км^2.

Как показали исследования американских геологов, в отложениях Спраберри в указанном районе главные системы трещин протягиваются с северо-востока (25°) на юго-запад (205°). Примерно в таком же направлении вытянута и зона наиболее высокодебитных скважин. Вследствие неравномерной трещиноватости пород начальные дебиты скважин из отложений Спраберри сильно колеблются даже в пределах одной площади. В зонах развития главных систем трещин начальные суточные дебиты скважин составляют сотни тонн, а на участках с пониженной трещиноватостью падают до нескольких тонн.

Вследствие указанных особенностей в этом районе при разработке залежей нефти свиты Спраберри широко применяется метод гидравлического разрыва, благодаря которому многие, даже первоначально «сухие», скважины начинают давать промышленные притоки нефти.

Зоны нефтегазонакопления территорий развития соляной тектоники, расположенные в краевых платформенных впадинах типа Прикаспийской и Примексиканской, обычно имеют внешне неправильные очертания. Однако исследованиями ряда советских геологов установлено, что в размещении солянокупольных структур и приуроченных к ним местоскоплений нефти и газа наблюдается определенная закономерность. Ю. А. Косыгин, Ю. П. Никитина, Н. В. Неволин и другие исследователи на примере прогибов Южно-Эмбенской нефтегазоносной области (в частности, Байчунасского) показали, что пространственное расположение солянокупольных структур и их развитие находятся

в теснейшей связи с очертаниями и условиями формирования вмещающих их крупных структурных элементов (рис. 73).

В некоторых нефтегазоносных областях встречаются линейно вытянутые зоны нефтегазонакопления, связанные с ассоциациями структур, осложненных соляной тектоникой, как например, в Днепровско-Донецкой впадине. Особенности очертаний этих зон обусловливаются в основном строением крупных структурных элементов, к которым они приурочены. Поэтому на стадии поисковых работ необходимо уделять большое внимание

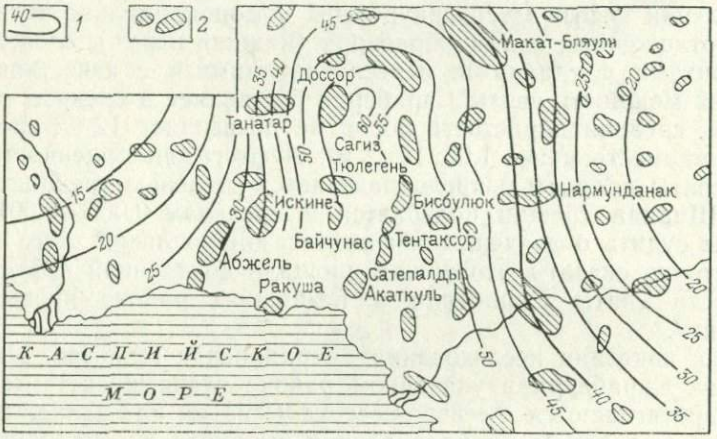


РИС. 73. БАЙЧУНАССКИЙ МЕЛОВОЙ ПРОГИБ
1 — изопахиты отложений нижнего альба, м; *2* — соляные купола

выяснению характера генетических связей солянокупольных структур с региональными структурными элементами, что существенно облегчает оконтуривание зоны возможного нефтегазонакопления в целом и обеспечивает разведку отдельных ее частей минимальным числом скважин.

Для зон нефтегазонакопления рассматриваемого типа характерны местоскопления, как правило, приуроченные к солянокупольным структурам. Вместе с тем в пределах этих зон крупные скопления нефти и газа могут быть связаны также с погребенными структурами, расположенными в межкупольных пространствах. Как показывают данные по Примексиканской впадине в США, с такими межкупольными погребенными структурами местами могут быть связаны весьма значительные ресурсы нефти и газа.

Зоны нефтегазонакопления ассоциаций рифогенных образований

Характерными примерами зон нефтегазонакопления рифогенного типа могут служить нефтегазоносные области, приуроченные к районам развития рифовых массивов пермского возраста

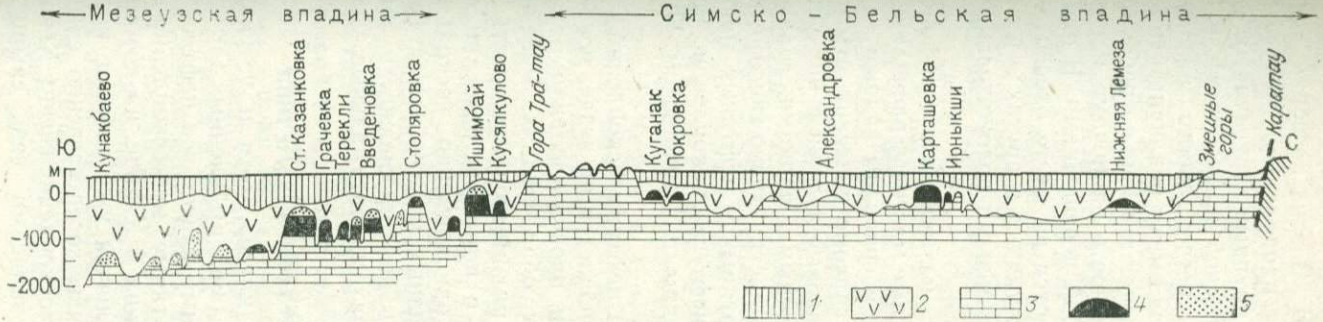


РИС. 74. РАЗРЕЗ ЧЕРЕЗ ЗОНУ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ РИФОВЫХ МАССИВОВ ПРЕДУРАЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ (ПО К. С. ЯРУЛЛИНУ)

1 — терригенные породы уфимского яруса, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем; *2* — галогенные отложения кунгурского яруса; *3* — известняки и доломиты артинского и сакмарского ярусов; *4* — нефть; *5* — газ

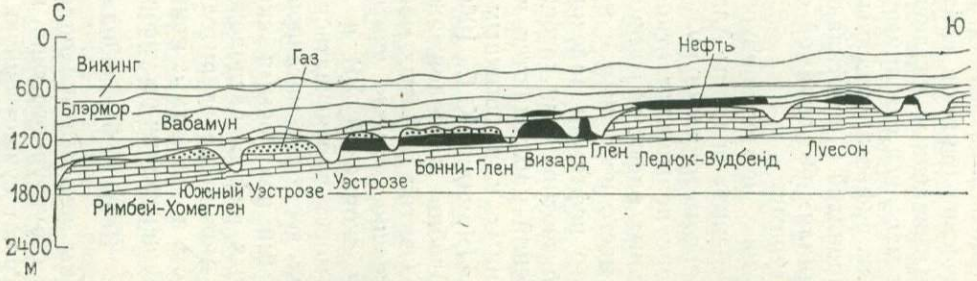


РИС. 75. ПРОДОЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ ЧЕРЕЗ ЗОНУ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ «РИФОВОГО ПРОСТИРАНИЯ» ВПАДИНЫ АЛЬБЕРТА, КАНАДА (ПО У. ГАССОУ)

в Башкирском Приуралье (рис. 74) и девонского возраста во впадине Альберта в Канаде (рис. 75). В этих регионах рифовые массивы цепочкой протягиваются параллельно господствующим простираниям вмещающих их крупных структурных элементов (собственно впадин Предуральской и Альберта), в совокупности образуя крупные зоны регионального развития рифогенных образований. Рифовые тела имеют различные гипсометрические отметки; среди них встречаются как погребенные, так и выведенные на дневную поверхность одиночные и групповые массивы, связанные между собой перешейками. В одних случаях рифовые массивы располагаются на месте относительных поднятий в подстилающих отложениях, а в других — на гомоклиналях без видимой связи с локальными положительными структурами.

В зоне нефтегазонакопления так называемого «рифового простирания» впадины Альберта рифовые массивы, расположенные гипсометрически ниже, содержат в основном залежи газа. По мере повышения относительных гипсометрических отметок отдельных рифовых массивов чисто газовые залежи в них уступают место нефтяным с мощными газовыми шапками, а затем и чисто нефтяным залежам. Такие же структурно-гипсометрические соотношения газовых, газонефтяных и нефтяных местоскоплений наблюдаются и в зонах нефтегазонакопления, приуроченных к рифогенным образованиям в Башкирском Приуралье [Яруллин К. С., 1960 г.].

Подобное расположение газовых и нефтяных скоплений в зонах развития рифовых массивов наблюдается не везде, но оно, естественно, должно учитываться при прогнозировании размещения скоплений УВ в рифогенных образованиях. Рифовые зоны могут протягиваться на сотни километров и состоять из многих десятков массивов. Поэтому с помощью разведки отдельными поисковыми скважинами одновременно нескольких крупных рифов, расположенных в разных частях исследуемой зоны, можно предварительно оценить нефтегазоносность зоны в целом и выявить с меньшими затратами оптимальные условия концентрации ресурсов нефти и газа.

Зоны нефтегазонакопления литологического типа

Зоны нефтегазонакопления этого класса, хотя и уступают зонам структурного типа, все же в балансе выявленных запасов УВ играют существенную роль. К этому классу зон нефтегазонакопления принадлежат такие нефтяные местоскопления-гиганты, как Ист-Тексас в США, Пембина в Канаде, на которых общие выявленные запасы нефти, включая уже добытое количество и остаточные запасы, составляют соответственно свыше 1 млрд. т и 300 млн. т и газовое местоскопление-гигант Хьюготон с начальными извлекаемыми запасами газа свыше 1 трлн. м^3.

Зоны нефтегазонакопления, связанные с региональным изменением литологии и физических свойств коллекторов или с выклиниванием их по восстанию, чаще всего формируются:

в платформенных областях — на склонах региональных валоподобных и сводовых поднятий, а также в бортовых частях региональных впадин и прогибов;

в складчатых и переходных областях — на бортах межгорных впадин и на склонах антиклинориев.

Типичным примером зоны нефтегазонакопления, приуроченной к районам регионального выклинивания по восстанию продуктивных пластов, может служить зона, сформировавшаяся на моноклинальном борту впадины Альберта в Канаде (рис. 56, *б*). Нефтенасыщенные породы этой зоны в районе группы месторождений Пембина протягиваются более чем на 85 км при ширине свыше 25 км. Основные скопления нефти здесь приурочены к выклинивающимся по восстанию песчаным горизонтам толщи Кардиум (верхний мел). Кроме того, скопления нефти обнаружены также в зонах выклинивания и замещения некоторых песчаных горизонтов нижнего мела и юры.

Зоны нефтегазонакопления рассматриваемого типа широко известны в пределах Северо-Американской платформы США и Канады. Значительные скопления нефти и газа, приуроченные к зонам выклинивания отдельных литолого-стратиграфических комплексов, обнаружены в отложениях каменноугольной системы на склонах сводовых поднятий Бенд, Чоттоква, Центральный Канзас и Семинол, в отложениях силура (в толще Клинтон) на склонах свода Цинциннати и т. д.

Богатейшая зона газонакопления Хьюготон в США, сформировавшаяся на западном борту впадины Додж-Сити (см. рис. 57), относится к группе зон нефтегазонакопления, связанных с районами регионального замещения проницаемых пород слабопроницаемыми. Зона приурочена к моноклинали, где углы падения продуктивных отложений не превышают 1,5—2°. Газоносная площадь протягивается с севера на юг более чем на 200 км, при ширине местами достигающей 55 км. Газоносны здесь карбонатные отложения свиты Биг-Блу (нижняя пермь), в разрезе которой выделяются три связанные между собой продуктивные зоны (Херингтон, Уинфилд и Фортрайоли) суммарной мощностью около 75 м, образующие единый газовый резервуар. В строении продуктивных зон принимают участие в основном известняки и доломиты с прослоями мергелей, глин и ангидритов, перекрытые толщей Сампер (часть свиты Биг-Блу), сложенной глинами с прослоями ангидритов общей мощностью 100—150 м. К западу по восстанию пластов продуктивные карбонатные отложения свиты Биг-Блу постепенно замещаются глинистыми практически непроницаемыми образованиями, и к этой же зоне литологического замещения приурочены мощные скопления газа.

В Советском Союзе для поисков зон нефтегазонакопления, связанных с региональным изменением литологии коллекторов, имеются все геологические предпосылки во многих нефтегазоносных провинциях. В этом отношении определенный интерес представляют зоны выклинивания следующих литолого-стратиграфических подразделений на склонах сводовых поднятий и на бортах прилегающих к ним впадин:

— терригенной толщи девона и додевонских отложений на Татарском, Средневолжском, Пермско-Башкирском и других поднятиях;

— меловых и юрских отложений на Ставропольском, Адыгейском, Каракумском и других сводах, а также на склонах региональных линейно-вытянутых поднятий (Бухарского, Чарджоу-Дарганатинского, Центрально-Устюртского мегавалов, кряжа Карпинского и др.);

— меловых и юрских отложений в Западной Сибири на Северо-Сосьвинском, Среднеобских и других поднятиях.

Зоны нефтегазонакопления, приуроченные к прибрежным песчаным образованиям древних морей, подразделяются на два типа:

зоны нефтегазонакопления, связанные с погребенными прибрежными песчаными валоподобными образованиями — барами;

зоны нефтегазонакопления в погребенных песчаных прибрежно-дельтовых образованиях палеорек.

Как показали исследования американских геологов, прибрежные песчаные валы (бары) некоторых морских бассейнов прошлых геологических эпох по строению и характеру расположения весьма близки к современным песчаным валоподобным образованиям Приатлантической равнины. Они также тянутся длинными полосами протяженностью от единиц до нескольких десятков километров при ширине от 0,5 до 4 км, мощность их от 10 до 50 м. Характерными особенностями прибрежных баровых образований являются: вытянутые узкие формы залегания, кулисообразное расположение, плоское основание и вогнутый свод, наличие резкого фациального раздела со стороны моря между песком и глинистыми образованиями.

К ископаемым прибрежным песчаным валоподобным образованиям в ряде нефтегазоносных областей США приурочены значительные зоны нефтегазонакопления. На рис. 76 показана совокупность залежей в песчаных линзах, имеющая протяженность около 70 км. Ширина отдельных песчаных линз достигает 6 км, мощность 50 м. К этому же типу зон нефтегазонакопления относятся многочисленные ассоциации нефтяных и газовых местоскоплений в песчаных горизонтах Бартлесвилл и Бербанк свиты Чероки пенсильванского отдела, обнаруженные в районах сводовых поднятий — Центральный Канзас, Чоттоква, Семинол, а также на склонах погребенного кряжа Немаха, свода Бенд и других поднятий. К рассматриваемой подгруппе

зон нефтегазонакопления местами приурочены крупнейшие месторождения, например Бербанк в штате Оклахома, из которого с начала его разработки уже добыто свыше 60 млн. т нефти.

Зоны нефтегазонакопления в погребенных песчаных прибрежно-дельтовых образованиях палеорек впер-

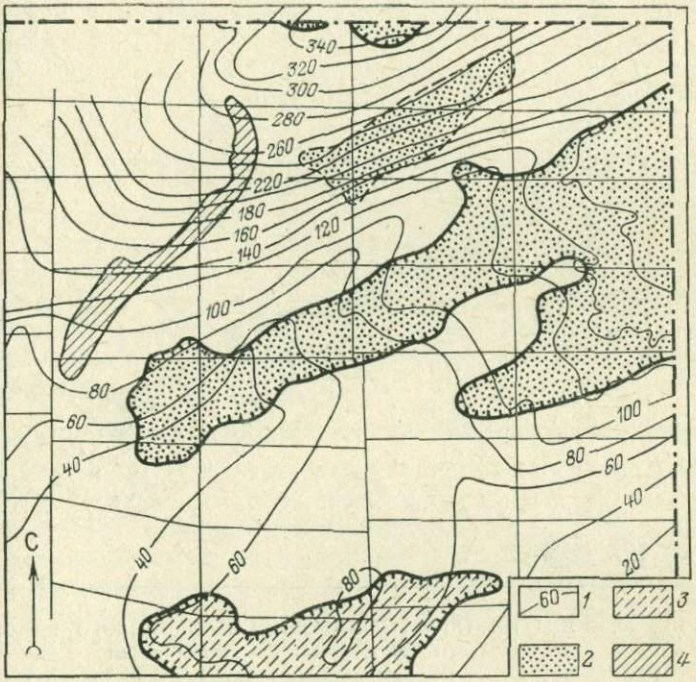


РИС. 76. ЗОНА НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ, ПРИУРОЧЕННАЯ К БАРОВЫМ ПЕСЧАНЫМ ОБРАЗОВАНИЯМ В ШТАТЕ ПЕНСИЛЬВАНИЯ, США (ПО А. ЛЕВОРСЕНУ)
1 — изопахиты, м; продуктивные площади залежей; *2* — Брадфорд, *3* — Гаффей, *4* — Мьюзик-Маунтин

вые были описаны И. М. Губкиным. Условия формирования скоплений нефти этого типа описывались им следующим образом. «После отложения так называемых фораминиферовых слоев, возраст которых считается ныне эоценовым, в области Северного Кавказа в Майкопском районе наступил перерыв в отложениях. Поверхность фораминиферовых слоев вышла из-под воды и образовала сушу, подвергшуюся процессам эрозии, которые промыли на фораминиферовой поверхности водами древнего потока ложе, где отложились речные осадки — галечники и крупнозернистые пески в виде чечевиц или линз. Перед началом отложений майкопской свиты последовало опускание этого участка, и море постепенно залило рукав с берегами из форами-

ниферовых слоев. Рукав осадками был заполнен до краев, потом последовало отложение всех вышележащих свит майкопского яруса. Причем песчаные слои отлагались в виде береговых валов или баров вдоль древнего берега и были потом закрыты глинами при трансгрессивном наступлении майкопского моря. При последующих тектонических процессах третичные

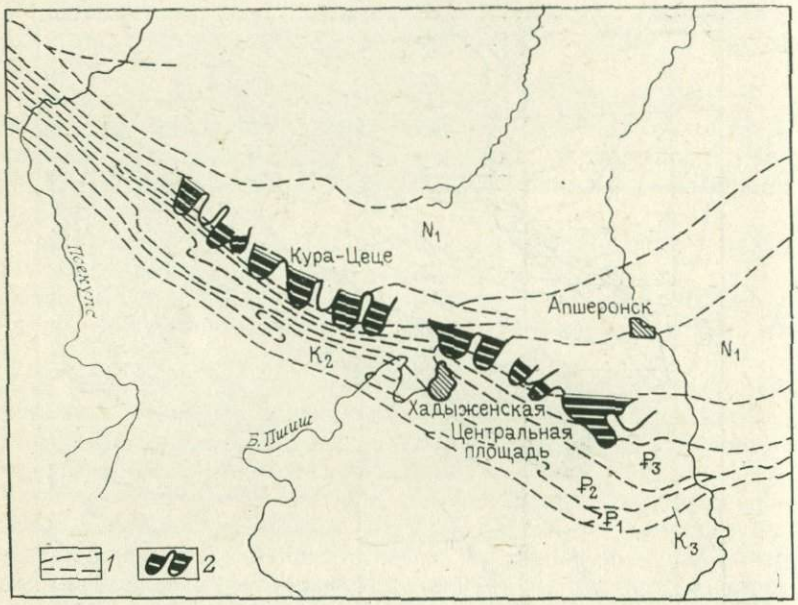


РИС. 77. ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ МАЙКОПСКОГО РАЙОНА:
1 — геологические границы; 2 — залежи нефти

осадки, а вместе с ними и рукавообразная залежь были выведены из горизонтального положения и получили моноклинальное падение на северо-восток 20° под углом от 10° до 14°» [Губкин И. М., 1937 г.].

Совокупность таких местоскоплений в Майкопском районе Северного Кавказа (рис. 77) — классический пример рассматриваемого типа зон нефтегазонакопления. Подобные зоны нефтегазонакопления в последние годы выявлены также в некоторых районах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Во многих нефтегазоносных областях США известны зоны нефтегазонакопления, приуроченные к песчаным шнурковообразным линзам, представляющим собой типичные дельтовые образования (например, скопления нефти в районах Гарнетт, Буш-Сити в штате Канзас и др.).

Поиски зон регионального нефтегазонакопления, связанных с участками выклинивания пластов-коллекторов или замеще-

ния по восстанию пластов проницаемых пород слабопроницаемыми, а также приуроченных к прибрежно-дельтовым образованиям погребенных русел палеорек или же валоподобным песчаным образованиям типа баров, успешно можно вести только на основе соответствующих палеогеографических и палеотектонических реконструкций с тщательным прослеживанием пространственного расположения и очертаний береговых линий палеоморей в течение каждого изучаемого отрезка геологического времени. В результате составляются палеогеографические литолого-фациальные и палеотектонические карты с нанесением на них зон возможного выклинивания или замещения пластов-коллекторов, а также зон возможного развития погребенных русел палеорек или прибрежных песчаных баровых образований. При построении этих карт должны использоваться данные поисковых скважин, а также региональных геофизических и геохимических исследований. Зоны возможного распространения регионального нефтегазонакопления, выделенные на палеогеографических, литолого-фациальных и палеотектонических картах, разбуриваются профилями поисковых скважин с проведением в них комплекса геофизических и геохимических исследований.

Зоны нефтегазонакопления стратиграфического типа

Формирование зон нефтегазонакопления этого типа обусловливается несогласным перекрытием отдельных литолого-стратиграфических комплексов более молодыми, практически газонефтенепроницаемыми отложениями. Подобные зоны нефтегазонакопления широко развиты в пределах Северо-Американской платформы. Типичными примерами их могут служить ассоциации (группы) скоплений нефти и газа, приуроченные к зонам стратиграфических несогласий в пенсильванских, миссисипских и нижнепалеозойских отложениях, в ряде районов погребенных сводовых поднятий центрального Канзаса Чоттоква, Семинол, а также во впадинах Примексиканской, Мичиганской, Иллинойсской и других. К таким зонам местами приурочены крупные месторождения нефти, например Оклахома-Сити, Эдмон и др.

Глава VII

МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗЕМНОЙ КОРЕ, ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗРУШЕНИЕ ИХ СКОПЛЕНИЙ

§ 1. МИГРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Одним из кардинальных вопросов нефтегазовой геологии является вопрос миграции (перемещения) УВ в земной коре, процесс, без которого нельзя представить образование скоплений нефти или газа.

Наблюдения над естественными нефтегазопроявлениями уже давно привели исследователей к мысли, что нефть и газ мигрируют в земной коре по макро- и микротрещинам и по разломам.

На Апшеронском полуострове до сих пор сохранился исторический памятник — храм огнепоклонников, построенный в XVII в. индусами на естественных выходах газа, приуроченных к разрывным нарушениям, в районе местоскопления Сура-

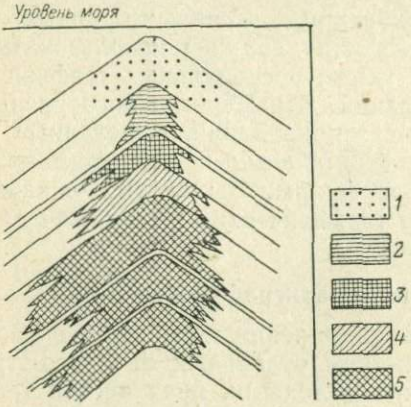


РИС. 78. СХЕМА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕЙ ПО ПЛОТНОСТИ В МЕСТОСКОПЛЕНИИ ВЕНТУРА-АВЕНЮ (КАЛИФОРНИЯ)

Плотность газа, нефти, г/см³: *1* — 0,749—0,753, *2* — 0,759—0,786, *3* — 0,814—0,828, *4* — 0,870—0,875, *5* — 0,875—0,88

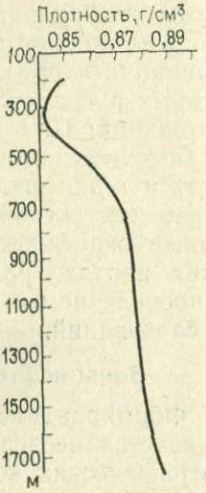


РИС. 79. КРИВАЯ ЗАВИСИМОСТИ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ ОТ ГЛУБИНЫ ЕЕ ЗАЛЕГАНИЯ ПО РАЗРЕЗУ МЕСТОСКОПЛЕНИЯ БИБИ-ЭЙБАТ (ПО Н. А. ЕРЕМЕНКО)

ханы. Выходы нефти и газа на грязевых вулканах на Апшеронском и Таманском полуостровах и в других районах позволили геологам еще в прошлом столетии сделать вывод о перемещении нефти и газа в земной коре на значительные расстояния.

Закономерности изменения плотности нефтей по разрезу, наблюдаемые в ряде регионов, давали также основание предполагать миграцию нефти и по вертикали, вследствие чего происходит естественная сепарация (фракционирование) нефти (рис. 78, 79).

О миграции нефти в земной коре свидетельствуют многочисленные данные, полученные при эксплуатации нефтяных месторождений, а также результаты экспериментов по применению различных индикаторов (изотопов) для определения радиуса действия скважин при разработке и другие данные. В настоящее

время всеми исследователями признается важная роль в формировании скоплений нефти и газа как внутрирезервуарной миграции УВ по проницаемым породам-коллекторам, так и внерезервуарной, происходящей перпендикулярно к напластованию отложений по разрывным нарушениям или слабопроницаемым породам. Однако некоторые вопросы, касающиеся масштабов миграции (в особенности внерезервуарной, вертикальной), остаются дискуссионными.

Если раньше считалось, что вертикальная (внерезервуарная, межформационная) миграция нефти в основном совершается по крупным разломам и нарушениям, то впоследствии экспериментальным путем была доказана возможность перемещения УВ и через слабопроницаемые покрышки перпендикулярно к напластованию пород без разрыва их сплошности. Об этом свидетельствует закономерное увеличение плотности нефти с глубиной, наблюдаемое в некоторых районах СССР и за рубежом.

Как уже отмечалось в гл. III, основная масса УВ генерируется в пелитовых породах, обогащенных ОВ. Жидкие и газообразные УВ, образующиеся за счет рассеянного ОВ преимущественно глинистых пород, в результате первичной миграции переходят в пористые породы-коллекторы. Таким образом, под первичной миграцией подразумевается перемещение УВ из нефтегазоматеринских пелитовых толщ в породы-коллекторы, хотя УВ генерируются и в последних, но в значительно меньших масштабах. Вторичная миграция — это межформационное перемещение УВ по породам-коллекторам, разрывным нарушениям, трещинам, поверхностям стратиграфического несогласия, слабопроницаемым покрышкам и т. д.

Сравнительно недавно «ахиллесовой пятой» органической теории происхождения нефти являлась именно первичная миграция УВ, которая, по мнению сторонников абиогенного генезиса УВ, невозможна в природных условиях. Для отжатия в лабораторных условиях рассеянной в глинистых породах капельно-жидкой нефти требуются слишком высокие давления, которые на платформах действительно отсутствуют, а эмиграция УВ из нефтематеринских толщ в составе водных растворов этими исследователями исключалась (некоторые специалисты и в настоящее время не допускают такую возможность).

Наиболее реальный механизм миграции УВ, который признается большинством ученых, в настоящее время представляется в следующем виде:

1) отжатие нефти и газа в растворенном состоянии в составе подземных седиментационных вод;

2) растворение нефти в газах и миграция однофазной ретроградной смеси УВ;

3) миграция нефти и газа в свободном состоянии (струйная миграция).

Решающее значение для миграции УВ имеют уплотнение пород под влиянием различных сил и отжатие седиментационных вод с растворенными УВ. Основную роль здесь играет уплотнение пород под влиянием веса вышележащих толщ и в значительно меньшей степени сказывается действие тектонических процессов, создающих дополнительные напряжения. Различие коэффициентов уплотнения осадочных пород способствует отжатию седиментационных вод с растворенными УВ из областей большего уплотнения и соответственно повышенного давления (пелитовые породы) в области меньшего уплотнения (коллекторы).

Наиболее широко распространены в земной коре, по-видимому, миграция УВ в растворенном состоянии в подземных водах.

По данным М. И. Гербер (1961 г.), при наличии в воде растворенных углеводородных газов растворимость жидкой фазы (нефти в воде) понижается, хотя и так растворимость нефти в воде, особенно в соленой, весьма мала. Однако с повышением температуры и давления, а также при наличии в воде солей органических кислот (мицеллярная, или коллоидная, растворимость), которые довольно часто встречаются в подземных водах нефтегазоносных районов, растворимость нефти в воде значительно возрастает. Поэтому как первичная, так и вторичная миграция УВ в растворенном состоянии в составе седиментационных вод, по мнению большинства исследователей, наиболее вероятны.

Рассматривая воду как транспортирующую среду при первичной миграции УВ, необходимо отметить, что кроме седиментационной воды может иметь значение так называемая органогенная вода, выделяющаяся при метаморфизме ОВ [Конторович А. Э., 1976 г.]. Хотя объем воды, образующейся при углефикации ОВ мал, для богатых ОВ толщ (баженовская свита Западной Сибири, майкопская толща Кавказа и др.) органогенная вода наряду с другими факторами может сыграть определенную роль при миграции растворенных в ней УВ.

Первичной миграции, по-видимому, способствует также увеличение давления газов в нефтегазоматеринских толщах. Повышение давления газовой фазы под влиянием прогрессирующего прогибания бассейна и интенсификации процесса газообразования благоприятствует растворению нефти в газах и растрескиванию пород, вследствие чего происходит «проскальзывание» (по В. А. Соколову) газонефтяной смеси из пелитовых пород в породы-коллекторы по микро- макротрещинам и порам. Повышению давления газов также способствует уменьшение порового пространства пород вследствие их уплотнения по мере погружения нефтегазоматеринских толщ.

Среди факторов, обусловливающих вторичную миграцию, кроме уплотнения пород следует отметить силы всплытия нефти и газа (гравитационные силы), гидравлический, диффузионный и другие факторы.

Всплывание нефти и газа в коллекторе-резервуаре ввиду различия плотностей флюидов, его заполняющих, происходит главным образом по микро- и макротрещинам и крупным порам и кавернам. Чем интенсивнее дислоцированы слои и чем больше разница в плотностях УВ и воды, тем больше и сила всплывания. Таким образом, сила всплывания нефти или газа (p_c) пропорциональна наклону пласта и разнице плотностей УВ и воды $p_c = (\gamma_в - \gamma_{УВ})\sin\alpha$, где α — угол наклона пласта. А. Л. Козлов допускает миграцию нефти и газа по пласту-коллектору в силу их плавучести даже при незначительных углах наклона слоев (менее 1°).

Некоторые исследователи (В. А. Соколов, К. Б. Аширов) отмечают, что гравитационные силы неспособны преодолеть тормозящие капиллярные силы при малых размерах пор (менее 1 мм) и на этом основании исключают возможность миграции УВ по пласту на значительные расстояния при статических условиях. В то же время они допускают такую возможность при наличии сплошной массы нефти и в особенности газа, которые могут мигрировать в виде струи. Следует заметить, что возражения против возможности миграции нефти и газа по региональному восстанию слоев-коллекторов под влиянием гравитационных сил основываются на результатах лабораторных экспериментов, при которых не учитывается фактор геологического времени, имеющий в данном случае большое значение. А. Леворсен также высказывает сомнения по поводу миграции УВ по коллекторам в свободном состоянии под действием гравитационных сил, но тем не менее допускает миграцию нефти и газа из-за их плавучести.

Следует отметить, что в активной гидродинамической обстановке разделение флюидов и всплывание нефти и газа в водонасыщенной среде значительно облегчается. Кроме того, величина капиллярного давления резко уменьшается при высоких температурах и в присутствии поверхностно-активных веществ, так как в этом случае тормозящее влияние капиллярных сил на всплывание УВ значительно ослабляется.

Гидравлический фактор играет важную роль при миграции нефти и газа в земной коре в растворенном виде в составе подземных вод. Действие гидравлического фактора не ограничивается транспортировкой УВ в растворенном состоянии, так как капельки нефти и пузырьки газа в свободном состоянии также увлекаются движущимися подземными водами. Таким образом, активная гидродинамическая обстановка, которая возникает при движении подземных вод, как уже отмечалось, не только значительно облегчает всплывание нефти и газа в во-

донасыщенной среде, но и способствует перемещению УВ как в растворенном, так и в свободном состоянии.

Известно, что подземные воды, как правило, находятся в движении и скорость их циркуляции определяется проницаемостью пород-резервуаров, разницей высотных отметок областей питания и разгрузки (наклоном пьезометрической поверхности) и другими факторами.

Движение флюидов (воды, нефти и газа) в пористых породах при различных условиях изучалось Г. Дарси, Л. С. Лейбензоном, И. А. Чарным, В. Н. Щелкачевым и др.

Фильтрация жидкостей (воды и нефти), как известно, происходит согласно закону Дарси, т. е. скорость одномерного движения воды или нефти прямо пропорциональна проницаемости пород-коллекторов, через которые происходит фильтрация, и перепаду давления, обусловливающему фильтрацию, и обратно пропорциональна их вязкости:

$$Q = \frac{KS(p_2 - p_1)}{\mu h},$$

где Q — количество воды или нефти, см^3, проходящее в единицу времени через породу-пласт с поперечным сечением S, см^2; K — коэффициент проницаемости породы, 10^{-12} м^2; μ — вязкость воды или нефти, Па·с; h — длина пути в направлении движения, см; $(p_2 - p_1)$ — перепад давлений, МПа.

Для фильтрации газов формула Дарси будет иметь следующий вид:

$$Q = \frac{KS}{\mu h} \frac{p_2^2 - p_1^2}{2}.$$

Для газов, как видно, в отличие от жидкостей в формулу вместо перепада давлений входит разность квадратов давлений, т. е. Q представляет собой объем газа, измеряемый при среднем давлении.

Миграция нефти путем фильтрации может происходить в случае, если поровое пространство в породе будет полностью заполнено нефтью. Однако в природных условиях нефть в основном перемещается в водонасыщенной среде, поэтому присутствие воды значительно затрудняет фильтрацию нефти. При наличии в пласте-коллекторе воды и нефти их движение зависит от фазовой проницаемости, которая определяется степенью заполнения порового пространства каждым из этих флюидов. В тех случаях, когда водонасыщенность пород-коллекторов превышает 80 %, нефть не может перемещаться, так как фазовая проницаемость ее равна нулю. Если 90% порового пространства занято жидкостью, то фазовая проницаемость для газа также будет равна нулю (В. Н. Щелкачев).

В природных условиях в породах чаще всего присутствуют вода, нефть и газ и тогда процесс фильтрации флюидов значительно усложняется.

Известно, что в центральных частях седиментационных бассейнов отложения, как правило, представлены глинистыми фациями, а с приближением к периферийным частям бассейна происходит опесчанивание пород. Учитывая, что преимущественно глинистые отложения уплотняются сильнее опесчаненных и статическое давление в них уменьшается от центральных частей бассейна к его периферии, следует допускать возможность латеральной миграции УВ по восстанию слоев как в растворенном, так и в свободном состоянии.

Роль гидравлического фактора особенно сильно проявляется в складчатых областях и передовых прогибах, где скорость движения подземных вод значительно больше по сравнению с платформенными территориями и достигает в отдельных случаях первых десятков метров в год, хотя чаще она определяется несколькими метрами или несколькими десятками сантиметров в год в зависимости от проницаемости пород.

Растворившиеся в воде УВ на больших глубинах по мере движения потока по восстанию слоев и снижения температуры и давления будут выделяться в свободном состоянии. Отдельные капли нефти и пузырьки газа, сливаясь воедино, образуют более крупные капли или небольшие струи, которые, мигрируя по восстанию слоев, формируют залежи нефти и газа. По А. А. Карцеву (1963 г.), при разгрузке подземных вод через слабопроницаемые покрышки происходит выделение жидких УВ из раствора и накопление их в ловушках, к которым чаще приурочены пьезоминимумы.

Подземные воды играют большую роль в миграции УВ не только на малых глубинах, как предполагали ранее, но и на глубинах 3—4 км и даже более, где происходит отток вод за счет превращения монтмориллонита в гидрослюды и высвобождения значительных масс связанной (межслоевой) воды [Пауэрс М., 1967 г.], которая обладает наибольшей способностью растворять УВ, так как она характеризуется меньшей минерализацией и особой структурой.

Определенную роль в миграции УВ играют и капиллярные силы. Так как вода лучше, чем нефть, смачивает породы, силы поверхностного натяжения между породой и водой будут больше, чем между породой и нефтью. Этим объясняется наблюдаемое иногда явление — вытеснение нефти водой из мелких пор в крупные. На Апшеронском полуострове в отложениях продуктивной толщи (плиоцен) в ряде случаев крупнозернистые пески и песчаники, переходящие в гравелиты, содержат нефть в отличие от относительно мелкозернистых водоносных песков и песчаников.

Капиллярное давление понижается с увеличением диаметра

пор и отсутствует в порах диаметром более 0,5 мм. Поэтому в крупнозернистых породах-коллекторах или в породах с трещинами и крупными пустотами разница плотностей воды, нефти и газа обеспечивает миграцию и дифференциацию флюидов согласно закону гравитации.

Однако роль капиллярных сил в региональной миграции УВ весьма незначительна и вряд ли капиллярные силы имеют сколько-нибудь существенное значение для формирования промышленных скоплений нефти и газа. Их действие, по-видимому, ограничивается локальной миграцией УВ.

Миграция УВ может происходить также под влиянием упругих сил (напряжения) расширения флюидов и заключающих их пород. Как известно, жидкости, прежде всего вода, обладают способностью сжиматься, хотя в незначительной степени. В случае уменьшения нагрузки вследствие подъема или эрозии пород возможно расширение жидкости, заполняющей резервуары, а следовательно, возможна и миграция, хотя некоторые исследователи отрицают роль этого фактора в формировании залежей нефти и газа.

Движение водонефтяного контура при эксплуатации залежей нефти или газа, например приуроченных к ловушкам литологического типа (изолированным песчаным линзам внутри глинистых отложений), доказывает возможность миграции нефти и газа под влиянием упругих сил расширения воды.

Вода сжимается значительно меньше, чем нефть, и поэтому она будет оказывать давление на нефть и способствовать также растворению в ней газа и понижению вязкости ее и плотности, что, в свою очередь, увеличивает подвижность нефти и облегчает дифференциацию флюидов под влиянием гравитационного фактора.

Как известно, расширение воды при разработке месторождений и падении пластового давления в природном резервуаре обусловливает упруго-водонапорный режим. Учитывая большой объем воды в природных резервуарах, не следует игнорировать этот фактор при рассмотрении причин миграции УВ в земной коре. Однако судить о масштабах миграции УВ под действием упругих сил трудно, учитывая небольшую величину коэффициентов расширения воды и в особенности пород.

Диффузия УВ также может быть причиной миграции их в земной коре.

Под диффузией подразумевается взаимное проникновение молекул одного вещества в другое вследствие разности концентрации и стремления выравнить их. Диффузия происходит по закону Фика, согласно которому количество газа dQ (см^3), проникающего за время dt (с) через поперечное сечение S (см^2) поверхности, через которую происходит диффузия, пропорционально градиенту концентрации dc/dh: $dQ = Ddc/dhSdt$, где D — коэффициент диффузии.

В. А. Соколовым и П. Л. Антоновым изучался механизм диффузии УВ в земной коре. Несмотря на незначительную величину коэффициента диффузии УВ, в особенности для жидких УВ в водонасыщенной среде, за геологическое время объем продиффундировавшихся УВ может быть весьма внушительным.

Диффузия УВ, как известно, всегда происходит в направлении областей меньших концентраций. Поэтому наличие диффузионного потока над скоплениями нефти и газа в земной коре может привести скорее к разрушению залежей и рассеиванию УВ. В связи с этим вряд ли диффузия играет большую созидательную роль при формировании местоскоплений нефти и газа. Однако в некоторых благоприятных условиях (при наличии весьма надежных соленосных и монтмориллонитовых глинистых покрышек) не исключена возможность, что УВ, диффундирующие из одних толщ, могут собираться в других, образуя небольшие скопления. Этому должно способствовать также понижение температуры снизу вверх по разрезу, что ведет к уменьшению коэффициента диффузии УВ.

И. О. Брод и Н. А. Еременко допускают миграцию УВ также вследствие изменения объема пор породы, которое может происходить при цементации пород, перекристаллизации минералов или по другим причинам. Эти факторы могут привести к существенному уменьшению объема пор, в то время как процессы растворения и выщелачивания горячими подземными водами, наоборот, ведут к увеличению объема пор.

Под влиянием вторичной цементации пористость коллекторов существенно может снизиться или даже полностью исчезнуть. Так, в ряде местоскоплений за контурами нефтегазоносности расположены зоны пониженной пористости и проницаемости, обнаруженные при закачке воды для поддержания пластового давления (например, Покровское местоскопление в Волго-Уральской провинции). Вследствие окисления УВ растворенными в водах сульфатами выпадают вторичные карбонаты, которые и приводят к закупорке пор и каверн в пласте. Уменьшение объема пор может привести к изменению давления в резервуаре и к миграции УВ.

Следует отметить, что миграция УВ может быть обусловлена также разными коэффициентами расширения пород и заключенных в них флюидов при повышении температуры в результате погружения, хотя определить масштабы миграции УВ под влиянием этого фактора весьма затруднительно.

Вертикальная (внерезервуарная) миграция УВ, как показали исследования В. П. Савченко, А. Л. Козлова (1957 г.), может происходить также через слабопроницаемые покрышки путем прорыва газа или нефти под влиянием избыточного давления, возникающего вследствие различия плотностей флюидов. Особенно это характерно для зон развития

высокоамплитудных ловушек, содержащих скопления газа или легкой нефти, где возникают максимальные избыточные давления ($p_{изб}$) в силу различия плотностей нефти, газа и воды и значительной высоты залежей:

$$p_{изб} = h_г \frac{d_в - d_г}{10},$$

где $h_г$ — высота газовой залежи; $d_в$ и $d_г$ — плотности соответственно воды и газа (относительно воды).

Таким образом, наиболее важными факторами, обусловливающими внутрирезервуарную и внерезервуарную миграцию УВ при формировании их скоплений, являются уплотнение пород, гидродинамический фактор, а также гравитационные силы (плавучесть нефти и газа) и при определенных условиях (при наличии высокоамплитудных ловушек) избыточное давления.

Однако выделить значение каждого из рассмотренных выше факторов при миграции нефти и газа в земной коре очень трудно. В природных условиях миграция УВ, по-видимому, обусловливается всем комплексом факторов, которые действуют одновременно или последовательно в зависимости от конкретных геологических и термобарических условий, существовавших и существующих в нефтегазоносных провинциях.

Масштабы миграции углеводородов в земной коре

При определении масштабов миграции УВ необходимо прежде всего учитывать физическое состояние последних, так как при прочих равных условиях расстояние, на которое нефть может мигрировать, будет зависеть от ее плотности, содержания растворенного в ней газа и других физических свойств.

Газообразные УВ обладают наибольшей миграционной способностью. Однако нефть при определенных термобарических условиях может растворяться в газах, образуя ретроградные газонефтяные смеси (растворы), которые обладают такой же миграционной способностью, как и газообразные УВ [Соколов В. А., 1948 г.].

Явления ретроградного испарения и ретроградной конденсации в настоящее время достаточно хорошо изучены в лабораторных условиях М. А. Капелюшниковым, Т. П. Жузе, М. И. Гербер, С. Н. Белецкой и другими исследователями. Выяснен механизм этого явления и доказано, что в сжатых газах растворяются не только легкие компоненты нефти, но и высокомолекулярные УВ и даже смолистые вещества. Многочисленные газоконденсатные залежи в различных геологических провинциях, где нефть в пластовых условиях находится в растворенном состоянии в газах, служат лучшим доказательством распространенности этих процессов в природе.

В зависимости от физического состояния нефти и конкретных геологических и термобарических условий масштабы как латеральной (боковой), так и вертикальной (межформационной) миграции могут быть различными. Для латеральной миграции УВ рядом исследователей допускаются расстояния, измеряемые многими сотнями километров (А. Л. Козлов, В. Ф. Линецкий и др.). По мнению А. Л. Козлова, формирование местоскоплений нефти Татарии и Башкирии происходило за счет дальней латеральной миграции УВ из Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба. Однако отсутствие выдержанных на столь значительном расстоянии пород-коллекторов и наличие многочисленных экранирующих разрывных нарушений делают маловероятной или даже исключают такую дальнюю миграцию.

Внутрирезервуарная миграция на платформах, по-видимому, ограничивается расстояниями между приподнятыми элементами положительных структур первого порядка и погруженными зонами примыкающих к ним впадин и прогибов, служивших основными нефтегазосборными площадями и очагами генерации УВ. В этом случае масштабы внутрирезервуарной миграции при благоприятных условиях не будут превышать нескольких десятков или первых сотен километров. Значительно сложнее обстоит вопрос о масштабах внерезервуарной миграции УВ.

Сравнительно недавно некоторые исследователи вообще исключали возможность вертикальной миграции нефти на сколько-нибудь значительные расстояния на том основании, что в разрезах нефтяных местоскоплений отсутствуют следы промигрировавшей нефти (хотя, если нефть мигрирует в растворенном состоянии в газах и водах, таких следов может и не быть). Однако в настоящее время существование внерезервуарной миграции УВ не вызывает сомнений, хотя вопрос о ее масштабах остается пока спорным.

Еще И. М. Губкин для местоскоплений Апшеронского полуострова считал возможной вертикальную миграцию из палеогеновых отложений в среднеплиоценовые (продуктивную толщу), т. е. на расстояние по вертикали до 2,5 км. В настоящее время сведения, полученные при изучении грязевых вулканов Апшерона, Тамани и Западной Туркмении наряду с другими данными позволяют предполагать, что УВ здесь при благоприятных условиях (наличие грязевых вулканов и разрывных нарушений, диапиризм и т. д.) могли мигрировать также из мезозойских отложений, что увеличивает расстояние миграции до 5 км.

Роль вертикальной миграции УВ на платформах, по-видимому, весьма незначительна и ведущей при формировании промышленных скоплений нефти здесь является внутрирезервуарная (латеральная) миграция. В геосинклинальных областях, предгорных прогибах и других мобильных регионах, где широко развиты дизъюнктивные дислокации, диапиризм, грязевой

вулканизм, и в районах развития соляной тектоники чаще проявляет себя вертикальная (межформационная) миграция, а внутрирезервуарная миграция здесь играет подчиненную роль.

Определение направления миграции углеводородов

Направление миграции УВ зависит от тектонического строения региона. И. М. Губкин совершенно справедливо отмечает, что нефть при своем движении в земной коре выбирает линии наименьшего сопротивления и мигрирует в каждом отдельном случае в том направлении, в каком ей это легче сделать.

Предполагаемое направление региональной миграции УВ может быть установлено различными приемами: определением соотношения коэффициентов заполнения ловушек УВ, с помощью изучения закономерностей изменения состава нефтей и газов, изотопного состава элементов, входящих в нефти и газы, а иногда при изучении закономерностей пространственного размещения «пустых» и продуктивных ловушек и т. д.

В ряде случаев при формировании залежей нефти и газа в структурных ловушках, осложняющих строение валообразных поднятий или тектонических линий, наблюдается постепенное уменьшение степени заполнения ловушек по мере удаления по восстанию слоев от источников генерации УВ. Кроме того, в направлении миграции, как правило, наблюдается уменьшение плотности нефти, обогащение ее легкими фракциями и снижение содержания смолисто-асфальтеновых компонентов, которые сорбируются породами на путях миграции. Однако на изменение плотности нефти влияет и ряд других факторов (сорбция, окисление, испарение легких компонентов и т. д.), которые не всегда можно учесть.

Поэтому более объективным показателем направления миграции могут служить закономерности изменения группового углеводородного состава нефтей. По направлению миграции происходит уменьшение содержания ароматических УВ, обладающих наименьшими миграционными способностями по сравнению с метановыми и нафтеновыми УВ. Закономерное обеднение нефтей и конденсатов ароматическими УВ по направлению региональной миграции из очагов генерации к зонам нефтегазонакопления наблюдается в Предкавказье, Средней Азии и других регионах [Старобинец И. С., 1966 г.; Чахмахчев В. А., 1964 г.].

Состав углеводородных газов также меняется по направлению миграции: происходит, как правило, обеднение газов гомологами метана, обладающими наименьшими миграционными способностями и в то же время подверженными в большей степени сорбции и окислению по сравнению с метаном.

Наиболее перспективен и надежен при определении направления миграции УВ изотопный анализ элементов, входящих в состав нефтей, газов и конденсатов. В последние годы проводились широкие исследования изотопов углерода, водорода и

серы в нефтях и газах различных районов как по региональному погружению слоев, так и по разрезу (Н. А. Еременко, Э. М. Галимов, Т. А. Ботнева, Р. Г. Панкина и др.). В результате в большинстве случаев было обнаружено фракционирование изотопного состава нефтей и газов по направлению миграции, при котором происходит обогащение нефтей и газов легкими изотопами и потеря тяжелых, хотя в ряде случаев были получены противоречивые данные и картина оказалась более сложной (Ф. А. Алексеев, Э. М. Галимов).

Классификация миграционных процессов

Прежде всего миграционные процессы следует разделить по времени их проявления. Здесь следует различать миграцию первичную и вторичную. Как уже было сказано, под первичной миграцией подразумевается перемещение УВ из нефтегазоматеринских свит в породы-коллекторы. После того, как произойдет отжатие УВ в проницаемые породы, начинается вторичная миграция УВ, т. е. перемещение нефти и газа по резервуару (внутрирезервуарная или латеральная миграция), по разрывным нарушениям, трещинам или через слабопроницаемые покрышки перпендикулярно к напластованию слоев и т. д. (внерезервуарная миграция).

И. О. Брод и Н. А. Еременко классифицируют миграционные процессы по масштабам, направлению и форме (характеру) миграции УВ и различают региональную и локальную миграцию, внутрирезервуарную и внерезервуарную, разделяя их далее в зависимости от характера путей миграции (по порам, капиллярам, разрывным нарушениям, трещинам и по поверхностям стратиграфического несогласия). Под региональной миграцией понимается перемещение УВ на значительные расстояния — из областей их генерации к зонам нефтегазонакопления, вследствие чего образуются региональные скопления нефти и газа (зоны нефтегазонакопления, приуроченные к валообразным поднятиям, антиклинальным линиям и т. д.). В результате региональной миграции (формируется совокупность местоскоплений и зон, которые образуют нефтегазоносную область или провинцию. Локальная миграция — это перемещение УВ на небольшие расстояния в пределах одной структуры или группы близко расположенных структур, приводящее к появлению локальных скоплений нефти и газа.

Более подробная классификация миграционных процессов была предложена Н. А. Еременко (табл. 6).

За последнее время некоторые исследователи (В. П. Савченко, А. Л. Козлов и др.) все большее значение при формировании залежей нефти и газа придают струйной миграции, т. е. миграции УВ в свободном состоянии. Действительно, можно представить себе такие условия в природе, когда генераторы УВ (преимущественно глинистые отложения) имеют значительно

большую мощность по сравнению с заключенными в них проницаемыми породами-резервуарами. Если происходит интенсивная генерация нефти и газа в этих отложениях, то, конечно, избыток УВ, образующийся после полного насыщения воды, может привести к возникновению струи нефти или газа, которая будет перемещаться уже в свободном состоянии к зонам нефтегазонакопления. Однако подобные условия в природе, по-видимому, встречаются не так уж часто и струйная миграция УВ чаще происходит при переформировании скоплений нефти и газа.

Таблица 6

КЛАССИФИКАЦИЯ МИГРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

Принцип классификации	Внерезервуарная миграция (в слабопроницаемых породах)	Внутрирезервуарная миграция (в хорошо проницаемых породах)
По отношению к толщам пород, в которых идет перемещение УВ	Сингенетическая (в осадке, где происходит накопление и преобразование ОВ). Эпигенетическая (сквозь мощные толщи разнородных пород)	Внутрипластовая Внутри мощных толщ, состоящих из многих хорошо проницаемых пластов
По типу путей движения	Капиллярная Трещинная (по разломам и трещинам)	Поровая
По направлению движения	Боковая (латеральная) Вертикальная (межформационная)	

При рассмотрении различных видов миграции нефти и газа необходимо иметь в виду также диффузию УВ — широко распространенный вид миграции в земной коре. Этот вид миграции УВ во всех случаях сопровождает и осложняет все другие формы перемещения нефти и газа при образовании их скоплений в земной коре. За геологическое время количество рассеянных УВ в результате только диффузии составляет огромную величину, соизмеримую с запасами крупных месторождений газа и нефти.

§ 2. ФОРМИРОВАНИЕ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Механизм формирования залежей нефти и газа

Как уже отмечалось, под залежью нефти или газа подразумевается естественное локальное (единичное) скопление этих полезных ископаемых. В зависимости от того, образовались ли скопления нефти и (или) газа в пределах нефтегазоматеринских свит или за пределами последних, выделяются первичные и вторичные залежи в понимании И. М. Губкина.

Рассмотрим механизм формирования первичных залежей нефти или газа, который представляется относительно более простым по сравнению с процессом образования вторичных локальных скоплений. Представим себе, что первичная миграция завершилась и УВ отжаты из пелитовых пород в породы-коллекторы (рис. 80). Дно (ложе) седиментационного бассейна практически не всегда бывает строго горизонтальным, а имеет определенный первичный уклон, который в некоторых случаях уже может обусловливать миграцию УВ по региональному восстанию слоев. Некоторые исследователи допускают возмож-

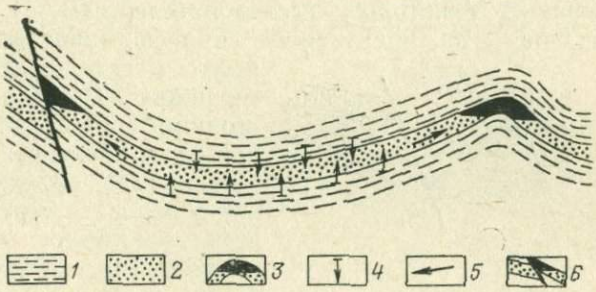


РИС. 80. МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА
1 — глинистые породы; *2* — коллектор; *3* — залежь нефти; направление миграции УВ: *4* — первичной, *5* — латеральной; *6* — тектонический экран

ность внутрирезервной миграции УВ даже при наклоне 1—2 м на 1 км.

Однако внутрирезервуарная миграция значительно усиливается, когда почти горизонтально залегающие слои выводятся тектоническими процессами из горизонтального положения и увеличивается наклон, что, в свою очередь, приводит к увеличению силы плавучести УВ.

В зависимости от мощности пелитовых пород-генераторов и заключенных в них пород-коллекторов (резервуаров), от интенсивности генерации УВ, термобарических условий и других факторов УВ могут находиться в свободном или растворенном в воде состоянии. Седиментационные воды с растворенными УВ, перемещаясь из глубоких впадин (зон нефтегазообразования) к ее бортам (зонам нефтегазонакопления), теряют часть растворенных УВ вследствие снижения температуры и пластового давления. Выделившиеся и находящиеся в свободном состоянии УВ в зонах нефтегазонакопления при наличии ловушек могут образовать промышленные скопления нефти и (или) газа (см. рис. 80).

Выделению растворенных в подземных водах УВ в свободное состояние могут способствовать и другие факторы. Например, по А. А. Карцеву, при разгрузке подземных вод через флюидоупоры происходит повышение минерализации вод под

влиянием фильтрационного эффекта, что обусловливает резкое снижение растворимости УВ в водах. По его расчетам, минерализация воды в ловушках, являющихся очагами разгрузки, за 10 млн. лет только за счет фильтрационного эффекта может возрасти в 6 раз.

По данным А. А. Карцева, С. Б. Вагина, В. А. Кудрякова и Я. А. Ходжакулиева, пространственное размещение залежей нефти и газа в ряде районов Туранской плиты контролировалось зонами расположения палеопьезоминимумов, где происходила разгрузка подземных вод.

По мнению некоторых исследователей (В. П. Савченко, А. Л. Козлова), важное значение при формировании залежей нефти и газа имеет струйная миграция УВ в свободном состоянии. При наличии свободной фазы капли нефти или пузырьки газа, объединяясь, могут образовать струи, которые в силу плавучести будут стремиться к гипсометрически наиболее приподнятому участку природного резервуара. Если на пути мигрирующих УВ окажутся ловушки, то может сформироваться локальное скопление нефти и (или) газа. В каждом конкретном случае ловушкой УВ могут стать локальная антиклинальная структура (см. рис. 16, *а*), тектонически экранированная часть пласта-резервуара (см. рис. 16, *б*), зоны литологического вклинивания коллекторов (см. рис. 18) или участки стратиграфического несогласия (см. рис. 20), линзовидные песчаные тела (см. рис. 14, *г*) и т. д.

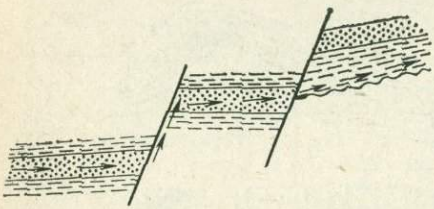


РИС. 81. СТУПЕНЧАТАЯ МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ
Усл. обозн. см. на рис. 80

Если при формировании первичных залежей основную роль играет внутрирезервуарная (латеральная) миграция, то вторичные залежи образуются в результате вертикальной (межформационной) миграции УВ из нефтегазоматеринских свит главным образом в нефтегазосодержащие отложения другого стратиграфического комплекса.

Путями, благоприятными для перетока УВ из одних стратиграфических комплексов в другие, являются проводящие нарушения, микро- и макротрещины, поверхности стратиграфических несогласий, аппараты грязевых вулканов и т. д. В природе, по-видимому, формирование залежей происходит в результате сочетания различных видов миграции. Перемещаясь в горизонтальном направлении по проницаемым породам-коллекторам или по поверхностям стратиграфического несогласия, УВ при встрече с разрывными нарушениями или аппаратами грязевых вулканов могут изменить направление миграции на вертикальное, как это показано на рис. 81. Таким образом, формирование

залежей в этом случае может происходить ступенчато при сочетании горизонтальной и вертикальной миграции в различных частях разреза.

В платформенных условиях, где отложения дислоцированы слабо и почти не развиты или отсутствуют разрывные дислокации, залежи образуются в основном в результате внутрирезервуарной (латеральной) миграции УВ.

В отличие от платформ в геосинклиналях и передовых прогибах, характеризующихся значительной мобильностью и дислоцированностью слоев, с широким развитием дизъюнктивных нарушений, грязевых вулканов формирование промышленных скоплений нефти и газа происходит в результате преимущест-

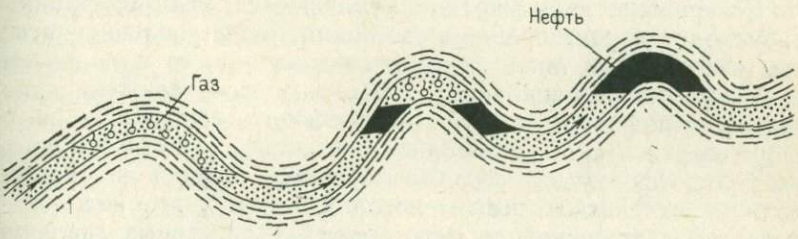


РИС. 82. РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА СОГЛАСНО ПРИНЦИПУ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО УЛАВЛИВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

венно вертикальной миграции, а внутрирезервуарная миграция играет подчиненную роль.

По мнению В. П. Савченко и А. Л. Козлова (1959 г.), существенную роль при формировании вторичных залежей нефти и газа может играть прорыв УВ через слабопроницаемые покрышки вследствие избыточного давления, возникающего из-за различия в плотности флюидов. В результате в верхних горизонтах образуются скопления газа, которые вниз по разрезу замещаются газонефтяными и нефтяными залежами, хотя такая закономерность в распределении скоплений УВ по вертикали может быть объяснена и другими причинами,

В природе довольно часто наблюдается закономерное распределение скоплений нефти и газа в цепи структурных ловушек, приуроченных к валообразным поднятиям или тектоническим линиям. С. П. Максимовым и канадским геологом У. Гассоу независимо друг от друга было отмечено, что при ступенчатом расположении структурных ловушек по восстанию слоев залежи нефти и газа располагаются согласно принципу дифференциального улавливания УВ, т. е. газовые залежи по мере повышения гипсометрических отметок ловушек сменяются газонефтяными и еще выше нефтяными залежами (рис. 82).

Размещение залежей нефти и газа согласно принципу дифференциального улавливания происходит только в том случае,

если УВ мигрируют в свободном состоянии в виде струи нефти и газа. Причем обязательное условие для такой миграции УВ — превышение давления насыщения газа над пластовым давлением. Предполагается, что струя газа, обладая наибольшей миграционной способностью, опережает в своем движении струю нефти и занимает наиболее погруженную первую на пути миграции ловушку. Ловушка, заполненная газом, не может принимать нефть и поэтому следующая ловушка будет аккумулировать газ и нефть, а затем только нефть. Если УВ окажется недостаточно для заполнения следующей ловушки, расположенной гипсометрически выше, то она может оказаться «пустой» (водоносной).

Совершенно иная картина наблюдается, если миграция УВ происходит в растворенном состоянии. Если давление насыщения нефти газом ниже пластового давления, то при движении растворов по региональному восстанию слоев снижение давления и температуры будет способствовать выделению из раствора нефти и газа в свободное состояние. Так как жидкие УВ растворяются хуже, чем газообразные, первой из раствора должна выделяться нефть, которая и заполнит нижнюю ловушку. В дальнейшем по мере снижения пластовых давлений и температуры наряду с жидким УВ будут выделяться и газообразные и поэтому в следующих по восстанию ловушках соответственно будут аккумулироваться нефть и газ, а еще выше только газ. Такая дифференциация УВ напоминает размещение их по принципу гравитационного разделения флюидов.

С. П. Максимов допускает, что если в ловушках одновременно аккумулируются нефть и газ, то в результате дифференциации УВ по плотности газ оттеснит нефть и последняя будет мигрировать в следующую ловушку по региональному восстанию слоев.

Авторы принципа дифференциального улавливания рассматривают его как универсальный закон формирования залежей нефти и газа. Однако, как справедливо отмечает А. А. Бакиров, дифференциальное улавливание УВ является частным случаем общей закономерности и не может объяснить многообразия формирования залежей нефти и газа в земной коре.

Во многих районах, в особенности на молодых платформах, принцип дифференциального улавливания УВ проявляется редко. Формирование залежей по принципу дифференциального улавливания, как показывают экспериментальные данные В. А. Краюшкина (1957 г.), происходит в активной гидродинамической обстановке, которая способствует дифференциации УВ. Возможно этим объясняется тот факт, что наиболее часто принцип дифференциального улавливания наблюдается в пределах мобильных тектонических элементов, для которых характерна активная гидродинамическая обстановка (предгорные прогибы, межгорные впадины и т. д.). Особенно наглядно принцип диф-

ференциального улавливания проявляется при распределении скоплений нефти и газа в Предуральском прогибе в сакмарo-артинских отложениях (в рифовых массивах), в Канаде в штате Альберта, где также развиты рифовые массивы девонского возраста и где У. Гассоу установил, что скопления нефти и газа в рифах размещаются согласно этому принципу.

На основе экспериментальных данных В. А. Краюшкин делает вывод о возможности формирования залежей по принципу дифференциального улавливания и при вертикальной миграции УВ. Действительно, в ряде случаев наблюдается такое же распределение скоплений нефти и газа по вертикали (например, Ферганская впадина, Южно-Таджикская депрессия и т. д.), хотя наличие здесь вертикальной миграции вызывает сомнения.

Однако довольно часто размещение скоплений жидких и газообразных УВ по разрезу происходит в обратном порядке, а именно: нефтяные залежи сосредоточены преимущественно в нижей части разреза, а газовые — в верхней вследствие повышенной миграционной способности газа по сравнению с нефтью, а также влияния комплекса других факторов [1].

В некоторых районах наблюдается чередование нефтеносных пластов с водоносными. Существование последних долгое время вызывало недоумение, так как при вертикальной миграции УВ одинаково хорошо выраженные ловушки не должны были избирательно аккумулировать нефть и (или) газ (Апшеронский полуостров, Западная Туркмения). Однако дальнейшие исследования показали, что чередование продуктивных и непродуктивных песчаников обусловлено гидродинамической активностью, приведшей к частичному вымыванию нефти подземными водами из хорошо проницаемых пластов, о чем свидетельствует наличие остаточной нефти в этих пластах.

В ряде случаев известны скопления нефти на крыльях или в периклинальных частях структур, так называемые висячие залежи (например, в продуктивной толще Апшеронского полуострова) или даже в синклиналях (в Аппалачах в США). Механизм формирования таких залежей недостаточно ясен.

На некоторых месторождениях Апшеронского полуострова в отложениях продуктивной толщи встречены висячие нефтяные залежи, расположенные асимметрично по отношению к своду структур (см. рис. 26, *а*). Предполагают, что эти залежи сформировались на месте древнего свода структуры, а в дальнейшем в связи с изменениями структурного плана они очутились на крыльях современных поднятий. Однако за геологическое время нефть должна была мигрировать по восстанию слоев и занять сводовую часть современных структур-куполов. По-види-

[1] Имеются в виду глубины до 3 км и не рассматривается вертикальная зональность, обусловленная другими причинами (см. гл. VIII).

мому, перераспределению залежей нефти в данном случае препятствуют геохимические процессы, протекающие на контакте нефть — вода [Мелик-Пашаев В. С., 1948 г.; Табасаранский З. А., 1953 г.]. Как известно, в зоне водонефтяного контакта в результате окисления УВ и восстановления сульфатов вод выпадают вторичные карбонаты, а также окисленные нефтяные продукты (битум, асфальт), приводящие к образованию вокруг залежи практически непроницаемой оболочки, которая, по-видимому, и препятствует перемещению залежей нефти к современному своду структур. Об этом свидетельствуют данные разработки ряда местоскоплений Волго-Уральской провинции, где наблюдается резкое ухудшение коллекторских свойств пород в зоне водонефтяного контакта, создающее трудности при закачке воды в пласт при законтурном заводнении для поддержания пластового давления.

Висячие залежи встречаются редко, но еще менее известны залежи нефти в синклинальных прогибах. Залежи в песчаниках нижнего карбона на площади Кевин-Крик и других в Аппалачах (США) могут служить примером скоплений нефти, сформировавшихся в синклинальном прогибе. Не исключена возможность, что эти залежи приурочены к литологически изолированным ловушкам, а, может быть, их формирование обусловлено другими, еще недостаточно изученными факторами.

Определение геологического времени формирования локальных скоплений нефти и газа

Время формирования промышленных скоплений нефти и газа, безусловно, представляет как научный, так и практический интерес. Когда речь идет о времени формирования скоплений нефти и газа имеется в виду геологическое время, которое определяется весьма приближенно.

Для определения времени аккумуляции УВ в ловушках применяются различные методы и приемы, среди которых заслуживают внимания следующие:

палеотектонический анализ, позволяющий определить время возникновения ловушки, к которой приурочены залежи нефти и газа;

гелий-аргоновый метод определения возраста газов и их ассоциаций, предложенный В. П. Савченко и А. Л. Козловым;

определение глубины образования нефтяной залежи по «замороженному» давлению насыщения нефти газом (А. Леворсен, У. Гассоу);

определение объема газа в ловушке с помощью использования законов газового равновесия (Н. А. Еременко);

изучение изменений вмещающей способности палеоловушек во времени;

определение времени цементации и развития вторичной пористости коллектора;

использование данных по избыточным давлениям в нефтяных и газовых залежах (В. Ф. Линецкий);

диффузно-хроматографический способ определения возраста залежей нефти и газа (В. А. Соколов).

Наиболее надежен метод палеотектонического анализа, позволяющий определять нижний возможный предел времени формирования ловушки, раньше которого залежь не могла сформироваться. Все другие методы определения времени формирования залежей содержат ряд дискуссионных моментов и нуждаются в проверке и доработке. Поэтому на практике довольно широко применяется палеотектонический анализ в комплексе с другими методами определения времени возникновения ловушек. Таким путем было определено время формирования залежей ряда крупных местоскоплений нефти и газа в различных провинциях. Например, крупные залежи газа в меловых отложениях местоскопления Газли (Западный Узбекистан), судя по палеотектоническим построениям, не могли образоваться раньше конца палеогена и начала неогена [Табасаранский З. А., 1963 г.].

Однако палеотектонический метод имеет ограниченное применение. Использование его для определения времени образования залежей в ловушках древнего заложения не может дать однозначного ответа. Формирование залежей в таких ловушках могло произойти в течение очень большого промежутка времени, поэтому данный метод нельзя применять в случаях, когда образование ловушек происходило одновременно с осадконакоплением (так называемые конседиментационные структурные ловушки), так как тогда формирование залежей могло начаться на любом из этапов развития ловушки. Поэтому для уточнения верхнего предела времени возникновения залежей необходимо палеотектонический анализ дополнять другими методами.

Гелий-аргоновый метод весьма приближенного определения возраста газов и газовых ассоциаций основан на определении отношения гелия, образующегося в результате радиоактивных процессов, к аргону в основном воздушного генезиса. Ранее считалось, что весь аргон в газах и водах имеет воздушное происхождение. Исходя из этого В. П. Савченко и А. Л. Козлов предложили формулы для определения возраста газов (He/Ar 25 и 115 млн. лет соответственно для свободного и растворенного газа). Однако, как выяснилось позже, аргон попадает в подземные воды не только из атмосферы, он также образуется в земной коре за счет радиоактивного распада изотопа калия (^{40}K), который в приведенных формулах не учитывается. В связи с этим точность и возможности применения метода значительно снижаются. Как предполагают В. П. Савченко и А. Л. Козлов, количество радиогенного аргона весьма незначительно и поэтому на результатах определения возраста газов существенно не сказывается.

Однако для достаточно обоснованного применения гелий-аргонового метода необходимо определять долю радиогенного аргона в составе газов с помощью изотопного анализа, что несколько ограничивает масштабы применения метода на практике, тем более, что даже в этом случае он дает приближенные результаты. Тем не менее метод может быть использован для определения возраста газов относительно крупных стратиграфических комплексов или для отличия современных болотных газов от газов глубинного (нефтяного) происхождения.

Для определения времени завершающего этапа формирования нефтяных залежей А. Леворсен, У. Гассоу и другие исследователи предложили использовать «замороженное» давление насыщения нефти газом. Предполагается, что нефтяная залежь не могла образоваться при пластовых давлениях ниже упругости растворенных в ней газов. Зная давление насыщения нефти газом в настоящее время, можно также приближенно определить глубину, на которой находилась данная ловушка в момент образования в ней залежи, а следовательно, исходя из палеотектонического анализа определить приближенно и время ее формирования. Этот метод в комплексе с другими методами в некоторых районах оказался весьма полезным для уточнения времени формирования нефтяных залежей, хотя область его применения также ограничивается из-за ряда недостатков.

Одним из существенных недостатков является отсутствие возможности учета утечки газа из залежи в результате самых различных причин (рассеивание газа за геологическое время существования залежи и др.). Кроме того, нефтяная залежь в момент формирования может оказаться перенасыщенной газом, и часть газа тогда будет накапливаться в виде газовой шапки. Затем в результате погружения ловушки свободный газ будет постепенно растворяться в нефти. В этом случае описываемым методом будет фиксироваться не момент формирования залежи, а глубина ловушки, на которой газовая фаза полностью растворилась в нефти, т. е. время формирования залежи окажется более поздним по сравнению с действительным. И, наоборот, в зависимости от первоначального соотношения жидких и газообразных УВ и других геолого-геохимических условий с самого начала нефтяная залежь может оказаться недонасыщенной газом, что будет существенно искажать результаты определения времени формирования залежи в сторону его уменьшения.

Другой прием, использованный У. Гассоу для установления времени формирования залежей, основан на изучении гидростатического давления, контролирующего газовую емкость ловушек и определяющего конечную стадию накопления. Недостатком этого метода является также недооценка возмож-

ности утечки или уничтожения УВ, заключенных в ловушках, вследствие различных геолого-геохимических особенностей строения региона. Этот метод может быть использован для определения верхнего предела времени формирования залежей с большой осторожностью и в некоторых случаях только при сочетании с палеотектоническими построениями, которые позволяют проследить во времени и в пространстве изменения вмещающей способности ловушек (изменение палеодавления и объема ловушки на различных этапах ее существования).

Проведенный подобным образом палеотектонический анализ изменения пластовых давлений и объемов структурных ловушек восточных районов Туранской плиты [Табасаранский З. А., 1963, 1965 гг.] показал, что ни на одном из ранних этапов существования эти ловушки не в состоянии были вместить то количество УВ, которое наблюдается в них в настоящее время. Отсюда с достаточной уверенностью можно заключить, что окончательное формирование залежей в этом районе продолжалось в неогене и антропогене. В некоторых районах процесс формирования залежей, возможно, еще не закончен и продолжается аккумуляция нефти и газа или происходит переформирование древних скоплений за счет разрушения одних и образования других.

Процессы перераспределения могут быть обусловлены как раскрытием ловушек в результате изменения структурного плана, так и поступлением новых порций УВ вследствие продолжающегося уплотнения нефтегазоматеринских толщ. В настоящее время, возможно, продолжаются процессы формирования залежей в Западно-Кубанской впадине в палеогеновых отложениях [Табасаранский З. А., 1954 г.,] в Грозненском районе в миоценовых отложениях [Еременко Н. А., Максимов С. П., Шмайс И. И., 1954 г.] в Карпатах в неогене [Высоцкий И. В., 1966 г.] и других районах. Поэтому в ряде случаев трудно говорить о верхнем пределе времени формирования залежей вследствие незавершенности процессов аккумуляции нефти и газа.

Некоторые исследователи предлагают геологическое время формирования залежи определять путем изучения времени цементации и развития вторичной пористости в пределах нефтеносной и водоносной части коллектора (К. Р. Чепиков, У. Гассоу и др.). Предполагается, что время скопления УВ должно следовать за временем развития вторичной пористости, цементации или минерализации, если то или иное из этих явлений наблюдается внутри коллектора или должно предшествовать им, если эти явления происходят за пределами скопления нефти и газа.

Н. А. Еременко (1961 г.) для определения времени формирования газовых залежей предлагает пользоваться законами газового состояния и приводит формулу, по которой можно опре-

делить верхний предел времени образования газовой залежи. Причем метод должен применяться в сочетании с палеотектоническим анализом. Недостатками этой методики, на наш взгляд, являются, во-первых, допущение, что ловушка в момент формирования в ней залежи была заполнена полностью (до гидрозамка) и, во-вторых, что при этом не учитываются возможные изменения объема ловушки во времени в силу ряда геолого-геохимических причин (уплотнения пород, эпигенетических изменений, цементации пор коллектора и т. д.). Тем не менее этот метод в комплексе с палеотектоническим анализом может оказаться весьма результативным, о чем свидетельствуют данные, полученные в Саратовском Заволжье и Западном Предкавказье,— они хорошо согласуются с геологическими представлениями о времени формирования залежей в этих районах.

Расчеты С. П. Максимова, А. И. Иванова, В. А. Кирова (1964 г.) для некоторых девонских залежей саратовских месторождений показали, что они не могли сформироваться раньше конца среднего карбона. Аналогичными расчетами для нижнемеловых газоконденсатных залежей Ейско-Березанского района Западного Предкавказья было установлено, что наиболее вероятным этапом их формирования является олигоцен.

В. А. Соколов (1965 г.) предложил определять время аккумуляции залежей нефти и газа путем изучения ареально-хроматографического распределения УВ вокруг газонефтяных залежей. Однако, как справедливо отмечает сам автор, применение этого метода сопряжено с большими трудностями ввиду того, что неизвестны коэффициенты диффузии пород месторождения, необходимые для количественной оценки потерь газа. Зная ареал распространения УВ для газовой залежи Чуэльского месторождения (Западная Сибирь), В. А. Соколов провел расчеты времени ее формирования, которые дали результат 10—15 млн. лет, т. е. залежь образовалась в миоцене.

В некоторых случаях геологическое время формирования залежей нефти и газа может быть определено путем анализа распределения по разрезу типов нефтей по отношению времени проявления стратиграфических несогласий. Для определения геологического времени формирования залежей в отложениях неогена и палеогена на Кубани был применен детальный анализ поверхностей стратиграфического несогласия [Табасаранский З. А., 1954, 1969 гг.], который позволил достаточно обоснованно установить геологическое время и последовательность формирования залежей в пределах южного борта Западно-Кубанского прогиба (Ильско-Холмский район).

Период с момента накопления осадков до формирования в них промышленных скоплений нефти и газа может быть как достаточно продолжительным в геологическом смысле (несколько десятков или даже несколько сотен миллионов лет), так и очень коротким (1—10 млн. лет). Учитывая время появ-

ления региональных наклонов и ловушек, У. Гассоу делает вывод, что залежи нефти и газа в девонских отложениях штата Альберта (Канада), с несогласием перекрытых верхне-меловыми образованиями, могли сформироваться только в позднемеловое время (через 300 млн. лет после накопления продуктивного комплекса), т. е. после того, как проницаемые девонские пласты были запечатаны верхнемеловыми непроницаемыми породами.

В ряде провинций достаточно уверенно устанавливается факт формирования промышленных скоплений нефти и газа

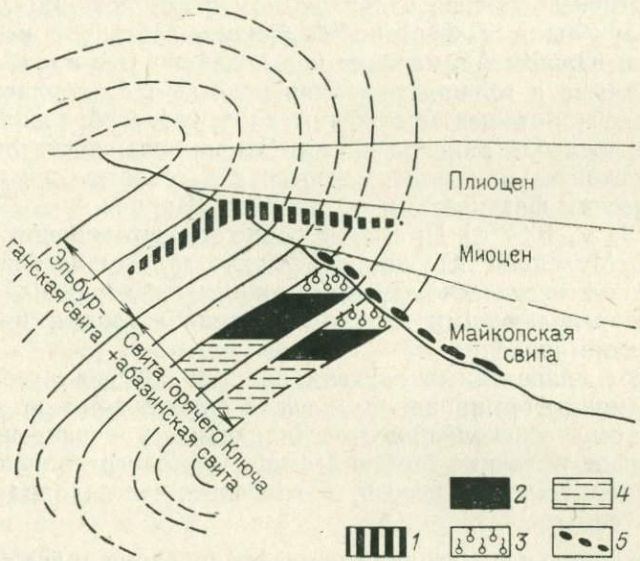


РИС. 83. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ НА АХТЫРСКО-БУГУНДЫРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Нефть: *1* — тяжелая смолистая, *2* — легкая парафинистая; *3* — газ; *4* — вода; *5* — комки (окатыши) пород, пропитанные нефтью

в результате нескольких фаз миграции и аккумуляции УВ. Так, на южном борту Западного Кубанского прогиба (местоскопления Ильско-Холмского района: Зыбза — Глубокий Яр, Ахтырка и др.) залежи сформировались в результате, как минимум, двух фаз миграции и аккумуляции. Здесь в базальном конгломерате среднемайкопской толщи, трансгрессивно залегающей на осадках нижнего и среднего палеогена, обнаружены комки (окатыши) пород, пропитанные нефтью [Табасаранский З. А., 1954 г.]. Принадлежность этих комков к более древним (палеоцен-эоценовым) слоям не вызывает никаких сомнений и указывает на процессы частичного разрушения сформировавшихся ранее

залежей перед среднемайкопской трансгрессией (рис. 83). Следовательно, к началу майкопской трансгрессии в отложениях эоцена и палеоцена в сводовых частях структур уже существовали залежи нефти первой фазы миграции и аккумуляции, которые подверглись разрушению в олигоцене. Наряду с этим под поверхностью стратиграфического несогласия в головных частях эродированных эоцен-палеоценовых пород, перекрытых глинистой майкопской толщей, обнаружены залежи легкой нефти. Несомненно, что подобные залежи образовались после майкопского времени, т. е. в результате проявления второй послемайкопской фазы миграции и аккумуляции.

Аналогичные данные о двухфазном формировании залежей были получены и в Ферганской впадине. Наличие нефтяных залежей в Южном Аламышике под поверхностью предбактрийского размыва в головных, эродированных частях пластов палеогеновых и меловых отложений доказывает образование их только в послебактрийское время. Эти выводы достаточно хорошо обоснованы и подтверждаются как геологическим, так и геохимическим фактическим материалом [Карцев А. А., Табасаранский З. А., 1957 г.]. Примерно такие же соотношения наблюдаются в Муханово, где нижнепермские залежи легкой нефти залегают под несогласно перекрывающими их верхнепермскими слоями, определяющими нижний интервал геологического времени их формирования.

Во всех приведенных случаях нижний интервал геологического времени формирования залежей определяется по стратиграфическому соотношению подстилающих и перекрывающих отложений и наличию легких нефтей, не подвергавшихся действию гипергенных процессов, в головных частях эродированных пластов.

Региональная миграция при формировании залежей углеводородов

Вторичная миграция в зависимости от конкретных геологических условий может или следовать за первичной, или отставать от нее на довольно значительные промежутки времени (иногда на десятки миллионов лет).

Некоторые исследователи полагают, что для формирования залежей нефти благоприятные условия наступают вслед за отложением вмещающих ее пород. Так образовались, по мнению К. А. Машковича, девонские залежи Саратовского Поволжья, А. И. Клещев предполагает, что девонские залежи в терригенных отложениях Татарского свода возникли в кыновское время, т. е. всего на протяжении 1—3 млн. лет.

На основании наличия залежей в плиоценовых отложениях в Калифорнии, сформировавшихся в ловушках плейстоценового возраста, А. Леворсен (1970 г.) приходит к выводу, что минимальное время для образования, миграции и аккумуляции нефти

и газа в залежи в данном районе составило приблизительно 1 млн. лет.

Для местоскоплений Урало-Эмбенской (Прикаспийской) нефтегазоносной провинции, по Н. А. Калинину, процессы миграции и аккумуляции УВ были тесно связаны со стратиграфическими несогласиями и длительностью перерыва в осадконакоплении: чем меньше перерыв, тем бóльшие запасы нефти аккумулируются под поверхностями несогласия. При значительных перерывах (например, при залегании плиоценовых слоев на юрских) ниже поверхности стратиграфического несогласия промышленных скоплений не установлено. И в то же время в случае несогласного срезания юрских отложений нижнемеловым комплексом в первых появляются промышленные скопления нефти. Было подсчитано, что процессы образования, миграции и аккумуляции нефти здесь продолжались в течение 35—100 млн. лет [Еременко Н. А., 1968; Калинин Н. А., 1959 г.]. У. Рассел (1951 г.) приводит примеры, когда после образования генерировавших их свит УВ не мигрировали в течение длительного времени (более 100 млн. лет), в других же случаях перерыв составлял всего 10 млн. лет.

Исследования С. П. Максимова, А. И. Иванова, В. А. Кирова показали, что залежи нефти на местоскоплениях Куйбышевского Поволжья в каменноугольных отложениях формировались в конце нижнекаменноугольного периода или в течение московского века, залежи в девонских отложениях — в период от конца франского века до московского. Таким образом, местоскопления Волго-Уральской провинции формировались в течение 30—60 млн. лет. По мнению К. Б. Аширова, в местоскоплениях Самарской Луки залежи в палеозойских отложениях образовались в неогене в связи с возникновением Жигулевской дислокации.

Таким образом, среди исследователей нет единого мнения в отношении времени проявления и длительности региональной миграции УВ. Процесс этот весьма сложный и в зависимости от конкретных геологических условий в одних районах может быть относительно кратковременным (единицы миллионов лет), а в других — весьма длительным (десятки или даже сотни миллионов лет). Время проявления региональной миграции и ее длительность обусловливаются прежде всего историей тектонического развития региона. Об этом свидетельствует параллелизм этапов тектонической активности и времени проявления региональной миграции и аккумуляции УВ в земной коре.

Зависимость между временем заложения и продуктивностью ловушек

Связь между временем заложения ловушек и их продуктивностью зависит от времени и длительности региональной миграции УВ и может проявляться не во всех регионах.

Исследования ряда авторов [Федоров С. Ф., Козленко С. П., Машкович К. А., 1959 г.] показали, что в Саратовском Поволжье между возрастом структурных ловушек и их продуктивностью существует определенная связь: залежи в девонских отложениях приурочены преимущественно к структурам, сформировавшимся также в девонское время, структуры более позднего заложения (верхний палеозой), как правило, содержат нефть лишь в отложениях карбона, а в ловушках, образовавшихся в кайнозое, нефть отсутствует как в девоне, так и в карбоне. Отсюда был сделан вывод, что молодые структуры образовались после завершения региональной миграции и аккумуляции нефти и потому они оказались непродуктивными. Исходя из этого названные авторы для прогнозирования перспектив нефтегазоносности предлагают определять возможными способами возраст ловушек (например, сейсморазведкой) и наиболее древние из них в первую очередь рекомендовать для бурения.

Аналогичная зависимость между продуктивностью и возрастом структурных ловушек в мезозойских отложениях обнаруживается в пределах Скифской плиты [Бурштар М. С., 1963 г.; Фомкин К. В., 1964 г.]. В Восточном Предкавказье подавляющее большинство нефтяных залежей в юрском комплексе связано с ловушками, образовавшимися в допалеогеновое время. Ловушки в меловых отложениях позднемелового — палеогенового возраста содержат залежи нефти в отличие от пустых ловушек, образовавшихся в более позднее время (в конце палеогена — начале неогена). Можно предположить, что нижнемеловые залежи в восточной части Прикумской нефтегазоносной области сформировались в эоцен-олигоценовое время, когда наметился региональный наклон пластов на юг и юго-восток в сторону нефтегазосборных площадей. Такая же закономерность, по мнению некоторых исследователей, намечается в пределах Западного Предкавказья, где залежи в нижнемеловых отложениях образовались в течение нижне- и верхнемелового седиментационных этапов. Подтверждением этому является наличие газоконденсатных залежей в допалеогеновых ловушках (Каневская, Челбасская, Старомінская, Майкопская и другие площади), в то время как ловушки, сформировавшиеся в конце позднего мела и начала палеогена, оказались пустыми.

Однако нельзя утверждать, что эта закономерность универсальна и характерна для всех нефтегазоносных провинций. Например, А. Н. Шарданов (1963 г.) отсутствие нефти в структурах Новоминская, Щербиновская и др. Западного Предкавказья объясняет не возрастом ловушек, а влиянием меридионального нарушения, которое, по его мнению, препятствовало миграции УВ в западном направлении.

Как уже говорилось, местоскопления Самарской Луки (по К. Б. Аширову) сформировались в неогене, в то время как в Саратовском Поволжье девонские и карбоновые залежи обра-

зовались в палеозое. Однако трудно себе представить, чтобы в близко расположенных районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Куйбышевско-Саратовское Поволжье) залежи нефти так сильно различались по возрасту. По всей вероятности, расхождения обусловлены недостаточной разработанностью методики определения возраста залежей, где момент субъективности имеет большое значение. В. П. Бухарцев (1963 г.), проводивший анализ условий формирования локальных структур Волго-Уральской провинции методом математической статистики, вообще не находит связи между продуктивностью ловушек и временем их заложения.

В пределах Туранской плиты, особенно в ее восточных районах, строгой зависимости между возрастом ловушек и их продуктивностью не обнаруживается [Табасаранский З. А., Громадина Н. И., 1972 г.]. Достаточно отметить, что крупное газовое местоскопление этой провинции Газли приурочено к структуре, сформировавшейся как замкнутая ловушка только в начале неогена. По-видимому, это объясняется значительной продолжительностью этапа миграции УВ, а также многофазностью формирования залежей в этом регионе. Таким образом, утверждение о большей перспективности структурных ловушек древнего заложения по сравнению с молодыми с точки зрения нефтегазонакопления справедливо только для отдельных районов, где формирование залежей произошло в одну, причем короткую в геологическом смысле, фазу миграции и аккумуляции УВ.

§ 3. РАЗРУШЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Процессы формирования и разрушения скоплений нефти и газа нередко протекают одновременно в пределах даже одного и того же местоскопления в различных его частях (тектонических блоках). Некоторые факторы, вначале обусловливающие формирование залежей нефти и газа, со временем начинают играть отрицательную роль, приводя к их разрушению.

Тектонические движения, способствующие миграции и аккумуляции УВ, при усилении могут в дальнейшем привести к эрозии нефтегазосодержащих комплексов, а следовательно, к частичному или полному разрушению залежей нефти и газа. Диффузионные процессы с момента возникновения скоплений УВ действуют в направлении их рассеивания, в особенности газа.

Наиболее часто разрушению залежей УВ способствуют раскрытие ловушек, эрозионные, геохимические (биохимические) и гидродинамические (гидрогеологические) процессы, дегазация нефтей, а также глубокий метаморфизм пород-коллекторов и содержащихся в них нефтей на больших глубинах.

Изучение механизма формирования локальных структур методом палеотектонического анализа в ряде регионов показало, что вследствие дифференцированных подвижек блоков фунда-

мента на отдельных этапах развития некоторые локальные структуры раскрывались. Залежи нефти и газа в таких структурных ловушках древнего заложения, развивавшихся конседиментационно (одновременно с осадконакоплением), в результате изменения прежнего структурного плана подвергались частичому или полному разрушению или переформированию. При раскрытии ловушек нефть и (или) газ перемещаются по региональному восстанию слоев, и если они не встретят на своем пути новые герметичные структурные или другие формы, способные играть роль ловушек, то будут выходить на поверхность, образуя в результате разрушения нефти (окисления и испарения легких фракций) скопления асфальта.

Такую же роль при разрушении залежей нефти и газа играют разрывные нарушения и эрозионные процессы, обусловливающие выходы пород, содержащих нефть и газ, на дневную поверхность. Закированные породы, известные на Апшеронском полуострове, в Западной Туркмении, на Сахалине, на о-ве Тринидад и в других районах, свидетельствуют о значительных масштабах разрушения здесь местоскоплений нефти. В Канаде (Атабаска) запасы битумов, образовавшихся в результате разрушения нефти, составляют по одним данным 50, по другим 75 млрд. т. В пределах Волго-Уральской провинции (Татария) также происходило разрушение местоскоплений нефти, которое привело к образованию асфальтов (битумов) в отложениях перми с запасами 18—20 млрд. т.

Геохимические процессы, протекающие в зоне водонефтяного или газоводяного контакта, также приводят к окислению и разрушению УВ и восстановлению растворенных в подземных водах сульфатов при участии сульфатредуцирующих бактерий. В. А. Соколовым подсчитано, что для окисления 1 г метана требуется 6 г сульфат-иона, т. е. для окисления 1 млрд. м^3 газа (в основном метана) требуется около 6 млн. т. сульфатов. Сероводород, получающийся при окислении УВ, образует над разрушенными залежами нефти и газа скопления свободной серы. По данным А. С. Соколова, в подавляющем большинстве случаев месторождения серы располагаются в разрезах выше залежей нефти и газа.

Залежи серы, сформировавшиеся в результате разрушения нефтяных и газовых скоплений, известны в Туркмении (Серные Бугры Центрально-Каракумского свода, месторождение в Гаурдаке), в Восточном Узбекистане (Ферганская впадина), на Западной Украине, в солянокупольной провинции Мексиканского залива и в ряде других районов. Предполагается, что для образования залежей серы в Туркмении должно было разрушиться несколько триллионов кубических метров газа.

В ряде случаев причиной разрушения залежей нефти и газа является гидродинамическая активность подземных вод, вымывающих УВ (особенно нефть) из малоамплитудных и слабовы-

раженных ловушек. По данным А. А. Карцева (1972 г.), условием для сохранения залежей от механического разрушения водой является неравенство $Q<\alpha$, где Q — угол наклона водонефтяного или газоводяного контакта; α — угол падения пласта на крыле ловушки (рис. 84).

Существенное значение имеет также разрушение газовых, а, возможно, в некоторых случаях и нефтяных залежей вследствие растворения УВ в подземных водах. Известно, что метан и его гомологи обладают большей растворимостью в водах по сравнению с жидкими УВ. Инфильтрационные воды, омывающие залежи газа и нефти, растворяют и выносят различное количество УВ в зависимости от состава вод и термобарических

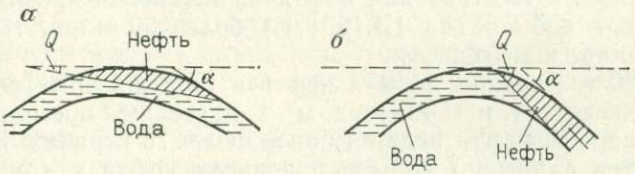


РИС. 84. СХЕМА УСЛОВИЙ СОХРАНЕНИЯ *(а)* И РАЗРУШЕНИЯ *(б)* НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ МЕХАНИЧЕСКОМ ДЕЙСТВИИ ВОД В ЛОВУШКЕ СВОДОВОГО ТИПА

условий. Таким образом, если на элизионном этапе подземные воды способствуют аккумуляции нефти и газа в ловушках, то с наступлением инфильтрационного этапа они, наоборот, выносят УВ из залежей и приводят к разрушению последних. Так, например, в среднеазиатской части эпигерцинской платформы большинство залежей газа в меловых отложениях в настоящее время находятся на стадии разрушения. В Предкавказье, напротив, все еще продолжается процесс роста и формирования залежей в отложениях палеогена (олигоцена).

Следует отметить также разрушающее действие процесса метаморфизма пород-коллекторов на заключенные в них УВ. При погружении толщи осадков на большие глубины (т. е. в зону высоких температур и давлений) происходит уплотнение пород, в том числе и пород-коллекторов, деструкция нефтей и переход их в газ (метан) и твердые вещества (антраксолиты), При дальнейшем погружении и соответственном повышении температуры газообразные УВ также могут разлагаться на углерод и водород. В некоторых глубоких и сверхглубоких скважинах в США обнаружен графит, который, по мнению ряда американских исследователей, возможно, представляет собой конечный продукт разрушения газонефтяных залежей.

Глава VIII

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

§ 1. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ И РАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА ПО СТРАНАМ И КОНТИНЕНТАМ

В настоящее время в мире открыто около 35 тыс. местоскоплений нефти и газа, из которых примерно 20 тыс. нефтяных, а остальные — газовые, газонефтяные и газоконденсатные.

За время существования нефтяной и газовой промышленности в мире добыто (на 1.1.1981 г.) более 59 млрд. т нефти и свыше 36 трлн. м^3 газа.

В 1980 г. мировая добыча нефти и газа достигла соответственно 3060 млн. т. и 1500 млрд. м^3. В настоящее время промышленная добыча нефти ведется более чем в 75 странах. В табл. 7 приводятся данные о добыче и запасах нефти с конденсатом и газа по капиталистическим и развивающимся странам.

Как видно из таблицы, разведанные запасы нефти и газа по отдельным континентам и странам распределяются неравномерно. Наибольшие разведанные запасы нефти сосредоточены на Ближнем и Среднем Востоке, где они составляют более половины разведанных запасов нефти капиталистических и развивающихся стран.

По местоскоплениям разведанные запасы нефти и газа распределяются также неравномерно. Около 91 % разведанных запасов нефти капиталистических и развивающихся стран сосредоточено примерно в 45 крупнейших местоскоплениях (по А. А. Бакирову).

Наиболее крупные нефтяные и газовые местоскопления приурочены к платформенным областям и предгорным прогибам. Так, например, уникальные нефтяные местоскопления известны на Аравийской платформе — Гавар (Саудовская Аравия), Большой Бурган (Кувейт), Румейла (Ирак) и другие, в Месопотамском предгорном прогибе — Киркук (Ирак) и в других регионах.

Крупнейшие по запасам газовые местоскопления также установлены в платформенных областях: Уренгой, Заполярное, Медвежье и др. на Западно-Сибирской плите, Панхендл-Хьюготон на Северо-Американской платформе, Слохтерен — на Западно-Европейской платформе, Хасси Р'Мель — на Африканской платформе и т. д. (табл. 8).

Значительные ресурсы нефти и газа сосредоточены также в местоскоплениях межгорных впадин, среди которых наибольшими запасами характеризуются впадины альпийского заложения (возраста).

Несколько уступают впадинам альпийского возраста по запасам нефти и газа межгорные впадины мезозойского тектогенеза и почти лишены крупных промышленных запасов межгорные впадины древнего заложения [Еременко Н. А., 1968].

Скопления нефти и газа в земной коре встречаются почти во всех отложениях от кембрийских до неогеновых включительно, а в ряде случаев даже в четвертичных. Однако разведанные ресурсы нефти и газа по крупным стратиграфическим комплексам распределяются неравномерно. Основная доля запасов приходится на мезозойско-кайнозойские образования. К этим же стратиграфическим комплексам приурочены основные разведанные запасы крупных местоскоплений нефти и газа мира (табл. 9). Как видно из таблицы, на долю мезозойских и кайнозойских отложений падает соответственно 93,17 и 73,7 % запасов нефти и газа крупнейших и гигантских местоскоплений мира и только 6,8 % нефти и 26,3 % газа приходится на палеозойский комплекс.

Примерно такие же цифры приводит М. Хэлбути, анализировавший распределение разведанных запасов нефти и газа в 226 крупнейших местоскоплениях зарубежных стран по стратиграфическим комплексам (в % для нефти и газа): кайнозой (неоген и палеоген) 29 и 10, мезозой 63 и 65, палеозой 8 и 25.

Палеозойские отложения наибольшие запасы нефти и газа содержат на платформах, а кайнозойские — в предгорных прогибах (переходных областях). Мезозойские образования продуктивны как на платформах, так и в предгорных прогибах. Неравномерное распределение запасов нефти и газа и других горючих ископаемых (угля, сланцев) по стратиграфическим комплексам (см. рис. 5) подтверждает предположение о периодичности (стадийности) возникновения в истории Земли условий, благоприятных для генерации, аккумуляции и консервации УВ в земной коре. Наиболее благоприятные геолого-геохимические условия для образования УВ и формирования их скоплений существовали в мезозое, о чем свидетельствует приуроченность максимальных ресурсов нефти и газа к этим отложениям. Эти данные противоречат идее некоторых ученых (в основном последователей неорганической теории) об одноактности процессов генерации и аккумуляции нефти и газа в истории развития Земли и подтверждают представления о цикличности (ритмичности) процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, связанных с цикличностью осадконакопления, которая, в свою очередь, обусловлена периодичностью колебательных движений — [Губкин И. М., 1937 г.; Бакиров А. А., 1951 г.; Успенская Н. Ю., 1952 г.].

Анализ распределения разведанных запасов нефти и газа крупных местоскоплений зарубежных стран по глубинам показывает, что максимальные запасы нефти и газа сосредоточены на глубинах от 1 до 3 км (табл. 10), характеризующихся наи-

Таблица 7

ДОБЫЧА И РАЗВЕДАННЫЕ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ С КОНДЕНСАТОМ И ГАЗА КАПИТАЛИСТИЧЕСКИХ И РАЗВИВАЮЩИХСЯ СТРАН В 1977—1979 ГГ.
(по зарубежным данным составлено М. К. Калинко и А. И. Поповой, 1980 г.)

Страны	Добыча				Разведанные извлекаемые запасы на 1979 г.	
	нефти и конденсата, млн. т			газа, млрд. м³	нефти и конденсата, млн. т	газа, млрд. м³
	1977	1978	1979	1979		
Северная Африка	179,47	184,33	189,97	31,04	5 019,02	4 585,2
Ливия	99,54	96,21	100,47	4,59	3 595	866
Алжир	54,62	58,78	56,60	21,40	822	3 455
АРЕ	21,03	24,44	27,50	2,56	300	82
Тунис	4,28	4,90	5,40	2,41	302	182
Марокко	Незначительная			0,08	0,02	0,2
Центральная Африка	125,66	116,19	138,11	10,94	2 163	1 347
Нигерия	103,30	94,00	113,44	10,35	1 667	1 189
Ангола	8,14	8,20	9,0	0,48	297	47
Габон	11,27	10,60	10,32	0,10	64	68
Камерун	—	—	—	—	7	1
Конго	1,82	1,61	2,0	0,01	108	40
Заир	1,13	1,15	1,05	—	17	2
Ближний и Средний Восток	1094,70	1056,82	1069,11	55,55	48 944	17 655 1
Иран	282,22	260,85	152,35	17,50	6 339	10 533
Саудовская Аравия	449,87	414,06	475,43	5,91	22 581	2 657
Кувейт	99,41	108,91	130,45	5,86	10 008	1 593
Ирак	112,09	128,93	168,26	15,50	4 505	775
Объединенные Арабские Эмираты	97,11	89,57	89,54	1,79	4 191	584

Абу-Даби	79,80	70,01	70,80	1,13	3 972	530
Дубай	15,96	18,50	18,09	0,66	217	54
Шарджа	1,35	1,06	0,65	—	2	—
Катар	21,02	23,42	24,60	0,77	429	1 332
Оман	16,88	15,52	14,59	1,02	445	70
Сирия	10,63	10,01	8,5	0,93	249	50
Бахрейн	2,79	2,66	2,5	3,8	35	260
Турция	2,68	2,89	2,9	0,62	31	0,8
Израиль	Незначительная			0,06	1	0,3
Дальний Восток Юго-Восточная Азия, Австралия	136,52	139,05	144,51	54,65	2 366,03	4 039,5
Индонезия	83,77	82,42	80,20	23,12	1 129	685
Австралия	20,21	20,87	21,02	8,29	320	798
Новая Зеландия	—	0,55	0,36	2,12	14	179
Индия	10,70	10,99	12,42	2,17	310	238
Бруней	10,30	10,98	12,65	8,01	186	193
Малайзия	9,50	10,84	14,14	—	363	850
Бирма	1,30	1,41	1,52	0,40	8	4
Япония	0,59	0,54	0,45	2,64	3	19
Пакистан	0,50	0,45	0,45	5,94	27	623
Таиланд	—	—	—	—	0,03	186
Филиппины	—	—	1,3	—	6	0,5
Бангладеш	—	—	—	1,02	—	265
Северная Америка	533,82	573,66	593,77	687,19	89,01	10 809
США	409,74	432,48	429,52	556,32	3 572	5 672
Канада	71,28	74,74	84,71	103,26	930	2 322
Мексика	52,80	66,44	79,54	27,61	4 399	2 815
Южная Америка	180,65	185,55	199,53	50.3	3 770,07	2 111
Венесуэла	116,61	115,73	125,93	15,00	2 700	1 193

Продолжение табл. 7

Страны	Добыча				Разведанные и извлекаемые запасы на 1979 г.	
	нефти и конденсата, млн. т			газа, млрд. м³	нефти и конденсата, млн. т	газа, млрд. м³
	1977	1978	1979	1979		
Аргентина	21,77	22,95	23,9	7,81	335	246
Бразилия	8,05	8,29	8,54	0,75	172	44
Колумбия	7,14	6,77	6,5	4,25	122	127
Тринидад и Тобаго	11,84	11,85	11,5	4,66	92	170
Перу	3,94	7,72	9,81	1,17	91	38
Чили	0,97	0,84	1,01	8,68	51	133
Гватемала	—	0,04	0,15	—	2	—
Боливия	1,59	1,59	1,38	3,47	16	152
Эквадор	8,74	9,73	10,75	4,51	189	8
Барбадос	Незначительная	0,04	0,06	Незначительная	0,07	—
Западная Европа	64,02	83,98	110,76	175,45	3 159	3 411
ФРГ	5,41	5,06	4,8	23,40	42	196
Австрия	1,79	1,81	1,82	2,24	20	14
Франция	1,04	1,89	2,0	6,77	8	70
Нидерланды	1,60	1,52	1,55	76,96	10	1 649
Италия	1,08	1,49	1,67	15,11	47	180
Норвегия	13,72	16,80	19,13	11,75	1 600	406
Великобритания	37,88	54,00	78,2	38,50	1 361	700
Испания	0,99	0,98	1,16	0,72	41	12
Дания	0,51	0,41	0,43	—	27	155
Греция	—	—	—	—	3	281
Ирландия	—	—		—		28
Всего	2314,84	2339,58	2445,76	1014,82	73 321,12	43 957,8

Таблица 8

ГИГАНТСКИЕ, МЕГАГИГАНТСКИЕ И УНИКАЛЬНЫЕ МЕСТОСКОПЛЕНИЯ ГАЗА КАПИТАЛИСТИЧЕСКИХ И РАЗВИВАЮЩИХСЯ СТРАН (ПО А. А. БАКИРОВУ)

Местоскопления	Страна	Начальные извлекаемые запасы, млрд. м³	Положение в современном региональном тектоническом плане	Продуктивные горизонты		
				Возраст	Глубина залегания, км	Литология
Западная Европа						
Слохтерен	Нидерланды	1650	Восточно-Нидерландская впадина	Нижняя пермь (красный лежень)	2,6—3	Терригенный
Леман-Бенк	Великобритания	340	То же	То же	3	Терригенный
Лак	Франция	300	Аквитанская впадина	Верхняя юра, нижний мел	3,5—4,3	Карбонатный
Ближний и Средний Восток						
Пазенун	Иран	1415	Месопотамский прогиб	Олигоцен (Асмари)	1,77—2,8	»
Хангирен	»	509				
Африка						
Хасси-Р'Мель	Алжир	1530	Мегавал Тильремт	Нижний триас	2,1	Терригенный
Рурд-Нусс	»	850	Поднятие Амгид-Хасси-Месауд	То же	2—3,6	»
Хатейба	Ливия	340	Впадина Сирт	Кембрий, ордовик, верхний мел	2,6—3,1	»
Северная Америка						
Хьюготон	США	2000	Впадина Додж-Сити	Нижняя пермь	1,2—4,3	Карбонатный
Панхендл	»		Кряж Амарильо	Пермо-карбон	1,5—2	Терригенно-карбонатный
Агуа-Дульсе	»	1200	Галф-Кост	Верхний мел, палеоген	0,6—2,1	»
Сан-Хуан-Басин	»	425	Впадина Сан-Хуан	То же	1,7	»

более благоприятными условиями для формирования и сохранения крупных скоплений УВ. Резкое сокращение величины разведанных запасов на глубинах свыше 3 км объясняется, видимо, их недостаточной изученностью. Следует подчеркнуть, что на глубинах более 3 км уже открыты крупные скопления не только газа, но и нефти. Поэтому пессимистические высказывания ряда исследователей (Г. Хадсона, Н. Т., Линдтропа и др.) о бесперспективности в отношении нефтеносности отложений на больших глубинах в какой-то мере опровергнуты. Однако некоторое

Таблица 9

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА ГИГАНТСКИХ, МЕГАГИГАНТСКИХ И УНИКАЛЬНЫХ МЕСТОСКОПЛЕНИЙ ПО СТРАТИГРАФИЧЕСКИМ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯМ

(по А. А. Бакирову)

Стратиграфические подразделения	Начальные извлекаемые запасы, %	
	Нефть	Газ
Кайнозой		
Неоген + палеоген	25,5	11,3
Мезозой	67,67	62,4
Мел	39,2	45,5
Юра	28,37	4,0
Триас	0,1	12,9
Палеозой	6,8	26,3
Пермь, карбон, девон	3,7	25,8
Силур, ордовик и кембрий	3,1	0,5
Кристаллические и метаморфические породы	0,1	

уменьшение с глубиной (более 5 км) нефтеносности и преимущественная газоносность являются фактами, с которыми необходимо считаться при проектировании поисково-разведочных работ.

Новые данные, полученные за последние годы, показывают, что промышленные скопления нефти и газа могут быть встречены на значительных глубинах (более 4,5 км) при наличии коллекторов, в условиях температуры не превышающей 200 °С. Максимальная глубина, на которой в настоящее время обнаружены промышленные скопления нефти, равна 6542 м (месторождение Лейк-Вашингтон в провинции Галф-Кост, США). В СССР промышленная залежь нефти обнаружена на глубине 5800 м ((Грозный).

За последние годы в нефтегазоносных провинциях США и СССР пробурено значительное число скважин глубиной более 5 км: в Советском Союзе — в Азербайджане, на левобережье Волги, в Прикаспийской впадине, в Предкавказье (в Краснодарском крае и Терско-Каспийском прогибе), на Западной Украине; в США — в Галф-Косте, Пермской, Западной Внутренней

и других провинциях. Полученные материалы представляют большой интерес для понимания закономерностей размещения скоплений нефти и газа, а также для научно обоснованного прогнозирования нефтегазоносности глубоких недр.

Анализ распределения в земной коре прогнозных ресурсов нефти и газа по типам пород показывает, что почти везде промышленные их скопления приурочены к осадочным породам — более 99 % нефти и газа добыто из осадочных толщ и всего 0,1 % из кристаллических пород.

Примерно так же распределяются между осадочными и кристаллическими породами мировые разведанные запасы

Таблица 10

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАЧАЛЬНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА ГИГАНТСКИХ, МЕГАГИГАНТСКИХ И УНИКАЛЬНЫХ МЕСТОСКОПЛЕНИЙ ПО ГЛУБИНАМ ЗАЛЕГАНИЯ ОСНОВНЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Глубины, км	Запасы, %		Глубины, км	Запасы, %	
	нефти	газа		нефти	газа
До 0,5	0,4	—	2—3	34	30
0,5—1	6	5,6	3—4	7	10
1—2	52	54	4	0,6	0,4

нефти и газа. Причем в тех редких случаях, когда устанавливается промышленная нефтеносность кристаллических пород, например в США, сопоставление составов нефтей осадочных и вулканогенных или метаморфических толщ показывает, что нефть в кристаллические породы мигрировала из осадочных толщ.

Таким образом, распределение прогнозных и разведанных запасов нефти и газа в земной коре лишний раз доказывает генетическую связь УВ с осадочными толщами, а следовательно, органическое происхождение нефти и природного газа. Об этом же свидетельствует параллелизм размещения по разрезу в земной коре мировых запасов нефти, угля, горючих сланцев (см. рис. 5).

§ 2. ПРОСТРАНСТВЕННАЯ И ГЛУБИННАЯ ЗОНАЛЬНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО НЕФТЯНЫХ ИЛИ ГАЗОВЫХ СКОПЛЕНИЙ

Изучение закономерностей размещения преимущественно нефтяных и газовых скоплений в земной коре имеет большое научное и практическое значение, так как позволяет научно обоснованно прогнозировать в том или ином регионе не

только общие ресурсы УВ, но и приблизительно определять возможные соотношения жидкой и газообразной фаз УВ и вести направленные поиски преимущественно нефтяных или газовых залежей. Особенно важно знать характер распределения скоплений нефти и газа по вертикали (по глубинам) в связи с необходимостью освоения больших глубин (более 4,5 км).

Уже давно было замечено, что в пространственном размещении как локальных, так и региональных скоплений УВ в земной коре наблюдаются определенные закономерности, обусловленные общностью истории их геологического развития. Установлено, что единичных изолированных местоскоплений нефти и газа в земной коре не встречается. Как правило, они группируются в зоны и тяготеют к определенным геоструктурным элементам, в пределах которых существовали благоприятные условия для генерации и аккумуляции УВ.

Исследования, проведенные в этом направлении, показали, что в размещении промышленных скоплений преимущественно нефти или газа в земной коре существуют следующие зональности: вертикальная (глубинная), геоструктурная, связанная с особенностями строения и геологической историей развития крупных геоструктурных элементов платформенных и складчатых территорий, и литолого-стратиграфическая, обусловленная литолого-фациальными особенностями и палеогеографическими условиями накопления отложений, участвующих в строении продуктивных комплексов [Бакиров А. А., 1973].

Кроме того, в ряде регионов отмечается также латеральная (площадная) зональность в размещении преимущественно газовых или нефтяных скоплений.

Закономерности распределения скоплений нефти и газа по разрезу (по глубинам), прослеживающиеся в некоторых нефтегазоносных провинциях, получили в литературе наименование вертикальной зональности, которую лучше называть глубинной зональностью. Фактические данные по некоторым нефтегазоносным провинциям показывают, что в разрезе литосферы до глубины 700 м распространены главным образом скопления газа, в интервалах от 700 до 6 тыс. м, а в некоторых нефтегазоносных провинциях и до 7 тыс. м обнаруживаются как нефтяные, так и газовые и газоконденсатные скопления, глубже 6 тыс. м распространены скопления в основном метанового газа. Необходимо отметить, что глубинная зональность не универсальна, как утверждают некоторые исследователи, в ряде нефтегазоносных провинций она отсутствует.

В. А. Соколов (1948, 1956 гг.) впервые обратил внимание на наличие в разрезах ряда нефтегазоносных провинций интервалов отложений, содержащих только газообразные или только жидкие УВ, и исходя из геохимической зональности, а также учитывая ряд других факторов обосновал возможность существования глубинной зональности.

В качестве наиболее важных факторов, обусловливающих глубинную (вертикальную) зональность в размещении скоплений нефти и газа в настоящее время, рассматриваются: режим тектонических движений, фациальные особенности осадков, состав и степень метаморфизма исходного ОВ, древние и современные термобарические условия, характер миграции и аккумуляции УВ, гипсометрическое положение зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления и т. д. Наибольшее значение многие исследователи в настоящее время придают фациальным и термобарическим условиям осадконакопления, а следовательно, и составу исходного ОВ.

Н. Б. Вассоевич (1969 г.) наблюдаемую закономерность размещения скоплений преимущественно жидких или газообразных УВ в земной коре по вертикали объясняет в основном образованием их в различных условиях литогенеза на разных глубинах в результате прогрессирующего погружения потенциально нефтегазоматеринских свит. По Н. Б. Вассоевичу образование и созревание основной массы жидких УВ происходит преимущественно на стадии катагенеза на глубинах 2—4 км, когда наступает главная фаза нефтеобразования. Подобных взглядов придерживаются А. Э. Конторович, А. М. Акрамходжаев и др.

Однако данная точка зрения не разделяется многими исследователями (А. А. Бакировым, Ф. А. Алексеевым, И. В. Высоцким, В. В. Вебером и др.). По их мнению, на генерацию УВ влияет прежде всего температура, которая в разных регионах на одних и тех же глубинах различна (в зависимости от геотермического градиента). По мнению В. В. Вебера (1964 г.) генерация жидких и газообразных УВ происходит в диагенетическую стадию преобразования ОВ на относительно небольших глубинах, на глубинах 3—4 км процесс генерации жидких УВ практически прекращается, а интенсивность газообразования существенно уменьшается (см. гл. III).

В ряде нефтегазоносных провинций в размещении скоплений нефти и газа наблюдается геоструктурная зональность, обусловленная общностью истории геологического развития и процессов генерации и аккумуляции УВ в пределах крупных тектонических элементов платформ, геосинклиналей и предгорных прогибов. Так, на Скифской и Туранской плитах положительные геоструктурные элементы (например, Ставропольский свод в Предкавказье, Центрально-Каракумский свод в Средней Азии) характеризуются преимущественным развитием зон газонакопления, а отрицательные — зон нефтенакопления (например, Терско-Кумская, Южно-Мангышлакская впадины).

В пределах некоторых передовых (предгорных) прогибов альпийских или герцинских складчатых сооружений (например, Предкарпатский, Предаппалачский прогибы) геосинклинальные борта характеризуются преимущественным развитием зон неф-

тенакопления, в то время как зоны газонакопления тяготеют к платформенным склонам. Однако в Предаппалачской впадине зона преимущественного нефтенакопления, расположенная в центральной части впадины, сменяется зоной преимущественного газонакопления не только на платформенном борту, но и по направлению к геосинклинальному борту впадины вследствие смены в этом направлении морских палеозойских отложений континентальными красноцветами [Бакиров А. А., 1973].

В некоторых нефтегазоносных провинциях зоны преимущественного нефтенакопления тяготеют к центральным частям впадин, а зоны преимущественного газонакопления — к периферийным.

Анализ геолого-геохимических условий размещения зон преимущественного газо- или нефтенакопления показывает, что в пределах эпигерцинских плит при прочих равных условиях наиболее крупные зоны преимущественного нефтенакопления приурочены к отрицательным геоструктурным элементам, развивавшимся унаследованно и испытавшим в основном погружении на всем платформенном этапе развития. В то же время зоны преимущественного газонакопления при прочих равных условиях связаны с крупными положительными геоструктурными элементами или с их склонами, также развивавшимися унаследованно, но испытавшими главным образом подъем в течение почти всего мезозойско-кайнозойского этапа развития [Табасаранский З. А., 1978 г.]. Таким образом, наряду с составом ОВ важную роль в размещении зон преимущественного нефте- или газонакопления играют палеотермобарические условия генерации, миграции и аккумуляции жидких и газообразных УВ, гипсометрическое положение ловушек и другие факторы, которые, как правило, контролируются режимом тектонических движений. Во многих провинциях при формировании и размещении зон преимущественного нефте- и газонакопления важную роль играют фациальные особенности генераторов УВ.

По мнению некоторых исследователей, зоны преимущественного нефтенакопления в общем случае тяготеют к областям устойчивого и унаследованного прогибания, где пластовые давления в продуктивных горизонтах никогда не были ниже фоновых давлений насыщения. Зоны преимущественного газонакопления, наоборот, чаще приурочены к областям, унаследованно отставшим от общего погружения и воздымавшимся в отдельные периоды развития, где пластовые давления в продуктивных горизонтах в течение длительного времени были ниже, чем в смежных районах устойчивого прогибания [Моделевский М. С., 1972 г. и др.].

В линейно-вытянутых структурных элементах (валообразных поднятиях, тектонических линиях и т. д.), осложненных локальными поднятиями, скопления УВ различного фазового состава иногда размещаются согласно принципу дифференциального

улавливания, т. е. гипсометрически опущенные ловушки содержат скопления газа, а приподнятые — нефти (см. гл. VII).

Помимо глубинной и геоструктурной зональности в ряде регионов в размещении залежей нефти и газа и их запасов наблюдается литолого-стратиграфическая зональность, т. е. в разрезе одни комплексы являются преимущественно газоносными, а другие — преимущественно нефтеносными.

Почти всеми геологами-нефтяниками признается, что регионально нефтегазоносные комплексы, представленные континентально-угленосными толщами, обогащенными гумусовым ОВ, характеризуются преимущественной газоносностью, а морские отложения, содержащие сапропелевое ОВ, как правило, генерируют преимущественно нефть. Как показывают исследования, основным источником для образования нефти является липидная фракция ОВ, о чем свидетельствует изотопный состав нефтей и липидов. Морские осадки в основном и содержат ОВ сапропелевого состава, обогащенное липидной фракцией, поэтому в отложениях морских, как правило, преобладают скопления нефти.

Литолого-стратиграфическая зональность в размещении скоплений УВ отчетливо проявляется в Ферганской и Афгано-Таджикской межгорных впадинах, где подавляющая доля жидких УВ сосредоточена в отложениях палеогена морского генезиса, а основные запасы газа — в породах мезозоя, представленного континентальными угленосными фациями.

Другим примером могут служить меловые образования Туранской провинции, содержащие основные запасы газа, в отличие от юрского комплекса, в котором заключены разведанные запасы нефти [Табасаранский З. А., 1967 г.].

В эпиплатформенном орогене Скалистых гор в США запасы газа концентрируются в меловых и кайнозойских отложениях, а запасы нефти — в палеозойском комплексе [Раабен В. Ф., 1977 г.].

При формировании литолого-стратиграфической зональности основную роль играют фациальные условия осадконакопления и, следовательно, состав исходного ОВ, а также повышенная миграционная способность газовой фазы, которые предопределяют соотношение жидких и газообразных УВ в отдельных стратиграфических комплексах провинции.

В некоторых нефтегазоносных провинциях наблюдается также латеральная (площадная) зональность, т. е. зоны преимущественного газонакопления располагаются в центральных, наиболее погруженных частях впадин, а зоны преимущественного нефтенакопления тяготеют к ее бортам или приподнятым тектоническим элементам.

В пространственном размещении зон преимущественного нефте- или газонакопления наряду с другими факторами значе-

ние имеет также повышенная диффузионная способность газообразных УВ по сравнению с нефтью.

По мнению большинства исследователей, диффузионный фактор не может играть созидательную роль, а наоборот, способствует разрушению скоплений УВ. Расчеты В. А. Соколова и П. Л. Антонова показали, что даже при средних коэффициентах диффузии через покрышки потери газообразных УВ за геологическое время, в особенности на древних платформах, весьма значительны.

Относительно высокий коэффициент диффузии газообразных УВ и повышенная их миграционная способность по сравнению с жидкими УВ в ряде случаев приводит к дегазации недр, обусловливая тем самым формирование зон преимущественного нефтенакопления, что в действительности наблюдается в провинциях древних платформ, где разведанные запасы нефти значительно превышают запасы газа (например, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция).

Существенное значение при размещении зон нефте- и газонакопления имеет также качество покрышек (флюидоупоров). Вполне понятно, что плохие покрышки не способствуют сохранению скоплений газа и тем самым изменяют фазовое соотношение УВ вследствие дегазации недр. В большинстве случаев глубокие горизонты достаточно хорошо изолированы и наличие в них аномально высоких пластовых давлений свидетельствует о сохранности первичного соотношения жидких и газообразных УВ.

Таким образом, окончательное размещение в земной коре зон преимущественного нефте- и газонакопления определяет, как уже было сказано, комплекс факторов: режим тектонических движений, состав и степень метаморфизма исходного ОВ, термобарические условия преобразования УВ и существования их скоплений, механизм миграции и аккумуляции и т. д.

Ниже на конкретных примерах показаны закономерности зонального размещения скоплений преимущественно нефти или газа в хорошо изученных нефтегазоносных провинциях различного генетического типа [1].

Нефтегазоносная провинция Галф-Кост (США) приурочена к впадине молодой эпигерцинской платформы. Мощность платформенного чехла достигает 15 км (из них около 10 км приходится на неогеновые отложения), в наиболее глубоких частях фундамент погружен на глубину 20—25 км. Основными структурными элементами провинции являются крупные поднятия сводового типа Сабин и Монро, впадина Миссисипского залива, а также зоны региональных разломов и дугообразных флексур, окружающих Примексиканскую впадину. В провинции обособляются внешняя и внутренняя области, различающиеся по характеру распределения в разрезе зон

[1] При описании зарубежных нефтегазоносных провинций использованы материалы З. И. Лоджевской (1974 г.).

нефте- или газонакопления: во внешней преобладают нефтяные залежи, во внутренней — газовые. Регионально продуктивные комплексы приурочены к мезозойско-кайнозойским отложениям. В целом преобладают нефтяные залежи или нефтяные залежи с газовой или газоконденсатной шапкой, которые встречены по всему разрезу (в интервале до глубины 7 км). Однофазные скопления — чисто нефтяные или чисто газовые — имеют подчиненное значение. По запасам жидкая фаза преобладает над газовой.

В распределении по разрезу газовых скоплений намечаются два максимума: один приурочен к глубинам до 1 км, второй начинается с глубины 4,5 км. Нефтяные залежи во внутренней зоне в основном приурочены к интервалу глубин 1—3 км. Ниже по разрезу до 7 км встречены газоконденсатные залежи, а число нефтяных залежей сокращается. Во внешней зоне нефтяные залежи установлены даже на глубинах свыше 6 км при температуре 156—163 °С (6542 м на местоскоплении Лейк-Вашингтон), а ниже преобладают газовые и газоконденсатные залежи.

Западная Внутренняя нефтегазоносная провинция (США) характеризуется максимальным прогибанием в каменноугольный период. Наиболее крупными структурными элементами провинции являются глубокие впадины Анадарко, Ардмор, поднятие Центрального Канзаса, система погребенных кряжей Немаха и др. Разрез изучен до глубины 7500 м, хотя наибольшая информация получена для меньших глубин. Самая глубокая скважина за рубежом (9583 м) пробурена во впадине Анадарко [1].

В отношении фазового состояния УВ провинция считается преимущественно нефтеносной, так как на долю нефтяных залежей приходится около 81 % всех скоплений УВ. Нефтяные залежи прослеживаются до глубины 5 км, хотя в основном они сосредоточены в верхней части разреза, в интервале глубин от 1 до 2 км. Ниже 5 км преимущественно развиты газоконденсатные залежи, которые с увеличением глубины (с 6 км) замещаются чисто газовыми.

В размещении скоплений газа в разрезе намечаются два максимума: один в интервале глубин до 2 км, а другой ниже 5 км. Примерно такая же закономерность обнаруживается при изучении распределения разведанных запасов газа, которые сосредоточены главным образом на глубинах до 2 км и ниже 5 км. Запасы жидкой фазы УВ преобладают до глубин 4,9 км.

Зоны преимущественного нефтенакопления в основном приурочены к приподнятым тектоническим элементам (Центральный Канзас, Центральное поднятие Оклахомы), впадинам (Сэлайна и Форест-Сити) и области развития гранитных

[1] Самая глубокая скважина в мире глубиной более 11 км пробурена в СССР на Кольском полуострове.

кряжей; зоны преимущественного газонакопления тяготеют к центральным частям впадин Анадарко, Ардмор и к их бортам.

Пермская нефтегазоносная провинция (США) приурочена к древней Северо-Американской платформе и характеризуется интенсивным прогибанием в пермский этап развития. Крупными тектоническими элементами впадины, обусловившими характер нефтегазонакопления, являются прогибы и впадины Делавэр, Мидленд, Вал-Верде, Керр и поднятия Центральное, Восточное и др. В провинции развиты отложения палеозоя и мезозоя — кайнозоя. Наибольшими мощностями платформенного чехла характеризуются впадины (7—8 км), наименьшими — Центральное и Восточное поднятия (до 4 км).

Скважинами вскрыт разрез до глубины 7 км. Залежи нефти и газа встречены почти по всему разрезу отложений провинции. Преобладают нефтяные залежи, которые на глубинах 4—4,5 км сменяются газоконденсатными, а затем залежами сухого газа. Глубокие прогибы (Делавэр, Вал-Верде) характеризуются преимущественным или исключительным газонакоплением, а к положительным тектоническим элементам (Центральное и Восточное поднятия) и к их бортам приурочены зоны нефтегазонакопления с преобладанием нефти.

В Пермской провинции на глубинах более 4,5 км открыто около 40 местоскоплений главным образом газа и газоконденсата в основном в отложениях кембрия и ордовика. Среди них известно несколько крупных местоскоплений с запасами, млрд. м^3: Гомес более 100, Пакетт 184, Кояноса 116, Локридж и др. [Байбакова Г. А., Рябухин Г. Е., 1974 г.].

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция расположена в пределах восточного и юго-восточного обрамлений Русской плиты. Провинция характеризуется резким преобладанием запасов нефти, которые в основном приурочены к глубинам 1,5—2,5 км. В юго-восточном направлении нефтяные залежи сменяются газонефтяными и газоконденсатными. Зоны преимущественного нефтенакопления здесь приурочены как к положительным, так и к отрицательным структурным элементам (сводам и впадинам). Постепенно по региональному погружению слоев в юго-восточном направлении в тех же отложениях появляются зоны преимущественного нефтегазонакопления, связанные с относительно погруженными структурными элементами первого порядка (сводами, впадинами и их склонами).

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция приурочена к молодой эпигерцинской платформе.

В изученной бурением части разреза (до глубины 4 км) вскрыты две зоны: верхняя, преимущественно газоносная, и нижняя, в основном нефтегазоносная. На глубинах более 5 км наиболее вероятны газоконденсатные и газовые залежи.

Особенностью данной провинции является широкое распространение в разрезе континентальных фаций: нижне-среднеюрские отложения (тюменская свита) представлены континентальными и частично прибрежно-морскими образованиями, верхнеюрские и неокомские — в основном морскими песчано-глинистыми осадками, апт-альб-сеноманская толща на большей части территории, где сосредоточены крупные газовые месторождения, также выражена континентальными фациями.

А. Э. Конторовичем (1971 г.), Ф. Г. Гурари (1972 г.) и другими исследователями установлено, что с изменением фациальных особенностей мезозойских отложений меняется состав заключенного в них ОВ. Нижне-среднеюрские, апт-альб-сеноманские отложения содержат преимущественно гумусовое ОВ, в то время как в верхнеюрских и неокомских отложениях ОВ имеет сапропелевый характер. По-видимому, состав ОВ и степень его метаморфизма предопределили закономерности размещения скоплений нефти и газа в Западно-Сибирской провинции как по глубинам, так и по площади.

Сеноманские отложения, испытавшие относительно небольшое погружение и представленные в основном континентальными фациями с гумусовым ОВ, в менее жестких термобарических условиях генерировали главным образом метан. В связи с этим почти 90 % разведанных запасов газовой фазы УВ сосредоточено на глубинах от 1 до 2 км, что в основном и определило положение верхнего максимума газонакопления. Ниже по разрезу разведанные запасы газа резко сокращаются.

В распределении жидкой фазы УВ по вертикали наблюдается обратная закономерность: с увеличением глубин растут запасы нефти. Максимум разведанных запасов (около 70 %), приуроченный к глубинам от 2 до 3 км, главным образом обусловлен генерацией нефти из сапропелевого ОВ в верхнеюрских и неокомских отложениях в относительно более жестких термобарических условиях.

Роль исходного ОВ также отчетливо видна при анализе размещения жидкой и газообразной фаз УВ по площади (латеральная зональность). Как известно, основные месторождения нефти сосредоточены в центральной части Западно-Сибирской плиты в Приобском районе, где в мезозое накапливались морские осадки с сапропелевым ОВ. К периферии Западно-Сибирской плиты в связи с постепенным переходом отложений морского генезиса в мелководные и континентальные фации, а следовательно, и с обогащением осадков гумусовым ОВ все большее развитие получают скопления газа. Связь между фациальным составом осадков и составом заключенного в них ОВ, с одной стороны, и размещение скоплений жидких и газообразных УВ, с другой, четко прослеживается на палеогеографических картах Западно-Сибирской низменности. Однако наряду с этим на пространственное размещение

скоплений нефти и газа, безусловно, оказал существенное влияние механизм миграции и аккумуляции УВ.

Различия в условиях преобразования ОВ и механизме миграции и аккумуляции УВ накладывают определенный отпечаток и на закономерности размещения скоплений жидких и газообразных УВ на юге и на севере Западно-Сибирской плиты. Если на юге с увеличением глубины уже отчетливо прослеживается переход газовых залежей в нефтяные, то на севере в изученной части разреза газовые залежи замещаются газоконденсатными. Однако возможность обнаружения здесь наряду с газоконденсатным чисто нефтяных залежей не исключается.

Предкавказская нефтегазоносная провинция, приуроченная к эпипалеозойской Скифской плите, характеризуется, как и подавляющее большинство провинций молодых платформ, преимущественным развитием газовых скоплений. Учитывая достаточно хорошую изученность Предкавказской провинции до глубины 4,5 км, можно предполагать, что новые открытия вряд ли существенно изменят современную картину размещения жидкой и газообразной фаз УВ. Прежде всего здесь намечается тенденция роста с глубиной запасов нефти. Максимум — около 83 % жидкой фазы УВ Скифской плиты — приурочен к глубинам 2,5—3,5 км. Далее в интервалах глубин 3,5—4 км и свыше 4 км сосредоточено 9,4 и 1,4 % запасов нефти. По-видимому, эти цифры в значительной мере объясняются недостаточной изученностью бурением глубин свыше 3,5 км.

В распределении запасов газа намечаются два максимума: один (34 % запасов газообразных УВ Скифской плиты) в интервале глубин от 500 до 1000 м и второй (около 38 %) на глубинах 2,5—3,5 км, обусловленный главным образом наличием газоконденсатных залежей.

Анализ распределения запасов нефти по глубинам и размещения их по крупным тектоническим элементам показывает, что почти 80 % запасов Скифской плиты приурочено к нижнемеловому комплексу и размещаются в восточной части плиты (Терско-Кумская впадина). Это позволяет сопоставлять Терско-Кумскую впадину с Южно-Мангышлакской, где также сосредоточены основные запасы нефти Туранской плиты. Условия генерации, миграции и аккумуляции УВ в этих регионах имели много общего: в мезозое они представляли единый седиментационный бассейн.

В пространственном размещении скоплений нефти и газа на Скифской плите также наблюдается четко выраженная геоструктурная зональность: залежи нефти в Восточном Предкавказье (Терско-Кумская впадина), почти сухой газ в Центральном Предкавказье (Ставропольский свод) и газоконденсат в Западном Предкавказье (Азово-Кубанская и Восточно-Кубанская впадины). Газоносность Ставропольского

свода связана в основном с отложениями палеогена, Азово-Кубанской и Восточно-Кубанской впадин — с нижнемеловой толщей. Нижнемеловой комплекс Терско-Кумской впадины, содержащий в основном сапропелевое ОВ, преобразование которого происходило в относительно жестких термобарических условиях, генерировал нефть, в то время как на западе последний благодаря гумусовому составу исходного ОВ в относительно менее жестких термобарических условиях продуцировал преимущественно газ и в незначительном количестве жидкую фазу. Вследствие резкого преобладания в первичных скоплениях газовой фазы над жидкой последняя растворилась в газах, образовав газоконденсатные скопления в Азово-Кубанской и Восточно-Кубанской впадинах. Таким образом, различный состав исходного ОВ в сочетании с палеотермобарическими условиями предопределил в пределах Скифской плиты особенности геоструктурной зональности в размещении скоплений УВ.

Однако важно отметить, что существенное влияние на пространственное размещение зон преимущественного нефте- и газонакопления оказали также процессы миграции и аккумуляции УВ. Так, например, в пределах Ставропольского свода к наиболее приподнятым участкам приурочены зоны исключительного газонакопления, на склонах свода появляются газонефтяные залежи, а в погруженных тектонических элементах, обрамляющих свод, обнаружены и нефтяные скопления. Такое распределение залежей нефти и газа, противоречащее принципу дифференциального улавливания, довольно часто присуще молодым платформам и объясняется специфическими условиями миграции и аккумуляции газообразной и жидкой фаз УВ.

Аналогичные закономерности в распределении скоплений нефти и газа намечаются в среднеазиатской части эпигерцинской платформы в пределах Центрально-Каракумского свода, являющегося структурным аналогом Ставропольского свода Предкавказья.

Туранская нефтегазоносная провинция, приуроченная к эпипалеозойской плите, как и другие провинции молодых платформ, характеризуется существенным преобладанием ресурсов газа. Наиболее крупные скопления газа сосредоточены на востоке плиты — в Амударьинской и Мургабской нефтегазоносных областях. Основные скопления нефти обнаружены на западе Туранской плиты в Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области.

Главной причиной проявления отмеченной зональности в размещении ресурсов нефти и газа в пределах Туранской плиты является фациальное изменение состава основных генераторов УВ — юрских отложений. Последние на западе плиты представлены в основном породами морского генезиса

с сапропелевым ОВ, которые в восточном направлении постепенно переходят в континентальные и континентально-угленосные отложения с гумусовым ОВ.

Если учесть, что в структурные элементы западной части Туранской плиты (Южно-Мангышлакскую впадину и др.) УВ мигрировали главным образом из Северо-Каспийской области прогибания, где юрские отложения представлены преимущественно морскими фациями, роль исходного ОВ при формировании латеральной зональности в среднеазиатской части эпигерцинской платформы становится очевидной.

Как показывает анализ распределения ресурсов нефти по разрезу, основная их часть сосредоточена на глубинах от 1 до 2,5 км. Необходимо иметь в виду, что эти цифры до некоторой степени отражают изученность глубин, так как ресурсы подсолевых юрских отложений восточной части Туранской провинции еще недостаточно исследованы. В распределении ресурсов газа наблюдается ряд максимумов на глубинах от 1,5 до 3,5 км. Основные запасы нефти Туранской провинции приурочены к юрскому комплексу, который считается нефтегазоматеринской свитой, а газа — к меловым отложениям, преимущественно газоматеринской свите.

Альпийские предгорные прогибы Кавказа и Карпат характеризуются, как правило, определенной зональностью в размещении скоплений нефти и газа, обусловленной специфическими условиями развития прогибов. Как известно, геосинклинальные борта предгорных прогибов Кавказа тяготеют к примыкающим к ним с юга альпийским складчатым сооружениям, а платформенные борта развиваются спокойно и имеют много общего с окраинными структурными элементами Скифской плиты.

На западе (Западно-Кубанский прогиб) отложения геосинклинального борта прогиба исключительно нефтеносны. Подавляющее большинство нефтяных местоскоплений и запасов жидких УВ сосредоточено именно здесь, а также в центральной части прогиба в пределах Анастасьевско-Троицкой зоны нефтегазонакопления. Приуроченность зон преимущественного нефтенакопления к геосинклинальному борту прогиба объясняется широким развитием здесь локальных структур, являющихся основным типом ловушек для УВ. Локальные структуры интенсивно дислоцированы и осложнены многочисленными разрывными нарушениями, что способствовало дегазации недр, о чем свидетельствует также наличие в ряде случаев гипергенно измененных тяжелых нефтей. На платформенном борту прогиба расположен ряд относительно спокойно построенных локальных структур платформенного типа, содержащих в основном газовые и газоконденсатные залежи.

Газообразные УВ, обладающие повышенной миграционной способностью, в результате дальней латеральной миграции

могли обусловить формирование зон газонакопления на платформенном борту прогиба. Небольшие нефтяные оторочки, существовавшие в первичных скоплениях, по мере погружения ловушек и роста пластовых давлений подверглись ретроградному испарению и образовали газоконденсатные местоскопления.

Аналогичная картина наблюдается в пределах Предкарпатского прогиба, где зоны нефтенакопления приурочены к геосинклинальному борту прогиба, а зоны газонакопления тяготеют к платформенному. Однако в пределах Терско-Каспийского передового прогиба подобной дифференциации в размещении зон нефте- и газонакопления не наблюдается. Здесь как геосинклинальный, так и платформенный борт прогиба характеризуется развитием исключительно зон нефтенакопления. Изменение состава ОВ в мезозойских отложениях Предкавказья показывает, что с запада на восток происходит постепенное увеличение в ОВ доли сапропеля. Этот факт сыграл решающую роль при генерации главным образом жидких УВ на востоке в отличие от западных районов. Кроме того, преобладание жидкой фазы УВ над газовой здесь еще и обусловлено интенсивной дислоцированностью структурных ловушек, в значительной степени способствовавшей дегазации недр Терско-Каспийского прогиба.

Представляет интерес получение высоких дебитов нефти (700—950 т/сут) из карбонатных отложений верхнего мела на площадях Правобережья, Минеральной с глубин 5050—5349 м при пластовой температуре около 200 °С. Недавно здесь доказана промышленная нефтеносность верхнемеловых отложений на глубине 5800 м (площадь Андреевская).

Апшеронская нефтегазоносная область и Западно-Туркменская нефтегазоносная провинция приурочены к глубокой межгорной впадине (Южно-Каспийской области прогибания) альпийских горных сооружений, где мощность осадочного чехла достигает 25 км [Геодекян А. А., 1971 г.]. Южно-Каспийская область прогибания характеризуется преимущественно нефтеносностью, разведанные запасы газа здесь составляют незначительную долю от общих ресурсов УВ [Лоджевская Э. И., 1974 г.]. Однако подобная картина может быть частично обусловлена относительно плохой изученностью больших глубин. Верхняя часть разреза исключительно нефтеносна ввиду интенсивной дислоцированности и раздробленности структурных ловушек, что не могло способствовать сохранению газовой фазы УВ; на глубинах свыше 4 км преобладают газоконденсатные залежи. Промышленные скопления нефти уже известны на глубине 5200 м, и не исключена возможность обнаружения нефтяных залежей и на бóльших глубинах, еще недостаточно изученных бурением.

В описываемых регионах, несмотря на слабую изученность больших глубин, отмечаются тенденция к сокращению как

числа нефтяных скоплений, так и их запасов и заметный рост числа газоконденсатных залежей с увеличением глубины. Наряду с этим в продуктивной толще по региональному погружению слоев наблюдается переход нефтяных залежей в газоконденсатные (Фатьмаи-Зыхская и Коун-Путинская зоны нефтегазонакопления). В отложениях красноцветной толщи Западно-Туркменской нефтегазоносной провинции относительно приподнятая Прибалханская зона нефтегазонакопления характеризуется развитием главным образом нефтяных скоплений, а погруженная Кеймир-Чикишлярская (Окарем-Гогранъдагская) зона содержит газоконденсатные залежи.

Тянь-Шаньская нефтегазоносная провинция (Ферганская и Южно-Таджикская нефтегазоносные области) представляет интерес с точки зрения закономерностей размещения в разрезе скоплений жидких и газообразных УВ, поскольку здесь не наблюдается глубинной (вертикальной) зональности в ее классическом виде, когда по разрезу происходит последовательная смена газовых залежей нефтяными и далее вновь газовыми. Эти регионы относятся к достаточно хорошо изученным территориям, поэтому можно предположить, что установленные в их пределах закономерности размещения скоплений нефти и газа вряд ли существенно изменятся в результате новых открытий.

В описываемых нефтегазоносных областях в размещении по вертикали жидкой и газообразной фаз УВ наблюдается инверсия.

Верхняя часть разреза (палеоген) до глубины 1,5—2,5 км содержит основные разведанные запасы нефти, а ниже в отложениях мезозоя располагаются главным образом скопления газа иногда с небольшими оторочками нефти. Предполагать, что в этих регионах размещение скоплений нефти и газа определялось вертикальной миграцией, нет оснований. Вряд ли жидкие УВ могли мигрировать вверх, а газообразные, обладающие большей миграционной способностью, остались бы в нижней части разреза. Скорее могло быть наоборот. Следовательно, наблюдаемое в настоящее время размещение скоплений нефти и газа в разрезах этих регионов отражает первичное соотношение жидкой и газообразной фаз УВ, которое не могло быть существенно искажено вторичными процессами.

Анализируя причины инверсии в размещении скоплений нефти и газа в разрезе Ферганской и Таджикской депрессий, нетрудно убедиться, что решающую роль здесь сыграли фациальные особенности отложений и соответственно состав заключенного в них ОВ. Другими словами, здесь наблюдается литолого-стратиграфическая зональность.

Юрские и меловые, в основном континентальные, отложения Ферганы, обогащенные гумусовым ОВ, несмотря на значительные глубины залегания и относительно жесткие термобариче-

ские условия, преимущественно газоносны, а в ряде районов содержат промышленные залежи угля. Только в нескольких случаях в мезозойских породах установлены нефтяные или газонефтяные залежи, где жидкая фаза УВ образует небольшие оторочки. Причем отмечается приуроченность этих залежей к осадкам мелководно-морского происхождения (устричная и муянская свиты). Палеогеновые отложения морского генезиса, содержащие ОВ сапропелевого состава, несмотря на

Таблица 11

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГИГАНТСКИХ МЕСТОСКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА МИРА ПО ГЛУБИНАМ
(по М. Хэлбути)

Глубины, км	На конец 1930 г.		На конец 1950 г.		На конец 1970 г.	
	Число месторождений	%	Число месторождений	%	Число месторождений	%
1	17	33	19	20	26	10
1—2	28	55	46	47	98	37
2—3	6	12	23	23	97	37
3—4	1	1	7	7	33	12
4	0	0	3	3	12	4
Всего	52	100	98	100	266	100

небольшие глубины залегания при менее жестких термобарических условиях, генерировали преимущественно нефть. Кроме того, глубины их залегания и интенсивная дислоцированность локальных структур, представляющих здесь основной тип ловушек нефти и газа, обусловили частичную дегазацию недр.

Таким образом, как в Ферганской, так и в Таджикской впадине фациальный состав осадков и состав исходного ОВ мезозойского и палеогенового комплексов и дислоцированность структурных ловушек обусловили инверсию в размещении по вертикали жидкой и газообразной фаз УВ.

Анализ размещения в земной коре разведанных ресурсов УВ по глубинам показывает, что максимальные их запасы сосредоточены в интервале от 1 до 3 км.

По данным Н. Т. Линдтропа, 86 % запасов нефти 600 крупных и средних местоскоплений капиталистических стран мира и 89,8 % разведанных запасов нефти крупнейших местоскоплений СССР сосредоточены на глубинах от 600 м до 3 км. На глубинах более 3 км за рубежом и в СССР разведано соответственно 5,6 и 3,9 % запасов нефти. Подавляющая часть разведанных запасов газа и газоконденсата за рубежом и в СССР (соответственно около 66 и 83 %) установлена на глубинах от 600 до 2400 м [Линдтроп Н. Т., 1970 г.].

Таким образом, наибольшие запасы как жидких, так и газообразных УВ в настоящее время приурочены к глубинам до 3 км. Этот факт можно в какой-то мере объяснить малой изученностью глубин свыше 3 км. Данные М. Хэлбути (табл. 11) показывают, что с увеличением степени изученности глубин от 2 до 4 км число открытий крупных местоскоплений нефти и газа также растет. Однако объяснять эту закономерность только недостаточной изученностью больших глубин, видимо, нельзя, так как в ряде нефтегазоносных провинций глубины до 4,5 км как в СССР, так и за рубежом достаточно хорошо изучены, но тем не менее эта закономерность сохраняется. По-видимому, глубины до 3 км оптимальны для формирования крупных и крупнейших местоскоплений нефти и газа (в особенности нефти). Нефтегазоматеринские толщи, содержащие сапропелевое ОВ, реализуют на глубинах 2—4 км свои потенциальные возможности генерировать главным образом нефть.

При анализе распределения преимущественно нефтяных и газовых залежей и их запасов по глубинам в нефтегазоносных провинциях различного типа достаточно отчетливо обнаруживается тенденция уменьшения запасов нефти на глубинах 5—6 км. Безусловно, до некоторой степени эта закономерность в отдельных, относительно плохо разбуренных провинциях обусловлена лучшей изученностью малых глубин. Однако проявление этой закономерности почти во всех регионах мира, в том числе и в хорошо разбуренных провинциях как СССР, так и США, нельзя объяснить только этой причиной.

Проведенный авторами анализ распределения по глубинам извлекаемых запасов нефти 25 крупнейших местоскоплений мира, в которых сосредоточено более 40 млрд. т, также показывает, что 74 % запасов приурочено к интервалу глубин от 1 до 2,5 км, 9 и 17 % соответственно к глубинам до 1 и более 2,5 км [Табасаранский З. А., 1972 г.]. Поскольку основными очагами нефтегазообразования являлись впадины и прогибы, разделяющие зоны нефтенакопления, можно полагать, что преобладающая масса жидких УВ образовалась примерно на глубинах от 1 до 4 км. Видимо, эти глубины оптимальны для преобразования липидной фракции ОВ, являющейся основным источником для генерирования нефти.

По данным Э. В. Чайковской и Е. А. Дьяковой (1971 г.), из 560 продуктивных скважин глубиной более 4,5 км, пробуренных в США, 418 скважин (74,7 %) оказались газовыми и только 142 скважины (25,3 %) дали протоки нефти. В палеозойских бассейнах (Пермский, Западный Внутренний) максимальные глубины нефтяных залежей не превышают 4,5 км, а газоконденсатных — 5,7 км, а в бассейне Галф-Кост, заполненном мезозойско-кайнозойскими отложениями, на глубинах свыше 4,5 км установлены зоны газонефтенакопления с преобладанием газовых скоплений (60—68 %) над нефтяными.

Нижняя граница распространения залежей нефти здесь опускается уже до 6,5 км (Лейк-Вашингтон), хотя доля нефтяных залежей на этих глубинах и в этой провинции составляет в среднем 30—55 %.

Таким образом, некоторое сокращение на больших глубинах числа скоплений нефти хотя и является фактом, с которым необходимо считаться при проектировании поисково-разведочных работ, тем не менее возможности обнаружения здесь промышленных залежей нефти вполне реальны. Подтверждением этому служит ведущаяся в настоящее время в ряде провинций добыча нефти с глубин свыше 5 км. В Волго-Уральской провинции известны промышленные скопления нефти в девонских отложениях на глубине 5349 м. Получена промышленная нефть из верхнемеловых отложений с глубины 5800 м в Грозненском районе (Андреевская площадь). Промышленные скопления нефти встречены на глубине 6542 м (местоскопление Лейк-Вашингтон, Галф-Кост). По данным Г. Д. Годеберга, нефтепроявления отмечены даже на глубине 7620 м. Добыча газа в США ведется с глубин 7200 м (местоскопление Мейсфилд, впадина Анадарко) и 7100 м (местоскопления Гомес, Делавэрский прогиб). Появились сведения о промышленной газоносности отложений, залегающих на глубине 9200 м в США [Вассоевич Н. Б., Соколов Б. А., 1977 г.].

Глубина залегания скоплений УВ контролируется прежде всего геотермическим градиентом и при температуре до 200 °С возможность существования жидкой фазы УВ уже доказана эмпирически. Промышленные скопления газообразных УВ могут быть обнаружены на глубинах, где температура не превышает 300 °С. Такие температуры в зависимости от геотермического градиента возможны в разных регионах на различных глубинах.

Итак, перспективы больших глубин с точки зрения возможности обнаружения не только газовых и газоконденсатных, но и нефтяных скоплений вполне реальны.

Глава IX
НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

§ 1. ПРИНЦИПЫ НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

Нефтегеологическое районирование — это разделение исследуемой территории в зависимости от геотектонического строения и литолого-фациального состава и региональной нефтегазоносности осадочных формаций. Основной задачей нефтегеологического районирования является установление закономерных связей генетически различных групп и категорий регионально нефтегазоносных территорий с теми или иными

типами крупных геоструктурных элементов земной коры и связанными с ними формациями. Кроме того, должна быть проведена сравнительная дифференцированная оценка перспектив нефтегазоносности различных частей изучаемой территории с определением мест возможной концентрации наибольших ресурсов нефти и газа. Полученные материалы могут служить основой для выбора оптимальных направлений поисков и разведки на нефть и газ.

И. М. Губкин при нефтегеологическом районировании выделял геологические провинции, области и районы. В капитальном труде «Мировые нефтяные месторождения»[1] он писал: «В настоящем курсе, построенном на геологическом принципе распределения нефти, мы постараемся выявить основные тектонические единицы — складки, влияющие на нефтераспределение, и разделим всю рассматриваемую территорию на крупные геологические провинции, а эти последние, где нужно,— на подчиненные геологические области и районы...» (с. 101).

Принципы выделения и классификация нефтегазоносных, территорий, предложенные И. М. Губкиным, получили широкое признание и выдержали проверку временем и практикой поисково-разведочных работ на нефть и газ.

После И. М. Губкина в отечественной геологической литературе разработке принципов выделения и классификации крупных нефтегазоносных территорий были посвящены работы А. А. Бакирова, И. О. Брода, М. И. Варенцова, Н. Б. Вассоевича, В. Г. Васильева, И. В. Высоцкого, Н. А. Еременко, А. Я. Кремса, В. Б. Оленина, Г. Е. Рябухина, А. А. Трофимука, А. В. Ульянова, Г. А. Хельквиста, Н. Ю. Успенской, В. Е. Хаина и др. Однако к разработке принципов выделения и классификации нефтегазоносных территорий названные исследователи подошли с принципиально разных позиций. Одни ученые, развивая взгляды И. М. Губкина, в качестве основных подразделений крупных нефтегазоносных территорий выделяют нефтегазоносные провинции, области и районы, хотя нередко в указанные термины вкладывают разное содержание, другие — в качестве основных подразделений крупных нефтегазоносных территорий рассматривают нефтегазоносные бассейны.

Для сравнительного изучения перспектив нефтегазоносности различных частей каждой исследуемой геологической провинции и повышения научного уровня прогнозирования нефтегазоносности недр необходимы общепринятые унифицированные принципы нефтегеологического районирования. При этом нефтегеологическое районирование, как и всякая классификация природных процессов, должно исходить из установленных наукой и практикой объективных закономерных связей между размещением регионально нефтегазоносных территорий

[1] ОНТИ, 1934 г.

и геологическими факторами, определяющими это размещение. При разработке общих принципов нефтегеологического районирования, естественно, следует опираться на изучение глобальных (общепланетарных) закономерных связей формирования и размещения регионально нефтегазоносных территорий.

Процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления в земной коре могут развиваться лишь при определенном сочетании геологических и физико-биогеохимических факторов, среди которых главными являются: тектоническое строение и направленность тектонических движений в пределах исследуемой территории в течение рассматриваемого геологического времени; палеогеографические и фациальные условия накопления осадков; физические (коллекторские) свойства пород; палеогидрогеологические и гидрогеохимические условия территории, а также термобарическая обстановка.

Поэтому при выделении и классификации крупных нефтегазоносных территорий и изучении закономерностей их размещения в земной коре в качестве главнейших предпосылок необходимо учитывать:

1) региональную тектонику и палеотектонику, а именно, современное геотектоническое строение исследуемой территории, а также особенности формирования слагающих ее крупных геоструктурных элементов во времени и пространстве;

2) палеогеографические и формационные условия накопления осадков в различных частях бассейна седиментации в течение каждого отрезка времени геологической истории (века, эпохи и т. д.), палеогидрогеологические и палеогидродинамические условия бассейна седиментации, в том числе изменения в пространстве и во времени расположения областей питания и разгрузки пластовых и трещинных вод.

Однако среди факторов, контролирующих развитие в земной коре процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, ведущая роль принадлежит региональной тектонике, так как режимом и направленностью тектонических движений во времени и в пространстве в конечном результате определяются:

пространственное размещение крупных седиментационных бассейнов и региональных поднятий, а также изменение в их пределах во времени и в пространстве литолого-фациальных условий накопления осадков, следовательно, условий формирования и размещения областей регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления;

образование различных структурных форм, которые при наличии прочих необходимых условий могут служить ловушками нефти и газа;

пространственное расположение береговых линий, выклинивание пластов по восстанию, стратиграфические несогласия и другие геологические явления, с которыми связано форми-

рование скоплений нефти и газа литологического и стратиграфического типов;

изменение в пространстве и во времени расположения областей питания и разгрузки пластовых вод и региональных направлений их движения;

возникновение и развитие процессов миграции нефти и газа и изменение общей направленности ее в пространстве и во времени в тесной связи с палеогидрогеологическими условиями исследуемых территорий.

Из сказанного следует, что при выделении и классификации крупных нефтегазоносных территорий необходимо принимать во внимание тектонический, литолого-фациальный и гидрогеологический факторы с учетом, однако, ведущей роли тектонического фактора во времени и в пространстве, т. е. палеотектоники.

Таким образом, геологическое районирование нефтегазоносных территорий должно основываться на тектоническом принципе с выделением в пределах исследуемой территории в качестве основных ее подразделений крупных геоструктурных элементов, характеризующихся определенными особенностями строения и истории геологического развития, а следовательно, условиями регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Классификация крупных нефтегазоносных территорий прежде всего должна отчетливо отражать закономерные (генетические) связи указанных территорий с типами крупных геоструктурных элементов и приуроченных к ним формаций в течение всей истории их геологического развития.

§ 2. КЛАССИФИКАЦИЯ И ОСНОВНЫЕ ТИПЫ РЕГИОНАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Для научно обоснованного нефтегеологического районирования необходимо разработать соответствующую классификацию регионально нефтегазоносных территорий. Последняя заключается в разделении территорий на родственные категории, группы и классы на основе их геологического строения и условий формирования. При этом должен строго соблюдаться принцип соподчиненности, т. е. объединяемые в ту или иную категорию, группу и класс нефтегазоносные территории должны быть одного порядка.

Исходя из сказанного и учитывая фактически наблюдаемые на континентах Земли геоструктурные связи регионально нефтегазоносных территорий общепланетарного характера, А. А. Бакиров разработал единую классификацию нефтегазоносных территорий, зон нефтегазонакопления и местоскоплений нефти и газа (1954—1959 гг.).

В основу этой классификации положен тектонический принцип, т. е. регионально нефтегазоносные территории разделяются на категории и группы по приуроченности к крупным геоструктурным элементам платформенных, складчатых и переходных территорий, сходных по геологическому строению и истории развития.

В качестве основных подразделений, следуя схеме, предложенной И. М. Губкиным, А. А. Бакиров рекомендует выде-

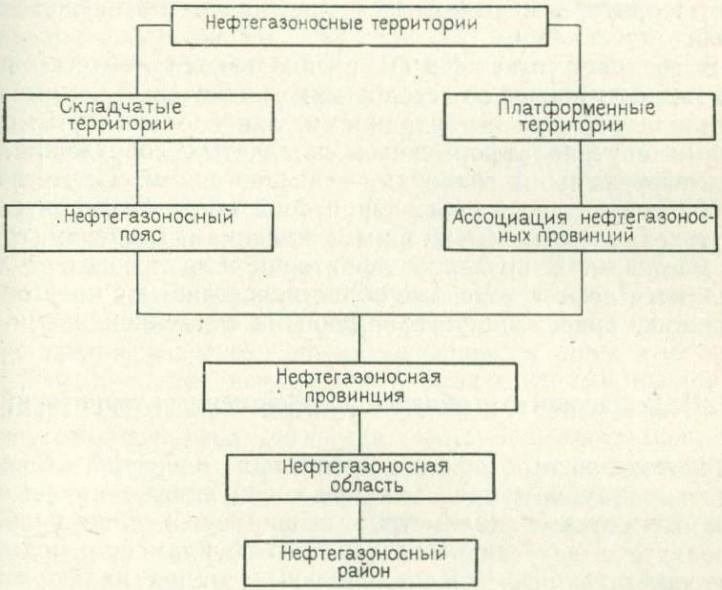


РИС. 85. ОБЩАЯ СХЕМА НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ (ПО А. А. БАКИРОВУ)

лять нефтегазоносные пояса, провинции, области и районы. Соподчиненность перечисленных категорий и групп, выделяемых в пределах регионально нефтегазоносных территорий, показана на рис. 85:

нефтегазоносный пояс — совокупность нефтегазоносных провинций в пределах той или иной системы складчатости, генетически связанных с ее формированием;

нефтегазоносная провинция — единая геологическая провинция, объединяющая смежные нефтегазоносные области со сходными главными чертами региональной геологии, в том числе стратиграфическим положением основных регионально нефтегазоносных отложений в разрезе;

нефтегазоносная область — территория, приуроченная к одному из крупных геоструктурных элементов, харак-

теризующихся общностью геологического строения и истории развития, включая палеогеографические и литолого-фациальные условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение значительных периодов геологической истории;

нефтегазоносный район — часть нефтегазоносной области, объединяющая ту или иную ассоциацию зон нефтегазонакопления и выделяющаяся по геоструктурному или географическому признаку.

По принадлежности к платформенным, переходным и складчатым территориям выделяются три типа нефтегазоносных областей.

В пределах платформ располагаются нефтегазоносные области, связанные со сводовыми поднятиями, изометрическими платформенными впадинами, линейно вытянутыми поднятиями внутриплатформенных складчатых сооружений, внутриплатформенными грабенами — авлакогенами. Нефтегазоносные области складчатых территорий могут быть приурочены к внутрискладчатым (межгорным) впадинам, грабенам, срединным массивам. В пределах территорий переходного типа выделяются нефтегазоносные области, связанные с предгорными впадинами, краевыми платформенными магасинеклизами.

Нефтегазоносные области платформенных территорий

Нефтегазоносные области сводовых поднятий. Сводовые поднятия платформ представляют собой единые крупные (измеряемые сотнями километров в ширину и длину) области приподнятого залегания складчатого фундамента под платформенным покровом. Для начальных этапов их формирования обычно характерна тенденция к развитию преимущественно восходящих движений, а для последующих — чередование восходящих и нисходящих движений с преобладанием последних. Вследствие этого для областей сводовых поднятий нередко характерны региональные несогласия между верхними структурными этажами осадочного комплекса платформенного покрова и значительное сокращение нижней части разреза по сравнению с прилегающими областями внутриплатформенных впадин. Сводовые поднятия отличаются также относительно замедленным прогибанием по сравнению с прилегающими областями впадин даже в фазы регионального развития движений всеобщего прогибания. Поэтому области сводовых поднятий характеризуются сокращенными мощностями отдельных стратиграфических подразделений по сравнению с прилегающими впадинами.

Типичными примерами нефтегазоносных областей, приуроченных к сводовым поднятиям, могут служить: на Русской плите нефтегазоносные области Татарского, Пермско-Башкир-

ского, Средневолжского сводов; в пределах эпипалеозойской платформы юга СССР (Скифская и Туранская плиты) нефтегазоносные области Ставропольского и Каракумского сводов; на территории Западно-Сибирской плиты нефтегазоносные области Нижневартовского, Сургутского, Александровского, Тазовского, Пудинского и других сводов; на Северо-Американской платформе нефтегазоносные области сводовых поднятий Цинциннати, Бенд, Центральный Канзас, Чоттоква, Семинол и др.

Необходимо различать сводовые поднятия унаследованного и инверсионного развития, так как для правильной оценки перспектив нефтегазоносности разреза выяснение условий формирования сводовых поднятий имеет первостепенное значение.

По условиям размещения скоплений нефти и газа выделяют несколько типов сводовых поднятий. В большинстве случаев зоны нефтегазонакопления приурочены к наиболее приподнятым центральным частям поднятий, например Татарский свод и группа Среднеобских сводовых поднятий в СССР, погребенные сводовые поднятия Канзас, Чоттоква, Семинол и другие в США. Известны сводовые поднятия с зонами нефтегазонакопления, сосредоточенными в основном лишь в их краевых частях, в местах сочленения с прилегающими впадинами (например, Центральное поднятие Пермской синеклизы США), а также сводовые поднятия, где зоны нефтегазонакопления развиты на периклинальных погружениях, в то время как сводовые части поднятий не содержат скоплений нефти и газа промышленного значения (свод Цинциннати в восточной части Северо-Американской платформы).

На большинстве платформенных сводовых поднятий зоны преимущественного газонакопления расположены на приподнятых участках, а преимущественного нефтенакопления — в погруженных частях, как, например, это наблюдается в пределах Ставропольского, Каракумского сводов в СССР, сводовых поднятий Цинциннати, Сабин и других в США.

Нефтегазоносные области внутриплатформенных впадин изометрического строения. Внутриплатформенные впадины представляют собой обширные области погружения складчатого фундамента, измеряющиеся сотнями километров в ширину и длину и имеющие обычно изометрическое строение. Геотектонический режим развития впадин отличается тенденцией к преимущественному погружению в течение нескольких геологических периодов, а иногда и эр, а также довольно большими (по сравнению со сводовыми поднятиями) амплитудами нисходящих движений. Вследствие этого платформенные впадины характеризуются значительными мощностями осадочных образований платформенного покрова и бóльшей полнотой разреза по сравнению с областями сводовых поднятий.

Примерами подобных платформенных впадин, к которым приурочены нефтегазоносные области, могут служить: на Русской плите — Печорская, Вятско-Камская, Мелекесс-Абдулинская; на эпипалеозойской платформе юга СССР — Мургабская, Амударьинская, Южно-Мангышлакская, Восточно-Кубанская и др.; на Западно-Сибирской плите — Ханты-Мансийская, Юганская, Надымская, Усть-Енисейская и др.; в пределах эпипалеозойской платформы Западной Европы — Восточно-Германская, Западно-Германская, Нидерландская, Аквитанская и Парижская; на докембрийской Китайской и примыкающей эпигерцинской платформах — Сычуанская, Сунляо и др.; на Северо-Американской платформе — Иллинойская, Мичиганская, Додж-Сити (США), Альберта (Канада) и др.; на Африканской платформе — Сиртская (Ливия) и Восточно-Алжирская (Алжир); на Аравийской платформе — Басра-Кувейтская, Руб-Эль-Хали и др.

Среди рассматриваемой группы выделяются нефтегазоносные области, приуроченные к впадинам унаследованного, инверсионного и наложенного происхождения. Для правильного выбора направления поисково-разведочных работ и методики их проведения выяснение условий формирования изучаемых впадин имеет большое значение.

В нефтяной геологической литературе нередко встречается утверждение, что в пределах платформенных и межгорных впадин основные зоны нефтегазонакопления могут формироваться только в бортовых частях, центральные же, наиболее погруженные области считаются лишь нефтесборными площадями, откуда УВ мигрируют в более приподнятые части впадин. Действительно, практика нефтегазопоисковых работ показывает, что на платформах формирование зон нефтегазонакопления часто происходит в пределах крупных положительных структурных элементов — сводовых и линейных поднятий, а также приподнятых бортовых частей впадин. Однако наряду с этим богатейшие зоны нефтегазонакопления при благоприятных структурных литолого-фациальных и других условиях нередко обнаруживаются также в относительно более погруженных центральных частях внутриплатформенных впадин и прогибов. Исходя из этого А. А. Бакиров, уже указывавший на ошибочность столь одностороннего понимания региональных условий образования и накопления УВ, считал, что для поисков новых местоскоплений нефти и газа несомненный интерес представляют погруженные части таких крупных внутриплатформенных впадин, как Печорская, Ханты-Мансийская, Усть-Енисейская, Амударьинская, Южно-Мангышлакская, Мургабская и др. Последующая практика поисково-разведочных работ на нефть и газ в названных районах полностью подтвердила справедливость этих выводов.

Открытие местоскоплений УВ в центральных, наиболее по-

груженных частях Печорской, Южно-Мангышлакской, Мургабской, Ханты-Мансийской, Усть-Енисейской и других впадин показало, что внутриплатформенные впадины, в том числе наиболее погруженные их части, при соответствующих палеогеографических и палеотектонических условиях представляют собой зоны, благоприятные не только для нефтегазообразования, но и для нефтегазонакопления. Нередко наиболее мощные нефтегазовые скопления приурочены к структурам, расположенным в погруженных частях впадин, а значительно меньшие по запасам скопления УВ — к структурам в прибортовых частях. В связи с этим при планировании и проведении нефтегазопоисковых работ на территории платформенных впадин следует уделять должное внимание как прибортовым, так и центральным частям этих впадин.

Нефтегазоносные области внутриплатформенных линейновытянутых складчатых сооружений и мегавалов. Внутриплатформенные линейно вытянутые складчатые сооружения представляют собой области развития линейных форм складчатого фундамента, погребенных под отложениями платформенного покрова и простирающихся на несколько сотен километров при ширине от нескольких десятков до сотен километров.

Примерами подобных структурных элементов могут служить: на эпипалеозойской платформе юга СССР — кряж Карпинского, Центрально-Устюртская зона поднятий; Западной Сибири — мегавалы Нижнепурский (Уренгойский), Вель-Карамышский, Северо-Ямальский, Северо-Сосьвинский и др.; на Северо-Американской платформе — погребенные кряжи Немаха, Амарильо и др.; на Африканской платформе — система мегавалов Амгид-Хасси-Месауд, Джебель, Аллал-Тильремт и др.

Геотектонический режим областей описываемых поднятий в течение платформенного этапа развития характеризовался неоднократным чередованием восходящих и нисходящих движений с преобладанием последних. Однако общее прогибание происходило медленнее, чем в прилегающих областях впадин, и с меньшими амплитудами. Вследствие этого в разрезе осадочных образований платформенного покрова в пределах линейно вытянутых поднятий фиксируется уменьшение мощностей отдельных литолого-стратиграфических комплексов по сравнению с соседними впадинами и местами выпадение ряда свит, а иногда и ярусов.

Известны линейно-вытянутые поднятия унаследованного (кряж Карпинского) и инверсионного (Мангышлакская и Туаркырская зоны поднятий) развития.

К рассматриваемой группе относятся нефтегазоносные области, приуроченные к погребенным кряжам Амарильо и Немаха в США. С поднятием Амарильо связан один из богатейших нефтегазоносных районов США — Панхендл. Общая

протяженность продуктивной зоны этого района достигает 200 км при ширине в среднем 20—25 км. Здесь зоны преимущественного газонакопления общей площадью свыше 6 тыс. км^2 расположены в сводовой, наиболее приподнятой части погребенного поднятия, а зоны преимущественного нефтенакопления — на северо-восточном склоне, обращенном в сторону прилегающей к нему обширной впадины Анадарко. На юго-западном склоне Амарильо имеются лишь единичные местоскопления нефти с небольшими залежами.

В СССР к этой группе относятся нефтегазоносные области, приуроченные к ассоциации мегавалов на севере Западной Сибири, а также нефтегазоносная область, связанная с зоной поднятий кряжа Карпинского.

Нефтегазоносные области платформенных линейно-вытянутых грабенообразных впадин (авлакогенов). Примерами могут служить нефтегазоносные области Рейнской (на Западно-Европейской платформе) и Суэцкой (на Африканской платформе) впадин.

Рейнский грабен протягивается в субмеридиональном направлении на расстояние свыше 300 км при ширине 40—50 км. Системой разрывных нарушений субмеридионального и субширотного простирания он разбит на отдельные блоки. По разрывам палеозойский складчатый фундамент ступенчато погружается к центральной осевой части грабена. Основные зоны нефтегазонакопления приурочены к линейно-вытянутым поднятиям субмеридионального простирания, образовавшимся у разрывов, осложняющих прибортовые части грабена (Штаффельфельден, Ренинген и др.). Нефтяные местоскопления обнаружены также в центральной части грабена (Оффенбах, Хайна, Донау, Ширхейн и др.).

Суэцкий грабен протягивается в северо-северо-западном направлении на расстояние свыше 330 км, ширина его 40—50 км. Основные зоны нефтегазонакопления приурочены к линейно-вытянутым поднятиям, протягивающимся параллельно грабенообразующим сбросам на северо-восточном и юго-восточном бортах грабена. Кроме того, в пределах Суэцкого грабена обнаружены зоны нефтенакопления, связанные с рифовыми образованиями миоценового возраста, сформировавшимися на гранитных выступах докембрийского фундамента.

Нефтегазоносные области переходных и складчатых территорий

Нефтегазоносные области предгорных впадин. К этой группе относятся нефтегазоносные области, приуроченные к предгорным впадинам: Предуральской, Предкавказской, Предкарпатской, Предверхоянской в СССР; Предальпийской и Предпиренейской в Западной Европе; Месопотамской (Предзагросской) на Ближнем Востоке; Предаппалачской и Предкордильерской

в Северной Америке; Оринокской и Предандийской в Южной Америке; Предгималайской в Юго-Восточной Азии и др.

Для территорий предгорных впадин характерно интенсивное прогибание с большой амплитудой, особенно в последние фазы геосинклинального развития прилегающих к ним складчатых областей. В связи с этим мощность осадочных образований в пределах предгорных впадин достигает 10—14 км, а иногда и больше. Осадочные отложения обычно смяты в складки, группирующиеся в крупные региональные зоны поднятий, которые протягиваются, как правило, параллельно бортам впадин; характерно развитие региональных ступенчатых сбросов, протягивающихся на десятки, а иногда и сотни километров.

В пределах большей части предгорных впадин выделяются центральная приосевая часть впадины, пригеосинклинальный и платформенный борта. Осевая часть по отдельным структурно-стратиграфическим этажам может мигрировать территориально в течение геологической истории.

В предгорных впадинах зоны нефтегазонакопления обычно приурочены к региональным линейно-вытянутым поднятиям (антиклинориям) как в прибортовых, так и в центральных частях. В некоторых случаях скопления нефти и газа бывают связаны с зонами региональных нарушений, осложняющих бортовые части впадины. На бортах впадин часто отмечается региональное выклинивание по восстанию отдельных свит и горизонтов. В этом случае в зонах выклинивания или замещения проницаемых толщ непроницаемыми нередко формируются скопления нефти и газа литологического типа (например, в Предкавказской, Оринокской, Предаппалачской и других впадинах). К платформенным бортам некоторых предгорных впадин (типа Предуральской) приурочены значительные скопления нефти, которые связаны с зонами развития рифогенных образований, протягивающихся на сотни километров параллельно простиранию впадины. Кроме того, в предгорных впадинах зоны нефтегазонакопления могут быть приурочены к районам развития солянокупольной тектоники.

В ряде предгорных впадин наблюдается четко выраженная закономерность в размещении зон преимущественно нефте- или газонакопления. Так, например, в Предаппалачской впадине зоны преимущественного нефтенакопления расположены в основном в более погруженных частях впадины, а зоны преимущественного газонакопления — в более приподнятых прибортовых ее частях. В Оринокской впадине с приосевыми частями связаны зоны распространения скоплений преимущественно легких нефтей. Тяжелые смолистые нефти приурочены в основном к отложениям бортовых частей впадины. В Предкарпатской впадине преимущественно газовые скопления расположены во внешней зоне, а преимущественно нефтяные — во внутренней.

Нефтегазоносные области внутрискладчатых (межгорных) впадин. Типичными примерами этой группы могут служить нефтегазоносные области следующих впадин: в СССР — Апшеронской, Прикуринской, Западно-Туркменской, Ферганской и Западно-Таджикской; в Западной Европе — Венской, Паннонской и Трансильванской; в Юго-Восточной Азии — Бирманской впадины Индонезийских островов; в Северной Америке — межгорных впадин Калифорнии и Скалистых гор; в Южной Америке — межгорных впадин Западной Венесуэлы, Колумбии, Эквадора и Перу.

Осадочные образования, участвующие в строении межгорных впадин, нарушены системой продольных и поперечных сбросов различной аплитуды. Региональные поднятия в межгорных впадинах состоят из многочисленных локальных структур обычно асимметричного строения с углами падения слоев на крутых крыльях местами 60—70°. При этом более крутые крылья структур обычно обращены в сторону центральных частей впадины. Для некоторых внутрискладчатых впадин типа Западно-Туркменской или Апшеронской характерно широкое развитие диапиризма и грязевого вулканизма. Для межгорных впадин типично также широкое развитие региональных разрывных нарушений.

Нефтегазоносные области межгорных впадин иногда содержат значительные запасы нефти и газа, например Калифорнийские впадины в США, Маракайбская впадина в Венесуэле и др.

Нефтегазоносные провинции и пояса

В нефтегазоносные провинции объединяют смежные нефтегазоносные области на основе сходства их тектонического развития, литологии осадочных образований, а также общности региональных условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение крупных отрезков геологической истории (периодов, эр). Таким образом, главным признаком отдельной нефтегазоносной провинции является региональная нефтегазоносность крупных литолого-стратиграфических подразделений в пределах всей провинции. Могут выделяться, например, провинции палеозойского нефтегазонакопления или палеозойского и мезозойского нефтегазонакопления. Так, например, регионально нефтегазоносные породы франского яруса девона, верейские, яснополянские, турнейские отложения карбона и другие толщи известны в пределах Волго-Уральской провинции палеозойского нефтегазонакопления.

При выделении нефтегазоносных провинций наряду с региональной нефтегазоносностью в разрезе литолого-стратиграфических комплексов исследуемых территорий необходимо также учитывать: на платформах — возраст консолидации складчатого фундамента (докембрийский, каледонский, герцинский или

нерасчлененный палеозойский, мезозойский, альпийский складчатый фундамент); на складчатых территориях — возраст формирования складчатых сооружений (каледонская, герцинская, мезозойская и альпийская складчатость).

Особый интерес представляют нефтегазоносные провинции территорий, приуроченных к краевым интенсивно погружающимся частям платформ. Примерами могут служить нефтегазоносные провинции Прикаспийской и Примексиканской мегасинеклиз. По геологической истории и строению эти обширнейшие регионы территории Русской плиты и Северо-Американской платформы существенно отличаются как от платформенных, так и от геосинклинальных областей: от первых — огромными мощностями отложений платформенного покрова, от вторых — характером развитых на их территориях структур и степенью их дислоцированности. В Примексиканской мегасинеклизе общая мощность только мезозойско-кайнозойского комплекса, по данным геофизических исследований, превышает 10 км, а в Прикаспийской — общая мощность палеозойских и мезозойско-кайнозойских отложений более 24 км.

Строение Прикаспийской и Примексиканской мегасинеклиз неоднородно, они расчленяются на ряд областей крупных сводовых поднятий. Характерная особенность обеих мегасинеклиз — широкое развитие солянокупольных структур и наличие в прибортовых частях систем крупных региональных разрывных нарушений (сбросов) в складчатом фундаменте. Эти нарушения отражаются в верхней части разреза платформенного покрова в виде флексур, осложняющих прибортовые части впадин.

В пределах Примексиканской мегасинеклизы выявлены крупные нефтегазоносные области разных типов, в том числе области:

приуроченные к крупным погребенным сводовым поднятиям Сабин и Монро, с которыми связаны значительные скопления нефти и газа (среди них местоскопления нефтяное Ист-Тексас и газовое Монро);

связанные с районами развития солянокупольных структур на побережье и акватории континентального шельфа Мексиканского залива;

приуроченные к бортовым частям впадины, например значительные скопления нефти, связанные с зоной региональных нарушений Мексия-Балконес, протягивающейся на расстояние более 500 км.

На территории Прикаспийской мегасинеклизы нефтегазоносные области к настоящему времени обнаружены в юго-восточных частях, где они приурочены к Южно-Эмбенскому поднятию и к территории развития солянокупольных структур в нижнем течении р. Эмбы. Возможно также наличие в центральных и прибортовых частях Прикаспийской мегасинеклизы в подсолевых отложениях палеозоя залежей нефти и газа, связанных

с погребенными сводовыми поднятиями, мегавалами и авлакогенами, а также с зонами флексур (гравитационных ступеней), осложняющих западный, северо-западный и северный борта впадины.

В складчатых областях выделяются также нефтегазоносные пояса, приуроченные к системам: герцинской складчатости Аппалачей и Урала; мезозойской складчатости Скалистых гор, Юго-Восточной Азии и т. д.; альпийской складчатости Альпийско-Гималайской системы, Анд, Кордильер и т. д.

Регионально нефтегазоносные акватории

В настоящее время во многих регионах установлена региональная нефтегазоносность отложений осадочного чехла на континентальных шельфах океанов и многих внутренних морей. На долю морских местоскоплений уже приходится свыше 25 % общей мировой добычи нефти.

Для научно обоснованного выбора направления поисков и разведки регионально нефтегазоносных континентальных шельфов и их прогнозирования необходимо разработать принципы их выделения и классификации, которые должны учитываться при нефтегеологическом районировании.

Континентальные шельфы подразделяются на две основные группы [Бакиров А. А., 1973; Калинко М. К., 1977 г.]: континентальные шельфы складчатых поясов и платформ.

Регионально нефтегазоносные акватории приурочены на континентальных шельфах складчатых поясов к срединным массивам, межгорным и предгорным впадинам; на континентальных шельфах платформ — к платформенным впадинам, сводовым поднятиям и линейно-вытянутым валоподобным поднятиям (мегавалам).

Многие современные континентальные шельфы представляют собой наложенные впадины и перекрывают одновременно несколько разнородных геоструктурных элементов платформенных и складчатых территорий. Примерами могут служить Каспийское море и Персидский залив.

Современная акватория Каспийского моря охватывает следующие существенно различные по строению и геологической истории развития геоструктурные элементы платформенных и складчатых территорий: южные окраины Прикаспийской синеклизы Русской плиты, зоны сочленения Туранской и Скифской плит, юго-восточное продолжение предгорных впадин и погружение системы альпийской складчатости Кавказа, юго-восточное продолжение системы межгорных впадин, расположенных между Большим и Малым Кавказом.

В современную акваторию Персидского залива входят подводные продолжения Месопотамской (Предзагросской) предгорной впадины системы альпийской складчатости, Басра-Кувейтской платформенной впадины, сводового поднятия Хаза,

впадины Руб-Эль-Хали — восточной краевой части Аравийской платформы.

Подводя итоги анализа геоструктурных связей и закономерностей размещения регионально нефтегазоносных территорий (областей, провинций, поясов), необходимо еще раз подчеркнуть, что возникновение и развитие процессов нефтегазонакопления и нефтегазообразования в пределах крупных геоструктурных единиц в течение каждого рассматриваемого геологического отрезка времени контролируется не только режимом региональных тектонических движений, при котором формируются определенные генетические типы геоструктурных элементов, но и литолого-фациальными, геохимическими, а также палеогидрогеологическими условиями осадконакопления. Поэтому для научно обоснованной оценки перспектив нефтегазоносности различных частей крупных геоструктурных элементов необходимо комплексное изучение всех перечисленных факторов для каждого исследуемого отрезка времени геологической истории.

§ 3. НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ КРУПНЫХ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ЦИКЛОВ (ВЕКА, ЭПОХИ)

Как было показано А. А. Бакировым (1959 г.), в разрезе осадочных образований нефтегазоносной провинции выделяется обычно несколько литолого-стратиграфических комплексов, характеризующихся региональной нефтегазоносностью в пределах обширных территорий, охватывающих ряд крупных геоструктурных элементов, а нередко и всю геологическую провинцию. Это свидетельствует о том, что нефтеобразование и нефетегазонакопление в ходе геологической истории литосферы имели, с одной стороны, региональный, а с другой — периодический характер, будучи тесно связанными с цикличностью процессов осадкообразования.

Число циклов регионального развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в пределах крупных геоструктурных элементов одной и той же геологической провинции неодинаково и обусловлено режимом и направленностью колебательных движений в каждый рассматриваемый отрезок времени истории геологического развития. В связи с этим изучение нефтегазоносности и оценка прогнозных ресурсов нефти и газа нефтегазоносной области должны проводиться раздельно для отложений каждого цикла литогенеза. Отсюда вытекает необходимость при выделении в пределах исследуемой геологической провинции крупных геоструктурных элементов, к которым может быть приурочено несколько нефтегазоносных областей, проведения нефтегеологического районирования осадочных бассейнов для отдельных отрезков времени геологической истории (эпохи, века). Следует выделять бассейны (с расчленением их

на области и районы) соответствующих циклов осадконакопления, характеризующиеся определенными палеотектоническими, палеогеографическими, литолого-фациальными и палеогидрогеологическими условиями:

I. *Палеотектонические условия.* Выделяются области по режиму колебательных движений: с устойчивым прогибанием, чередованием движений прогибания и воздымания при преобладании движений прогибания и, наоборот, преобладании движений воздымания и т. д.; по амплитуде прогибания или мощности отложений рассматриваемого цикла, м: 0—500, 500—1000, 1000—2000 и т. д. Наряду с этим на картах нужно показывать границы современного распространения отложений соответствующего цикла.

II. *Палеогеографические и литолого-фациальные условия.* Выделяются области, характеризующиеся в основном развитием отложений: морских, лагунных, прибрежно-морских, континентальных, смешанных (следует указывать области сноса и по возможности направления сноса по каждому циклу); фаций: морских, терригенных, морских карбонатных, морских терригенно-карбонатных, лагунных, лагунных смешанных, континентальных озерных, аккумулятивных равнин (временами заливавшихся морем), континентальных. По каждой из перечисленных разновидностей фаций необходимо приводить данные, характеризующие коллекторские (емкостные и фильтрационные) свойства слагающих их пород.

III. *Палеогидродинамические условия.* Дается характеристика этапов: преимущественно элизионный (седиментационный), преимущественно инфильтрационный, чередование элизионного и инфильтрационного при преобладании последнего; выделяются области (территории с различной степенью гидрогеологической закрытости) питания, разгрузки, водообмена затрудненного, слабого, интенсивного.

IV. *Геохимические условия накопления и последующего развития осадков и захороняемого в них дисперсного ОВ.* Выделяются области:

1) по геохимическим показателям — по геохимическим фациям (восстановительная, слабовосстановительная, окислительная) и по типу исходного дисперсного ОВ (гумусовый, сапропелевый, смешанный), по характеру и степени метаморфизации ОВ, его составу и количественным характеристикам (при наличии данных);

2) по гидрогеохимическим показателям — общей минерализации вод отложений рассматриваемого комплекса, растворенным в водах тяжелым УВ, газонасыщенности вод, содержанию в них микроэлементов (иода, аммония и др.) и некоторых органических соединений (нафтеновых кислот, фенолов и др.), характерных для регионально нефтегазоносных территорий.

V. *Палеогеотермические условия.* Необходимо выделять об-

ласти, характеризующиеся определенными параметрами палеогеотермического поля.

При изучении условий формирования самостоятельных регионально нефтегазоносных этажей в различных частях бассейна исследуемого цикла и условий сохранности в них скоплений нефти и газа необходимо выделять области распространения региональных покрышек (нефтегазонепроницаемых толщ, перекрывающих потенциально нефтегазопродуцирующие отложения рассматриваемого цикла) с указанием их мощности, литологической характеристики, строения и физических свойств (плотности, пористости и др.), характера трещиноватости и т. д.

Заключительным этапом нефтегеологического районирования бассейнов седиментации крупных циклов осадконакопления является составление сводных (обобщающих) карт перспектив нефтегазоносности и оценки потенциальных ресурсов нефти и газа по каждому из рассмотренных циклов осадконакопления (века, эпохи) в отдельности. Карты составляются с учетом всех рассмотренных основных геологических, геохимических и гидрогеологических факторов и их параметров, контролирующих формирование и размещение регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазонакопления.

На картах оценки нефтегазоносности отложений отдельных циклов осадконакопления выделяются территории: с выявленной региональной нефтегазоносностью отложений рассматриваемого геологического возраста, перспективные и бесперспективные в отношении региональной нефтегазоносности отложений исследуемого цикла.

Территории с выявленной региональной нефтегазоносностью и перспективные делятся (при наличии соответствующих данных) на нефтегазоносные области по плотности запасов нефти и газа (отдельно по выявленным, перспективным и прогнозным категориям) и на зоны нефтегазонакопления (выявленные и прогнозируемые) с расчленением их на структурные и литологические типы.

На завершающем этапе нефтегеологического районирования составляется сводная карта перспектив нефтегазоносности и оценки прогнозных ресурсов нефти и газа исследуемой геологической провинции в целом на основе обобщения результатов нефтегеологического районирования по всем рассмотренным бассейнам седиментации отдельных отрезков времени геологической истории.

На сводных картах показывают:

крупные геоструктурные элементы платформенных, переходных и складчатых территорий, к которым приурочены или могут быть приурочены нефтегазоносные области с нанесением их установленных и предполагаемых контуров;

сводные типовые разрезы различных частей (мегаблоков) крупных структурных элементов (сводовых поднятий, мегава-

лов, впадин, авлакогенов и т. д.) с нанесением на них в укрупненном виде литологии коллекторов и покрышек для отдельных циклов осадконакопления с указанием мощностей, а также перерывов регионального значения и выявленных и прогнозируемых регионально продуктивных комплексов (преимущественно нефтеносных, газоносных или нефтегазоносных);

изогипсы кровли складчатого фундамента различного возраста консолидации с указанием гипсометрических отметок;

выходы складчатого фундамента на поверхность;

региональные разрывные нарушения;

контуры выявленных и прогнозируемых нефтегазоносных провинций и областей, нефтегазоносных, преимущественно нефтеносных или газоносных;

границы распространения региональных покрышек с указанием их стратиграфического положения в разрезе;

выявленные зоны нефтегазонакопления и местоскопления нефти, газа и газоконденсата;

выявленные и предполагаемые территории развития ловушек, благоприятные для формирования зон нефтегазонакопления (валоподобные поднятия, зоны развития солянокупольных структур, рифогенных образований, предполагаемые зоны выклинивания пластов-коллекторов и т. п.);

выявленные локальные ловушки структурного и неструктурного типов;

суммарные (по всем рассмотренным циклам осадконакопления) плотности выявленных запасов и прогнозируемых ресурсов нефти и газа на 1 км^2 территории по крупным геоструктурным элементам (сводовым поднятиям, впадинам, мегавалам и т. д.) в целом или по отдельным их блокам различного геологического строения;

выявленные и прогнозируемые (предполагаемые) зоны концентраций максимальных ресурсов нефти и газа в исследуемой геологической провинции.

Само собой разумеется, что полнота и достоверность составляемых карт нефтегеологического районирования зависят от объема и детальности имеющегося геологического материала по исследуемой территории или исследуемому циклу осадконакопления.

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Геохимия нефти и углеводородного газа — один из разделов общей геохимии, который посвящен в основном геохимии органического углерода.

В. И. Вернадским было дано определение общей геохимии как науки, которая изучает химические элементы, т. е. атомы земной коры и возможно всей планеты, их историю, распределение и движение в пространстве и во времени и их генетические связи на планете. Следует сразу отметить глубоко диалектический характер подхода к предмету в этом определении. Ставится задача изучения истории химических элементов — атомов в земной коре и всей планете, изучения их в пространстве, времени, движении и развитии, во взаимосвязи.

Первым крупным разделением геохимии было выделение важнейшей ее ветви — биогеохимии, связанное с именем В. И. Вернадского. Именно в этот раздел и входит геохимия органического углерода, в настоящее время выделившаяся в самостоятельное направление — органическую геохимию.

Основы теории процессов нефтеобразования были сформулированы И. М. Губкиным, который считал, что ОВ может стать нефтью, только пройдя ряд стадий. Нефть, по его мнению, возникла в материнских породах; органические, или биогенные, илы являются тем материнским материалом, из которого она возникла. Главные теоретические положения этого учения послужили фундаментом, на базе которого возникла стройная теория геохимии нефти и газа. Дальнейшее развитие геохимии нефти и углеводородных газов в огромной мере обусловлено исследованиями по проблеме генезиса нефти. Именно в связи с необходимостью решения вопросов происхождения нефти были начаты первые широкие исследования ОВ современных и ископаемых осадков в 30-х гг. А. Д. Архангельским в СССР и П. Траском в США. Далее проблемами, связанными с выявлением геохимических особенностей рассеянного ОВ, нефтей и газов, занимались в нашей стране большие научные коллективы. Среди работ в этой области следует отметить исследования А. М. Акрамходжаева, Н. Б. Вассоевича, В. В. Вебера, А. Н. Гусевой, М. Ф. Двали, А. Ф. Добрянского, А. А. Карцева, А. Э. Конторовича, С. Г. Неручева, Р. Г. Панкиной, А. Д. Петрова, К. Ф. Родионовой, В. А. Соколова, Н. М. Страхова, В. А. Успенского, О. П. Четвериковой и многих других.

Глава X

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОХИМИИ УГЛЕРОДА

Как известно, основные химические элементы нефтей и природных горючих газов — это углерод и водород, причем углерод, главный элемент УВ, в то же время является главным биогенным компонентом, т. е. основой жизни на Земле.

Часть углеродных соединений, выходящих из круговорота биосферы и благодаря этому присутствующих в осадочных отложениях, при определенных условиях формирует скопления нефти и газа. Для того чтобы объяснить сложный и еще не до конца изученный процесс нефтеобразования, необходимо рассмотреть общие черты геохимии углерода.

§ 1. УГЛЕРОД КАК ХИМИЧЕСКИЙ ЭЛЕМЕНТ. ИЗОТОПЫ УГЛЕРОДА

Углерод — элемент IV группы таблицы Менделеева, его порядковый номер 6, атомный вес 12,01. Атом углерода имеет два внутренних электрона и четыре электрона на внешней оболочке, которая может содержать восемь электронов. Эти четыре электрона позволяют атому углерода соединяться с четырьмя другими атомами. Четырехвалентный атом углерода обычно изображается в виде символа $-\overset{|}{\underset{|}{C}}-$.

Основное свойство атома углерода (четыре свободных места на внешней оболочке), приводит к тому, что его атом может легко соединяться с другими атомами самыми разнообразными способами и формировать сложные молекулы.

Способность углерода к усложнению молекул и обусловила его свойство образовывать бесчисленное множество органических соединений и быть основой всего живого на Земле.

Почти всегда в соединения углерода входит водород. Связь атомов углерода между собой, так же как и с атомами водорода, кислорода, азота, серы, фосфора и прочих элементов, входящих в состав органических соединений, может разрушаться под действием природных факторов. Поэтому непрерывно совершается процесс круговорота углерода в природе: из атмосферы — в растения, из растений — в живые организмы, из живого — в мертвое.

Наиболее устойчивыми соединениями углерода являются метан (тетраэдрическая структура) и углекислый газ.

В природных соединениях встречаются три изотопа углерода ^{12}C, ^{13}C, ^{14}C, причем, как правило, преобладает ^{12}C. Изотоп ^{14}C радиоактивен и распадается с периодом полураспада $5568 \pm \pm 30$ лет, изотопы ^{12}C и ^{13}C стабильны.

В природных соединениях кларк ^{12}C составляет 98,89 %, кларк ^{13}C 1,108 %. Количество радиоактивного изотопа ^{14}C ни-

чтожно. Соотношение изотопов выражается обычно при помощи величины приращения δ какого-либо одного из пары изотопов $\delta^{13}C = [(^{13}C/^{12}C)_{обр}/(^{13}C/^{12}C)_{ст} - 1] \cdot 1000$, где $(^{13}C/^{12}C)_{обр}$ и $(^{13}C/^{12}C)_{ст}$ — величины, определенные соответственно для образца и выбранного стандарта (в промилле).

Известно, что углерод в природе часто образует легкие и легкоподвижные соединения, такие как углекислый газ (или диоксид углерода), метан, карбонат-ион и др. Подвижность, интенсивный круговорот в геосферах, участие в многообразных химических превращениях являются отличительными чертами углерода. Все это создает предпосылки для естественного разделения изотопов углерода в природе.

Установлено, что максимальные концентрации тяжелого стабильного изотопа ^{13}C присущи соединениям с кислородными связями (карбонатам и диоксиду углерода), минимальные — веществам, в которых особенно развиты углерод-водородные связи (нефтям). В то же время вещество живых организмов, для которого характерны и те и другие связи, занимает промежуточное положение.

Интересен процесс фракционирования углерода при биофотосинтезе, при котором углерод тканей растений, а затем и животных обогащается в основном легким изотопом ^{12}C. В связи с этим вещество организмов и его производные (уголь, нефть, газ) имеют практически одинаковый и более легкий изотопный состав углерода по сравнению с карбонатным и эндогенным углеродом. Процессам фракционирования изотопов посвящены работы Э. М. Галимова, Э. Дегенса и др.

§ 2. УГЛЕРОД И ФОРМЫ ЕГО НАХОЖДЕНИЯ В ГЕОСФЕРАХ

По А. Е. Ферсману, углерод в составе Земли в целом занимает 13-е место, массовый кларк его (включая атмосферу и гидросферу) равен 0,35 %. По А. П. Виноградову, кларк углерода составляет 0,23 %.

По распространенности в земной коре (твердой оболочке до глубины около 16 км) и в атмосфере (на высоте до 15 км) углерод занимает 11-е место, как и в атмосфере Солнца. А вообще в космосе углерода довольно много. Советские космические станции «Венера-4», «Венера-5» и «Венера-6» установили, что атмосфера Венеры состоит преимущественно из углекислого газа, он же преобладает и в атмосфере Марса. А в атмосферах Сатурна, Юпитера, Урана и Нептуна наряду с аммиаком присутствует метан. Углерод обнаружен в составе метеоритов и комет.

Для нефтяников большой интерес представляет та сравнительно небольшая часть углерода, которая заключена во внешних оболочках Земли, и ничтожная доля углерода, связанная

с живым веществом. Массы углерода в живом веществе и в атмосфере примерно одинаковы, а в океане углерода больше на два порядка.

Содержание углерода в горючих ископаемых превышает количество углерода в живом веществе на пять порядков. Наивысшие концентрации углерода сосредоточены в глинах и карбонатах осадочной оболочки.

В настоящее время известны миллионы органических соединений углерода и около ста тысяч соединений всех остальных элементов.

В целом различают углерод, входящий в состав неорганических и органических соединений.

В числе неорганических соединений углерода известны минералы графит, алмаз, карбонаты, сложные карбонаты (карбонато-силикаты, карбонато-фосфаты) и др. В метеоритах и в виде единичных находок в породах земного происхождения встречены карбиды (муассанит, коченит). В магматических и метаморфических породах углерод присутствует в основном в виде диоксида и карбонатов (скарны, мраморы). Кроме того, в магматических породах углерод встречается в виде графита чаще в рассеянной и редко в жильной формах.

В осадочных породах углерод содержится в виде неорганических (карбонаты) и органических соединений (органические вещества и продукты их изменения). На долю органического углерода приходится 20 % углерода стратисферы. Органический углерод в осадочных породах находится как в дисперсно-рассеянном состоянии, так и в концентрированных формах в виде залежей углей, горючих сланцев, нефти и других каустобиолитов. Концентрированные формы составляют сравнительно небольшую часть ОВ осадочных пород, основная его часть представлена тонкорассеянной дисперсной массой.

Дж. Хант (1966 г.) приводит следующие цифры содержания ОВ в осадочных породах (трлн. т):

КОНЦЕНТРИРОВАННЫЕ ФОРМЫ ОВ:

Нефть (залежи)	0,6
Асфальт	0,3
Уголь	7,0

ДИСПЕРСНОЕ ОВ:

Экстрагируемые углеводороды	60
Экстрагируемые неуглеводородные вещества (асфальты)	100
Кероген (неэкстрагируемые ОВ)	3200

Приведенные данные говорят о том, что на долю нефти приходится лишь 1—2 % всех УВ, содержащихся в осадочных породах.

Относительно высокая концентрация органического углерода характерна для внешней пленки стратисферы, граничащей с гид-

росферой (пелосферой, т. е. свежеобразовавшимися илами) и с атмосферой (педосферой, или почвой). В гидросфере более 90 % углерода входит в состав растворенных карбонатов, гидрокарбонатов и углекислого газа и менее 9 % относится к растворенным ОВ. В атмосфере углерод находится в виде диоксида.

Круговорот углерода в природе

По словам В. И. Вернадского, история химических элементов в земной коре сводится к их разнообразнейшим перемещениям, которые называются миграцией. Миграция — это движение атомов при образовании их соединений, переносы их в движущихся жидкостях, в газах, в твердых телах, при дыхании, питании, метаболизме организмов и т. д. Именно диалектический методологическй подход — понимание движения как основы всех других проявлений геохимического поведения атомов и в первую очередь их распределения в земной коре — позволил В. И. Вернадскому дать глубокий анализ геохимических проблем.

Особенностью структуры геохимического движения, миграции элементов — атомов является наличие геохимических циклов, привлекавших пристальное внимание Вернадского В. И., отмечавшего, что история большинства химических элементов в земной коре характеризуется замкнутыми круговыми процессами, которые соответствуют изменениям равновесий химических элементов в различных земных оболочках в течение геологического времени.

Углерод — основной химический элемент нефтей и газов — имеет сложную геохимическую историю. Как показал В. И. Вернадский, во всех частях геосферы соединения углерода геохимически взаимосвязаны, т. е. находятся в сложном круговороте, который распадается на несколько циклов.

Вслед за В. И. Вернадским и В. А. Успенским А. А. Карцев выделяет три основных цикла круговорота углерода на Земле.

Жизненный цикл. Этот цикл тесно связан с углеродом атмосферы и гидросферы. В атмосфере источниками углекислого газа служат: дыхание гетеротрофных организмов, гниение и горение органических веществ, газообмен с гидросферой, выветривание пород, вулканизм. Запас углерода атмосферы расходуется в основном на фотосинтез в зеленых растениях суши и на газообмен с гидросферой. В гидросфере посредством фотосинтеза, осуществляющегося водными растениями, диоксид углерода попадает в растительное вещество, на базе которого развивается животный мир гидросферы. В то же время углекислый газ выделяется в воду при дыхании гетеротрофов.

Следовательно, жизненный цикл охватывает живое вещество суши и моря, углекислый газ в атмосфере и растворенную углекислоту морской воды и осуществляется через фотосинтез,

дыхание гетеротрофов и газообмен между атмосферой и гидросферой. Таким образом, живое вещество играет основную роль в круговороте углерода внешних сфер. Однако в жизненном цикле гидросферы следует отметить незавершенность круговорота углерода, так как часть его выходит из этого цикла, давая начало карбонатной форме.

Седиментационно-денудационный цикл. В процессах седиментации участвуют две основные геохимические формы углерода — карбонаты, выпадающие из морской воды, и остатки биоса суши и моря, которые в виде различных органических соединений входят в осадочные породы. Туда же как породообразующие минералы поступают частично и карбонаты. Однако следует указать, что по данным В. А. Успенского фоссилизируется лишь менее 1 % годовой продукции органического мира.

При денудационных процессах ОВ пород окисляется, а карбонаты растворяются, причем в обоих случаях продуктом превращений оказывается диоксид углерода, поступающий в гидросферу и атмосферу. Денудационные агенты, например подземные воды, содержащие окислители, проникают и внутрь стратисферы, окисляя ОВ и растворяя карбонаты, они же выносят из стратисферы диоксид углерода.

Седиментационно-денудационный цикл углерода заканчивается возвращением его в атмосферу и гидросферу в виде углекислого газа после завершения процессов седиментации и денудации осадочных образований, обусловленных колебательными движениями литосферы.

По В. А. Успенскому, денудационный цикл длится десятки миллионов лет. На фоне общего круговорота углерода, охватывающего различные промежутки времени в зависимости от конкретной геологической ситуации, отдельные формы органической материи, такие как каменный уголь, нефть и другие горючие ископаемые не вовлекаются в денудационный процесс, так как они не подвергаются окислению. Благодаря этому указанные полезные ископаемые сохраняются в земной коре. Однако, как уже отмечалось, углерод, содержащийся в горючих ископаемых, составляет ничтожную долю от общего количества углерода, участвующего в круговороте.

Метаморфический цикл. На стадии метаморфизма осадочных пород органический углерод представлен в основном конечными продуктами своих превращений — метаном и графитом. Карбонатный углерод постепенно под действием высоких температур переходит в диоксидную форму. На стадии глубокого метаморфизма, как известно, стираются различия между породами осадочного и магматического генезиса. В метаморфических породах, как и в магматических, основной формой нахождения углерода является его диоксид. При этом уже невозможно отличить CO_2, образовавшийся в результате раз-

ложения карбонатов при метаморфизме, от CO_2, выделившегося из магмы. Магматический диоксид углерода может быть продуктом расплавления осадочных и метаморфических пород и, следовательно, когда-то, возможно, прошел жизненный цикл.

Метаморфический цикл углерода завершается в основном двумя путями. Первый сопутствует денудации метаморфических и магматических пород, при этом заключенный в породах CO_2 переходит в атмосферу и гидросферу. Причем графит и графитоподобные вещества, встречающиеся в метаморфических породах и являющиеся продуктом превращений ОВ, играют подчиненную роль по сравнению с окисленной формой углерода, окисляются и сливаются с последней. Второй путь завершения метаморфического цикла углерода — вулканизм и поствулканические процессы, посредством которых CO_2 переходит из магмы в гидросферу и атмосферу. В. А. Успенский определяет длительность метаморфического цикла в сотни миллионов лет.

В зоне глубокого метаморфизма присутствует углерод как из внешних оболочек, прошедший жизненный цикл, так и из внутренних геосфер, при этом он находится в одних и тех же химических и минералогических формах: свободный углерод в виде графита и алмаза, связанный в виде оксида и диоксида углерода, метана.

Глава XI

ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ ЛИТОГЕНЕЗЕ ОСАДОЧНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ

Как известно, подавляющая часть нефти и газа находится в осадочных породах. Однако осадочные породы являются не только вместилищем — коллекторами этих полезных ископаемых, но и их основным генератором.

Главный источник нефтяных УВ — это органические соединения, присутствующие в рассеянном состоянии в осадочных породах субаквального, в основном морского происхождения. Но, прежде чем эти УВ образуют скопления нефти и газа, они должны пройти сложный путь геохимических изменений вместе с вмещающими их осадками, которые из отложившихся на морском дне высокообводненных илов превращаются в литифицированные осадочные породы.

В геохимической истории превращения ОВ осадочных пород можно выделить два основных этапа: биохимическое преобразование ОВ, начинающееся при седиментогенезе и заканчивающееся на стадии диагенеза, и термокаталитическое преобразование ОВ (катагенетическая стадия), происходящее при погру-

жении осадочных пород на глубину. Для каждой из этих стадий характерны свои действующие факторы и свои источники энергии.

§ 1. ДИАГЕНЕТИЧЕСКОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Состав исходного органического вещества

Рассеянное ОВ представляет собой отпечаток биосферы, наследуемый осадочными породами. Как живое вещество биосферы, существующее в рассеянном состоянии, так и продукты его жизнедеятельности, выходящие из круговорота, попадают в осадки обычно в состоянии дисперсности.

Прежде чем войти в состав донных отложений ОВ проходит длительный и сложный путь. В результате различных воздействий в осадок попадает органический материал, существенно отличающийся от исходного живого вещества.

По групповому составу ОВ современных осадков аналогично рассеянному ОВ ископаемых осадочных пород. В стадии седиментации и раннего диагенеза осадков на базе исходного живого вещества возникает новая форма биокосной материи — ископаемое дисперсно-рассеянное ОВ.

Аналитическим путем рассеянное ОВ разделяется на следующие фракции:

б и т у м о и д ы, растворимые в нейтральных органических растворителях, в состав которых входят метановые, нафтеновые и ароматические УВ, смолы, асфальтены (выход фракций варьирует от долей процента до 10 % на все дисперсное ОВ);

г у м и н о в ы е к и с л о т ы, извлекаемые (после кислотной обработки) водной щелочью;

н е р а с т в о р и м о е ОВ, прочно связанное с минеральным скелетом осадка (составляет 40—95 %, обычно не менее 80 %).

Кроме указанных компонентов присутствуют различные пигменты (хлорофиллоподные соединения и каратиноиды), липоидоподобные вещества и ряд аминокислот, но все эти соединения составляют лишь небольшую долю от общего количества ОВ в породах.

Основным источником ОВ является автохтонное живое вещество, в котором преобладают планктонные организмы. Фитопланктон благодаря фотосинтезу образует из элементов неорганической среды ОВ, представляющее собой первичный пищевой ресурс, за счет которого непосредственно или косвенно живет вся фауна бассейнов. Между различными организмами существуют активные пищевые цепи, их начальным звеном является это ОВ.

Помимо живого автохтонного вещества осадков в бассейн извне может поступать и аллохтонное ОВ. В питании бассейнов аллохтонным ОВ ведущая роль принадлежит рекам, однако

доля этой органической материи даже во внутренних бассейнах не превышает 2—3 %. По данным О. К. Бордовского, на долю ОВ, поступающего в бассейн с речными водами, приходится в Азовском море около 2,8 %, в Каспийском — около 3 %, в океане менее 1 % от общего количества ОВ в бассейне.

Основной частью ОВ речных вод являются гуминовые соединения, обладающие высокой биологической устойчивостью, в значительной мере преобразованные и обедненные белковыми соединениями. Наряду с ОВ, образовавшимся из животных и растительных остатков, речные воды, размывая почвенный покров и осадочные породы, выносят также глубоко преобразованное ОВ, прочно связанное с минеральными частицами.

Прежде чем попасть в осадок, все живое вещество в морских и океанских бассейнах неизбежно проходит сложные пищевые цепи, подвергается бактериальному воздействию и в результате этого не только убывает количественно, но и перестраивается, что сопровождается существенным изменением его химического состава.

Основную массу вещества исходных живых организмов, как известно, составляют, не считая воды, белки, углеводы, липиды и липоиды (жиры и воски), лигнин. Кроме того, присутствуют в незначительных количествах, но имеют существенное значение пигменты, витамины, смолы.

Белки — это сложные вещества, в состав которых входят углерод, водород, кислород, азот, сера и фосфор. В природных условиях белки легко разрушаются до исходных мономеров и аминокислот. Поэтому в неживой природе вместо высокополимерных соединений белка встречаются обычно их мономерные структурные единицы — аминокислоты. Содержание аминокислот в современных морских осадках составляет примерно 0,5 мг/л. В осадочных породах аминокислоты определены в остатках раковин моллюсков, костей рыб и т. д. Одна часть исконаемых аминокислот связана с полимерами небелкового характера (гуминовыми веществами), другая находится в адсорбированном состоянии. По-видимому, наиболее устойчивы нейтральные аминокислоты, например β-аланин $H_2N—CH_2—CH_2—COOH$.

Основная масса аминокислот разлагается на стадии раннего диагенеза. Разлагаясь, аминокислоты могут образовывать УВ.

Этот процесс был изучен Дж. Эрдманом, который предложил общую схему процесса, включающего реакции декарбоксилирования и восстановительного дезаминирования. По мнению Дж. Эрдмана, в результате подобных процессов могут возникнуть почти все низшие парафины нефтей. Кроме УВ при разложении аминокислот образуется CO_2, а также NH_3, который, вступая в различные реакции, переходит в аммонийные и другие, азотистые соединения.

Углеводы в живом веществе представлены как относительно простыми сахарами, так и полимерами. В почвах, торфах и субаквальных осадках встречаются как моносахариды, так и олигосахариды (раффиноза, сахароза, мальтоза). В сапропелях углеводы составляют около 40 % всего ОВ. В древних отложениях почти нет свободных сахаров, но они присутствуют там в составе полисахаридов. К числу важнейших полисахаридов относятся целлюлоза, а также аминополисахариды, например хитин, важнейший компонент скелета беспозвоночных животных. Остатки хитина в виде аминосахаров встречаются в древних породах вплоть до силурийских граптолитовых сланцев. Содержание аминосахаров в современных отложениях достигает 1 мг/л, а в древних — до 0,1 мг/л [Карцев А. А., 1978].

Липидо-липоидные компоненты живого вещества играют особенно важную роль в образовании нефтей. Из липидов в организмах наибольшее значение имеют жиры, т. е. эфиры, глицериды жирных кислот. Жиры при разложении дают жирные кислоты, составляющие значительную часть живого вещества. В растительном материале на их долю приходится от 5 до 25 %. В глубоководном зоопланктоне их обнаружено около 14 %.

В современных осадках П. Траск нашел жирные кислоты в количестве 0,002—0,006 % на осадок. Небольшое количество насыщенных жирных кислот определяется в осадочных породах вплоть до кембрия.

Образование различных УВ из жирных кислот неоднократно подтверждалось экспериментально [Богомолов Д. И., 1967 г.; Петров А. А., 1967 г. и др.]. Участие жирных кислот в образовании УВ на ранних стадиях формирования осадков, по-видимому, весьма реально. Изучение современных осадков показало, что свободные жирные кислоты разрушаются очень быстро. Даже в молодых современных осадках почти не содержится ненасыщенных жирных кислот, тогда как в водорослях жирные кислоты в большинстве своем являются ненасыщенными. Следовательно, ненасыщенные жирные кислоты представляют наиболее лабильную фракцию жирных кислот и именно с ними в первую очередь можно связать образование предельных УВ.

Работами ряда исследователей (Дж. Купери, Е. Брея и др.) было установлено, что при разложении жирных кислот под действием тепла неизбежно образуются УВ. В простейшем случае R—COOH (R — углеводородный радикал) переходит при нагревании в углеводород RH с выделением CO_2, т. е. идет декарбоксилирование жирных кислот. Однако это только частный случай, так как в то же время происходят и другие реакции, сопровождающиеся образованием как легких, так и тяжелых УВ. Поскольку в осадочных породах встречаются преимущественно жирные кислоты с C_{14}—C_{18}, то их распад приводит к образованию с одной стороны, легких (C_5—C_{13}) и газообразных УВ

(C_1—C_4), а с другой — высокомолекулярных УВ (C_{14}—C_{18}) и более тяжелых.

Интересно отметить тот факт, что при декарбоксилировании жирных кислот по кетонному механизму, сопровождающемуся расщеплением димерных кислот, из димеров кислот с четным числом атомов углерода получаются парафиновые УВ с удвоенным, но нечетным числом атомов углерода в результате потери одного карбоксила. Установлено, что в молодых осадочных образованиях преобладают парафиновые УВ с нечетным числом атомов, в то время как для нефтей отношение парафинов с четным и нечетным числом атомов обычно близко к единице.

Воски, представляющие собой эфиры высокомолекулярных спиртов, — это очень стойкие соединения, которые хорошо сохраняются в породах.

К липидам примыкают растительные смолы и бальзамы, а также УВ живого вещества. Растительные смолы устойчивы, в ископаемом состоянии — это янтарь. Углеводороды (преимущественно метанового типа) в живом веществе обычно встречаются в незначительных количествах. Не совсем ясно — в свободном или в связанном состоянии находятся эти УВ в живых формах. Однако, учитывая их высокую биохимическую устойчивость, можно считать, что они непосредственно аккумулируются в осадках. Но путем подобной прямой «трансляции» в осадки попадает лишь часть УВ, главным образом метановых.

Таким образом, липиды и липоиды вместе с дериватами некоторых других компонентов органических остатков дают начало геолипидам битумоидной фракции осадочных пород, которая, в свою очередь, содержит ряд УВ, типичных для нефтей.

Пигменты в живом веществе количественно занимают небольшое место, но с геохимической точки зрения они интересны, так как обнаруживаются в нефтях в неизмененном виде и в виде своих производных. Пигменты представлены двумя группами: каратиноидами и производными хлорофилла и гемина. Пигменты группы хлорофилла, по-видимому, являются переносчиками биогенного азота из организмов в нефть.

Лигнин образует важнейшую часть вещества древесных высших растений и является высокополимерным соединением. Разрушаясь, лигнин в качестве осколков дает ароматические альдегиды, например ванилин в ископаемой древесине, лигнитах. Из осколков лигнина за счет синтеза идет образование такого важного компонента природного ОВ, как гуминовые кислоты и родственные им соединения.

Условия преобразования органического вещества

Выпавшие на дно в результате седиментации минеральные и органические частицы образуют суспензию, в которой преобладает жидкая фаза — грунтовый раствор. Между отдельными компонентами этой системы осуществляется сложное взаимодей-

ствие, в результате чего существенно изменяются физико-химические свойства осадков, соотношение элементов с переменной валентностью, преобразуется состав жидкой фазы, меняется состав ОВ.

Преобразование ОВ уже в водной толще осуществляется достаточно энергично. А. И. Горская и Е. А. Глебовская в органическом детрите из поверхностных океанических вод обнаружили смолы и асфальтены, УВ не только метановые, но и нафтеновые и ароматические. Таким образом, состав ОВ даже в поверхностных водах характеризуется рядом черт, отличающих его от химического состава живых организмов и сближающих с ископаемой органической материей осадков.

Выпадающее из водной толщи ОВ подвергается дальнейшему преобразованию донным населением бассейнов, для которого оно является источником пищи. Помимо бентоса ОВ активно перерабатывается бактериальным «населением» осадков. В преобразовании ОВ осадков на ранних этапах диагенеза ведущая роль также принадлежит биохимическим процессам. Особенно интенсивно протекают эти процессы в начальные моменты существования осадков — в илах, где имеются для этого благоприятные условия.

Процесс преобразования ОВ, начатый в осадках различными живыми организмами, продолжается и после их отмирания. Благодаря присутствию свободных ферментов, сохраняющихся в осадках после гибели организмов, в отложениях может продолжаться дальнейшее преобразование ОВ под их воздействием.

Разложение ОВ в осадках осуществляется неравномерно. Наиболее интенсивно оно проходит обычно в верхнем слое осадка на глубине 1,5—2 м от его поверхности, а ниже процесс замедляется и протекает менее интенсивно. Это убедительно показано на примере изучения ОВ современных осадков Азовского, Каспийского морей, северной части Индийского океана, Восточной Антарктики и Черного моря. Кроме того, распад ОВ в толще осадков в бассейнах с сероводородным заражением происходит примерно с той же интенсивностью, что и в восстановленных осадках нормально аэрированных бассейнов. На степень распада ОВ оказывают влияние скорость седиментации и возраст осадков.

Таким образом, ОВ, попадая в осадок, продолжает преобразовываться биологическим путем и, являясь главным и единственным источником энергии восстановительного процесса, играет ведущую роль при диагенетическом изменении осадка.

Окислительно-восстановительный потенциал (Eh) и щелочно-кислотные условия среды осадка (pH) определяют соотношение элементов с переменной валентностью, и в зависимости от значения этих показателей происходит локализация или рас-

сеяние элементов. Указанные параметры влияют не только на химические, но и на биологические процессы. В частности, от них зависит соотношение между аэробными и анаэробными микроорганизмами.

Изменение физико-химических условий в осадках находит также отражение в закономерном образовании ряда аутигенных минералов. Различные аутигенно-минералогические формы возникают в определенной последовательности, отображающей напряженность окислительно-восстановительного состояния системы. Наиболее чутко на изменение этого состояния реагируют аутигенные минералы железа. Соотношение между аутигенно-минералогическими формами контролируется в первую очередь количеством ОВ к моменту редукции, которое может быть оценено путем определения затрат на редукцию соединений железа [Страхов Н. М., 1972 г.]. Образование различных аутигенно-минералогических форм железа происходит в строгом соответствии с напряженностью окислительно-восстановительного состояния системы. Изменение же уровня окислительно-восстановительного состояния осадка находится в прямой зависимости от интенсивности распада ОВ. В целом, как подчеркивает Н. М. Страхов, баланс аутигенно-минералогических форм в осадочных образованиях морского происхождения есть функция от количества ОВ, присутствующего в осадке к началу редукции железа. Поэтому, зная содержание в осадках закисных форм железа, можно оценить количество органического углерода ($C_{орг}$), затраченное на их редукцию, а следовательно, и исходную концентрацию ОВ.

Следует указать, что полученные результаты будут несколько занижены, так как некоторая часть ОВ разрушается, не участвуя в редукции, а также расходуется на восстановление других элементов семейства железа и избыточных масс сульфат-иона. Но, как указывает Н. М. Страхов, эти дополнительные количества ОВ весьма невелики в сравнении с расходом ОВ на редукцию железа.

В связи с тем, что для образования различных аутигенных минералов необходим определенный уровень Eh, они возникают в последовательности, отображающей напряженность окислительно-восстановительного состояния системы. Так, лептохлориты образуются при более высоких Eh, чем сидерит, а последний при более высоких Eh, чем пирит. Иными словами, формирование аутигенно-минералогических форм железа в осадках протекает последовательно от лептохлоритов к пириту [Страхов Н. М., 1960 г.].

Минимальные затраты редуцента требуются на образование лептохлоритов, поэтому они и формируются в первую очередь. Пиритообразование начинается не только позже других минералов (по величине Eh), но и протекает гораздо медленнее, так как оно требует наибольших затрат ОВ.

Таким образом, метод, предложенный Н. М. Страховым, дает возможность не только оценить примерную напряженность окислительно-восстановительных процессов, но и определить их емкость, подсчитав количество $C_{орг}$, затраченное на редукцию соединений железа [Страхов Н. М., Залманзон Э. С., 1952 г.].

Органический углерод, заключенный в горных породах, представляет собой остаточный продукт длительного разрушения ОВ. Содержание $C_{орг}$ в породе будет зависеть от исходной концентрации ОВ в осадке и от степени его разрушения в процессе диагенеза и катагенеза. Наиболее общая закономерность распределения ОВ в осадочных образованиях — возрастание его концентрации с увеличением дисперсности отложений. Эта связь, по существу, отражает ведущую роль гидродинамического фактора в процессе седиментации.

Используя метод подсчета количества ОВ, пошедшего на редукцию соединений аутигенных минералов железа и серы, предложенный Н. М. Страховым, можно подсчитать процент потерь ОВ, а также исходную концентрацию ОВ в осадках [Бордовская М. В., 1971 г.].

А. Э. Конторович предлагает метод подсчета количества ОВ, пошедшего на образование летучих продуктов углефикации (C_nH_{2n+2} при $n=1—5$, CO_2, H_2S, NH_3 и H_2O) и битумоидов в процессе катагенеза, на основе которого можно реконструировать исходные концентрации ОВ ($Q_{исх}$) по формуле $Q_{исх}=Q_{ост}+Q_д+Q_к$, где $Q_{ост}$ — современное содержание ОВ в породе, рассчитывается по отношению содержаний $C_{орг}$ в породе и ОВ; $Q_д$ — потери ОВ в диагенезе — определяются по методике Н. М. Страхова и Э. С. Залманзон, уточненной В. А. Успенским, по отношению расхода $C_{орг}$ на редукцию к содержанию его в ОВ на стадии диагенеза; $Q_к$ — потери ОВ на образование летучих компонентов углефикации и битумоидов в катагенезе.

Оценку потерь ОВ в катагенезе можно проводить по методике, разработанной В. А. Успенским и развитой в дальнейшем Е. А. Рогозиной и А. Э. Конторовичем, по формуле $Q_к=Q_{ост}x/(1—x)$, где x — доля ОВ, израсходованная на новообразование летучих продуктов в катагенезе. Значение x, рассчитанные для разных подэтапов катагенеза, приводятся в работах Е. А. Рогозиной.

Битумоиды и преобразование их состава

Битумоиды извлекаются из породы нейтральными растворителями, такими как петролейный эфир, бензол, хлороформ, ацетон, спиртобензол, четыреххлористый углерод, сероводород и др. Битумоиды, извлекаемые разными растворителями, количественно и качественно отличаются друг от друга. Так, хлороформом экстрагируется более восстановленная, нейтральная, по химическому составу наиболее близкая к нефти часть битумоидов, в то время как спиртобензолом извлекаются более

окисленные фракции битумоидов, например смоляные кислоты.

Качественно битумоиды в первую очередь характеризуются разделением их на фракции, основанным на избирательном растворении и селективной адсорбции. Выделяются следующие главные фракции битумоидов:

масла — растворяются в петролейном эфире и адсорбируются силикагелем, состоят в основном из УВ и содержат некоторые другие, главным образом нейтральные органические соединения;

смолы — растворяются в спиртобензоле и адсорбируются силикагелем, состоят в основном из соединений, содержащих кроме углерода и водорода кислород, серу и азот; обычно их разделяют на нейтральные (бензольные) и кислые (спиртобензольные);

асфальтены — растворяются в хлороформе, это кислые азотистые и сернокислые соединения, отличающиеся от смол большой молекулярной массой.

Битумоиды, так же как и нефти, люминесцируют в длинноволновой части ультрафиолетового света. Это свойство позволяет изучать их, не извлекая из породы, с помощью люминесцентной лампы или люминесцентного микроскопа. Установлено, что соотношение битумоидов с вмещающими породами (битуминозные текстуры) бывает различным. Выделяется равномерная битуминозная текстура — в этом случае битумоиды в виде тонкодисперсной массы равномерно распределены в породе. Иногда отмечается четкая дифференциация битумоидов на тяжелые и легкие компоненты, причем легкие компоненты обычно концентрируются в менее плотных участках породы. При неравномерной текстуре порода селективно насыщена битумоидами, они могут концентрироваться по порам и трещинам. Неравномерные текстуры чаще всего характерны для миграционного эпигенетичного битумоида.

Присутствие битумоидов как в современных донных отложениях, так и в ископаемых породах обусловлено прежде всего наличием битумоподобных веществ — липидов — в телах исходных живых организмов. Кроме того, часть битумоидов возникает благодаря новообразованиям в клетках организмов-потребителей липидов при биологической трансформации за счет небитумных компонентов.

Основной составной частью липидов являются УВ. Как битумоиды, так и содержащиеся в них УВ более устойчивы к биологическому окислению компонентами ОВ и благодаря этому могут аккумулироваться в осадках. Бóльшая часть ОВ планктонных организмов (представленная углеводами и белками), после их гибели легко подвергается биологическому окислению. Развивающиеся на базе подобных легкоусваивающихся веществ организмы, в частности микрофлора, трансформируют часть их

в свои клетки, таким образом преобразуя в липиды. Широко известно, что в процессе усвоения в животных организмах из углеводов образуются жиры и жирные кислоты, а при разложении белков бактериями синтезируются жирные кислоты. В свою очередь, жирные кислоты биогенным путем могут преобразоваться в УВ. Следовательно, при биологическом преобразовании ОВ осуществляется не только распад его, но и частично синтез, при котором часть небитумных компонентов может трансформироваться в битумоиды.

Именно путем подобной трансформации из исходного живого вещества, созданного фитопланктоном, возникают липиды, содержащиеся в белках донных организмов. Таким образом, главным источником битумоидов современных, а следовательно, и ископаемых осадков является липидная фракция организмов, населяющих бассейн.

Основным фактором, определяющим битуминозность осадков, как правило, является общее содержание ОВ, и в соответствии с этим между битуминозностью и концентрацией $C_{орг}$ обычно существует прямая связь. Однако наблюдаются отдельные случаи, когда грубодисперсные осадки с малым содержанием ОВ характеризуются битуминозностью, достигающей десятых долей процента. Примером могут служить крупные алевриты Восточной Антарктики. Это обстоятельство следует учитывать при выяснении природы битумоидов ископаемых пород, их сингенетичности или эпигенетичности, поскольку подобная обогащенность битумоидами обычно рассматривается как доказательство его аллохтонной природы.

Весьма важным количественным показателем генерации УВ является не столько абсолютная концентрация битуминозных веществ в породах, сколько относительное содержание битумоидов в ОВ, т. е. битуминизация последнего (битумоидный коэффициент β), $\beta = (C_{бит}/C_{орг}) \cdot 100$, где $C_{бит}$ и $C_{орг}$ — содержания углерода соответственно в битумоиде и породе.

По степени битуминизации ОВ современных осадков находится примерно на уровне ОВ ископаемых пород. В то же время по сравнению с основным источником ОВ осадков — планктоном — оно в несколько раз беднее битумоидом. Например, степень битуминизации ОВ в слабокарбонатных и некарбонатных осадках Каспийского моря постепенно снижается: 7,5 % в песках, 4,8 % в алеврито-глинистых и 6,1 % в глинистых илах. В целом степень битуминизации как в современных, так и в ископаемых осадках находится в обратной связи с концентрацией $C_{орг}$.

Битуминизация ОВ полуископаемых осадков на 15—30 % больше, чем современных осадков тех же бассейнов, что объясняется, по-видимому, прежде всего остаточным накоплением битумоида в результате распада менее стабильного ОВ.

Элементный состав битумоидов. Битумоиды современных

морских отложений, так же как и нефти, состоят в основном из пяти химических элементов: углерода, водорода, азота, кислорода и серы. Причем элементный состав битумоидов характеризуется значительным однообразием и колебания содержаний отдельных элементов укладываются в сравнительно узкие пределы, что объясняется, по-видимому, в первую очередь однообразием исходного ОВ, основным источником которого является планктон. Элементные составы битумоидов и липидной фракции планктона обнаруживают определенное сходство. Отмечается только некоторое увеличение содержания углерода и в меньшей мере водорода, уменьшение содержания гетероатомов в битумоидах.

Групповой состав битумоидов. Преобладающим компонентом группового состава битумоидов современных осадков обычно являются асфальтены (60—70 %), на долю смол приходится 20—30 %, а концентрация масел обычно не превышает 12 %.

В целом, несмотря на прямую генетическую связь битумоидов с липидами исходных организмов как по элементному, так и по групповому составу, битумоиды современных осадков гораздо ближе стоят к аналогичным образованиям ископаемых пород. Основные черты состава битумоидов формируются в стадию седиментогенеза при переходе органической материи в ископаемое состояние.

Сопоставление группового состава битумоидов современных и полуископаемых осадков показывает, что в составе последних доля асфальтенов обычно меньше, а смол и масел — больше. Поэтому битумоиды полуископаемых осадков обычно отличаются более восстановленным составом.

Из органических соединений битумоидов наиболее близки по составу к нефти масла и особенно УВ, составляющие обычно основу этой фракции. В связи с этим изучение образования и эволюции УВ в осадочных отложениях является вопросом первостепенной важности для определения генезиса нефти.

Исследования современных осадков, проведенные В. В. Вебером, О. К. Бордовским, Е. А. Романкевичем и другими учеными в ряде морских бассейнов, показывают, что в изменении группового состава масляной фракции в процессе раннего диагенеза намечаются некоторые общие тенденции. Количество петролейно-эфирных смол, как правило в зрелых отложениях, глубже затронутых диагенезом, уменьшается по сравнению с молодыми осадками. Поэтому фракцию петролейно-эфирных смол, по-видимому, можно рассматривать как основной источник новообразования УВ в стадию раннего диагенеза. При хроматографическом разделении во фракцию петролейно-эфирных смол попадают жирные кислоты, спирты, эфиры и другие вещества. Как было указано ранее, эти вещества могут быть источниками УВ.

Исследования структурно-группового состава масел спектральными методами, проведенные Б. А. Смирновым, не обнаружили принципиальных различий между маслами современных и полуископаемых осадков. Среди УВ в тех и других превалируют метановые и нафтеновые УВ, содержащиеся примерно в равных количествах, ароматические же играют явно подчиненную роль. Среди нафтеновых преобладают полициклические, среди ароматических — моноциклические УВ. Появление нафтеновых и ароматических УВ в современных осадках является важнейшим отличием их от УВ исходных организмов, в которых присутствуют только метановые УВ.

В основных чертах структурно-групповые составы масел современных морских и океанских осадков и нефтей и битумоидов ископаемых пород совпадают. Однако имеется и существенное отличие — в современных осадках практически отсутствуют легкие УВ.

Помимо жидких УВ, входящих в состав масляной фракции битумоидов, в процессе диагенетического преобразования ОВ образуется ряд газообразных продуктов, в том числе и углеводородные газы. Как известно, в континентальных фациях четвертичных осадков происходит процесс образования метана (болотные или иловые газы). Как установлено Н. М. Туркельтаубом, Л. М. Зорькиным, Дж. Хантом и др., в газовой фазе морских современных осадков также присутствует метан, а иногда в малых концентрациях и его гомологи.

В. В. Вебером (1978 г.) проводилось детальное изучение газовой фазы осадков морских и океанских бассейнов, а также осадков лиманов и рек. Так, в углеводородной части газов, извлеченных из осадков Днепровского лимана и дельты и авандельты Дуная, метан резко доминировал и содержание тяжелых УВ по отношению к общей сумме углеводородных газов не превышало 0,003—0,004 %. Образование почти чистого метана в этих случаях следует, по-видимому, связывать с преобладающим в данных фациальных условиях гумусово-аллохтонным исходным органическим материалом.

В газах современных осадков Перуанского района Тихого океана во всех отобранных пробах помимо метана присутствуют тяжелые УВ от этана до гексана включительно. В этом районе пробы газа характеризуются повышенным содержанием тяжелых УВ в общей сумме углеводородных газов (от 0,39 до 8,9 %). Естественно, что исходный органический материал этих осадков является в основном продукцией планктона (водно-автохтонный).

Таким образом, первые проявления двух генетических ветвей образования углеводородного газа (преимущественно метанового или сухого и с повышенным содержанием тяжелых УВ — нефтяного) намечаются уже на стадиях седиментации и раннего диагенеза осадков [Вебер В. В., 1978].

Гуминовые кислоты (вещества)

К соединениям, широко распространенным среди различных природных скоплений ископаемого ОВ, относятся гуминовые вещества, которые встречаются в почвах, торфах, бурых углях, а также во многих осадочных породах и в современных субаквальных осадках.

Гуминовые кислоты донных морских осадков могут иметь двоякое происхождение — автохтонное или аллохтонное. Аллохтонное ОВ в балансе ОВ бассейнов играет сугубо подчиненную роль. Но, учитывая, что седиментации подвергается лишь небольшая часть продуцируемого вещества, аллохтонное и автохтонное ОВ, казалось, могут принимать вполне сопоставимое участие в осадконакоплении.

Работами О. К. Бордовского было установлено присутствие гуминовых кислот в осадках центральных частей океанов, достаточно удаленных от зон влияния терригенного приноса. Кроме того, прямая корреляция биомасс планктона и концентрации гуминовых кислот в донных отложениях Антарктики, где поступление их с материка исключено, свидетельствует о том, что основным источником гуминовых кислот, как и всего ОВ, являются продукты преобразования планктонных организмов.

Гуминовые и фульвовые кислоты — это специфические формы ископаемого ОВ, отсутствующие в живых тканях и неизбежно возникающие на одной из стадий преобразования последних при биологической трансформации органической материи. Для правильного понимания геохимической истории гуминовых кислот необходимо рассмотреть их эволюцию как одну из форм существования ископаемой органической материи, типичной лишь для начальных стадий метаморфизации последней.

На ранних стадиях преобразования ОВ (например, торфяной, буроугольной) гуминовые кислоты обычно составляют существенную его часть. Однако на более поздних стадиях метаморфизма (ближе к каменноугольной) они исчезают как соединения, извлекаемые щелочными растворителями. Подобная эволюция обусловлена не разрушением структуры гуминовых кислот, а прежде всего полимеризацией и превращениями их функциональных групп и, как следствие этого, потерей кислотами способности растворяться в щелочах. Поэтому различия в содержании гуминовых кислот и даже их отсутствие могут быть вызваны не только изначальным характером и условиями преобразования исходного материала, но и степенью его последующего превращения. Образование гуминовых кислот связано с биогенным воздействием на органическую материю и их можно рассматривать в качестве своеобразного шлака биологических процессов, неизбежно возникающего при переходе ОВ в ископаемое состояние.

Одной из наиболее общих закономерностей распределения гуминовых кислот является прямая зависимость их концентрации от общего содержания ОВ в осадках, причем эта зависимость присуща как донным отложениям, так и некоторым ископаемым осадочным породам. Между битуминозностью и содержанием гуминовых кислот в осадках обычно наблюдается прямая связь. Это свидетельствует о том, что гумификация не исключает накопления битумоидов.

В настоящее время нет единого представления о химическом строении гуминовых кислот. Одни исследователи рассматривают их как высокомолекулярные полимерные соединения, другие в основу строения кладут мономерную структуру. Некоторые ученые относят гуминовые кислоты к соединениям ароматической природы [Касаточкин В. И., 1959 г.]. Широкое распространение гуминовых кислот в природе обусловлено тем, что процесс обуглероживания идет по энергетически наиболее выгодному пути, т. е. по пути образования конденсированных ароматических систем [Ларина Н. К., Касаточкин В. М., 1969 г.]. Поэтому появление конденсированных структур углерода можно рассматривать как первый шаг в геохимической истории карбонизированных веществ.

Нерастворимое органическое вещество

Фракция нерастворимого ОВ, составляющая обычно основную часть всего ОВ в осадках и породах, наименее изучена. Нерастворимое ОВ может быть выделено из породы при обработке ее плавиковой кислотой, разрушающей минеральную часть и практически не влияющей на ОВ. Выделенное таким образом нерастворимое ОВ далее подвергают элементному анализу, определению в нем летучего углерода, а также углепетрографическому изучению. Исследования нерастворимых фракций ОВ в осадочных породах главным образом направлены на определение исходного генетического типа нерастворимого ОВ, а также степени его катагенетической превращенности.

Сведений о химическом составе нерастворимого остаточного ОВ современных морских и океанских осадков в литературе мало. Исследования показали, что элементный состав нерастворимого ОВ осадков Индийского океана и Каспийского моря достаточно близок, несмотря на существенные различия в характере бассейнов и разную литологию осадков. Состав нерастворимого ОВ следующий, %: углерода 42,4—66,9; водорода 4,5—6,8; азота 1,4—3,1.

Элементный состав нерастворимого ОВ ископаемых осадочных пород меняется в пределах, характерных для бурых и длиннопламенных углей, а иногда для сапропелитов (углерод 65—80 %, водород 4—10,2 %).

В целом, судя по элементному составу, нерастворимое ОВ донных осадков весьма близко к гуминовым кислотам. По-види-

мому, происхождение нерастворимого ОВ связано прежде всего с образованием соединений типа гуминовых, но обладающих более высокой молекулярной массой. Известно также, что гуминовые кислоты характерны только для определенных стадий метаморфизма ОВ. С переходом к более высоким стадиям они утрачивают способность растворяться и таким путем переходят в группу нерастворимого ОВ. Накопление нерастворимого ОВ, по-видимому, в значительной степени связано с подобным процессом, захватывающим не только гуминовые кислоты, но, вероятно, и другие компоненты ОВ, такие как асфальтены и смолы.

По мнению В. А. Успенского (1966 г.), остаточное ОВ представляет собой высокомолекулярные соединения, принципиально тождественные веществам, составляющим основную массу углей. С этих позиций по аналогии со степенью метаморфизма углей исследованное нерастворимое ОВ современных осадков, судя по элементному составу, в основном отвечает торфяной стадии, в отдельных случаях приближаясь к ранней буроугольной.

Формирование группового состава органического вещества при диагенезе

Различия в групповом составе ОВ разных бассейнов более значительны, чем различия между его составами в современных и полуископаемых осадках одного и того же бассейна. Таким образом, специфика седиментации бассейна в большей степени влияет на групповой состав ОВ, чем последующие изменения его в процессе раннего диагенеза.

Основные черты группового состава ОВ осадочных отложений формируются в стадию седиментогенеза, в дальнейшие диагенетические преобразования ОВ непосредственно зависят от особенностей осадконакопления в бассейнах. Как показали исследования В. В. Вебера, фациальный состав осадков оказывает большое влияние на преобразование ОВ в процессе диагенеза, которое проходит в основном в двух направлениях. Одно из них обусловлено периодической сменой восстановительных условий осадконакопления окислительными и, наоборот, при водно-автохтонной (планктоногенной) природе исходного органического материала. Здесь происходит новообразование УВ в восстановительной обстановке и замедление этого процесса — в окислительной. Второе направление характерно для отложений с преобладающим гумусово-аллохтонным ОВ и устойчиво окислительной средой осадка. Увеличение доли битумоида в ОВ (битумоидного коэффициента) здесь происходит в результате окисления ОВ. Именно в этих случаях отмечается так называемая закономерность Успенского — Вассоевича, сущность которой заключается в том, что с уменьшением содержания ОВ увеличивается степень его битуминизации. Явления новообразо-

вания УВ наблюдаются здесь лишь в тех случаях, когда окислительная обстановка осадкообразования сменяется восстановительной, происходит увеличение содержания УВ в битумоиде [Вебер В. В., 1978]. Дальнейшее затухание биохимических процессов, охватывающее обводненную толщу осадков, приводит к тому, что преобразование ОВ замедляется и на этом этапе, по сути, завершается диагенетическая стадия его превращения.

Дальнейшее преобразование ОВ связано с переходом отложений в иные термодинамические условия при их погружении. Осадки теряют жидкую фазу, литифицируются и переходят в ископаемые породы. Температура и давление здесь уже выступают как главные агенты дальнейшего преобразования ОВ, и начинается катагенетическая стадия его преобразования.

Совместно с жидкой фазой из осадочных образований мигрирует часть органических соединений, включающих жидкие и газообразные УВ. По мнению В. В. Вебера, за счет миграции этих УВ могут сформироваться промышленные скопления газа и нефти. В качестве примера им приводятся плейстоценовые отложения Луизианского шельфа, где обнаружен нефтяной песок в скважине у о-ва Пеликан-Айленд на глубине 681 м (П. Смит). Кроме того, в перспективном округе Корабельная Мель продуктивные горизонты плейстоцена залегают на глубине 1250 м. Еще одним примером может служить нефтяная залежь в горизонте XVII окобыкайской свиты месторождения Колендо, где на основании изучения постседиментационных изменений акцессорных минералов миоценовых песчаников Северного Сахалина Р. М. Юркова оценивает продолжительность первой фазы образования этой залежи 1—3 млн. лет, что соответствует в данном случае погружению осадков на глубину около 900 м.

Таким образом, к началу катагенетической стадии состав ОВ будет существенно различаться для разных отложений в зависимости от степени диагенетических изменений. Это соответственно будет влиять как на состав, так и на интенсивность образования УВ на стадии катагенеза, в том числе и на соотношение в них газообразной и жидкой фаз.

Большая роль принадлежит диагенетическим преобразованиям ОВ при газообразовании. Как было показано, на стадии диагенеза за счет биохимических процессов образуется большое количество не только метана, но и других газов (C_2—C_5) как нормального, так и изостроения. Причем интенсивность новообразования УВ от C_2 тем выше, чем больше содержится сапропелевого ОВ в осадках. Таким образом, за счет газов, образующихся на стадии диагенеза, по-видимому, вполне могли сформироваться промышленные скопления.

Ф. А. Алексеев (1977 г.) на основании изотопных исследований углерода показал, что уже на глубинах в несколько десятков метров ниже первого водоупора процессы генерации УВ

превалируют над процессами окисления и происходит накопление биохимического метана. Судя по изотопному составу, за счет биохимического метана сформировались такие крупные местоскопления газов, как Северо-Ставропольское, Тахта-Кугультинское, Прасковейское и др.

§ 2. КАТАГЕННОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Катагенез — наиболее длительная стадия в геохимической истории преобразования ОВ осадочных пород, которая наступает после диагенеза и предшествует метаморфизму. При погружении осадков на глубину под действием температуры и давления, а также каталитического влияния вмещающих пород меняется как общий баланс рассеянного ОВ, так и состав его отдельных компонентов. Как указывает В. А. Успенский, процесс преобразования ОВ в зоне катагенеза состоит только в потере массы без привноса каких-либо элементов извне.

Для катагенной стадии в истории преобразования ОВ можно выделить два типа процессов: глубокие и направленные изменения физико-химических свойств и химической структуры ОВ в целом, и УВ в том числе и эмиграция веществ, в том числе продуктов катагенного превращения ОВ, таких как УВ, диоксид углерода, аммиак, сероводород и т. п.

Общей направленностью изменений ОВ в катагенезе является обогащение его углеродом и перераспределение водорода и особенно гетероэлементов — азота, серы и кислорода. Диспропорционирование водорода под влиянием температуры, давления и катализа приводит к увеличению доли битумоидов в рассеянном ОВ осадочных пород.

Общий ход преобразования ОВ под влиянием катагенных факторов хорошо известен для углей. Изучение соответствующих изменений дисперсных органических компонентов осадочной толщи пока в значительной мере проводится только по аналогии с углями. Однако процессы катагенеза осадочных органических образований имеют свои особенности, зависящие от состава исходного ОВ, степени его дисперсности, а также от литолого-фациальных условий. Следовательно, полной аналогии между углями, представленными гомогенными массами, и дисперсным ОВ провести нельзя. Кроме того, следует различать детритовое и микродисперсное ОВ. Первое при прочих равных условиях изменяется медленнее, чем второе. По некоторым данным, процессы карбонизации ОВ быстрее идут в аргиллитах, чем в песчаниках. Вероятно, здесь играют роль контактно-каталитические процессы с участием глинистых минералов [Карцев А. А., 1978].

Для определения степени катагенной превращенности ОВ осадочных пород используется шкала И. И. Амосова, при

построении которой учитываются элементный состав нерастворимой фракции ОВ и другие его характеристики, закономерно изменяющиеся в зоне катагенеза. В тех случаях, когда в породах присутствуют углистые включения типа витринита, такой характеристикой могут служить отражательная способность и показатель преломления витринита. Установлено, что молекулярная перестройка углей, и в частности витринита, происходит под влиянием температуры, что сказывается на отражательной способности витринита. В связи с этим витринит может быть использован как «максимальный термометр», созданный самой природой в осадочных породах [Амосов И. И., 1975 г.]. По отражательной способности витринита можно приближенно судить о максимальных температурных воздействиях на породы и, таким образом, определять стадии литификации осадочных пород, а следовательно, и степень катагенной превращенности заключенного в них рассеянного ОВ (табл. 12). Наиболее распространенной шкалой катагенных преобразований является схема Н. Б. Вассоевича, по которой выделяются три этапа: прото-, мезо- и апокатагенез (ПК, МК и АК).

Как уже указывалось, в процессе погружения пород происходит дальнейшая углефикация нерастворимой части ОВ, которая выражается в возрастании содержания углерода, изменении состава ароматических УВ, степени ассоциированности и других параметров. По данным французских исследователей, катагенное изменение нерастворимой части дисперсного ОВ происходит следующим образом: при нарастании температуры и давления отмечается снижение величины соотношения водородных и углерод-кислородных связей; вначале увеличивается, а затем уменьшается соотношение содержаний углеводородных и кислородсодержащих продуктов пиролиза; происходит упорядочение пространственного расположения ароматических ядер, что установлено с помощью микродифракции электронов и т. д. [Tissot B., 1977 г.].

При катагенезе происходит дальнейшая дифференциация ОВ, начавшаяся в диагенезе,— продолжается процесс диспропорционирования водорода и накопление, с одной стороны, глубокоуглефицированной материи (керогена), а с другой — восстановленных битумоидных компонентов, в том числе жидких и газообразных УВ. В то же время этот процесс сопровождается перераспределением вновь образующихся миграционноспособных компонентов внутри материнской толщи, а также эмиграцией наиболее подвижных компонентов.

Процесс изменения битумоидов в катагенезе заключается в следующем. По мере погружения осадочных пород битумоиды становятся менее кислыми, теряют гетероэлементы, в них возрастает содержание масел и уменьшается количество смолисто-асфальтеновых веществ. В маслах повышается содержание УВ.

Таблица 12

ГРАНИЦЫ ПОСТДИАГЕНЕТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД ПО ШКАЛЕ ОТРАЖАТЕЛЬНОЙ СПОСОБНОСТИ ВИТРИНИТА

Приближенные границы этапов изменений осадочных пород				Стадии термогенетического изменения витринита				Стадии углефикации	
По зарубежным данным	По Н. М. Страхову, 1957 г.	По Н. Б. Вассоевичу, 1962 г.		Основные процессы		Обозначения [Аммосов И. И. и др., 1951 г.]	Границы R^0, % [Аммосов И. И. и др., 1964 г.]		
Диагенез	Эпигенез	Катагенез:	протокатагенез	Дегидратация		O_1	0,3	$Б_1$	Бурые угли
						O_2	0,4	$Б_2$	
						O_3	0,5	$Б_3$	
			мезокатагенез	Термогенетические превращения осадочных пород под действием тепловых потоков недр:	низкие	I	0,65	Д	Каменные угли
						II	0,92	Г	
						III	1,15	Ж	
					средние	IV	1,60	К	
						V	2,00	КО	
						VI	2,50	Т	
	Ранний метаморфизм		апокатагенез		высокие	VII	3,50	ПА	Антрациты
						VIII	4,00	А	
						IX	5,50	АС	
Метаморфизм	Метаморфизм	Метагенез				X			Графиты

Весьма важным моментом является диагностика сингенетичных (автохтонных) и эпигенетичных миграционных (аллохтонных) битумоидов. Основным показателем наличия эпигенетичных битумоидов в породах служат высокие значения битумоидных коэффициентов. Н. Б. Вассоевич предложил пользоваться специальным графиком зависимости между битумоидным коэффициентом β и содержанием $C_{орг}$ (рис. 86). По закономерности Успенского — Вассоевича при сингенетичной битуминозности между β и $C_{орг}$ существует обратная связь. На графике выше и правее границы распространения автохтонных битумоидов попадают лишь образцы, содержащие паравтохтонные (перемещенные внутри нефтематеринской толщи) и аллохтонные битумоиды.

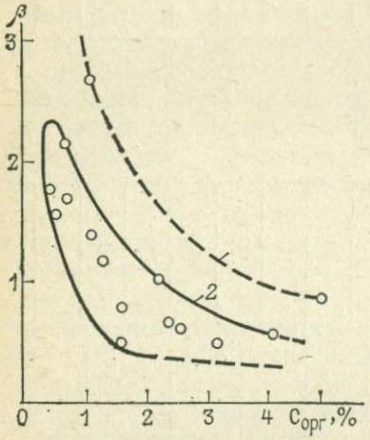


РИС. 86. СООТНОШЕНИЕ БИТУМОИДНОГО КОЭФФИЦИЕНТА β И СОДЕРЖАНИЯ $C_{орг}$ В ПОРОДЕ (ПО Н. Б. ВАССОЕВИЧУ)

1 — граница распространения автохтонных битумоидов; 2 — линия, ограничивающая их основное поле

Увеличение доли битумоидов в составе ОВ пород в процессе катагенеза, в свою очередь, сопровождается новообразованием УВ. Исследования, проведенные Н. Б. Вассоевичем, Ю. И. Корчагиной, Дж. Хантом, Э. Бреем и Э. Эвансом, показали, что содержание легких УВ в осадочных породах выше, чем в современных морских осадках. По-видимому, в результате термокаталитических превращений ОВ происходит образование газообразных и жидких УВ в достаточно больших количествах.

Вопросу интенсивности образования УВ в стадию катагенеза посвящен ряд работ Н. Б. Вассоевича, А. Э. Конторовича, С Г. Белецкой и др. По данным этих авторов, максимальная генерация УВ под влиянием термокаталитических процессов падает на начальную стадию мезокатагенеза. Катагенное преобразование ОВ пород способствует не только новообразованию УВ, но и качественному изменению первичных УВ. Для метано-нафтеновых УВ характерно увеличение содержания насыщенных структур, а для нормальных алканов и изоалканов — сокращение доли цикланов. Нафтено-ароматические УВ, образовавшиеся в катагенный период, обычно бывают моноциклическими.

Превращение унаследованных нафтено-ароматических УВ в катагенный период осуществляется по пути их ароматизации вследствие дегидрогенизации нафтено-ароматических компонентов [Корчагина Ю. И., Четверикова О. П., 1976 г.]. Значительный интерес вызывают изменения в содержании и составе

парафиновых УВ. Общее содержание нормальных парафинов (C_{11}—C_{41}) в битумоидах растет при катагенезе на стадиях от $ПК_3$ до МК, а затем падает — идет обособление цепочечных радикалов и потеря их за счет эмиграции [Шиманский В. К., 1976 г.].

Гуминовые кислоты, как уже было сказано, имеют сложное строение. Их отдельные боковые цепи представляют собой радикалы CH_3, C_2H_5 и другие, а также иные функциональные группы, включающие углерод, кислород, водород и азот. Под действием температуры происходит распад этих веществ и,

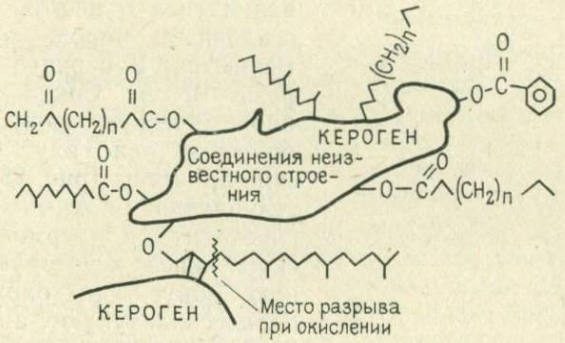


РИС. 87. СХЕМА СТРОЕНИЯ КЕРОГЕНА [БЕРЛИНГЕМ А., 1969 г.]

в частности, отрыв боковых цепей с образованием различных, преимущественно легких УВ.

Источником УВ может быть и остаточное ОВ (кероген). На рис. 87 показана примерная структура керогена. Помимо основной его части, строение которой еще мало изучено, имеются боковые кислотные, эфирные, изопреноидные и другие группы, обрыв или распад которых приводит к образованию разнообразных УВ.

Таким образом, источником для термического или термокаталитического образования газообразных и легких жидких УВ в осадочных породах является в основном липидная фракция ОВ, ее жирные и другие, органические кислоты. Кроме того, источником преимущественно ароматических УВ могут служить гуминовые вещества.

§ 3. ЗОНАЛЬНОСТЬ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

Известно, что процесс преобразования рассеянного ОВ пород идет неравномерно. В ряде случаев различные этапы преобразования ОВ характеризуются преимущественной генерацией газообразных или жидких компонентов.

И. М. Губкин наметил основные этапы нефтеобразования: «...вслед за относительно кратковременным периодом биохими-

ческой переработки наступает неизмеримо более длительный геохимический период регионального метаморфизма, протекающего синхронно с метаморфизмом окружающих пород. Основными факторами в этом метаморфизме являются: 1) давление вышележащих масс, а также газов, 2) температура и 3) время [Губкин И. М., 1975 г., с. 384].

Впервые вертикальная зональность нефтегазообразования была выявлена В. А. Соколовым (1948 г.), установившим, что физико-химические условия, определяющие интенсивность и направленность процессов образования газа и нефти, по разрезу осадочных пород, значительно меняются. В верхней части разреза В. А. Соколов выделил биохимическую зону, где наиболее активно идут биохимические процессы (рис. 88). По мере углубления биохимическая зона переходит в термокаталитическую через некоторую переходную зону, где биохимические процессы затухают, а термокаталитические идут еще очень медленно. Здесь находится как бы минимум интенсивности нефтегазообразования.

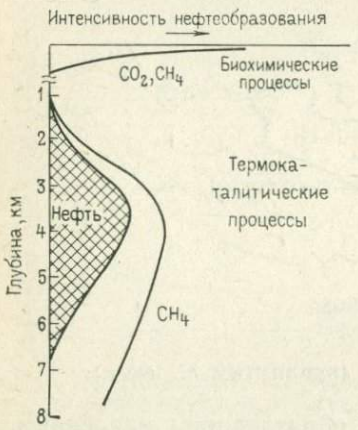


РИС. 88. ОБЩАЯ СХЕМА ВЕРТИКАЛЬНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ [СОКОЛОВ В. А., 1971]

Термокаталитическая зона (по В. А. Соколову, основной производитель нефти и углеводородных газов) охватывает всю часть разреза глубже 1 км и подразделяется на верхнюю, или нефтегазовую, и нижнюю, или метановую, подзоны. Глубина этих зон, постепенно переходящих одна в другую, зависит от геотермического градиента.

Наиболее активно биохимические процессы идут в верхних слоях отложений. Бактерии и их ферменты перерабатывают здесь все вещества, на которые они способны воздействовать. Остаются лишь те органические соединения, которые бактериями не усваиваются. По мере погружения и перехода в термокаталитическую зону осадочных пород развиваются и с постоянно растущей скоростью идут химические процессы преобразования ОВ с продуцированием углеводородных и других газов. На разных уровнях термокаталитической зоны характер реакций и масштабы образований УВ неодинаковы в связи с изменением температуры и давления по разрезу. На следующей стадии с увеличением глубины при длительном воздействии повышенной температуры происходит более полный распад углистых и других ОВ, а также УВ и гетероциклических соеди-

нений нефти. Накапливаются углерод, метан и наиболее устойчивые полициклические соединения [Соколов В. А., 1971].

Н. Б. Вассоевич предложил несколько отличающуюся схему зональности процессов нефтегазообразования: в зоне катагенеза по мере погружения вначале формируются скопления газа, затем нефти, а в позднем катагенезе — газоконденсата. В 1967 г. Н. Б. Вассоевичем было введено понятие о главной фазе нефтеобразования — этапе в геохимической истории погружающейся осадочной толщи, находящейся в условиях температур и давлений, при которых в составе рассеянного ОВ пород наиболее энергично происходит новообразование битумоидов, в том числе УВ.

А. Э. Конторович предложил схему вертикальной зональности нефтегазообразования на примере отложений Западной Сибири и выделил зону развития процессов нефтеобразования над главной зоной нефтеобразования Н. Б. Вассоевича в интервале глубин от 1200 до 2000 м. Основная масса газов, по его мнению, образуется на глубинах менее 1400 м. Б. Тиссо (1975 г.) в своей схеме нефтегазообразования практически не выделяет биохимическую зону (диагенетическую), по его мнению, основная генерация газа происходит на глубинах более 3 км. Кроме того, он считает, что главная зона нефтеобразования для нефтематеринских пород разного возраста будет иметь различную глубину (рис. 89). Максимумы нефтеобразования на схемах А. Э. Конторовича и Б. Тиссо совпадают и приходятся на глубины около 2,5 км.

Схема нефтегазообразования, предложенная В. В. Вебером (1978 г.), принципиально отличается от описанных выше (рис. 90). Максимум генерации нефти и газа, по мнению В. В. Вебера, приурочен к диагенетической стадии преобразования ОВ, и на глубинах от 3 до 4 км нефтеобразование практически прекращается, а газообразование значительно ослабляется. В ряде случаев завершение процесса нефтеобразования с формированием промышленно нефтеносных пород происходит в пределах диагенетической зоны или в условиях осадков, не испытавших катагенных изменений.

Принципиально разные представления, по которым главная роль в нефтегазообразовании отводится или начальным этапам преобразования ОВ (диагенезу), или последующему термокаталитическому этапу (катагенезу), по существу, охватывают все возможные пути трансформации органических соединений в земной коре. Однако преувеличение роли процесса катагенеза при недооценке всей предыдущей истории развития ОВ — диагенетической стадии — представляется необоснованным. При изучении такого глобального явления, как нефтегазообразование в земной коре, необходимо детальное рассмотрение всех этапов геохимической истории преобразования ОВ в осадочных породах.

Процессы генерации УВ начинаются еще на ранних этапах преобразования ОВ и продолжаются в течение всей его последующей геохимической истории. Таким образом, образование

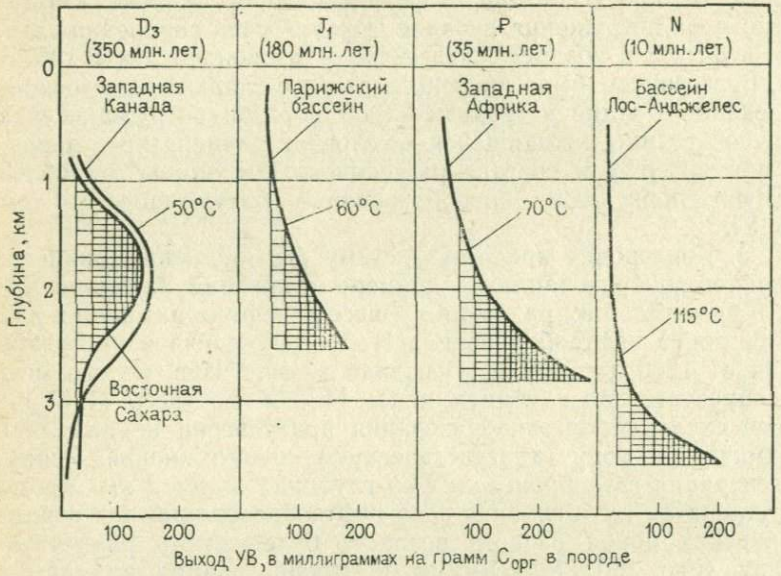


РИС. 89. ГЛУБИНА ГЛАВНОЙ ЗОНЫ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В МАТЕРИНСКИХ ПОРОДАХ РАЗНОГО ВОЗРАСТА (ПО Б. ТИССО)

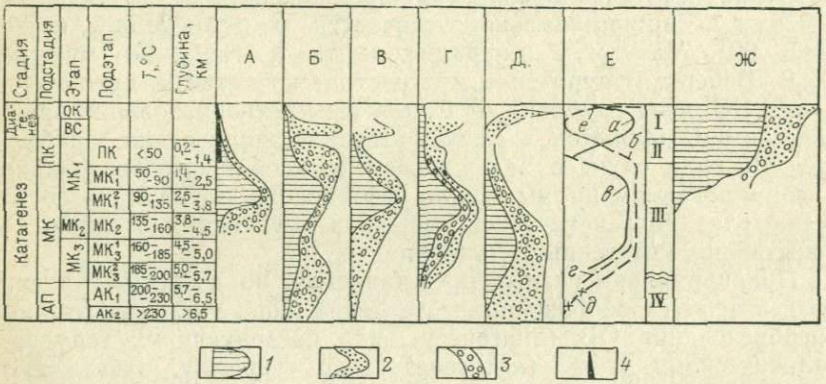


РИС. 90. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ЗОНАЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ В СТРАТИСФЕРЕ [ЕРЕМЕНКО Н. А., ТВЕРДОВА Р. А., 1980 г.]

А — по Б. Тиссо (1971 г.); Б — по А. Э. Конторовичу (1976 г.); В — по Г. Кульбицкому (1973 г.); Г — по Н. Б. Вассоевичу (1975 г.); Д — по В. А. Соколову (1965 г.); Е — по Ф. А. Алексееву (1973 г.); Ж — по В. В. Веберу (1978 г.)

1 — интенсивность нефте- и газообразования; *2* — метан; *3* — жидкий газ; *4* — углеводороды, унаследованные от исходного органического материала.

Зоны преобразования ОВ: *I* — биохимическая, *II* — переходная (подзона), *III* — термокаталитическая; *IV* — высокотемпературная каталитическая зона разложения высокомолекулярных УВ.

Кривые: *а* — CH_4, *б* — CH_4+гомологи; *в* — нефть, *г* — газоконденсат, *д* — CH_4 глубинный, *е* — CO_2

промышленных скоплений УВ может быть связано как с биохимической зоной преимущественного газообразования, так и с термокаталитической зоной нефте- и газообразования. Безусловно, все эти процессы должны изучаться на фоне геологической истории развития того или иного региона.

Как указывает А. А. Бакиров, процессы активизации нефтегазообразования из захороняемого в осадке ОВ зависят от ряда факторов: природы ОВ, геотермического градиента, продолжительности геологического времени воздействия температуры и давления на исходное ОВ и др. Наряду с указанными факторами эти процессы в значительной степени зависят также от особенностей и режима тектонических движений. По-видимому, при прочих равных условиях температура и давление, которые будут воздействовать на породы и заключенное в них ОВ, будут весьма различны для складчатых и платформенных областей. Факторы, определяющие условия возникновения и развития процессов нефтегазообразования, детально рассмотрены в первой части книги.

Глава XII

ГЕОХИМИЯ НЕФТИ

Нефти — это сложные природные подвижные смеси, состоящие в основном из УВ. Все нефти содержат один и тот же ряд соединений и различаются по содержанию отдельных компонентов. Если сравнивать составы нефти и рассеянного ОВ, то можно сказать, что нефть — это совокупность некоторых, менее полярных, в основном углеводородных веществ, составляющих очень небольшую долю в ОВ пород. Геохимическая история нефтей очень сложна, состав нефтей, стремясь к термодинамическому равновесному состоянию, постоянно меняется. Даже в залежах происходит преобразование нефти под действием как катагенных, так и гипергенных факторов.

Поэтому, рассматривая процессы образования нефтяных УВ, эмиграции их из материнских толщ и аккумуляции в залежах, а также процессы дальнейших термодинамических превращений нефтей, можно говорить об «эволюции УВ».

§ 1. СОСТАВ НЕФТЕЙ

Изучение химического и изотопного состава нефтей имеет очень большое значение для понимания геохимических процессов превращения нефтей в земной коре.

При исследовании нефтей определяют: элементный химический состав нефтей, групповой состав, т. е. содержание в нефтях различных классов или групп соединений, индивидуальный химический состав отдельных соединений и изотопный состав нефтей.

Всего из нефти выделено и идентифицировано более 800 индивидуальных соединений. Наиболее детально изучена нефть местоскопления Понка-Сити в штате Оклахома (США), которая исследовалась американским ученым Ф. Россини с сотрудниками в течение 30 лет [Rossini F., 1960 г.]. В результате в этой нефти было выделено несколько сотен индивидуальных соединений и отработаны методы изучения группового и элементного состава нефтей.

Элементный состав нефти наиболее хорошо изучен. Содержание углерода составляет 83—89 %, водорода 12—14 %. Максимальное содержание остальных трех элементов (кислород, сера и азот), часто объединяемых под названием «кислородной группировки», может в сумме доходить до 8 % (главным образом за счет серы), но обычно оно гораздо меньше.

Большой интерес для выяснения геохимической истории нефтей представляет изотопный состав нефтей, т. е. соотношение в них изотопов углерода, водорода, серы и азота. Наиболее изучены соотношения стабильных изотопов углерода ^{12}C и ^{13}C, водорода ^{1}H (протия) и ^{2}H (дейтерия Д), серы ^{32}S и ^{34}S, азота ^{14}N и ^{15}N. По имеющимся данным, отношения масс различных изотопов в нефтях составляют: $^{12}C/^{13}C$ 91—94, Н/Д 3895—4436, $^{32}S/^{34}S$ 22—22,5, $^{14}N/^{15}N$ 273—277.

Изотопный состав отдельных элементов нефтей меняется в следующих пределах, ‰ [Галимов Э. М., 1974 г.]: $\delta^{13}C$ от —22 до —38; $\delta^{34}S$ от —22 до +26; $\delta^{15}N$ от 2 до 13; $\delta^{2}H$ от 1 до 13.

Различные компоненты одной и той же нефти имеют неодинаковый изотопный состав элементов. Низкокипящие фракции характеризуются облегченным изотопным составом углерода. Начиная с температуры кипения выше 100 °С, при дальнейшем повышении температуры содержание тяжелого стабильного изотопа углерода постепенно снижается, однако выше 450 °С отношение $^{13}C/^{12}C$ снова растет.

Различия в изотопном составе наблюдаются и для отдельных классов соединений (например, ароматические УВ в общем богаче изотопом ^{13}C, чем парафины) и даже для отдельных индивидуальных соединений.

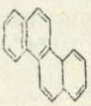
Групповой углеводородный состав нефтей

Основными компонентами нефти являются метановые (парафиновые), нафтеновые и ароматические (арены) УВ, находящиеся в нефти в жидком, растворенном и твердом состояниях (табл. 13). Присутствуют также УВ смешанного строения.

Парафиновые УВ общей формулы C_nH_{2n+2} (пентан C_5H_{12}, *гексан* C_6H_{14}, *гептан* C_7H_{16} и т. д.) часто являются основной составляющей нефтей. Так же, как и всем органическим соединениям, парафиновым УВ свойственно явление изомерии.

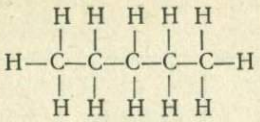
Таблица 13

КЛАССЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЯХ

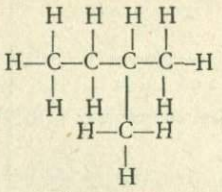
Класс углеводородов	Гомологический ряд	Структура	Число идентифицированных индивидуальных соединений*
Нормальные парафины (*н*-алканы)	C_nH_{2n+2}		45
Парафины изостроения (изоалканы)	C_nH_{2n+2}		88
Нафтены моноциклические	C_nH_{2n}		89
бициклические	C_nH_{2n-2}		25
три- и полициклические	$C_nH_{2n-4\ (6,8)}$		9
Арены моноциклические	C_nH_{2n-6}		57
бициклические	$C_nH_{2n-12\ (14)}$		57
трициклические	$C_nH_{2n-14\ (16)}$		21
полициклические	C_nH_{2n-21}		10
Нафтено-ароматические	C_nH_{2n-8} и др.		24

* По М. А. Бестужеву.

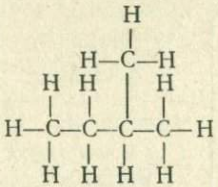
Пентан, например, встречается в виде трех изомеров — пентана, изопентана и неопентана:



н-Пентан



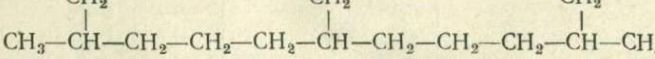
Изопентан



Неопентан

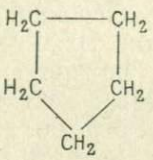
Изомеры легких метановых УВ (до C_{10}) по некоторым свойствам значительно отличаются друг от друга. Например, разница между температурами кипения бутана и изобутана составляет 10 °С. По мере увеличения молекулярной массы УВ и числа изомеров различия в температурах их кипения сглаживаются. Тем не менее каждый изомер характеризуется своими физическими и химическими свойствами. Поскольку в нефтях местоскоплений изомеры парафиновых УВ, так же как и изомеры УВ других классов, присутствуют в разных соотношениях, то почти каждая нефть в отдельной залежи обладает индивидуальными свойствами и составом. Обычно нефть содержит главным образом два-три десятка индивидуальных нормальных и изомерных УВ, остальные УВ присутствуют в незначительных количествах.

Парафиновые УВ в отношении индивидуального состава изучены лучше других УВ. Особый интерес для геохимии нефти представляют изопреноидные УВ, обладающие специфической структурой, характерной для биохимических компонентов. Критерием для отнесения УВ к изопреноидному типу служит правильное чередование метильных групп в основной углеводородной цепи независимо от числа атомов углерода в молекуле [Петров А. А., 1974 г.]:

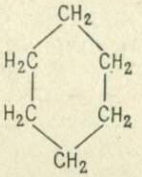


Всего в нефтях идентифицировано уже более 24 изопреноидов. Содержание их в различных нефтях нередко составляет несколько процентов (до 9 %). В наибольших концентрациях встречаются фарнезан $C_{15}H_{32}$, пристан $C_{19}H_{40}$, фитан $C_{20}H_{42}$.

Нафтеновые УВ содержатся в нефтях в значительных количествах, они представляют собой УВ циклического строения (см. табл. 13). Нафтены состоят из нескольких групп CH_2, соединенных между собой в замкнутую систему. В нефти содержатся преимущественно нафтены, состоящие из пяти или шести групп CH_2. Это циклопентан и циклогексан — наиболее специфические соединения для нефтей:



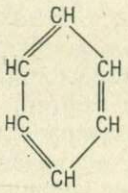
Циклопентан



Циклогексан

Такими же типичными нефтяными УВ являются нафтены с мостиковым сочленением колец, например пенталан, адиалитан и их гомологи.

Ароматические УВ достаточно широко представлены в нефтях. Эти УВ имеют циклическое строение, простейший их представитель — бензол C_6H_6, состоящий из шести групп CH:



Бензол

Водород в каждой группе CH может быть заменен метильными или другими радикалами. Таким путем образуются УВ, имеющие в своем составе бензольные кольца с одним или несколькими углеводородными радикалами, с прямыми и разветвленными цепями.

Следует отметить, что высокомолекулярная часть нефти (от 20 до 50 %) состоит главным образом из УВ смешанного строения, т. е. в них ароматические и нафтеновые кольца сочетаются с парафиновыми цепями.

Специфическую часть нефтей образуют твердые УВ, находящиеся в кристаллическом состоянии — парафин и церезин. Общее содержание твердых УВ в нефтях различно, обычно оно составляет 10—15 %, но иногда бывает и значительно выше (до 40 %). В основном твердыми веществами являются парафи-

новые УВ, из них только УВ от C_6 до C_{15} представляют собой жидкости (при комнатной температуре). В твердом состоянии могут находиться некоторые полинафтены и в небольшом количестве арены.

Методы исследования нефтей

Определение содержания и состава многочисленных УВ нефти связано с большими трудностями. При исследовании нефтей их прежде всего разделяют на фракции, отличающиеся по температурам кипения: бензино-лигроиновую (выкипает при температуре от нескольких десятков градусов до 200 °С), керосино-газойлевую (200—300 °С), солярную (300—350 °С) и смолистый остаток. Средний состав нефти, по данным М. А. Бестужева, показан на рис. 91.

РИС. 91. СРЕДНИЙ СОСТАВ НЕФТИ (ПО М. А. БЕСТУЖЕВУ)

Детальное изучение отдельных фракций нефтей и прямое определение индивидуальных УВ в них стало возможным только благодаря комплексному использованию новейших методов газожидкостной хроматографии в сочетании с масс-спектрометрией, инфракрасной спектроскопии и других физико-химических методов.

Газовая и газожидкостная хроматография в настоящее время являются основными методами, применяющимися при исследовании нефтей. Разработана серия специальных приборов — хроматографов как в СССР, так и за рубежом. Метод основан на разделении углеводородных смесей в колонках в динамических условиях. В результате получают хроматограмму, состоящую из ряда пиков, каждый из которых характеризует количество компонента или группы компонентов. Время выхода каждого компонента является строго постоянной величиной. Определяя время, прошедшее с момента подачи пробы до выхода компонента из колонки, можно качественно расшифровать хроматограмму. На рис. 92 показана расшифровка хроматограммы индивидуального углеводородного состава бензинов (C_6, C_7, C_8, C_9).

Масс-спектрометрический метод применяется для анализа углеводородных газов и паров жидких УВ и для изучения изотопного состава вещества [Соколов В. А., 1970]. Сочетание газожидкостной хроматографии с масс-спектрометрией дает значительный эффект при исследовании углеводородного состава нефтей.

К оптическим методам исследования относятся инфракрасная и ультрафиолетовая спектроскопия, методы ком-

бинационного рассеяния света, методы определения показателя преломления и оптической активности.

Для исследования состава и строения УВ определяются их спектры поглощения в ультрафиолетовой и инфракрасной областях. Наибольшее значение ультрафиолетовая спектроскопия имеет при анализе ароматических соединений. В инфракрасной области полосы поглощения характеризуют не только молекулы в целом, но и отдельные группировки и структурные элементы внутри молекул. Имеют свои характерные полосы с определенными максимумами поглощения такие группы, как CH_3, CH_2, соединения с двойными связями, связи С—С и С—Н. При помощи инфракрасных спектров можно определить в анализируемом образце изомерные УВ и УВ различных рядов.

Определив показатель преломления отдельных фракций УВ с помощью рефрактометра, можно вычислить их плотность и

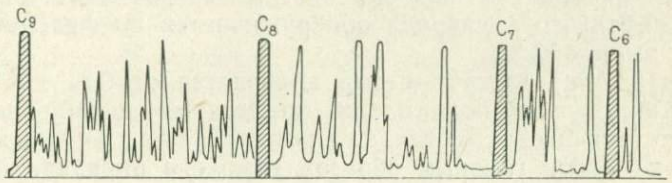


РИС. 92. ХРОМАТОГРАММА СОСТАВА БЕНЗИНА [СОКОЛОВ В. А., 1970 г.]

молекулярную массу. Эти величины характеризуют особенности состава вещества — число групп CH_2, двойные и тройные связи и т. п.

В настоящее время получил широкое распространение метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР) — резонансный эффект изменения намагниченности вещества, который обнаруживают по возникновению электродвижущей силы индукции в катушке, окружающей образец исследуемого вещества. Спектр ЯМР дает информацию о структуре соединения, о его химической природе, пространственном расположении и числе атомов водорода в функциональной группе молекул, о характере реакций, так как можно быстро определить наличие или отсутствие основных функциональных групп и количество различных веществ.

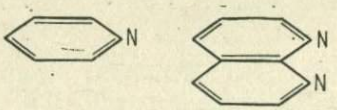
Гетероэлементы в нефтях

Помимо УВ в нефтях присутствуют, главным образом в смолистом остатке, сложные высокомолекулярные углеводородные вещества, содержащие кроме углерода и водорода такие элементы, как кислород, серу, азот и некоторые металлы (ванадий, никель и др.). Эти вещества являются производными УВ, в которых одна группа или ряд групп заменены атомами кислорода, серы и других элементов.

Смолисто-асфальтеновые вещества представляют собой конденсированные циклические структуры, в состав которых входят ароматические и нафтеновые кольца с боковыми цепями и гетероатомами (кислородом, серой, азотом и др.). Отдельные конденсированные кольца соединяются между собой простыми цепочками или гетероатомами. Содержание собственно смол в нефтях составляет от 2 до 4 %, а сумма смол и асфальтенов лишь немного превышает эти пределы.

Основные кислородсодержащие соединения — это насыщенные жирные и нафтеновые кислоты. Нафтеновые кислоты по своему строению соответствуют найденным в нефтях нафтеновым УВ, и в структуру их входит группа $COOH^-$. Кроме того, известно, что в нефтях присутствуют кетоны, фенолы, простые и сложные эфиры, лактоны и ангидриды кислот. Содержание кислорода растет с увеличением температуры кипения фракций и, подобно другим гетероатомам, основная часть нефтяного кислорода обнаруживается во фракциях, кипящих выше 400 °С.

Содержание азота в нефти колеблется от 0,01 до 0,09 %, в редких случаях поднимается до десятых долей процента. Присутствующие в нефтях азотистые соединения представляют собой главным образом гомологи пиридина и хинолина:



Преобладающая часть азота находится в смолистых фракциях нефтей. Так, в нефтях Волго-Уральской провинции на долю смолисто-асфальтеновых компонентов приходится 50—90% всего азота.

Особое значение среди азотистых соединений нефтей имеют порфирины как вещества явно биогенного происхождения. Они состоят из четырех пиррольных колец (например, мезопорфирин $C_{34}H_{38}N_4$) и образуют с помощью атома азота комплексные соединения с металлами, главным образом с ванадием и никелем. Содержание порфиринов в некоторых нефтях составляет 0,1 %.

Ванадий и никель — главнейшие из металлов, образующих комплексные соединения с органическими компонентами нефтей. Большое содержание порфиринов и ванадия характерно для сернистых нефтей, в малосернистых нефтях присутствуют преимущественно никелевые порфирины и в значительно меньших количествах ванадиевые.

Содержание сернистых соединений в нефтях колеблется в широких пределах. Наряду с практически бессерни-

стыми нефтями встречаются нефти с содержанием серы от 30 до 40 %. Главная часть серы связана со смолами. В нефтях выявлены следующие основные группы сернистых соединений: тиолы, алифатические, моноциклические, би- и полициклические сульфиды, дисульфиды, моноциклические, бициклические (бензотиофены) и трициклические (дибензотиофены) тиофены. Наименее распространены соединения первых трех групп.

Большинство исследователей считает, что значительное число сернистых соединений, особенно в богатых серой нефтях, имеют вторичное происхождение. Возможно, обогащение нефти сернистыми соединениями в течение геологического времени явилось результатом реакции УВ с сероводородом или элементарной серой. Некоторые ученые полагают, что часть сернистых соединений унаследована от исходного ОВ, в частности от протеинов [Бестужев М. А., 1970].

В смолисто-асфальтеновой фракции нефтей содержатся также элементарная сера, находящаяся в виде коллоидного раствора (до 1 % в нефти), сероводород, меркаптаны и т. п.

Содержание сернистых соединений в нефти увеличивается с повышением температуры кипения фракций. В высокосернистых нефтях количество сернистых соединений довольно значительно уже в керосиновых фракциях. При анализе углеводородного состава нефтей сернистые соединения в дистиллятных фракциях определяются вместе с ароматическими УВ: они выделяются вместе с последними как при анилиновом методе анализа, так и при хроматографировании. Поэтому все методы анализов в высокосернистых нефтях показывают повышенное содержание ароматических УВ (это следует учитывать при геохимических построениях).

Элементом «органогеном» в нефтях является фосфор. Во всех исследованных нефтях обнаружен дистиллятный фосфор. Так как фосфаты не могут попадать в дистиллят, а другие, неорганические соединения в природе неизвестны, то фосфор, определяемый в дистилляте, поступает из органических соединений [Карцев А. А., 1978].

Структуры в нефтях, унаследованные от органического вещества

В последние годы достигнуты большие успехи в изучении строения основных структурных элементов составляющих нефть соединений — алкильных цепей и циклов УВ, структурных звеньев смол и асфальтенов и т. д. Определен также индивидуальный состав УВ в основном бензиновых и керосиновых, реже масляных, фракций нефти.

Установлено, что многие соединения нефти в структуре молекул несут информацию о своем происхождении. На этом базируется изучение генезиса нефти на молекулярном уровне. Нефти содержат соединения, которые интересны тем, что имеют

аналоги в живой природе и встречаются в виде биомолекул или их частей. Подобные соединения обнаружены в современных и древних осадках и в различных каустобиолитах — торфах, углях, горючих сланцах. Они получили название хемофоссилий, иначе реликтовых биологических меток или биологически маркирующих соединений с унаследованной структурой.

У многих соединений нефти имеются специфические черты липидов; это длинные цепи CH_2-групп (жирные кислоты и их природные дериваты), изопреноидные цепи и циклы (терпеноиды, каратеноиды и стероиды). Некоторые азотистые соединения нефти также имеют аналоги в живой природе [Гусева А. Н., Лейфман И. Е., 1978].

Установлено, что оптически активными являются полициклические нафтены типа тритерпанов и стеранов, характеризующиеся аномально высокими концентрациями и кипящими около 475 °С. По данным Г. А. Амосова и М. Ф. Двали, оптическая активность нефтей убывает от более молодых нефтей к древним. Это объясняется постепенной перестройкой молекул УВ в литосфере, что ведет к исчезновению асимметричных оптически активных атомов, унаследованных от живого вещества, и связано с общим направлением дециклизации и денафтенизации нефтей в процессе их катагенетических превращений. Одним из оптически активных УВ является гопан $C_{27}H_{46}$, в структуре которого находятся четыре сконденсированных гексанафтеновых кольца, очень характерных для живого вещества морских водорослей, бактерий).

По мнению Г. Скирса, Э. Уайтхеда, информация, заложенная в молекулярных скелетах нефтяных стеранов и тритерпанов, может быть биологически более специфичной, чем заложенная в других, изученных к настоящему времени УВ нефтей.

Наличие в нефтях соединений различного возраста с унаследованной от ОВ структурой указывает на тот факт, что эффект взаимных превращений УВ при термокаталитических процессах, которым подвергаются нефти, не способен полностью нивелировать результаты изначальных процессов нефтеобразования. В связи с этим изучение этих унаследованных компонентов в нефтях имеет очень большое геохимическое значение.

§ 2. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ НЕФТЕЙ

Находясь в недрах земной коры, нефть испытывает воздействие многочисленных факторов, и ее преобразование прежде всего зависит от геолого-геохимических условий, в которых она находится.

Формирование химического состава нефти в залежах — одно из направлений, в котором развивается далее глобальный ста-

дийный процесс преобразования ОВ в осадочной оболочке Земли.

Состав нефти в основном определяется глубиной залежей, возрастом нефтей, гидрогеологическими условиями и в меньшей степени литологией вмещающих пород. Кроме того, состав нефтей претерпевает изменения и в процессе миграции.

На изменение состава нефти с глубиной указывали многочисленные авторы как в нашей стране, так и за рубежом. Еще в 1934 г. американский ученый Бартон отметил, что в районе Мексиканского залива и в других нефтеносных провинциях более легкие парафиновые нефти, как правило, приурочены к более глубоким и более древним коллекторам. Это, в сущности, подтверждает «закон глубины» (dep thru'), который ранее был установлен К. Крейчи-Графом (1929, 1930 гг.).

А. А. Карцев на примере многочисленных местоскоплений Советского Союза показал, что уменьшение плотности нефтей с увеличением глубины залегания наблюдается как при изучении отдельных местоскоплений, так и по обобщенным данным. Кроме того, с глубиной уменьшается содержание смол и серы в нефтях и увеличивается выход легких фракций нефтей [Карцев А. А., 1960 г., 1978]. Аналогично меняются нефти и с возрастом отложений: чем «старше» нефть, тем она в большей степени обогащена легкими фракциями.

Однако об указанных закономерностях можно говорить лишь в общем плане. Дело в том, что, погружаясь на большие глубины, нефть испытывает термокаталитические превращения. Поэтому «закон глубины» прежде всего связан с влиянием на нефть высоких температур и давлений. В то же время нефти, залегающие в более древних отложениях (например, на платформах), могли быть погружены на значительно меньшие глубины по сравнению с «молодыми» нефтями (в геосинклинальных областях) и вследствие этого не испытывали воздействия высоких температур и давлений. Поэтому «закон возраста» иногда нарушается. В частности, можно привести пример, когда нефти в одновозрастных отложениях, залегающие на разных глубинах, имеют различную плотность, которая уменьшается с глубиной (рис. 93).

Вопросу эволюции нефтей в процессе их геохимической истории посвящено большое число исследований как советских, так и зарубежных ученых, которые показали, что преобразование нефтей происходит в результате трех основных процессов: термокатализа, окисления и осернения.

Термокаталитическое превращение нефтей обусловлено действием температуры и давления. Активизаторами этого процесса могут быть природные катализаторы — в основном гидроалюмосиликаты глинистых минералов. Попадая на большие глубины, нефти обогащаются легкими фракциями. Под действием температуры и давления происходит термокаталитическое

превращение нефтей и накопление более устойчивых соединений: метана, ароматических УВ (бензол, нафталин) и гибридных полициклических УВ. При температуре около 200 °С происходит преимущественное накопление метана и полициклических УВ.

П. Ф. Андреевым (1966 г.) было установлено, что в обстановке, где нефть находится практически без окислителей, а температура 100—200 °С, в смеси нафтеновых, парафиновых и ароматических УВ (т. е. в нефти) могут происходить следующие процессы: распад и дециклизация нафтенов, образование парафинов и ароматических УВ с частичной циклизацией по-

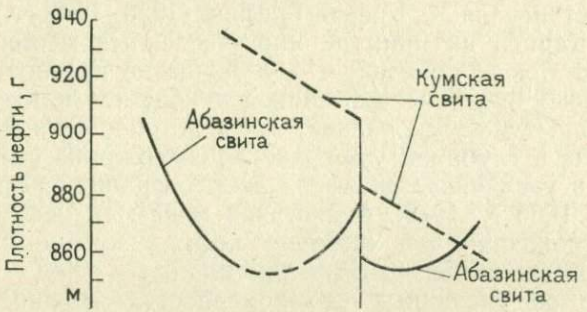


РИС. 93. ХАРАКТЕР ИЗМЕНЕНИЯ ПЛОТНОСТИ НЕФТЕЙ В АБАЗИНСКОЙ И КУМСКОЙ СВИТАХ МЕСТОСКОПЛЕНИЯ ЗЫБЗА (ПО З. А. ТАБАСАРАНСКОМУ)

следних до нерастворимого в нефти состояния и в результате — денафтенизация и парафинизация смеси УВ.

Итак, нефть на всех стадиях своего преобразования испытывает термокаталитическое воздействие, начиная от диффузно-рассеянного состояния в породах и нефтей в залежах до тех пор, пока не исчезнет сама нефть и останутся только метан и твердые минералы углерода. Этому процессу глобально подвергаются все существующие в природе нефти.

Окисление нефтей — это процесс, противоположный термокатализу. Если термокаталитическое превращение нефтей связано в целом с отрицательными движениями земной коры, способствующими погружению залежей на большие глубины, процессы окисления нефтей обычно характерны для воздымающихся территорий. Окисление нефтей может происходить как за счет свободного кислорода, т. е. аэробное окисление, так и за счет связанного кислорода сульфатов и некоторых других соединений.

Аэробное окисление возможно лишь в условиях залежей, расположенных близко к поверхности, где нефти контактируют

с водами, обогащенными свободным кислородом. В этом случае окисление нефтей можно отнести к категории гипергенных процессов. Мощность зоны гипергенеза и степень гипергенных преобразований непостоянны даже в пределах одной нефтегазоносной области и обусловлены глубиной залегания и размерами скоплений, спецификой геологического строения и гидрогеологических условий и рядом других факторов. В промышленных скоплениях аэробное окисление роли не играет, так как все крупные залежи находятся на глубинах, где свободный доступ кислорода ограничен.

Для аэробного окисления необходимо наличие веществ, содержащих кислород, и бактерий, окисляющих те или иные углеводородные компоненты нефтей. В случае биохимического окисления следует учитывать локальность этого явления, так как бактерии могут существовать при температуре до 90 °С и минерализации пластовых вод не более 200 г/л. Образующийся слой окисленных смолистых веществ по периферии нефтяной залежи предохраняет ее от дальнейшего окисления и рассеяния. Метан в анаэробных условиях практически не подвергается бактериальному окислению, тем более в присутствии других, легче окисляющихся ОВ.

Как было указано, парафиновые УВ в целом более стойки к окислению, нафтеновые УВ при окислении преобразуются в органические кислоты, ароматические УВ распадаются на кислые кислородсодержащие продукты, смолистые вещества и асфальтены.

Процесс осернения нефтей еще недостаточно изучен. В целом, по-видимому, этот процесс связан с окислением нефтей и большая роль при этом принадлежит бактериям, возможно являющимся катализаторами. Осернение нефтей может происходить при внедрении серы в уже готовые нефти, при миграции нефтей с природными водами за счет нефтеобразующих продуктов, а также за счет сероводорода, освобождающегося при превращении сульфатов.

С. П. Максимовым и Р. Г. Панкиной установлено, что в ряде случаев наблюдается сходство изотопного состава серы древних водоемов и серы нефтей того же возраста. Это указывает на то, что осернение нефтей унаследуется от исходного нефтематеринского ОВ. Подобная связь обогащенности серой нефтей и сингенетичных битумоидов вмещающих нефть пород отмечается для районов Среднего Приобья. По-видимому, нефтематеринское ОВ в данном случае подверглось осернению еще на стадиях седиментогенеза и диагенеза.

На стадии катагенеза, как отмечает А. А. Карцев, нефть теряет сернистые соединения на глубинах от 1 до 4 км, содержание общей серы уменьшается от 3 до 0,2 %. Как видно, вопрос осернения нефтей еще недостаточно изучен, но весьма актуален, так как в настоящее время более $^2/_3$ мировой добычи

нефти приходится на долю нефти с содержанием серы более 0,5 %.

Так как нефть состоит из большого числа индивидуальных углеводородных соединений, которые различаются не только по химическим, но и по физическим свойствам, то при движении ее через породы, а также при формировании ее состава в залежах большое значение имеет так называемое физическое фракционирование нефти при миграции.

А. А. Карцев показал, что при латеральной миграции, которая формирует залежь по вероятному направлению миграции, возрастает плотность нефти, увеличивается количество нафтенов в ней, в бензиновых фракциях падает содержание парафиновых УВ. Так как миграция направлена из глубоких зон земной коры к поверхности, то состав нефти под влиянием миграции меняется аналогично изменению его при уменьшении глубины. Однако, по-видимому, эта закономерность имеет частный характер, так как естественно предположить, что при миграции нефти более подвижные ее компоненты будут передвигаться быстрее. В связи с этим нужно более осторожно подходить к показателям метаморфизма нефтей, опирающимся на те или иные соотношения их компонентов. Эти соотношения могут изменяться не только вследствие катагенных превращений нефтей, но и в результате их дифференциации. Вполне может оказаться так, что нефть, залегающая на больших глубинах вблизи от источника генерации, будет иметь большую плотность, а залежи нефти, расположенные на меньших глубинах и удаленные от места генерации, будут обогащены легкими фракциями, хотя никаких химических изменений в нефти не происходило.

При вертикальной миграции, особенно в струйной форме по трещинам, когда нефть может достичь поверхностных зон Земли, по направлению миграции может увеличиваться ее плотность. В случае же частичного перетока нефти из нижних горизонтов в верхние плотность нефтей к верхним горизонтам уменьшается.

Как показали экспериментальные исследования А. Г. Милёшиной (1978 г.), в результате миграции нефти могут терять не только углеводородные фракции, но и неуглеводородные компоненты, причем и те и другие в значительном количестве. Миграционные потери нефти, обусловленные адсорбцией породами, преимущественно состоят из неуглеводородных компонентов и ароматических УВ (48—53 % от их исходного количества в нефти). Парафино-нафтеновых УВ удерживается породами не более 20—30 % от исходного содержания их в нефти. С повышением температуры до 40 °С адсорбция УВ несколько снижается.

При дифференциации нефтей внутри залежей, если таковая наблюдается, как правило, отмечается увеличение плотности

нефтей с глубиной. Однако имеются довольно частые отклонения от этой закономерности. По данным А. С. Гаджи-Касумова в нижних частях некоторых залежей нефти растет содержание нафтенов в легких фракциях и уменьшается количество парафинов в светлых фракциях.

Следует отметить то обстоятельство, что при физической дифференциации меняются фракционный состав нефтей, содержание в них смол, общие свойства, но не химический состав узких фракций. Продуктами физической дифференциации нефтей отчасти являются такие образования, как газоконденсаты и озокериты.

Глава XIII
ГЕОХИМИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Углеводородный газ является постоянным спутником нефти. В природе можно встретить чисто газовые залежи, но чисто нефтяных залежей нет. Газ присутствует либо в свободном состоянии в газовых шапках, либо растворен в нефти. Поэтому геохимия углеводородных газов тесно связана с геохимией нефти. Однако при формировании скоплений горючих газов в ряде случаев происходят процессы, не связанные с нефтеобразованием. Познание геохимических особенностей образования и изменения углеводородных газов имеет большое значение для выяснения особенностей размещения его промышленных скоплений и организации поисков этого важнейшего полезного ископаемого.

Углеводородные газы следует изучать в тесной связи с нефтью, но на фоне общей геохимии газов Земли. Газообразное состояние вещества вообще характерно для нашей планеты. Основная масса свободных газов находится в атмосфере и в залежах газа в литосфере. Газ может быть сорбирован породами и растворен в гидросфере Земли.

§ 1. ОСНОВНЫЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ

Известно, что именно физические свойства газа и нефти обусловливают их способность перемещаться по пористым и трещиноватым горным породам, а также диффундировать через плотные породы. Газы часто передвигаются в земной коре в растворенном состоянии в воде. По пути миграции они сорбируются породами и в то же время под воздействием температуры и давления снова могут оказаться свободными.

Растворимость газов при небольших давлениях (до 5 МПа) подчиняется закону Генри, по которому количество растворенного газа прямо пропорционально давлению и коэффициенту растворимости (бунзеновские коэффициенты). При высоких давлениях и при неоднородном составе газов зависимость эта

усложняется. Коэффициенты растворимости газа в водах зависят от температуры, давления и минерализации воды, а также от химического состава газов. При повышении температуры и снижении давления растворимость газов уменьшается. В связи с этим в толщах горных пород на глубинах свыше 2 км растворимость газов значительно увеличивается, так как влияние давления опережает воздействие температуры. Следует отметить, что при температуре выше 100 °С и особенно при высоких давлениях повышается растворимость неполярных газов (углеводородных газов и азота). В целом растворимость метана в природных водах и рассолах может очень резко колебаться в зависимости от концентрации солей в них и, несмотря на снижение растворимости с ростом минерализации при высоких давлениях, в водах могут содержаться большие количества растворенного метана (до нескольких кубических метров на литр). И, наконец, растворимость полярных газов в воде гораздо выше растворимости неполярных. Например, при 20 °С углекислый газ растворяется в воде в 27 раз лучше, чем метан и в 58 раз лучше, чем азот.

Сорбция газов может происходить в разных средах — в атмосфере (аэрозолями), в гидросфере (органическими и минеральными взвесями, живым веществом), но наибольшее значение этот процесс имеет в литосфере. Здесь газы сорбируются как твердыми минеральными телами, так и ОВ. В поверхностном слое пор и трещин пород находятся адсорбированные газы, а глубоко в веществе пород — окклюдированные газы, которые называют поглощенными, или абсорбированными, или вместе с адсорбированными просто сорбированными. Газы, находящиеся в виде включений (пузырьков) в кристаллическом веществе пород, как правило, тоже называют окклюдированными.

В осадочных породах обычно встречаются все формы сорбированных газов. Исследования показали, что глины сорбируют больше газов, чем песчаники, а наименьшими сорбционными способностями характеризуются известняки. Сорбция углеводородных газов возрастает с увеличением их молекулярной массы (сорбция метана гораздо меньше сорбции пропана и бутана). Присутствие связанной воды в породе снижает ее сорбционную способность. Таким образом, сорбционная способность пород определяется, по-видимому, размерами их удельной поверхности. По данным Г. Д. Лидина и В. Э. Вассерберга, сорбционная способность каменных углей намного превосходит таковую обычных осадочных пород; вероятно, последняя зависит от содержания в осадочных породах углистых и вообще органических компонентов. Данными М. И. Субботы подтверждается большая роль органических компонентов осадочных пород в сорбции газов, в первую очередь углеводородных.

Вопросы сорбции и особенно десорбции газов, к сожалению, сравнительно слабо изучены.

Изучение процесса *миграции газов* имеет очень большое значение для познания геохимии газов. Под миграцией газа понимают любое перемещение его в земной коре. Важнейшими видами миграции являются: диффузия, фильтрация, всплывание, турбулентное движение, перенос газов в растворен-

Таблица 14

КОЭФФИЦИЕНТЫ ДИФФУЗИИ КОМПОНЕНТОВ СМЕСИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ДЛЯ РАЗНЫХ ПОРОД
(по данным ВНИИЯГГа, 1976 г.)

Порода	Влажность, %	Коэффициент диффузии гомологов метана, см²/с							
		CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_3H_8	C_3H_6	C_4H_{10}	C_4H_{10}	C_4H_8
Московская площадь									
Доломит	0,1	7,6	4,6	4,3	3,9	3,5	3,5	3,8	—
Известняк белый крепкий	0,1	5,2	3,8	4,1	3,0	3,3	2,6	2,9	2,5
То же	0,8	3,5	2,5	2,7	2,0	2,2	1,7	1,8	2,1
Северный Устюрт									
Глина с прослоями алевролита	21,14	10,4	4,8	7,7	2,9	3,7	1,6	1,9	—
Глина известковистая	20,04	6,4	3,0	9,7	2,3	4,9	1,0	1,0	0,9
Песчаник мелкозернистый	19,35	11,2	6,3	6,5	4,2	4,3	4,1	4,2	—
Глина, послойно обогащенная известковистым материалом	1,09	3,3	2,2	1,8	2,0	1,3	1,4	1,6	—
Известняк органогенный оолитовый	0,8	2,2	1,5	1,6	1,1	1,1	0,92	0,97	1,1

ном состоянии водами, прорывы газов через пласты пород и воду.

Диффузия газа возможна практически в любой среде. Различают диффузию одного газа в другом (атмосфера, газовая залежь), газа в воде и газа в твердых веществах. Имеются также более сложные, смешанные формы диффузии. Наиболее широко распространена диффузия через воду в гидросфере и в осадочной толще, где газы диффундируют через водонасыщенные поры и трещины пород.

Процессы диффузии подчиняются закону Фика: диффузия происходит в направлении убывания концентрации вещества (газа). Коэффициенты диффузии индивидуальных газов в общем зависят как от свойств и концентрации диффундирующего газа, так и от свойств среды, через которую происходит диффузия, и термодинамических условий (возрастают с повышением температуры). С увеличением молекулярной массы газов коэффициенты диффузии снижаются. Как видно, из табл. 14, наибольшим коэффициентом диффузии характеризу-

ется метан. Водород обладает еще большим коэффициентом диффузии. Коэффициенты диффузии в воде для углеводородных газов изменяются от 1,3 до 2,2 $см^2/с$. В породах эти коэффициенты еще меньше, так как процесс диффузии здесь осложняется сорбцией газов.

Зная коэффициенты диффузии и сорбции, можно рассчитать величину диффузионного потока газа, мигрирующего из скопления через окружающие породы. После того, как первые порции диффундирующего газа дойдут до земной поверхности, поток будет постепенно нарастать, пока не достигнет некоторой постоянной величины, т. е. пока не станет стационарным. Расчеты В. А. Соколова показали, что потребуются миллионы лет, чтобы установился стационарный диффузионный поток через 1 км толщи осадочных пород.

Фильтрация газов, т. е. движение газов через пористую среду под влиянием перепада давлений, подчиняется закону Дарси. В естественных условиях процесс фильтрации усложняется, так как происходит перемещение двух- и многофазных систем флюидов. Часты ретроградные явления. Сжатые газы несут в себе жидкие УВ, которые при снижении давления выделяются в конденсаты и т. д.

Всплывание газов в жидкостях тесно связано с явлениями фильтрации многофазных жидкостей. В атмосфере может происходить всплывание более легких газов в более тяжелых. В пористой или трещиноватой породе возможно всплывание газа в воде в виде пузырьков. Плавучесть газа определяется разницей плотностей воды и газа; 1 $м^3$ газа, находящегося в воде под низким давлением, имеет подъемную силу почти в 1 т, поскольку газ составляет лишь 0,001 массы воды в том же объеме. Масса газа, сжатого до 10 МПа, составляет около 0,1 массы воды того же объема. Эта подъемная сила служит причиной всплывания свободного газа в воде или нефти. При высоких давлениях газ и вода становятся близки по физическим свойствам. В пористой среде всплывание газа затруднено, чем и объясняется совместное движение флюидов в земной коре (смеси воды, нефти и газа). В трещиноватой породе всплывание облегчено.

Турбулентное движение газов характерно для нижних слоев атмосферы (ветры).

Перенос газов в растворенном состоянии водами имеет важное значение в гидросфере и осадочной толще. Особенно важно это явление при формировании газовых скоплений.

§ 2. КЛАССИФИКАЦИЯ И ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Вопрос генетической классификации газов очень сложен, так как газы, как правило, в силу своей миграционной способности никогда не находятся там, где они образовались.

Первым разработал классификацию газов В. И. Вернадский, разделивший все природные газы следующим образом.

1. По морфологии газов (состояние их в земной коре):

газы, содержащиеся в порах горных пород;

газы свободные (атмосферные);

газовые струи — вулканические, тектонические, поверхностные;

газовые испарения;

жидкие растворы газов (газы океанов, морей, рек, различных водных источников);

твердые растворы газов (газы, адсорбированные горными породами и минералами).

2. По истории природных газов:

газы земной поверхности;

газы, связанные с высокой температурой;

газы, проникающие через земную кору (подразумеваются газы, проникающие на земную поверхность в связи с тектоническими процессами).

3. По химическому составу (деление только для тектонических газов):

азотные;

углекислые;

метановые;

водородные газовые струи;

водяные газовые струи (для глубинных зон земной коры, где вода находится в парообразном состоянии).

Генетическая классификация природных газов была предложена А. А. Карцевым, разделившим все газы на две группы:

космогенные газы, оставшиеся от протопланетного облака, из которого образовалась Земля (до наших дней сохранились, по-видимому, только инертные газы — азот и аргон);

газы земного генезиса, образовавшиеся из других веществ в результате различных непрерывно происходящих геохимических процессов; эти газы, в свою очередь, могут быть подразделены на хемогенные, радиогенные, техногенные (возникшие в результате деятельности человека) и биогенные.

Газы различного происхождения образуют смеси — газовые ассоциации, определить генезис отдельных компонентов которых не всегда возможно. Поэтому генетическая классификация газов имеет преимущественно теоретическое значение, так как помимо образования газов в природе постоянно происходят процессы их разрушения, в результате которых вместо газообразных веществ получаются продукты, находящиеся в других фазовых состояниях. Например, при действии кислорода на сероводород выделяются свободная сера и вода.

В. А. Соколовым была предложена классификация природных газов в зависимости от условий их нахождения в природе и химического состава (табл. 15).

Таблица 15

КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ (ПО В. А. СОКОЛОВУ)

Тип газа по условиям нахождения в природе	Химический состав		Происхождение газа
	Основные компоненты	Важнейшие примеси	
Газы атмосферы	N_2, O_2	Ar, CO_2, Ne, He, Kr, Xe, H_2, O_3	Смесь газов химического, биохимического и радиогенного происхождения (He, Ar)
Газы земной поверхности: почвы и подпочвы	CO_2, N_2, O_2	Ar, CH_4, N_2O, H_2, благородные газы (из атмосферы)	CO_2, CH_4, N_2O, H_2 преимущественно биохимического происхождения, эти газы примешаны к атмосферному воздуху
болотные, торфяные	CH_4, CO_2, N_2	Ar, H_2, CO, NH_3, N_2O, H_2S, благородные газы (из атмосферы)	CH_4, CO_2, H_2, NH_3, N_2O, H_2S преимущественно биохимического происхождения
морских субаквальных осадков	CO_2, CH_4, N_2	H_2, NH_3, H_2S, Ar	Все газы, кроме благородных, преимущественно биохимического происхождения
Газы осадочных пород: нефтяных месторождений	CH_4, ТУ, N_2, CO_2	H_2S, He, Ar, H_2, ТУ, H_2S, He, Ar, H_2	Все газы, кроме благородных, главным образом химического происхождения. Имеется примесь газов биохимического происхождения (частично H_2S и др.). На значительных глубинах при повышенной температуре нормальная деятельность микроорганизмов прекращается и биохимические газы здесь отсутствуют
газовых месторождений	CH_4, N_2, CO_2 CH_4	CO_2, N_2, H_2, ТУ, He, Ar	
каменноугольных месторождений рассеянные	CO_2, CH_4	N_2, ТУ, H_2, H_2S	
Газы океанов и морей	CO_2, N_2	NH_3, H_2S, O_2, Ar	NH_3, H_2S, O_2 и частично CO_2 биохимичес-

			кого происхождения, часть CO_2 и N_2 образуется химическим путем, а Ar имеет радиогенное происхождение. В верхние слои океанов и морей CO_2, N_2 и O_2 попадают из атмосферы
Газы метаморфических пород	CO_2, N_2, H_2	CH_4, H_2S, He, Ar	Газы, кроме благородных, химического происхождения
Газы магматических пород	CO_2, H_2	N_2, H_2S, He, Ar. На больших глубинах SO_2, HCl, HF	Газы, кроме благородных, химического происхождения
Вулканические газы:			
высокотемпературные (из лавовых озер и др.)	CO_2, H_2, SO_2, HCl, HF	N_2, CO, NH_3, He, Ar	Вулканические газы (лавовых озер, фумарольные, газы термальных источников) представляют собой в той или иной степени измененные газы, поступающие из верхней мантии с примесью газов из вышерасположенных оболочек. Все газы, кроме благородных, химического происхождения
фумарольные (100—300 °С)	CO_2, H_2, H_2S, SO_2, CO_2	N_2, CO, NH_3, He, Ar	
термальных источников		N_2, CO, NH_3, He, Ar	
Газы космоса	H_2, H, He	CO, радикалы CH, CH_2, OH и другие, ионизированные атомы элементов Ne, N, Ar	Газы космоса образовались в результате ядерных, радиационно-химических и химических реакций

Примечание. ТУ — тяжелые углеводороды.

Свободные газы сосредоточены только в атмосфере и в осадочной оболочке Земли. Масса свободных газов атмосферы на порядок превосходит все количество газов стратисферы, а масса газов свободных скоплений в залежах составляет лишь небольшую часть газов стратисферы.

Газы атмосферы. Нижняя граница атмосферы с гидросферой и литосферой определяется четко, верхняя ее граница теря-

Таблица 16

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПРИЗЕМНЫХ СЛОЕВ АТМОСФЕРЫ (ГОМОСФЕРЫ)

Компонент	Содержание на сухой воздух, %	Компонент	Содержание на сухой воздух, %
Важнейшие компоненты		Непостоянные примеси, г на 1 м³ [Юнге Х., 1965 г.]	
Азот	78,084	Вода	$(0{,}4—40)\cdot10^{2}$
Кислород	20,946	Водород	0,4—1
Аргон	0,934	Озон	$0{,}5\cdot10^{-2}$
Углекислый газ	0,033	Оксид углерода	$(1—20)\cdot10^{-2}$
Микрокомпоненты		Метан	1,2—1,5
Гелий	0,00053	Формальдегид CH_2O	$(0—1)\cdot10^{-2}$
Неон	0,00182	Оксид азота (I)	$(2{,}5—6)\cdot10^{-1}$
Криптон	0,00011	Оксид азота (II)	$(0—3)\cdot10^{-3}$
Ксенон	0,0000087	Аммиак	$(0—2)\cdot10^{-2}$
		Сернистый ангидрид и сернистый газ	$(0—20)\cdot10^{-3}$
		Сероводород	$(2—20)\cdot10^{-3}$

ется в космическом пространстве. Поэтому о величине и объеме атмосферы говорить трудно.

Атмосфера, так же как и Земля, имеет оболочковое строение. В первой оболочке (гомосфере) шириной примерно 85 км, которая соприкасается с литосферой и с гидросферой сосредоточено 99,999 % массы всей атмосферы. Для гомосферы характерна однородность газового состава, которая достигается интенсивным перемешиванием воздушных масс. Гомосфера (состав ее приводится в табл. 16) оказывает прямое воздействие на все природные процессы, происходящие на земной поверхности, в том числе и на формирование состава скоплений углеводородных газов. Основными компонентами гомосферы являются азот, составляющий 78,084% на сухой воздух, и кислород, содержание которого равно 20,946 %. Кроме указанных в табл. 16 газов и паров воды в атмосферном воздухе присутствуют и некоторые другие примеси, например органические фитонциды, аэрозоли, частицы пыли и др. С наступлением промышленной эры развития цивилизации в атмосферу поступают вещества промышленного происхождения: углекислый газ, оксид углерода, метан, оксиды азота, сернистый газ.

Верхние слои атмосферы отличаются от гомосферы, здесь газы ионизированы. Ионизированные слои атмосферы, так называемая ионосфера, играют большую роль в жизни планеты в качестве экрана, задерживающего коротковолновую радиацию Солнца, смертельную для жизни. Во внешних слоях атмосферы в основном присутствуют гелий и водород, постепенно ускользающие из сферы притяжения Земли в космическое пространство.

Атмосфера Земли обменивается составляющими ее газами с гидросферой, биосферой, литосферой и космическим про-

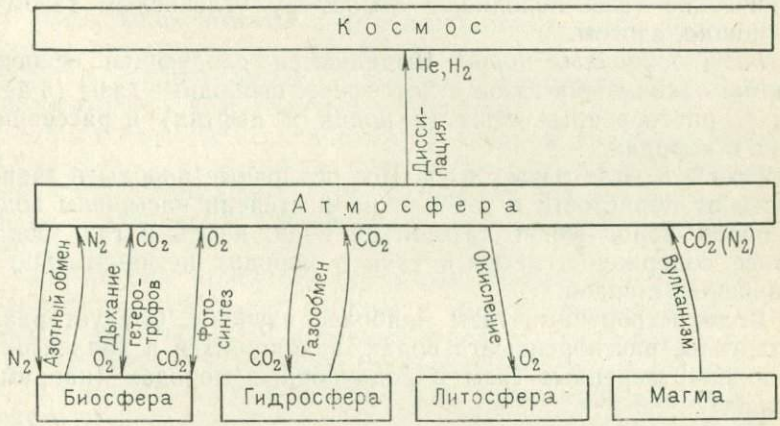


РИС. 94. СХЕМА ГАЗООБМЕНА АТМОСФЕРЫ С ОКРУЖАЮЩИМИ ЕЕ СРЕДАМИ [КАРЦЕВ А. А., 1978]

странством (рис. 94). Определенное количество газов поступает также в атмосферу за счет вулканических процессов.

Громадную роль в формировании атмосферы играет биосфера. От живых растений атмосфера получает кислород, от животного мира и отмерших органических остатков — углекислый газ и отчасти азот. В то же время она расходует свой кислород на дыхание организмов, углекислый газ — на питание автотрофов, азот поглощается некоторыми микробами.

По составу газы атмосферы близки к газам гидросферы. Основное различие заключается в содержании азота и углекислого газа, обладающего большей растворимостью в воде. Если в атмосфере содержание азота приблизительно в 4 раза превосходит содержание кислорода, то в океане соотношение этих компонентов составляет 1 : 2. Углекислого газа в гидросфере также больше, чем в воздухе. Газообмен между гидросферой и атмосферой оказывает влияние на содержание в них кислорода и углекислого газа. Поскольку моря и океаны занимают

$^2/_3$ поверхности Земли и масса воды на Земле по величине близка к массе осадочных пород, можно сказать, что взаимное влияние атмосферы и гидросферы огромно. При контакте и взаимодействии атмосферы и гидросферы с литосферой кислород воздуха и кислород, растворенный в воде, расходуется на окисление некоторых минеральных компонентов. Углекислый газ частично выделяется при растворении карбонатов, но в большей степени поглощается при карбонатообразовании. На границе атмосферы и гидросферы с литосферой концентрация углекислого газа повышается в почвах и осадках благодаря интенсивно протекающим здесь биохимическим процессам. Вулканические газы пополняют атмосферу углекислым газом и, возможно, азотом.

Газы осадочных пород. Выделяются следующие основные формы нахождения газов в литосфере: свободные газы (в залежах), растворенные газы (в водах и нефтях) и рассеянные газы в породах.

Газы подземных вод. Все осадочные породы в зависимости от пористости в той или иной степени насыщены водой. В порах пород могут находиться вода, нефть и газ. Однако общее содержание нефти и газа в породах незначительно по сравнению с водой.

Водорастворенные газы наиболее изучены. Следует различать газы, растворенные в водах, находящихся в коллекторах, и водорастворенные газы в водоупорных породах (например, глинах).

Растворенные газы присутствуют во всех подземных водах, но содержание их различное: от следов до нескольких процентов. В основном в подземных водах содержатся углекислый газ, азот и метан. Кроме того, в подземных водах растворены кислород, сероводород, аргон, гелий, этан, пропан, бутан. Хорошо растворимы в воде CO_2, H_2, N_2, NH_3. Небольшой растворимостью обладают углеводородные газы, азот, водород, кислород, а также благородные газы.

Составы свободного и растворенного в воде газов при их контакте и в равновесном состоянии могут значительно различаться, если в газах присутствуют такие хорошо растворимые компоненты, как углекислый газ или сероводород. Если, например, в свободном газе содержится 2 % сероводорода и 98 % метана и азота, то в растворенном газе соотношение компонентов будет иным: на долю сероводорода уже придется около 60 % и только 40 % на все другие газы.

Газовый состав вод отвечает геохимической обстановке их формирования и нахождения. А. М. Овчинников выделял три типа геохимических обстановок нахождения газов в литосфере: окислительную, восстановительную и метаморфическую.

Водорастворенные газы окислительной обстановки (O_2, N_2, CO_2 и другие газы, характерные для атмосферы) встречаются

в подземных водах до глубины 600 м. Содержание кислорода, который служит индикатором окислительной обстановки, зависит от скорости движения инфильтрационных вод, а также от обогащения пород сульфидами и ОВ.

Ассоциация газов восстановительной обстановки представлена метаном, сероводородом, азотом и т. д. Водорастворенные газы восстановительной обстановки могут быть двух типов. Там, где активно протекают анаэробные окислительно-восстановительные процессы, характерно наличие углекислого газа и сероводорода. В водах второго типа с резко восстановительными условиями углекислый газ и сероводород встречаются в незначительных количествах. Зона с восстановительной обстановкой нередко начинается на небольших глубинах и в большинстве бассейнов, заполненных осадочными породами, прослеживается на глубину всего изученного разреза.

Зоны с газовой ассоциацией (в которой преобладает углекислый газ), характерной для метаморфической обстановки, выявляются преимущественно в областях современного или недавнего вулканизма (Камчатка, Северный Кавказ и другие районы).

Наибольших концентраций в подземных водах достигают газы восстановительной (метан) и метаморфической (углекислый газ) обстановок. В условиях окислительной обстановки никогда не создается высокая газонасыщенность подземных вод, так как в этом случае присутствуют лишь газы атмосферного происхождения.

Наибольшее количество данных о фактическом содержании растворенных газов в подземных водах получено по нефтегазоносным областям, где широко распространены восстановительные геохимические условия.

Работами ряда ученых (А. А. Карцева, Л. М. Зорькина, А. С. Зингера и др.) было установлено следующее:

общее содержание углеводородных и других газов в подземных водах на два порядка выше, чем в газовых и нефтегазовых залежах каждой из изученных нефтегазоносных провинций;

содержание растворенных углеводородных газов в водах увеличивается с глубиной;

насыщенность подземных вод углеводородными газами в мезозойско-кайнозойских отложениях значительно выше по сравнению с водами более древних палеозойских пород, в палеозойских водах иногда преобладает азот;

иногда даже в нефтегазоносных районах воды недонасыщены углеводородными газами, примером может служить Волго-Уральская нефтегазоносная провинция.

Следует отметить также, что О. Л. Нечаевой для Западной Сибири установлено резкое повышение содержания гомологов метана в водорастворенных газах в интервале 1500—2000 м независимо от возраста отложений. Сходная картина наблюда-

ется для бассейнов Русской плиты, по данным исследований Л. М. Зорькина и Е. В. Стадника.

Подземные воды с максимальными концентрациями метана (тысячи кубических сантиметров на 1 л) представляют собой особую форму газовых местоскоплений огромных размеров (например, в Западной Сибири площадью 1 млн. км^2). Эта форма концентрации углеводородных газов имеет иногда промышленное значение, в Японии такие скопления эксплуатируются.

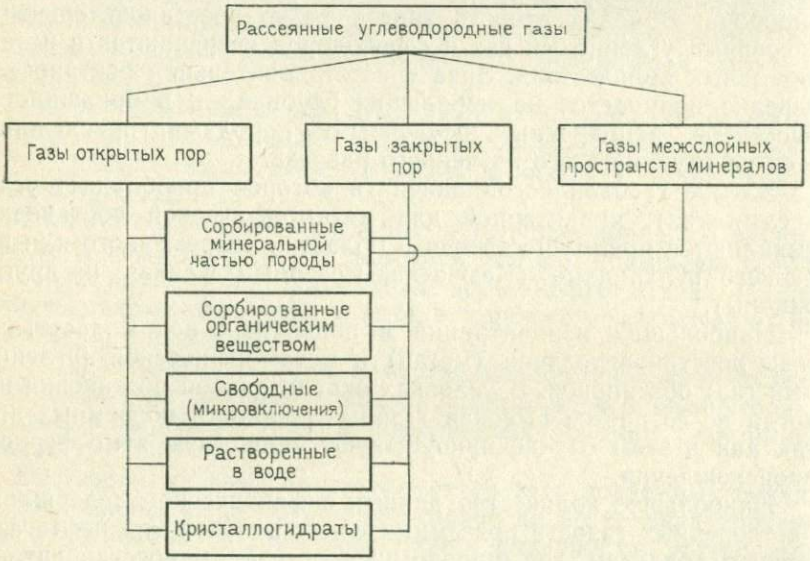


РИС. 95. КЛАССИФИКАЦИЯ РАССЕЯННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ (ВНИИЯГГ)

Значительный интерес представляет состав газов подземных вод на территориях, где не обнаружены нефтяные или газовые залежи. Основным их компонентом является азот, бóльшая часть которого (судя по аргону) невоздушного генезиса. В газах имеется примесь углекислого газа и метана, иногда присутствует водород. Содержание газов сравнительно невелико (18—131 см^3/л). Характерно отсутствие в газах тяжелых УВ (ТУ), невелика и концентрация метана. Глубина залегания газосодержащих горизонтов 1—1,7 км. Л. М. Зорькин и В. П. Строганов подсчитали общую массу метана, растворенного в сеноманских пластовых водах Западной Сибири, которая составила сотни триллионов кубических метров, во всяком случае это во много раз больше количества газа в залежах.

Рассеянные газы в породах. К этой категории относятся газы, находящиеся в физико-химической связи с твердыми (минеральными и органическими) частями горных пород и внутри этих частей. Рассеянные газы представляют собой га-

зовый фон в осадочных породах. В составе этих газов в качестве основных компонентов обычно присутствуют CO_2, N_2 и CH_4 и как примесь — ТУ, водород, благородные газы и др.

И. С. Старобинцем с соавторами предложена классификация рассеянных газов по формам нахождения газов в природе, причем основной упор делается на рассеянные углеводородные газы (рис. 95). В первую очередь следует различать относительно легкоизвлекаемые газы открытых пор и трудноизвлекаемые газы закрытых пор. Фактические данные показывают, что породы и отдельные минералы с практически нулевой пористостью часто содержат рассеянные газы в сорбированном породой состоянии, заполняющие межкристаллические и межслойные пространства.

Из пород рассеянные газы извлекаются термовакуумной дегазацией с подогревом породы до 65—70 °С. В этом случае из пород выделяют в основном газы открытых пор. Газ, находящийся в закрытых порах, извлекается лишь при дроблении породы (механическая дегазация) или путем обработки породы соляной кислотой (химическая дегазация). Поэтому в зависимости от способа дегазации получают и исследуют содержащиеся в породах газы разных категорий.

К настоящему времени накоплен значительный материал по газометрическим исследованиям, проводившимся при поисках залежей газа и нефти. В результате установлено, что на площадях газовых и нефтегазовых местоскоплений содержание рассеянных углеводородных газов в породах в среднем повышенное по всему разрезу и достигает иногда на глубинах затрудненного водообмена нескольких сотен кубических сантиметров в 1 кг породы. В то же время содержание углеводородных газов в кернах, отобранных в скважинах на ненефтеносных площадях, составляет десятитысячные или тысячные доли кубического сантиметра на 1 кг породы.

Детальное изучение состава сорбированных газов показывает, что в газоносных районах основными компонентами являются углеводородные газы C_1—C_5, затем следуют углекислый газ и азот, иногда встречается водород, но его концентрации невелики. Азота, как правило, больше в верхней части разреза, а содержание CO_2 часто возрастает с глубиной. В некоторых случаях отмечаются повышенные концентрации CO_2 и в верхних частях разреза.

В районах, где отсутствуют газовые и нефтяные залежи, в составе сорбированных газов преобладают CO_2 и N_2, а углеводородные газы занимают подчиненное положение. В составе последних главным компонентом является метан. Соотношения отдельных компонентов рассеянных углеводородных газов могут быть весьма различными. Так, в сорбированных породами газах некоторых районов Предкавказья основным компонентом является метан (свыше 90 %).

По данным Е. А. Рогозиной в аргиллитах тутлеймской пачки Западной Сибири доля сорбированных УВ C_2—C_5 значительно выше доли метана. Е. А. Рогозина рассматривает эти УВ, *а также* CO_2, N_2 *и* H_2, *присутствующие в этих породах*, как газовую фазу рассеянного ОВ и считает, что состав газа зависит от природы ОВ и от степени его катагенной превращенности (табл. 17). С увеличением глубины залегания и степени катагенной превращенности ОВ постепенно растет содержание суммы УВ. О том, что исследованные газы сингенетичны органическим компонентам пород, свидетельствует как большое содержание последних в породе (до 23 %) и повышенное коли-

Таблица 17

СОСТАВ ГАЗОВОЙ ФАЗЫ ДИСПЕРСНОГО ОВ САПРОПЕЛЕВОГО КЛАССА ТУТЛЕЙМСКОЙ ПАЧКИ ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(по Е. А. Рогозиной)

Глубина отбора, м	Степень метаморфизма ОВ [1]	Состав газа (без воздуха), %								
		CO_2	CO	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	H_2	N_2 + инертные газы
1580—1582	Б	54,1	0	0	0	0,5	0,8	0,5	10,0	34,1
1849—1855	Б	34,8	0,5	0,7	2,9	10,5	8,3	3,6	2,2	35,0
1928—1935	Б—Д	27,3	0,7	1,5	5,0	14,0	13,2	8,0	3,6	26,7
2167—2172	Б—Д	12,5	0,3	8,8	4,6	9,6	7,6	2,6	5,7	48,3
2312—2316	Д	10,9	0,2	16,5	8,5	23,4	16,7	5,8	1,5	16,5
2922—2932	Д	6,7	0,6	0	3,3	13,0	9,6	3,0	8,6	55,2

[1] Выражена в виде марок соответствующих углей.

чество УВ в газах, так и связь состава углеводородных газов исследованных образцов с составом исходного ОВ.

Последующие работы Е. А. Рогозиной, Л. М. Зорькина, Е. В. Стадника и других по изучению газов закрытых пор осадочных пород показали, что при большом погружении, отвечающем стадии среднего катагенеза, происходит резкое увеличение доли УВ и повышение жирности газов.

Одним из важных вопросов при изучении рассеянных углеводородных газов, имеющим большое значение для понимания геохимии газов, является пока еще мало изученный вопрос об их генетической природе. Однако исследования, проведенные коллективом ВНИИЯГГа, позволили выявить некоторые критерии для суждения о преобладании в породах сингенетичных или миграционных углеводородных газов. По-видимому, сингенетичные газы должны обнаруживать более тесную связь с литологией пород по сравнению с эпигенетичными газами. Это можно объяснить следующим образом. С ростом глинистости пород обычно возрастает концентрация рассеянного ОВ — источника углеводородных газов. Сингенетичные газы в процессе образования легче удерживаются породой, сорбируясь рассеян-

ным ОВ. Газы могут также оттеснить воду, занимая часть активных центров породы. Таким образом, в случае преобладания в разрезе сингенетичных углеводородных газов содержание их будет постепенно уменьшаться при переходе от глин к алевролитам и далее к песчаникам и карбонатам. При преобладании эпигенетичных газов в породах эти закономерности будут нарушаться.

Рассматривая геохимию углеводородных газов, нельзя не коснуться вопроса о каменноугольных газах. Известно, что в углях различных марок содержится газ, основным компонентом которого является метан. Происхождение этого газа связано с преобразованием исходного растительного материала и дальнейшим метаморфизмом углей. Основная масса газов находится в сорбированном состоянии. Однако в некоторых каменноугольных месторождениях известны значительные скопления свободного газа.

Общее количество каменноугольных газов очень велико и в газовом балансе осадочных пород играет большую роль, особенно если учитывать то углистое вещество, которое находится в рассеянном состоянии. Несомненно, что эти газы участвуют в формировании скоплений углеводородных газов.

Процесс формирования углей Ю. М. Жемчужниковым разделяется на четыре стадии: торфяную, буроугольную, каменноугольную и антрацитовую. На всех стадиях превращения исходного материала в уголь происходит образование газов. Газы торфяной стадии — болотные газы — состоят в основном из метана. Неуглеводородные компоненты здесь представлены азотом и аргоном, проникающим из атмосферы, и углекислым газом биохимического происхождения. На буроугольной стадии биохимические процессы затухают, однако газы (метан и углекислый газ) продолжают образовываться, но уже в меньшем количестве, как на этой стадии, так и в процессе дальнейшей углефикации. И, наконец, на антрацитовой стадии образуется только метан. Гомологи метана играют весьма подчиненную роль и содержатся далеко не во всех газах.

Газы современных субаквальных осадков. Океаны и моря находятся в постоянном контакте с атмосферой, вследствие чего их верхние слои содержат растворенный воздух. Благодаря течениям, приливно-отливным явлениям и штормам происходит перемешивание морских и океанских вод до глубины в несколько десятков метров, что приводит к насыщению морских вод кислородом. В то же время на осадках на дне морей и океанов в результате биохимического изменения органических остатков также образуются газы, поступающие благодаря миграции в расположенные выше слои воды. Биохимические процессы преобразования вещества погибших организмов протекают и в толще океанских и морских вод. Кроме того, по дну океанов проходят крупнейшие разломы земной коры, на дне

океанов расположены вулканы — и те и другие служат путями и источниками поступления глубинных газов (в основном CO_2) в воды океана.

В толще морских и океанских вод протекают два противоположно направленных процесса. Первый — это образование кислорода за счет фотосинтеза в морских растениях, второй — биохимическое окисление органических и некоторых неорганических веществ. При разложении ОВ погибших морских организмов выделяются частично такие газы, как сероводород, аммиак и водород. Степень насыщенности океанских и морских вод кислородом может быть различной в зависимости от интенсивности перемешивания вод и биохимических процессов.

Таким образом, одним из основных различий газового состава атмосферы и гидросферы является несколько пониженное содержание азота по отношению к кислороду в газах гидросферы, а также на некоторых придонных участках гидросферы появление высоких концентраций H_2S в воде.

Газы современных морских и океанских осадков представляют особый интерес, так как именно в этих осадках происходит процесс, дающий начало нефтегазообразованию. Газы являются продуктами разложения ОВ и дальнейшего его биохимического преобразования. Здесь встречаются газообразные УВ, CO_2, N_2, иногда H_2, NH_3, H_2S и O_2.

В составе углеводородной фракции газов современных морских и океанских осадков, как правило, преобладает метан. Кроме метана присутствуют также УВ C_3—C_6, только в малых концентрациях. Первые сообщения об этом были сделаны В. В. Вебером и Н. М. Туркельтаубом в 1958 г. В 1962 г. М. Дентон и Дж. Хант на образцах, отобранных у побережья Техаса, Калифорнии и Кубы, провели исследования содержания в современных осадках УВ C_3—C_8, т. е. типичных компонентов нефтяных попутных газов.

Вопрос образования тяжелых УВ (C_3—C_6) пока остается дискуссионным. Ряд исследователей считает, что эти УВ образуются в современных осадках, но концентрация их незначительная — практически следы. Кроме того, В. А. Соколов полагает, что эти УВ не могут участвовать в формировании залежей газа, так как они улетучиваются из осадка в процессе его литификации.

Однако В. В. Вебер придерживается иной точки зрения, считая, что генерация газообразных УВ от метана и выше в современных осадках приводит в ряде случаев к относительно высоким концентрациям УВ в осадке. На материале, полученном при изучении осадков Черного и Каспийского морей, а также Тихого и Атлантического океанов, В. В. Вебер показал, что характер образовавшихся УВ зависит от генетического типа исходного ОВ: в осадках с гумусово-аллохтонным ОВ углеводородные компоненты газов представлены метаном, а при ОВ, яв-

ляющемся продукцией планктона, в углеводородной части газов отмечается относительно повышенная концентрация тяжелых компонентов. Анализируя данные о составе и распределении газов в плейстоценовых отложениях, В. В. Вебер полагает, что газы диагенеза, начиная с этапов осадкообразования, играют существенную роль в формировании промышленных скоплений УВ.

Газы магматических пород и вулканов. В магматических породах газ может находиться в трещинах, порах и в кристаллических решетках минералов.

Толщи магматических или изверженных пород разбиты многочисленными нарушениями. Известны разломы, простирающиеся на большую глубину. Иногда к таким нарушениям приурочены выделения углекислого газа, как правило, связанные с поствулканической деятельностью. В центральной части Кавказа и в Закавказье, где распространены эффузивные и интрузивные породы, встречаются многочисленные выходы газов и минерализованных вод, содержащих растворенные газы. В составе как свободных, так и растворенных газов основным компонентом является CO_2. Кроме того, встречаются примеси азота с инертными газами (He, Ar), в некоторых случаях присутствует сероводород. Сравнительно редко в этих газах обнаруживают небольшие концентрации метана.

Исследования газовых включений в кристаллических породах Татарского свода, проведенные Л. М. Зорькиным, Г. И. Войтовым, Е. В. Стадником и др., показали, что в них наиболее частыми компонентами являются водород и УВ.

Газы вулканов играют важную роль в геохимическом круговороте газов, они участвуют в формировании газов атмосферы и гидросферы. Количество выделяющихся газов при извержениях огромно. Они в определенной степени отражают газовый состав верхней мантии Земли. Однако по пути движения газы довольно сильно меняют свой состав. Благодаря снижению давления и температуры происходит частичное выпадение из газов твердой и жидкой фаз. Кроме того, горячие газы могут экстрагировать ОВ из осадочных пород, которые прорываются вулканическими извержениями.

Вулканические газы на 90—98 % состоят из паров воды, что связано с высокой растворимостью воды в магме. Кроме того, в газах присутствуют CO_2, CO, H_2, HF, SO_2, H_2S, NH_3, N_2, CH_4, пары NaCl и $FeCl_3$. Метан не является обязательным компонентом (см. табл. 15).

Следует указать, что в газах некоторых гидротермальных систем Камчатки Н. С. Бескровным были обнаружены не только метан, но и его гомологи. Очень небольшую примесь углеводородных газов, встречающихся в вулканических газах, видимо, следует объяснить синтезом их при остывании газа уже после его выделения.

§ 3. ГЕОХИМИЯ ГАЗОВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОСКОПЛЕНИЙ

Общие сведения

Различают две формы состояния углеводородных газов — свободные (в залежах) и растворенные (в нефтях и подземных водах).

Свободные углеводородные газы могут находиться:

в чисто газовых залежах, причем в одних случаях эти газовые залежи перемежаются с газонефтяными и нефтяными в пределах одной нефтегазоносной зоны, в других — концентрируются в отдельные газоносные зоны;

в свободном состоянии в газовых шапках над нефтяными залежами.

Провести резкую грань между свободными и растворенными газами нельзя. Между газовой шапкой газонефтяной залежи и газами, растворенными в нефти и в омывающих залежь подземных водах, существуют подвижные фазовые равновесия. Иногда точно нельзя установить, откуда получен газ в скважине: из газовой шапки или из нефтяной части пласта. Иногда остается неизвестным, была ли газовая шапка у нефтяной залежи до начала эксплуатации или образовалась позже. Характер взаимоотношений между газами, нефтями и водами оказывает определенное влияние на состав газа.

Химический состав газов нефтяных и газовых местоскоплений. Углеводородные газы нефтяных и газовых местоскоплений представлены главным образом метаном с той или иной примесью более тяжелых его гомологов: этана, пропана и бутана; в очень небольших количествах иногда присутствуют пентан, гексан и пары жидких УВ. Кроме перечисленных углеводородных компонентов, как правило, в виде примесей встречаются: углекислый газ, азот, сероводород, гелий и аргон. В некоторых случаях содержание углекислого газа и азота становится сопоставимым с количеством углеводородных газов, а иногда и превышает его. В зависимости от геохимических условий генерации газов, особенностей их миграции, аккумуляции и рассеяния соотношение содержаний метана и его гомологов, а также неуглеводородных примесей может сильно меняться.

Для характеристики углеводородного состава газов применяется коэффициент сухости — отношение процентного содержания метана к сумме его гомологов $CH_4/(C_2H_6+$высшие). Коэффициент сухости газов может быть также показателем направления миграции газов. Метан обладает наибольшей подвижностью среди газообразных УВ, с ростом молекулярной массы скорость миграции УВ уменьшается. Поэтому теоретически газы, прошедшие большее расстояние от источника миграции, должны быть относительно обогащены низкомолекулярными компонентами. Кроме того, метан обладает наимень-

шей растворимостью в воде и способностью к адсорбции породами по сравнению с другими газообразными УВ.

Для определения направления миграции можно использовать также отношение $C_2/(C_3+$высшие$)$, которое будет увеличиваться в направлении миграции, так как высокомолекулярные УВ обладают меньшей скоростью миграции. По пути миграции, по-видимому, газы также будут в большей степени обогащаться нормальными углеводородами и в меньшей — изосоединениями. Однако в некоторых случаях эти закономерности нарушаются. Например, в многопластовых местоскоплениях, где установлена генетическая общность нефтей, часто наблюдается следующее явление: при малых мощностях покрышек нефть теряет в первую очередь растворенный в ней метан и остающийся в нефти газ становится более жирным. В этих случаях залежи газа в верхних пластах могут быть более жирными, чем в нижних [Аширов К. Б., 1971 г.].

Изотопный состав газов детально изучался А. П. Виноградовым, Э. М. Галимовым, С. Сильверменом, П. Мюллером, Р. Г. Панкиной и др.

Установлено, что значения $\delta^{13}C$ для углеводородного газа из отложений различного возраста колеблются от — 2,92 до —5,76 ‰. Причем С. Сильверменом было показано, что наиболее обогащен изотопом ^{13}C метан, затем этатн, пропан и т. д., и, таким образом, были установлены различия изотопного состава отдельных компонентов углеводородного газа.

Азот в углеводородных газах представлен главным образом изотопами ^{14}N и ^{15}N. Т. Херингом было установлено, что $\delta^{15}N$ для нефтей и ОВ пород изменялся соответственно от 0,17 до 1,4% и от 0,1 до 1,7%. В углеводородных газах величина $\delta^{15}N$ колеблется от —1 до +1,5%. По-видимому, часть азота образуется биогенным путем, а часть, возможно, поступает из магматических пород.

Изучение изотопного состава серы в газах и нефтях, проведенное Р. Г. Панкиной, показало, что основная причина образования сероводорода — бактериальное восстановление сульфатов. В целом отмечается общая закономерность для природных газов: с увеличением геологического возраста уменьшается доля тяжелого изотопа серы. Н. А. Еременко, В. Л. Мехтиева, Р. Г. Панкина доказали возможность образования сероводорода при микробиологическом восстановлении сульфатов со значительными колебаниями отношения изотопов $^{32}S/^{34}S$. В водах с высоким содержанием сульфатов образуется сероводород, значительно обогащенный легкой серой. При интенсивном восстановлении и ограниченном количестве сульфатов в пластовых водах сероводород обогащается изотопом ^{34}S.

Кристаллогидраты газов. Большинство газов (кроме гелия и водорода) образует с водой при низкой температуре и значительном давлении кристаллогидраты, представляющие собой

твердые вещества. В северных районах кристаллогидраты углеводородных и других газов образуются в породах. На подобные явления указывали многие исследователи.

Сероводород образует кристаллогидраты при температуре 0—15 °С и давлении 0,1—0,5 МПа; пропан — при 0—5 °С и невысоком давлении; этан — при 0—15 °С и давлении 0,5—3 МПа. Более высокое давление необходимо для образования кристаллогидратов CO_2, CH_4 и N_2 (для CH_4 2,5—4 МПа, температура 0—5 °С).

Природные газы в виде твердых гидратов встречаются в верхней зоне горных пород при наличии в них невысоких температур и достаточном давлении, глубже вследствие повышения температуры кристаллогидраты существовать уже не могут. При наличии ловушек кристаллогидраты могут хорошо сохраняться, но нужно учесть, что значительная часть их массы приходится на долю воды.

Формирование состава газа в залежах углеводородов

Состав газов в залежах постоянно меняется под действием ряда факторов: тектонического, биохимического, гидродинамического, гравитационного и т. д. Влияние этих факторов может полностью затушевать первичные генетические признаки тех или иных компонентов газа. Образование скоплений газа — весьма миграционноспособного соединения — происходит при его миграции через пористые и трещиноватые среды в земной коре в виде струй, пузырьков, а также в растворенном состоянии с водами и нефтями. Формирование химического состава газов в газовых, газонефтяных или нефтяных залежах обусловлено растворимостью индивидуальных газовых компонентов в водах и нефтях. Известно, что хорошо растворимые в воде газы (углекислота, сероводород) составляют обычно очень малую долю в свободных газах, в то время как в гидросфере и подземных водах содержание их значительно больше. Растворимость метана в нефтях в 5 и 21 раз меньше растворимости соответственно этана и пропана. Азот характеризуется тем, что он обладает в 15 раз меньшей растворимостью, чем метан. Поэтому газы в газовых шапках должны быть гораздо больше обогащены метаном и азотом, чем растворенные газы и нефти. В то же время растворимость газообразных УВ растет с увеличением в нефтях содержания легких УВ.

Основным компонентом углеводородных газов, как правило, является метан, широко распространенный в природе. По сравнению с другими УВ метан характеризуется наибольшей химической и термической устойчивостью и большей подвижностью. Метан образуется при превращениях любого ОВ, в том числе и растительных его форм, поэтому он встречается почти всюду в литосфере, начиная от почв и болот и кончая метаморфическими породами и вулканическими эманациями. Метан может

образовываться при биохимическом разложении ОВ (болотный газ), при химическом и термокаталитическом преобразовании ОВ в породах и, наконец, он может быть глубинным и космическим. Подавляющая часть метана в залежах связана с биохимическими и термокаталитическими процессами преобразования ОВ.

Гомологи метана встречаются в залежах в меньших количествах, чем метан, и в природе имеют локальное распространение. Эти УВ являются специфическими «нефтяными» и образуются только в процессе генерации нефти при преобразовании дисперсного ОВ осадочных пород, на стадиях диагенеза и катагенеза (см. гл. II).

Содержание углекислого газа в газах различно и изменяется от долей процента до 10 %. По-видимому, основным источником углекислоты в природных газах является окисление УВ и отчасти ОВ. По данным Н. А. Еременко, Т. А. Ботневой и др., растворенные в нефтях и попутные газы имеют несколько повышенное содержание углекислого газа. Данные по изотопному составу этих газов свидетельствуют о том, что углекислота в них связана с вторичными процессами окисления нефтяных УВ. Однако в ряде случаев диоксид углерода имеет явно термокаталитический или поствулканический генезис. Примером может служить Межовское местоскопление в Западной Сибири, где залежь газа в породах фундамента состоит на 95 % из углекислого газа. Углеводородная фракция представлена метаном, за счет окисления которого не могло бы образоваться такое количество углекислого газа.

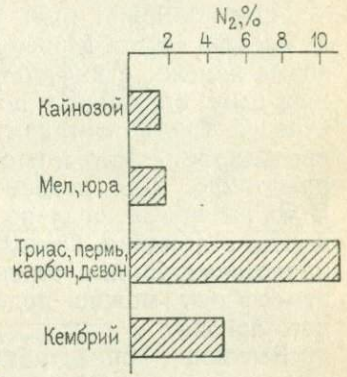


РИС. 96. СРЕДНЕЕ СОДЕРЖАНИЕ АЗОТА В ПРИРОДНЫХ ГАЗАХ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВОЗРАСТА ОТЛОЖЕНИЙ [КАРЦЕВ А. А., 1978]

Азот в газах залежей УВ имеет разный генезис. Часть его попадает из атмосферы (атмосферный азот), часть образуется в результате преобразования ОВ (биогенный азот), и небольшое количество азота может иметь глубинное происхождение. В целом содержание азота в газах увеличивается с возрастом отложений (рис. 96). Характерно, что для большинства газов, обогащенных азотом, отмечается преобладание в их составе метана, гомологи метана практически отсутствуют. В ряде случаев высокие концентрации азота могут быть связаны с его повышенными миграционными свойствами. Этим, в частности, можно объяснить увеличение содержания азота в попутных газах в сводах древних платформ по сравнению с внутриплат-

форменными впадинами, что связано с миграцией нефти или газа из зон генерации в зоны нефтегазонакопления.

Существование нескольких источников азота и действие факторов, способствующих его выделению из связанного состояния, может привести к высокому насыщению пластовых вод азотом и созданию крупных местоскоплений азотного газа. По мнению Р. Г. Панкиной, именно такие условия наблюдаются в некоторых газовых местоскоплениях Северо-Западной Европы, в которых азот частично связан с исходным ОВ, а основная его масса могла образоваться в результате метаморфизма более древних пород или поступления азота из глубины.

Для определения относительной доли азота разного происхождения в газах используют соотношение содержаний азота и аргона, так как генетически эти газы тесно связаны между собой.

Аргон может быть атмосферного или радиогенного происхождения. Атмосферный, или воздушный, аргон попадает в газовые залежи с инфильтрационными водами. Доля аргона может быть определена по его изотопному составу. Аргон представлен тремя изотопами ^{40}Ar, ^{38}Ar и ^{36}Ar, причем ^{40}Ar резко преобладает. Для атмосферного воздуха отношение $^{40}Ar/^{36}Ar$ равно 296. Для подземных газов это отношение всегда выше. В то же время, судя по отношению $^{38}Ar/^{36}Ar$, содержание ^{36}Ar всегда стабильно. Отсюда следует, что значительная доля ^{40}Ar радиогенна. Зная соотношение $^{40}Ar/^{36}Ar$ для данного газа и для атмосферы, можно подсчитать доли радиогенного и воздушного аргона.

Высокие концентрации радиогенного аргона отмечаются для местоскоплений, расположенных в приразломных зонах, например местоскопление Андыген в Таджикистане.

Зная отношение содержания воздушного аргона к общему содержанию азота в исследуемом газе и деля это отношение на константу 1,19 ($Ar_{возд}/N_{возд}$), можно вычислить содержание в данном газе воздушного азота. Остальная часть азота (безаргонный азот) будет биогенного происхождения.

Гелий в газовых залежах имеет радиогенное происхождение. Его образование идет постоянно за счет радиогенных процессов в земной коре. Древние породы обычно более обогащены гелием, так как это очень легкий и миграционноспособный газ, он уходит из молодых отложений в атмосферу. Подмечена закономерная связь содержаний гелия и азота в газах. Палеозойские породы в наибольшей степени обогащены гелием и азотом.

Сероводород чаще всего образуется в результате биологического восстановления сульфатов, растворенных в водах, что подтверждается данными по изотопному составу серы. Однако на глубинах свыше 2 км бактериальная генерация сероводорода невозможна. В этих условиях часть его может возникнуть при термокаталитическом разложении сернистых компонентов неф-

тей и, по-видимому, какая-то часть сероводорода имеет глубинный генезис.

Водород встречается как в свободных, так и в растворенных газах. Это наиболее редкий компонент в составе природного газа. Однако в последнее время появляется все больше данных об обнаружении водорода в газовых залежах. Так, во многих местоскоплениях Западного Предкавказья обнаружены достаточно большие концентрации водорода, до 3,5 %. Местоскопления, где был обнаружен водород, приурочены к южному борту Западно-Кубанского прогиба, к антиклинальной зоне северного склона Кавказа, а также к Ейско-Березанской зоне поднятий. Районы, где были встречены высокие концентрации водорода, характеризуются значительной тектонической нарушенностью.

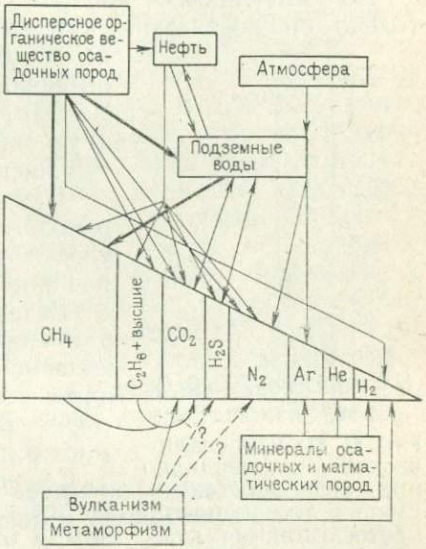


РИС. 97. СХЕМА ФОРМИРОВАНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ [КАРЦЕВ А. А., 1978]

Образование водорода может происходить за счет химического и радиохимического разложения воды в осадочных породах. Водород может образовываться в метаморфических и магматических породах фундамента и поступать оттуда в осадочную толщу. Кроме того, появление водорода иногда объясняется вторичными причинами. Так, при бурении скважин и опробовании водород может образоваться при действии подземных вод на бурильные трубы.

Таким образом, неуглеводородные компоненты нефтяных газов, в большинстве случаев являясь, так же как и УВ, продуктами метаморфизма ОВ, могут совместно с УВ участвовать в образовании скоплений нефти и газа. Однако вследствие значительных потерь неуглеводородных компонентов при этом процессе (рассеяние на начальных этапах преобразования ОВ, растворение CO_2 и H_2S) они присутствуют в нефтяных газах в очень небольших количествах.

Формирование газового состава залежей обусловлено как первичным образованием отдельных компонентов газа из ОВ пород или поступлением их из подкоровых зон земной коры, так и их физико-химическим разрушением, которое начинается и проходит параллельно с образованием залежей (рис. 97).

В. А. Соколов и А. А. Карцев указывают, что разрушение углеводородных компонентов газов происходит главным образом при окислении их кислородом и растворенными в подземных водах сульфатами. Рассчитано, что на окисление одной части метана требуется шесть частей сульфат-иона. Время полного окисления газовой залежи зависит от ее размеров и формы, содержания в воде сульфатов, скорости подземного водотока, а также термодинамических условий.

По имеющимся данным, окисление метана может идти только биохимическим путем. Однако бактерии-десульфаторы не могут развиваться при температуре выше 90 °С, при минерализации воды выше 200 г/л и при pH меньше 5. Поэтому в условиях температур выше 90 °С УВ защищены от окисления.

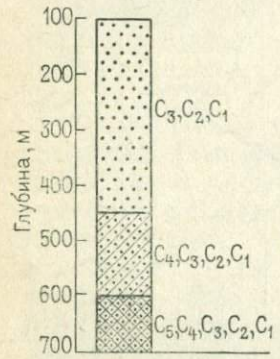


РИС. 98. ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В ТОЛЩЕ ПОРОД МЕСТОСКОПЛЕНИЯ КУМДАГ (ПО Б. П. ЯСЕНЕВУ)

В процессе окисления метана и его гомологов газовые залежи обогащаются углекислым газом и происходит остаточное накопление азота и инертных газов.

Разрушение углекислого газа (с образованием карбонатов) может быть вызвано его реакцией с закисью железа или с некоторыми нестойкими сульфидами, а также с силикатами, находящимися в породах и в водах.

Сероводород при разрушении связывается главным образом окисным железом, а отчасти и ОВ, образуя сульфиды и сернистые органические соединения.

Азот, гелий и аргон в силу своей инертности остаются химически неизменными. Гелий диссипирует в космическое пространство.

Помимо процессов химического разрушения к потере газов в залежах приводят растворение их в контактирующих водах, сорбция вмещающими породами, диффузия и фильтрация в окружающую среду. В воды переходят в первую очередь наиболее растворимые газы: углекислый газ, сероводород и отчасти УВ.

Рассеяние газов из залежей также изменяет соотношение отдельных компонентов в газах. Это сложный процесс, обусловленный рядом факторов. Как только образовалась залежь, газы начинают диффундировать, однако диффузия проходит очень медленно, газы попадают в атмосферу только через какое-то геологическое время. Как только это произойдет, диффузионный поток станет стационарным и диффузия пойдет значительно быстрее.

Расчеты, проведенные В. А. Соколовым (1971 г.), показали, что для достижения стационарного потока с глубины 1 км к поверхности потребуется 150 млн. лет, с глубины 2 км — 300

млн. лет, с глубины 3 км — 450 млн. лет и т. д. Таким образом, полностью рассеяться в результате диффузии могли только неглубокозалегающие скопления газа древнего возраста, например карбона или девона. Однако следует учитывать, что в природе могли возникнуть каналы для фильтрации газов и тогда рассеяние пойдет значительно быстрее.

Изучение процессов рассеяния газов из залежей очень важно при проведении прямых геохимических поисков нефти и газа, так как присутствие мигрирующих УВ в верхних слоях отложений свидетельствует о наличии нефтяного или газового скопления в нижележащей толще. Пластовая миграция также может влиять на формирование состава газовых залежей. Известно, что пластовая миграция газов происходит за счет всплывания газов в воде и движения вместе с водой в растворенном, а иногда и в свободном состоянии. Считается, что этот вид миграции играет важнейшую роль в образовании газовых и нефтяных месторождений. Во всех случаях движения свободного или растворенного газа на значительное расстояние по пласту будет происходить его дифференциация. Метан как наиболее подвижный и наименее сорбируемый компонент будет опережать другие углеводородные компоненты. В соответствии с хроматографическим разделением за метаном будет следовать этан, далее пропан и т. д. (рис. 98). Таким образом, газовые залежи, расположенные ближе к источнику генерации УВ, теоретически должны содержать газы, в наибольшей степени обогащенные гомологами метана.

Геохимические особенности состава и распределение газов в земной коре

Как уже было сказано, основными компонентами газов являются УВ, углекислый газ и азот, которые встречаются повсеместно в свободном и сорбированном состоянии в осадочных породах и в подземных водах. В составе УВ газовых залежей преобладает метан и содержатся в небольших количествах этан, пропан и ТУ.

В. А. Соколов отмечает интересную закономерность: к кайнозойским и мезозойским отложениям преимущественно по периферии нефтегазоносных бассейнов приурочены крупные залежи метана с малой примесью других компонентов. Примером могут служить залежи крупнейших газовых местоскоплений севера Западно-Сибирской платформы (Губкинское, Уренгойское, Медвежье и др.) и газовых местоскоплений Восточной Туркмении (Газли, Шатлык) (табл. 18).

По мере перехода к более древним отложениям (триас, пермь, карбон, девон) в газах газовых местоскоплений несколько повышается содержание ТУ. Так, в крупном Шебелинском местоскоплении газов в газосодержащих породах пермотриасового и каменноугольного возраста содержание ТУ в газе

достигает 5%. В газовом местоскоплении Слохтерен (Нидерланды) в отложениях перми и карбона на долю ТУ приходится 3,5 %. В крупнейших местоскоплениях США Хьюготон и Панхендл (пермские образования) содержание ТУ повышено до 14 %. В крупном газовом местоскоплении Алжира Хасси-Р'Мель, где коллекторами являются породы триасового возраста, содержание ТУ повышается до 15 %.

Таким образом, с увеличением возраста отложений коэффи-

Таблица 18

СОСТАВ ГАЗА (В %) В ГАЗОВЫХ МЕСТОСКОПЛЕНИЯХ СЕВЕРА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ
(по данным А. К. Карпова и И. В. Огнянова, 1968 г.)

Местоскопление	CO_2	N_2	He	Ar	H_2S
Мессояхское	0,68	0,45	0,005	Не обн.	Не обн.
Губкинское	0,10	1,20	0,02	0,02	0,004
Уренгойское	0,21	1,10	0,01	0,0025	Не обн.
Тазовское	0,30	0,50	0,01	0,02	То же
Заполярное	0,50	0,70	Не обн.		Следы
Комсомольское	0,28	1,69	0,02	0,05	Не обн.
Усоединское	0,30	2,12	0,01	0,01	То же
Медвежье	0,22	0,73	0,007	0,01	»

Продолжение табл. 18

Местоскопление	CH_4	C_2H_4	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}
Мессояхское	98,87	Следы	Не обнаружено		
Губкинское	98,50	0,12	0,015	Следы	
Уренгойское	98,50	0,10	Следы	Не обн.	
Тазовское	99,00	0,15	0,030	0,005	0,002
Заполярное	98,50	0,20	0,05	0,012	Следы
Комсомольское	97,50	0,15	0,004	0,001	Не обн.
Усоединское	98,20	0,80	0,003	0,05	0,002
Медвежье	98,63	0,35	0,02	0,003	0,04

циент сухости газов снижается. Однако на больших глубинах (5—7 км) в осадочных породах доля газа по сравнению с нефтью возрастает, а концентрация в нем ТУ снижается. Такая картина наблюдается в районах Западного Предкавказья, в Прикаспийской впадине. В газах грязевых вулканов, поступающих из глубокозалегающих осадочных пород, содержание ТУ снижается до десятых долей процента [Соколов В. А., 1971].

В попутных газах, газонефтяных и нефтяных местоскоплений по сравнению с чисто газовыми залежами содержание метана всегда меньше, иногда преобладает сумма гомологов метана, т. е. коэффициент сухости попутных газов всегда меньше, чем

газов чисто газовых залежей. В газах нефтяных и газонефтяных местоскоплений также намечается тенденция к уменьшению коэффициента сухости с увеличением возраста отложений, т. е. растет жирность газов.

По мнению В. А. Соколова, большой интерес представляет изменение содержания в газах индивидуальных УВ — этана, пропана и т. д. В большинстве случаев в газах газовых залежей и в попутных газах концентрации индивидуальных УВ уменьшаются по мере увеличения их молекулярной массы. Однако иногда эта зависимость нарушается, главным образом в некоторых попутных газах. Наиболее резко выражено подобное аномальное распределение УВ в Гнединцевском местоскоплении: в составе газа отмечается увеличение содержания индивидуальных УВ от метана к пропану. Подобные аномалии обусловлены, по-видимому, рассеянием газа в результате миграции. Чем меньше молекулярная масса газообразного УВ, тем лучше он мигрирует, поэтому потери газа из залежи вследствие миграции затрагивают в первую очередь наиболее легкие компоненты.

Достаточно детальное изучение изотопного состава углеводородных газов, в частности изотопов углерода, позволило установить ряд закономерностей. Как советским, так и зарубежными учеными было установлено, что условия образования природных соединений и их дальнейшая судьба находят отражение в изотопном составе элементов, т. е. изотопный состав несет информацию о генетической природе соединений. Однако, когда мы имеем дело с такими миграционноспособными ископаемыми, как нефть и газ, на изменение их изотопного состава влияют еще и другие факторы.

В частности, установлено, что по пути миграции углеводородных газов их изотопный состав как по углероду, так и по азоту облегчается. Причем характерно, что эта закономерность проявляется при диффузионных формах миграции (при миграции по разломам и трещинам изотопного фракционирования почти не наблюдается). На изотопный эффект также влияют сорбционные процессы, дифференциация газового раствора при ретроградных явлениях и т. д. Однако изменения изотопного состава, связанные с геолого-геохимическими факторами, полностью не уничтожают генетически заложенные изотопные соотношения.

Работами Ф. А. Алексеева, В. С. Лебедева, Е. Д. Сынчаевского и др. показано, что в пределах осадочной толщи по изотопному составу углерода четко выделяются две группы газов: газы биохимического и термокаталитического генезиса. Газы биохимического генезиса характеризуются облегченным изотопным составом. Здесь $\delta^{13}C$ изменяется от -6 до $-9{,}5$ %.

Как известно, переход от биохимической зоны преобразования ОВ к термокаталитической осуществляется постепенно, что удается проследить как по химическому составу газов, так

и по изотопному составу углерода. Поэтому Ф. А. Алексеев выделяет еще переходную зону, в которой, по его мнению, идет преобразование ОВ под действием как уже затухающих биохимических процессов, так и начинающихся термокаталитических процессов. В этой зоне генерируется метан с $\delta^{13}C$ от — 5,5 до — 6,5 %. В термокаталитической зоне $\delta^{13}C$ меняется от — 3 до —4,5 ‰; на больших глубинах (6—7 км) в высокотемпературных условиях изотопный состав углерода несколько облегчается и $\delta^{13}C$ изменяется от —4 до —5 ‰. Это, по-видимому, связано с термическим разложением УВ, при котором образуется метан с углеродом облегченного изотопного состава (рис. 99).

РИС. 99. ИЗМЕНЕНИЕ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА УГЛЕРОДА В ПРОЦЕССЕ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ [КАРЦЕВ А. А., 1978]

Интересные данные были получены Р. Г. Панкиной при изучении изотопного состава серы в природных газах. Было показано, что утяжеленный состав сероводорода, близкий к изотопному составу сульфатов, омывающих залежь вод, может служить показателем масштаба микробиологической редукции сульфатов и, следовательно, концентраций сероводорода. Так, газ газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей с высоким содержанием сероводорода (5—6 %), например на Оренбургском и Уртабулакском местоскоплениях, характеризуется величиной $\delta^{34}S$, близкой к $\delta^{34}S$ сульфатов вмещающих эвапоритов: в первом случае пермского и во втором — юрского возраста. Такая же картина наблюдается и на местоскоплении Лак во Франции, где содержание сероводорода в газе составляет 15,3 %.

На основании полученных данных Р. Г. Панкина делает вывод, что образование газовых залежей с высокими концентрациями и запасами сероводорода возможно при наличии в разрезе: карбонатных коллекторов, поскольку в терригенных отложениях часть сероводорода может теряться, эвапоритов (ангидритов и соли), которые, с одной стороны, являются поставщикам иона SO_4, а с другой — хорошей покрышкой, предохраняющей сероводород от рассеяния, а также крупных скоплений УВ, принимающих участие в восстановлении сульфатов.

§ 4. КОНДЕНСАТЫ

Генезис конденсатов, или «газорастворенных нефтей», пока еще недостаточно изучен. Одной из основных трудностей, возникающих при изучении химического состава конденсатов, является то, что на их фазовое состояние влияет режим пласта — при разработке и при отборе проб часто наблюдается выпадение нефтяных компонентов.

От нефтей конденсаты отличаются тем, что в них практически отсутствуют тяжелые фракции нефтей, почти все конден-

Таблица 19

ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОКОНДЕНСАТОВ АМУДАРЬИНСКОЙ ВПАДИНЫ (ПО И. С. СТАРОБИНЦУ)

Месторождения	Глубина отбора, м	Плотность, г/см³	Фракции, н. к. °С			Конец кипения, °С	Групповой углеводородный состав, %		
			150	200	250		Арены	Нафтены	Парафины
Газли	1128—1131	0,789	51	85	98	225	26	41	33
Учкыр	1275—1279	0,755	60	88	91	210	9	23	68
Фараб	2345—2384	0,802	48	80	95	250	44,4	22,2	33,4
Кабаклы	2730—2972	0,758	99	—	—	151	24,6	30,2	45,2

саты выкипают до 350 °С. Кроме того, конденсаты несколько отличаются от нефтей по соотношению отдельных индивидуальных компонентов, они состоят из более простых соединений, что обусловлено растворяющей способностью газов. В нефтях преобладают циклопентановые УВ, в конденсатах — циклогексановые. Ароматические УВ в нефтях обычно сосредоточены в высококипящих фракциях; в конденсатах, наоборот, ароматические УВ преобладают в низкокипящих фракциях. В качестве примера показан состав конденсатов местоскоплений Амударьинской впадины (табл. 19).

По данным В. А. Чахмахчева, химический состав конденсатов в значительной степени зависит от состава родоначальных нефтей, соотношения масс нефтей и газов, термодинамических условий в пластах.

В целом конденсаты обычно близки по составу к родоначальным нефтям. Так, В. А. Чахмахчев показал на материале Западного Предкавказья, что конденсаты мезозойского возраста по составу близки к одновозрастным нефтям. И. С. Старобинцем также доказано на материалах Средней Азии родство нефтей и конденсатов. Однако до сих пор неясен вопрос о том, на какой стадии происходит разделение по составу

конденсатов и родоначальных нефтей: либо это происходит в самом начале в момент эмиграции нефти из материнских отложений, либо конденсаты являются продуктом термодинамических превращений нефтей (возгонки).

В. А. Чахмахчев считает, что конденсаты имеют разное происхождение. Различают так называемые первичные, или исходные, газоконденсатные скопления и вторичные, новообразованные. Первичные конденсаты образуются в результате превращения исходного ОВ наряду с газами и нефтями. Вторичные конденсаты приурочены к газонефтяным системам и образуются при растворении легких фракций нефтей в сжатых газах при погружении структур и повышении пластовых давлений в нефтегазовых залежах.

Генетический тип газоконденсатных залежей может быть определен с достаточной долей вероятности на основании детального изучения углеводородного состава конденсатов.

Газоконденсаты в залежах, не имеющих нефтяных оторочек, характеризуются обычно резким увеличением в них концентраций бензола, толуола, циклогексана и метилциклогексана (т. е. шестичленных нафтенов и ароматических УВ) и некоторым снижением содержания алканов, в которых, в свою очередь, уменьшается количество изомеров.

Во вторичных конденсатах, связанных с нефтями нафтенового типа, обычно мало алканов, среди них преобладают изомеры. Группа цикланов представлена в основном соединениями с пятичленными циклами. В конденсатах, образующихся из нефтей метанового типа, преобладают нормальные алканы. В составе цикланов увеличивается доля циклогексанов. Количество ароматических УВ невелико. В залежах, где конденсаты образуются из нефтей промежуточного типа, наблюдаются повышенные количества ароматических УВ (бензола и толуола). В составе цикланов доминируют шестичленные нафтены. В группе алканов преобладают изомеры.

И. С. Старобинцем и В. А. Чахмахчевым по материалам Средней Азии установлены некоторые особенности распределения конденсатов внутри залежей: содержание растворенной нефти в газе увеличивается от сводовой к приконтурной части залежи, параллельно растет количество в конденсате аренов и сернистых соединений.

В процессе разработки газоконденсатных залежей состав конденсатов меняется. Если в процессе разработки нефтяных залежей, как правило, плотность нефти увеличивается, то при разработке газоконденсатных залежей наблюдается обратная картина — плотность конденсата уменьшается.

При разработке газоконденсатной залежи падение пластового давления ниже давления начала конденсации вызывает явление ретроградной конденсации, в результате чего часть высококипящих УВ выделяется из газа в жидкую

фазу. По данным А. С. Гаджи-Касумова и А. А. Карцева (1975 г.), растворимость высокомолекулярных УВ в газе зависит от давления и температуры. Значит, если газоконденсатная залежь обладает высоким начальным пластовым давлением, то выделившийся конденсат будет иметь большую плотность. По мере продолжающегося снижения пластового давления в жидкую фазу начинают переходить низкокипящие УВ. Этот процесс сопровождается ростом газоконденсатного фактора, уменьшением выхода конденсата и снижением его плотности.

С самого начала возникновения явлений ретроградной конденсации часть конденсата выносится на поверхность, а часть выпадает в порах пласта и в основном уже не извлекается на поверхность. Естественно, что изменение свойств конденсатов в результате эксплуатации местоскопления связано с изменением его группового углеводородного состава.

Исследованиями А. С. Гаджи-Касумова было показано, что при одинаковых давлении и температуре растворимость в метане парафиновых УВ заметно выше растворимости ароматических УВ той же фракции. Установлено также, что для ароматических УВ (бензола и толуола) в системе с метаном переход к следующему гомологу связан с заметным повышением критического давления. Таким образом, с возникновением ретроградных явлений из газа будут переходить в жидкую фазу в первую очередь высокомолекулярные нафтеновые и ароматические УВ, в результате чего в конденсате в процессе разработки будет увеличиваться содержание низкомолекулярных парафиновых УВ.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ

Все возрастающие потребности страны в нефти и газе ставят перед нефтяниками и учеными в области нефтегазовой геологии новые задачи повышения эффективности поисково-разведочных работ на эти полезные ископаемые.

Несмотря на достигнутые за последние годы большие успехи в этой области, позволившие СССР занять первое место в мире по добыче нефти и второе по добыче газа, для полного обеспечения быстро растущего народного хозяйства страны топливом и химическим сырьем, необходимо открытие новых, причем крупных нефтегазоносных провинций, областей и зон нефтегазонакопления.

В решении грандиозных задач, поставленных XXVI съездом КПСС перед коллективами производственных и научно-исследовательских организаций, большая роль принадлежит геологической науке, которая благодаря исключительному вниманию, уделяемому партией и правительством развитию исследований в этой области и подготовке научных кадров в нашей стране занимает ведущее место в мире.

На основании изучения большого фактического материала, полученного в процессе геолого-геофизических и геохимических исследований как в СССР, так и за рубежом, установлен ряд региональных закономерностей пространственного размещения крупных скоплений нефти и газа, что позволило повысить эффективность поисково-разведочных работ и открыть минимальным числом скважин наибольшие запасы нефти и газа. В решении этих задач и в будущем большая роль должна быть отведена использованию достижений отечественной и зарубежной науки и техники.

Одним из главнейших направлений увеличения добычи нефти и газа является освоение в ближайшее время ископаемых богатств больших глубин (более 4,5 км). Для решения указанной проблемы многое еще предстоит сделать с точки зрения выяснения условий нахождения на этих глубинах пород-коллекторов и пород-покрышек, а также закономерностей распространения скоплений УВ различного фазового состояния в зависимости от термобарических и других геолого-геохимических условий.

Другой важной задачей современной нефтегазовой геологии является разработка эффективных методов поисков скоплений нефти и газа неструктурного типа в связи с тем, что в старых

нефтегазоносных провинциях и областях фонд перспективных структур ограничен.

Кроме того, в нефтегазовой геологии все еще имеется ряд нерешенных — дискуссионных вопросов, научно обоснованное решение которых в значительной мере позволит повысить эффективность поисково-разведочных работ. К ним относятся некоторые аспекты происхождения нефти и формирования ее залежей (в особенности вопрос первичной миграции УВ).

В основу будущих исследований следует положить комплексность изучения геологических, геофизических и геохимических аспектов проблемы нефтегазовой геологии на современном уровне развития науки, достигнутом в этой области как в СССР, так и за рубежом. Значительное место в изучении актуальных проблем нефтегазовой геологии должно быть уделено моделированию природных процессов, максимально приближенному к естественным (природным) условиям, а также применению новейших методов геофизики и геохимии с учетом достижений смежных отраслей наук.

Для однозначной и достаточно обоснованной диагностики генетических связей битумоидов с определенными осадочными толщами необходимо значительно расширить и углубить исследования изотопного состава ОВ, нефтей, конденсатов и газов. Необходимо применение новейших изотопных методов в сочетании с другими усовершенствованными методами с целью определения масштабов внутрирезервуарной и внерезервуарной миграции УВ и изменений, происходящих при этом в составе последних.

Широко должны применяться различные методы математической статистики для научно обоснованной интерпретации результатов анализов, приводимых по единой методике.

Значительные и углубленные исследования следует предпринять для уточнения критериев при диагностике потенциально нефтегазоматеринских и преимущественно нефте- или газоматеринских свит.

В последнее десятилетие при поисках нефти и газа приобретают все большее значение геохимические исследования. Наметились три основные направления дальнейшего развития геохимии нефти и газа: выявление основных очагов генерации УВ в осадочной толще, использование геохимических данных при прогнозном подсчете запасов и применение прямых геохимических методов при поисках нефти и газа. Успешное развитие указанных направлений связано с внедрением в широкую практику наиболее перспективных позволяющих углубить исследования до молекулярного и атомарного уровней методов изучения рассеянного ОВ пород, нефтей и газов. Такими методами являются газожидкостная и тонкослойная хроматография, масс-спектрометрия, спектрометрия ЭПР и ЯМР, рентгенография и электронная микроскопия.

Накоплен огромный фактический материал по результатам исследований ОВ осадочных пород, нефтей и газов. Применение методов математической статистики и математического моделирования помогает систематизировать имеющиеся данные и выявлять закономерности состава и распределения в земной коре этих важнейших полезных ископаемых.

Углубление исследований по проблеме генезиса нефти на молекулярном и атомарном уровнях окончательно решит вопрос ее происхождения.

Нет сомнений, что коллективы научно-исследовательских и производственных организаций, опираясь на поддержку партии и правительства в развитии науки и техники вообще, а нефтегазовой геологии в частности, решат эти вопросы и тем самым будут способствовать выполнению больших задач, поставленных перед нефтяниками и газовиками XXVI съездом КПСС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Акрамходжаев А. М. Органическое вещество — основной источник нефти и газа. Ташкент, ФАН, 1973.

Бакиров А. А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., Недра, 1973.

Бека К., Высоцкий И. В. Геология нефти и газа. М., Недра, 1976.

Брод И. О., Еременко Н. А. Основы геологии нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1957.

Вассоевич Н. Б. Происхождение нефти.— Вестн. МГУ. Сер. Геология, 1975, № 6.

Вебер В. В. Диагенетическая стадия образования нефти и газа. М., Недра, 1978.

Высоцкий И. В. Геология природного газа. М., Недра, 1979.

Вышемирский В. С., Конторович А. Э., Трофимук А. А. Миграция рассеянных битумов. Новосибирск, Наука, 1971.

Галимов Э. М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М., Недра, 1973.

Геодекян А. А. Геолого-геохимические особенности нефтегазообразования в Южно-Каспийской впадине. М., Недра, 1968.

Главная фаза нефтеобразования/Н. Б. Вассоевич, Ю. И. Корчагина, Н. В. Лопатин и др.— Вестн. МГУ. Сер. Геология, 1969, № 6.

Губкин И. М. Учение о нефти. 3-е изд. М., Наука, 1975.

Добрынин В. М., Серебряков В. А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. М., Недра, 1978.

Еременко Н. А. Геология нефти. М., Недра, 1968.

Калинко М. К. Основные закономерности распространения нефти и газа. М., Недра, 1965.

Карцев А. А. Основы геохимии нефти и газа. М., Недра, 1978.

Леворсен А. И. Геология нефти и газа. М., Мир, 1976.

Нефтегазоносные провинции и области СССР/А. А. Бакиров, Г. Е. Рябухин, Н. М. Музыченко и др. М., Недра, 1979.

Основная стадия нефтеобразования/Н. Б. Вассоевич, А. А. Геодекян, А. А. Карцев и др.— Сб. симпозиума, № 1, Изд-во национального комитета СССР по нефти к 8-му Мировому нефтяному конгрессу. М., 1971.

Соколов В. А. Геохимия природных газов. М., Недра, 1971.

Теоретические основы и методы поисков и разведки нефти и газа/А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев, Г. Т. Юдин. М., Высшая школа, 1976.

Трофимук А. А. Новые варианты объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов нефти и газа.— Геология нефти и газа, 1972, № 5.

Успенский В. А. Введение в геохимию нефти. М., Недра, 1970.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

Азот в углеводородных газах 267
Азотистые соединения в нефтях 240
Альпийские предгорные прогибы 180
Аргон в углеводородных газах 268
Асфальтены 217

Б

Битуминозные текстуры 217
Битумоиды 8, 210, 216—221
— групповой состав 219
— элементный состав 218

В

Ванадий в нефтях 240
Время формирования залежей нефти и газа 150

Г

Газы 247
— атмосферы 254
— газовых и нефтяных месторождений 264
— диффузионная способность 173, 174
— изотопный состав 15, 204, 265
— каменноугольные 261
— магматических пород 263
— осадочных пород 256
— подземных вод 256
— современных осадков 261
— сорбция 248
— рассеянные в породах 258
— растворимость 247
— углеводородные 15
Гелий в углеводородных газах 268
Гелий-аргоновый метод 150, 151, 152
Генезис нефти 15
Геотермическая ступень 76
Геотермический градиент 76
Геотермия (геотермика) 75
Геохимическая эволюция нефтей 242
Геохимия:
газов 247
нефти 233
Гетероэлементы в нефтях 239
Главная зона нефтеобразования 232
Гипотезы неорганического происхождения нефти:
карбидная 20
космическая 21
Гомосфера 254
Гуминовые кислоты 209, 221, 222

Д

Давление:
аномально высокое пластовое 67, 74
геостатическое 71
гидростатическое 71
динамическое 71
избыточное 139, 140
пластовое 71
приведенное 72
статическое 71
Диагенез 30
Добыча нефти:
в мире 5
в СССР 5, 6
Добыча нефти и газа в СССР, динамика 6

З

Залежи нефти и газа 79, 144
— висячие 81
— вторичные 144, 145, 146
— генетические типы 80
— литологически ограниченные 85
— литологически экранированные 84
— первичные 144, 145, 146
— приконтактные 81
— рифогенные 83, 84
— сводовые 81
— синклинальных структур 83
— стратиграфические 85
— тектонически экранированные 81
Закономерности изменения плотности нефтей 132
Закономерность Успенского — Вассоевича 223
Запасы газа (мировые), распределение по:
глубинам 169, 183, 184
странам 164

стратиграфическим комплексам 163
Запасы горючих ископаемых (мировые), распределение по стратиграфическим комплексам 33
Зональность:
геоструктурная 171
глубинная (вертикальная) 170
латеральная (площадная) 173
литолого-стратиграфическая 173
нефтегазообразования 229
Зоны нефтегазонакопления 111
— ассоциаций рифогенных образований 124
— литологического типа 126
— стратиграфического типа 131
— структурного типа 113
Зоны нефтегазообразования по В. А. Соколову:
биохимическая 230
термокаталитическая 230

К

Карбониты 11
Карботены 11
Катагенез 30
Каустобиолиты, положение среди горных пород 8, 9
Кероген 229
Кислородсодержащие соединения в нефтях 240
Классификация:
газов 250—254
зон нефтегазонакопления 112
миграционных процессов 144
пород-коллекторов 51
пород-покрышек (флюидоупоров) 60
природных горючих ископаемых 10, 11, 12
Конденсаты 275
Конседиментационное развитие структур 160
Коэффициент:
пористости 47
растворимости газа в водах 218
сухости газа 264
Кристаллогидраты газов 265
Крупные скопления нефти и газа 162

Л

Липиды 31
Ловушки углеводородов 67
— литологические 68
— стратиграфические 8
— структурные 67

М

Масла 217
Местоскопления нефти и газа 86
— распределение по глубинам 183
— типы:
литологический 163
литолого-стратиграфический 109
рифогенный 99
стратиграфический 108
структурный 86
Метан 266
— гомологи 267
Миграция углеводородов 131
— вертикальная 141
— внерезервуарная 141
— вторичная 133
— латеральная 141
— локальная 142, 143
— межформационная 141
— первичная 133
— региональная 143
— струйная 143
Нафтиды 7
Нафтоиды 8
Нафтониты 11
Нефтегазоматеринские свиты 25, 26, 28, 39
Нефтегазоносные области 189
— Апшеронская 181
— внутриплатформенных впадин 191
— внутриплатформенных линейных сооружений 193
— грабенообразных впадин 194
— межгорных впадин 196
— предгорных впадин 194
— сводовых поднятий 190
Нефтегазоносные провинции 189, 196
— Волго-Уральская 176
— Галф-Кост 174
— Западная Внутренняя 175
— Западно-Сибирская 176
— Западно-Туркменская 181
— Пермская 176
— Предкавказская 178
— Туранская 179
— Тянь-Шаньская 182
Нефтегазоносный пояс 189
Нефтегазоносный район 190
Нефтегеологическое районирование 185, 199
Нефтеобразование и нефтенакопление:
периодичность 17, 40
стадийность 17
Нефти 12
— вязкость 12
— люминесцентные свойства 13
— методы исследований 238

— — газовая и газожидкостная хроматография 238
— — масс-спектрометрия 238
— окисление 244
— оптическая активность 12
— осернение 245
— поверхностное натяжение 12
— плотность 12
— состав:
групповой углеводородный 13, 234
изотопный 33, 143, 234
химический 13
элементный 13, 234,
— термокаталитическое превращение 243
Нефть и газ на больших глубинах 184, 185
Никель в нефтях 240

О

Органическая теория происхождения нефти 19
Органическое вещество 23
— накопление в земной коре 25, 31
— нерастворимое 209, 222
— преобразование:
диагенетическое 223
катагенное 225
— состав 210
Пористость пород 46
Породы-коллекторы 45, 49, 60, 61
Породы-покрышки (флюидоупоры) 57, 62
— зональные 59
— локальные 59
— региональные 59
— субрегиональные 59
Порфирины 33, 240
Принцип дифференциального улавливания углеводородов 147—149
Проницаемость пород 47
Пьезометрическая поверхность 72, 73

Р

Разрушение залежей нефти и газа 159—161
Распределение нефти и газа в земной коре по типам пород 169
Регионально нефтегазоносные:
акватории 198
комплексы 40
Резервуары (природные) нефти и газа 62
— литологически ограниченные 64
— массивные 64
— пластовые 63
Ретроградная конденсация 140

С

Сернистые соединения в нефтях 240
Сероводород 266, 268
Смолы 217
Скопления нефти и газа:
локальные 79
региональные 79

Т

Термобарические условия природных резервуаров нефти и газа 71
Унаследованные структуры в нефтях 241
Углеводороды:
ароматические 237
в осадочных породах 209
в современных осадках 30, 33
диффузия 138, 139
нафтеновые 237
парафиновые 234
Углекислый газ 267
Углерод 204
— изотопный состав 15, 204
— кларковое содержание 205
— круговорот в природе 207, 208
— формы нахождения в геосферах 205

Ф

Фации 34
Фильтрационный эффект 146
Формации 34, 35
— карбонатные 36
— угленосные 38
Фосфор в нефтях 241
Фульвовые кислоты 221

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ
ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА.

Глава I. Политико-экономическое значение нефти и газа в мировом хозяйстве. *А. А. Бакиров, З. А. Табасаранский* 5

Глава II. Природные горючие ископаемые нефтяного (битумного) ряда. *З. А. Табасаранский* 7
§ 1. Общие сведения 7
§ 2. Основные физико-химические свойства нефтей и природных углеводородных газов 12

Глава III. Происхождение нефти и природных углеводородных газов. *А. А. Бакиров, З. А. Табасаранский* 15
§ 1. Научное и практическое значение проблемы происхождения нефти и природного газа 15
§ 2. Органическое вещество в земной коре и пути преобразования его в нефтяные углеводороды 23
§ 3. Геолого-геохимические показатели органического происхождения нефти и газа 32
§ 4. Фации и формации, благоприятные для образования нефтегазоматеринских отложений. *А. К. Мальцева* 34

Глава IV. Регионально нефтегазоносные комплексы. *А. А. Бакиров* . . 40

Глава V. Природные резервуары нефти и газа. *З. А. Табасаранский* . 45
§ 1. Породы-коллекторы 45
§ 2. Породы-покрышки (флюидоупоры) 57
§ 3. Литологические и палеогеографические предпосылки формирования в осадочном чехле пород-коллекторов и пород-покрышек *А. К. Мальцева* 60
§ 4. Классификация природных резервуаров нефти и газа 62
§ 5. Ловушки нефти и газа и их классификация 67
§ 6. Термобарические условия природных резервуаров нефти и газа 71

Глава VI. Классификация и основные генетические типы скоплений нефти и газа. *А. А. Бакиров* 79
§ 1. Залежи нефти и газа 80
§ 2. Месторождения нефти и газа 86
§ 3. Зоны нефтегазонакопления 111

Глава VII. Миграция углеводородов в земной коре, формирование и разрушение их скоплений. *З. А. Табасаранский* 131
§ 1. Миграция нефти и газа 131
§ 2. Формирование скоплений нефти и газа 144
§ 3. Разрушение залежей нефти и газа 159

Глава VIII. Закономерности размещения скоплений нефти и газа в земной коре 162
§ 1. Распределение добычи и разведанных запасов нефти и газа по странам и континентам. *А. А. Бакиров, З. А. Табасаранский* . 162

§ 2. Пространственная и глубинная зональности размещения преимущественно нефтяных или газовых скоплений. *З. А. Табасаранский* 169

Глава IX. Нефтегеологическое районирование. *А. А. Бакиров* 185

§ 1. Принципы нефтегеологического районирования 185
§ 2. Классификация и основные типы регионально нефтегазоносных территорий 188
§ 3. Нефтегеологическое районирование осадочных бассейнов крупных седиментационных циклов (века, эпохи) 199

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА *М. В. Бордовская*

Глава X. Основные черты геохимии углерода 204

§ 1. Углерод как химический элемент. Изотопы углерода 204
§ 2. Углерод и формы его нахождения в геосферах 205

Глава XI. Преобразование органических соединений при литогенезе осадочных образований 209

§ 1. Диагенетическое преобразование органического вещества . . . 210
§ 2. Катагенное преобразование органического вещества 225
§ 3. Зональность нефтегазообразования 229

Глава XII. Геохимия нефти 233

§ 1. Состав нефтей 233
§ 2. Геохимическая эволюция нефтей 242

Глава XIII. Геохимия природных газов 247

§ 1. Основные физико-химические свойства газов 247
§ 2. Классификация и основные типы природных газов 250
§ 3. Геохимия газов нефтяных и газовых местоскоплений 264
§ 4. Конденсаты 275

Заключение. Перспективы развития нефтегазовой геологии и геохимии 278

Список литературы 281

Абдулхалат Абдуллатыпович Бакиров,
Зейнал Алимарданович Табасаранский
Марина Владимировна Бордовская,
Алла Константиновна Мальцева

Геология и геохимия нефти и газа

Редактор издательства *Н. К. Алферова*

Переплет художника *Е. К. Самойлова*

Художественный редактор *В. В. Шутько*

Технические редакторы *А. В. Трофимов, В. Л. Прозоровская*

Корректор *С. В. Зимина*

ИБ № 3507

Сдано в набор 03.11.81. Подписано в печать 23.03.82. Т-06145. Формат 60×90$^{1}/_{16}$. Бумага типографская № 2. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 18,0. Усл. кр.-отт. 18,0. Уч.-изд. л. 19,20. Тираж 4600 экз. Заказ 2602/7820—7. Цена 90 коп.

Ордена «Знак почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.

Уважаемый товарищ!

В издательстве «Недра» готовятся к печати новые книги

ГАЗОВЫЕ и газоконденсатные месторождения. Справочник/ В. И. Ермаков, И. П. Жабрев, В. И. Старосельский и др.— 2-е изд., перераб. и доп.— 40 л., 2 р. 70 к.

Приведены основные сведения по газовым и газоконденсатным месторождениям СССР и зарубежных стран, материалы по сырьевой базе газовой промышленности мира, а также сводная характеристика наиболее крупных газовых месторождений.

Во втором издании (I-ое изд.— 1975 г.) материал переработан и дополнен с учетом открытий новых месторождений в 1975—1979 гг., включены данные по характеристике полезных компонентов природного газа и закономерностям размещения газовых месторождений.

Для геологов производственных, научно-исследовательских и планирующих организаций. Может быть полезен преподавателям и студентам геологических специальностей вузов нефтяного профиля.

ЗАЛЕЖИ нефти и газа в ловушках неантиклинального типа: Альбом-справочник/ Ратнер В. Я., Зубова М. А., Булатов Н. Н., Польстер Л. А.— 20 л., 1 р. 70 к.

Альбом-справочник составлен на основании обобщения обширного материала отечественных и зарубежных исследований. Рассматриваются условия залегания нефти и газа в неантиклинальных ловушках на месторождениях различных нефтегазоносных бассейнов мира. Приведены основные промыслово-геологические параметры залежей. Специальный раздел посвящен вопросам общей классификации ловушек нефти и газа.

Для геологов-нефтяников производственных и научно-исследовательских организаций. Может быть полезен студентам и аспирантам нефтяных вузов и факультетов.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «Книга — почтой» магазинов:
№ 17—199178, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61;
№ 59 — 127412, Москва, Коровинское шоссе, 20

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»

3870