И. М. ГУБКИН

УЧЕНИЕ О НЕФТИ



И. М. Губкин

УЧЕНИЕ О НЕФТИ

ИЗДАНИЕ ТРЕТЬЕ



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»
МОСКВА
1975

УДК 553.982

Учение о нефти. Губкин И. М. М., «Наука», 1975 г.

В книге рассматриваются главнейшие вопросы учения о нефти: народнохозяйственное значение нефти, ее физические и химические свойства, происхождение и условия залегания в земной коре, геологическое строение нефтяных и газовых месторождений, закономерности их размещения, литологические особенности и коллекторские свойства нефтегазоносных пород, методы поисков и разведки и другие вопросы нефтегазовой геологии. Табл. 40. Рис. 121.

Редакционная коллегия

академик А. А. ТРОФИМУК,
члены-корреспонденты АН СССР
Н. Б. ВАССОЕВИЧ, М. И. ВАРЕНЦОВ,
В. Д. НАЛИВКИН, проф. А. А. БАКИРОВ

Ответственные редакторы

академик А. А. ТРОФИМУК,
член-корреспондент АН СССР М. И. ВАРЕНЦОВ

Г $\frac{20804\text{-}238}{055(02)\text{-}75}$ 168-75

© Издательство «Наука», 1975 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ РЕДКОЛЛЕГИИ К ТРЕТЬЕМУ ИЗДАНИЮ КНИГИ АКАДЕМИКА И. М. ГУБКИНА «УЧЕНИЕ О НЕФТИ»

Книга всемирно известного, выдающегося ученого геолога-нефтяника Ивана Михайловича Губкина «Учение о нефти» впервые была опубликована в 1932 г. В основу ее были положены лекции, которые на протяжении ряда лет, начиная с 1920 г., И. М. Губкин читал на нефтяном отделении бывш. Московской горной академии. Второе переработанное и дополненное издание этой книги было подготовлено И. М. Губкиным и опубликовано в 1937 г. Уже вскоре после своего выхода в свет она стала библиографической редкостью.

Крупнейший знаток геологии нефтяных месторождений СССР, автор монографий «Учение о нефти», «Нефтяные месторождения мира», «Тектоника юго-восточной части Кавказа в связи с нефтеносностью», «К вопросу о генезисе нефтяных месторождений Северного Кавказа», «Грязевые вулканы Советского Союза и их связь с нефтеносностью», «Урало-Волжская нефтеносная область» и т. д., вдохновитель и организатор поисков и разведки нефти в Азербайджане, на Северном Кавказе, в Казахстане, районах Средней Азии, Урало-Поволжья, на Тимано-Печоре, в Западной и Восточной Сибири И. М. Губкин на протяжении последних 30 лет своей жизни приобрел славу выдающегося ученого. Его деятельность представляет замечательный образец творческого соединения теории и практики. Работая над книгой «Учение о нефти», И. М. Губкин творчески обобщил все накопленные знания по геологии нефтяных и газовых месторождений, генезису нефти и газа, условиям образования их залежей и месторождений, дал теоретические обоснования поисков и разведки нефти и газа. Идеи, заложенные в книге «Учение о нефти» и в других трудах, создали основу советской нефтяной геологии и вооружили геологов-нефтяников знаниями и опытом, столь эффективно проявленными в крупных достижениях послевоенного развития нефтегазодобывающей промышленности СССР.

Представления И. М. Губкина о генезисе нефти и газа, условиях образования их залежей, о региональности нефтегазооб-

разования и закономерностях размещения месторождений нефти и газа в земной коре блестяще выдержали проверку временем, практикой. Эти идеи, успешно развиваемые современными советскими геологами, составляют научную основу выявления нефтегазоносности земной коры.

В третье издание книги И. М. Губкина «Учение о нефти» положен текст второго издания 1937 г. Редколлегия сочла необходимым в примечаниях, помещенных в конце книги, и в сносках, данных в тексте звездочками (в отличие от сносок И. М. Губкина, отмеченных в тексте и таблицах цифрами), пополнить текст И. М. Губкина новыми сведениями, пояснениями современного толкования некоторых терминов, понятий, дать современные представления по некоторым вопросам, освещаемым в книге, подчеркнуть значение выдвинутых И. М. Губкиным идей и дальнейшего их развития. Авторы примечаний — Л. М. Томашпольский (Введение), Н. Б. Вассоевич (первая часть, главы I, II, IV; вторая часть, глава VII), А. А. Бакиров (вторая часть, глава II), А. А. Ханин (вторая часть, главы III и IV), В. Д. Наливкин (вторая часть, глава VI). Общая научная редакция выполнена А. А. Трофимуком и М. И. Варенцовым.

В первой части книги из главы III «Физические свойства нефти» исключен текст о приборах и методах определения физических свойств нефти, так как этот материал частично устарел и более полно описывается в специальных учебниках. Материал о физических (глава III) и химических (глава IV) свойствах нефти дополнен Г. Д. Гальперном. Исключена глава IV «Краткие сведения из органической химии» в связи с тем, что эти сведения устарели и более полно и современно освещаются в учебниках и справочниках по органической химии. В главе V сокращены разделы, посвященные характеристике непредельных углеводородов, реакции углеводородов, получаемых в процессе переработки нефти, сведения о выработке нефтепродуктов и очистки нефти. По этим же мотивам исключены глава VI «Характеристика важнейших нефтей в СССР и за границей» и глава VII «Методы переработки нефти».

Из второй части «Условия залегания нефти в земной коре» редколлегия сочла возможным снять главу II «Географическое распределение нефтяных месторождений». В этой главе основное внимание уделено сведениям о местонахождении, размерах добычи нефти, их промышленном значении. Сведения эти устарели и не отображают современной географии распределения месторождений нефти и газа. Современные данные о географии и геологии нефтяных и газовых месторождений СССР и зарубежных стран изложены в ряде позднейших учебников и учебных пособий. Редколлегия, исключая эту главу, исходила из того, что главное содержание книги «Учение о нефти» состоит в анализе геологической обстановки нахождения нефти и газа в земной коре, что хорошо отражено в остальных главах второй части книги.

Некоторые небольшие сокращения проведены также в главе III «Литологический состав нефтеносных пород» второй части книги.

Редколлегия сознает всю ответственность перед читателями за исключение из текста посмертного издания книги И. М. Губкина «Учение о нефти» названных глав, но, кроме высказанных здесь обоснований, решая эти вопросы, мы следовали примеру самого И. М. Губкина, который счел возможным не помещать во втором издании разделы о методах разведки, «. .поскольку за последние годы, — писал И. М. Губкин, — разведка успела вырасти в огромную дисциплину, помещение этих глав в новом издании книги уже не представляется возможным». Из предисловия И. М. Губкина к первому изданию книги читатель убедится в том, что автор не поместил в ее текст разделы, посвященные поискам и разведке месторождений и методам подсчета запасов, так как этим вопросам были посвящены отдельные курсы лекций.

Редколлегия выражает уверенность в том, что третье издание книги И. М. Губкина «Учение о нефти» не только дань уважения его замечательным научным и практическим достижениям, прославившим на весь мир советскую науку, но и признание того факта, что изложенные в ней идеи и сегодня вооружают знаниями геологов, посвятивших свою жизнь благородному делу изучения и выявления нефтегазоносности земной коры.

ПРЕДИСЛОВИЕ КО ВТОРОМУ ИЗДАНИЮ
[1937 г.]

Со времени выхода в свет первого издания «Учения о нефти» прошло свыше 5 лет. Это очень большой срок в развитии нефтяного дела: за это время успели значительно расшириться наши представления о нефтеносности территории земного шара, особенно СССР, существенно изменилась техника нефтепереработки, наконец, имеется новое и в некоторых теоретических представлениях, связанных со строением нефтеносных недр и генезисом нефти. Все это должно найти свое отражение в новом издании, расширенном и дополненном по сравнению с предыдущим. Учтены также и некоторые указания критики.

В частности, наибольшим изменениям подверглись главы о физических и химических свойствах нефти, где нашла свое отражение проведенная у нас за последние годы стандартизация методов исследования. Глава, посвященная характеристике важнейших нефтей, расширена за счет охвата нефтей новых промышленных районов СССР, а также нефтей Венесуэлы и некоторых других заграничных месторождений. Приношу свою глубокую благодарность А. С. Великовскому, взявшему на себя труд обновить и дополнить эту главу. Глава, посвященная переработке нефти, написана совершенно заново инж. Н. Ф. Седых, которому приношу свою благодарность. Совершенно переработана, с охватом важнейших новых моментов, глава о географическом распределении нефти. В главе о геологическом возрасте нефтяных месторождений нашли свое отражение результаты углубления разведочного бурения за последние годы. В главе, посвященной структурным формам нефтяных месторождений, отражены последние данные о «соляной тектонике» за границей и у нас.

Что касается приложенных к первому изданию статей о методах разведки, то, поскольку за последние годы методика разведки успела вырасти в огромную дисциплину, помещение этих глав в новом издании книги уже не представляется возможным.

Академик И. М. Губкин

ИЗ ПРЕДИСЛОВИЯ К ПЕРВОМУ ИЗДАНИЮ
[1932 г.]

В основу книги, излагающей главнейшие вопросы нефтеведения, или «учения о нефти», положен курс, в течение ряда лет читавшийся мною на нефтяном отделении бывш. Московской горной академии. В выработке программы этого, тогда совершенно нового, старой дореволюционной высшей школой не известного курса принимали участие кроме профессорско-преподавательского персонала также и студенты-нефтяники.

Некоторое время этим курсом студенты пользовались в виде обработанных стенограмм моих лекций, каждый год пополнявшихся новым материалом. Потом возникла мысль издать его в печатном виде, принимая во внимание скудость в советской литературе подходящих курсов, посвященных общим вопросам нефтеведения, а именно — нефтяной геологии, а также описанию ее свойств, как естественноисторического объекта. Это вызвало необходимость значительного изменения и дополнения курса и снабжения его иллюстрационным материалом в виде карт, разрезов, рисунков и таблиц.

В этом отношении большую помощь мне оказал мой ученик, горный инженер И. Л. Гуревич, подобравший для первой части курса весь необходимый иллюстрационный материал, снабженный им надлежащим описанием. Кроме того, он внес некоторые дополнения в ту часть курса, где трактуется о физических и химических свойствах нефти, в особенности о ее переработке, и освежил в некоторых случаях статистический материал. Вследствие того, что за последние годы в области нефтяной геологии появилось очень много нового, весьма интересного материала в виде переводной литературы, содержащей сведения об иностранных нефтяных месторождениях, в особенности о месторождениях Соединенных Штатов, а также полученного в результате непосредственного изучения нефтяных месторождений Советского Союза и систематического наблюдения над разработкой старых нефтяных районов СССР, вторая часть курса, трактующая об условиях залегания нефти в земной коре, подверглась коренной пере-

работке, а некоторые главы ее были написаны заново. При этом был широко использован материал как из иностранной, преимущественно американской, литературы, так и материал, доставленный геологоразведочными работами последних лет и работами молодых нефтяных научно-исследовательских институтов: ГИНИ, АзНИИ и ГрозНИИ. Кроме того, использован материал, собранный лично мною при ежегодных длительных поездках в нефтяные районы Союза.

Предлагаемая книга содержит ответ на следующие главнейшие вопросы нефтеведения: что такое нефть, какие ее физические и химические свойства, как они используются при переработке ее на различного рода нефтяные продукты, как нефть возникла и в каких условиях она залегает в земной коре, под действием каких законов произошло ее скопление в виде обособленных залежей или же месторождений и к каким структурным формам эти залежи или месторождения приурочены. Нужна ли такая книга в настоящее время? Полезно ли будет ее появление в условиях социалистического строительства? Поможет ли она в том или ином отношении при решении ряда вопросов, поставленных перед нефтяной промышленностью основными задачами этого строительства?

Все эти вопросы встали передо мною прежде, чем решиться на опубликование книги. Из вступительной главы этой книги читатель может убедиться в том громадном значении, которое получила нефть за последние десятилетия в жизни человечества, приобретя характер товара политического, вокруг которого и в борьбе за который сплетаются многие сложные узлы международной политики. Но для нас гораздо большее значение имеет не этот вопрос, а другой — то обстоятельство, что страной строящегося социализма предъявлен нефтяной промышленности громадный социалистический заказ.

Развитие нефтяной промышленности на второе пятилетие определяется, во-первых, мощным, еще невиданным в истории человечества развитием промышленности, выражающимся в строительстве заводов-гигантов, электрификации и проч., во-вторых, в социалистической реконструкции сельского хозяйства; в-третьих, широчайшим развитием всех видов транспорта: рельсового и безрельсового (грузовой и пассажирский автотранспорт), морского и речного; в-четвертых, химизацией страны, широкое развитие которой базируется, между прочим, на использовании нефти, как сложного комплекса всевозможных углеводородных соединений для получения ряда разнообразных продуктов: искусственный каучук, взрывчатые вещества, краски, лаки и другие высокоценные продукты, что повышает коэффициент полезного использования нефти по сравнению с использованием ее в качестве энергетического ресурса; в-пятых, исключительно важной ролью, которую имеют нефтепродукты в деле обороны страны. Эти основные факторы развития нефтяной промышленности заставят ее

широко развернуть все производственные процессы нефтяного дела по добыче и переработке нефти, по ее транспортированию и хранению и, что особенно для нас важно, по систематическому и тщательному изучению недр страны с целью отыскания новых нефтеносных земель.

При таких предпосылках книга, излагающая учение о нефти, именно о ее свойствах и условиях залегания в земной коре, может быть полезной в разнообразных направлениях: во-первых, студентам нефтяных и других технических высших школ, посвятивших себя изучению той или иной отрасли нефтяного дела (для них в первую очередь она и предназначается), во-вторых, для всех работников нефтяной промышленности, которые захотят под свою практическую работу в области нефтяного дела подвести некоторое теоретическое основание. В частности, книга может оказаться полезной и для инженерно-технического персонала, занятого разработкой нефтяных месторождений.

Я уже не говорю о том, что среди лиц, избравших своей специальностью нефтяную геологию, чувствуется потребность разобраться в ряде вопросов, связанных с проблемой образования нефтяных месторождений, ибо здесь царят большой разнобой и пестрота мнений. Не знаю, удовлетворит ли читателя моя попытка внести в эту область известную определенность и принципиальность, во всяком случае, такую попытку я сделал. А именно, я уделил большое внимание описанию структурных форм, которым подчинены нефтяные месторождения, и литологическим особенностям тех пластов, в которых образуются залежи нефти промышленного значения. Большое внимание посвящено вопросам нефтеобразования и выяснения законов, под действием которых совершается движение, или миграция, нефти от мест ее образования к местам ее скопления в масштабах промышленного значения.

В главе о происхождении нефти дана критическая оценка главнейших теорий и гипотез и сделана попытка обосновать так называемую теорию сапропелевого происхождения нефти, выдвинутую в первоначальной форме Потонье и развитую впоследствии в более определенных формах другими авторами, использовавшими все новейшие данные до роли анаэробных бактерий в процессах нефтеобразования среди органогеновых илов, отложенных в известных условиях и претерпевших затем ряд диагенетических изменений.

Я думаю, что книга, излагающая учение о нефти, может оказаться полезной не только нефтяникам, но и более широким кругам хозяйственников, которые широко используют нефть на своих предприятиях, часто не имея представления о том, что она собой представляет, и безжалостно уничтожая это драгоценное вещество, более ценное, чем само золото.

В этой книге я 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. Я рассматривал не статику, а динамику форм и явлений, связанных с этим процессом и им обусловливаемых. Вторая глава этой книги трактует горючие ископаемые и каустобиолиты как первичную материнскую породу, из которой при одних условиях образуется нефть, а при других прочие горючие ископаемые: различного рода угли и природные газы.

Нефть рассматривается как член единого генетического ряда полезных ископаемых, возникших из каустобиолитов. На одном конце этого ряда стоят графиты и антрациты, а на другом — горючие природные газы.

Этот генетический принцип положен и в основу естественной классификации всех каустобиолитов.

В следующих главах, по соображениям педагогического характера, я знакомлю читателя с физическими и химическими свойствами нефти и привожу примеры, как они, эти свойства, используются при переработке нефти, указывая, что изучение этих свойств составляет научную основу переработки нефти, а эта последняя, в свою очередь, должна вести к еще более глубокому познанию свойств нефти.

Это предварительное ознакомление с физико-химическими свойствами нефти помогает дальнейшему пониманию книги.

Во второй части книги, посвященной выяснению условий залегания нефти в земной коре, первые главы трактуют о поверхностных признаках нефти, сигнализирующих о наличии в недрах Земли тех или иных скоплений нефти, и о закономерностях в распределении нефтяных месторождений по лицу земного шара (географическое распределение) и по геологическим системам.

Следующие главы посвящены детальному изложению самого процесса возникновения нефти. 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 месторождений), 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 и картиной его постепенного разрушения и исчезновения нефти путем постепенного ее высачивания и дегазации.

Изучение геологических условий залегания нефти в земной коре дает возможность выяснить, на какой стадии развития находится изучаемое нефтяное месторождение, и через это определить степень его благонадежности и промышленного значения.

Чтобы дать наиболее ясное и отчетливое представление о процессе нефтеобразования как о едином целостном и непрерывном процессе, завершающемся образованием нефтяных месторождений и их последующим разрушением, может быть, следовало бы изложить содержание публикуемой ныне книги в несколько ином порядке, а именно: накопление органогенного материала как первоначального источника для образования различного рода каустобиолитов, в том числе и нефти; выяснение условий накопления органического материала углеводного и углеродного характера; процессы изменения происхождения в той и другой группе органических остатков; продукты этих изменений (различного рода битуминозные вещества, в том числе угли и нефть, а также битумы промежуточного характера); существо процессов битуминизации или нефтеобразования; законы движения (миграции) нефти и образования подземных скоплений нефти или нефтяных месторождений; гравитационная, или так называемая антиклинальная, теория; структурные формы в земной коре, которым подчинены залежи нефти промышленного характера, литологическая характеристика пластов, их слагающих, и в особенности тех, которые являются коллекторами для нефти или нефтесодержащими пластами; разрушение нефтяных месторождений и выходы нефти на дневную поверхность; что такое нефть: каковы ее физические и химические свойства и какое значение они имеют при переработке нефти и при ее использовании как полезного ископаемого; понятие о способах переработки нефти и о главнейших продуктах, которые из нее получаются; способы искусственного синтеза нефти и возникшие на их основе теории ее происхождения, критическая оценка этих теорий.

Как я уже упомянул выше, соображения чисто педагогического характера заставили меня принять несколько иной порядок, но основная идея, проводимая в книге, от этого не изменилась.

Соображения того же порядка побудили меня ввести коротенькую главу об основных понятиях органической химии, чтобы книга могла читаться лицами, даже не знакомыми с основами этой научной дисциплины.

Чтобы книга получила практическое значение при поисках, разведках и геологической оценке нефтяных месторождений, я большое внимание уделил вопросу о структурных формах и литологических особенностях пластов, которым подчинены нефтяные месторождения. При этом использован обширный фактический материал из практики изучения и разработки как нефтяных месторождений СССР, так и нефтяных месторождений других стран мира, в особенности же Соединенных Штатов Америки.

Я старался при этом производить сравнительную оценку не только отдельных месторождений, но и целых нефтеносных областей, чтобы найти аналогию между ними и использовать для поисков новых нефтяных районов в пределах СССР или же для более правильного направления дальнейшей разведки уже эксплуатирующихся нефтяных месторождений (соляные купола Южного Техаса и Луизианы в Соединенных Штатах и наш Урало-Эмбенский район; погребенные формы рельефа Мид-Континента Соединенных Штатов и возможности существования таковых в пределах Русской плиты; «шнурки» Канзаса в Соединенных Штатах и Майкопская рукавообразная залежь и т. д.).

Москва
31 марта 1932 г.

Академик И. М. Губкин

ЗНАЧЕНИЕ НЕФТИ КАК ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО В МИРОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ

За последние десятилетия нефть в мировом хозяйстве и в политической жизни человека получила совершенно исключительное значение [1].

Нефть и нефтяные продукты имеют огромное значение как фактор, ускоряющий строительство огромных индустриальных гигантов, механизацию сельского хозяйства, улучшение материального и культурного благосостояния трудящихся, развитие авиационной и автомобильной промышленности, укрепление мощи Советской Армии и обороноспособности СССР.

Несмотря на то, что нефть была известна человечеству еще в древности, широко пользоваться ею люди научились совсем недавно.

В течение, по-видимому, нескольких столетий местное население нефтеносных районов мира пользовалось нефтью лишь как лечебным средством. Такие «лечебные» сорта нефти известны и до сих пор, например в Закавказье (г. Нафталан). Кроме того, нефть применяли в качестве осветительного средства, наливая ее в особые глиняные сосуды, напоминавшие по форме чайник; нефтяные газы, выделявшиеся из земли, служили в Иране и нашем Закавказье предметом культа («вечные огни»). Нефть добывалась в то время из неглубоких колодцев ручным способом.

Развитие крупнопромышленной эксплуатации нефтяных месторождений началось лишь тогда, когда человечество научилось, во-первых, добывать нефть из земных недр посредством буровых скважин, во-вторых, фракционировать добытую сырую нефть, отгоняя из нее нефтепродукты различных свойств и хозяйственного значения. То и другое случилось лишь в середине XIX столетия и притом почти одновременно.

В 1856 г. в Северной Америке, где нефть применялась под названием «масла Сенеки» лишь в качестве медицинского средства, установили, что путем простой перегонки из нефти можно получать легкий осветительный продукт — керосин. Спустя три года (в 1859 г.) Эдуард Дрэк, заимствуя этот прием из практики мест-

ной соляной промышленности, пробурил в Ойлкрике (Oil creek) близ г. Тайтусвиля скважину, давшую приток нефти с глубины около 20 *м*.

Успех Э. Дрэка вызвал оживленную буровую деятельность. На помощь буровой технике пришла геология, которая, по-видимому, уже в то время могла в известной мере ориентировать поиски нефти. С этого момента начался так называемый осветительный, или керосиновый, период истории американской, а с нею и мировой нефтепромышленности. В этот период, охватывающий примерно четыре первые десятилетия существования нефтяной промышленности, керосин является главной и почти исключительной целью добычи нефти; бензин и различные смазочные масла не находили себе широкого применения и даже не всегда отгонялись, сгорая вместе с наименее ценной тяжелой частью нефти (мазут) под названием «нефтяных остатков».

Истинное развитие мировой нефтепромышленности и весь ее современный облик и размах начинают определяться лишь тогда, когда начали выявляться энергетическое, двигательное и отчасти химическое значение нефти.

Источником двигательной энергии служил в первое время по преимуществу уголь. Лишь постепенно, в конце XIX столетия, человечество стало оценивать несомненные преимущества использования нефти в этом направлении.

Нефть почти не содержит воды, золы и серы и в специальных топках легко сгорает без копоти и дыма. Теплотворная способность нефти выше всех других видов топлива и для получения одного и того же количества тепловых единиц требуется по весу:

нефти	1,00	торфа	2,09
кокса	1,37	сосновых дров	2,24
антрацита	1,44	березовых дров	2,29
винного 95%-ного спирта	1,54	соломы	2,59

Теплотворная способность топлива играет огромную экономическую роль и при его перевозке. Если принять число вагонов, потребных для перевозки нефти, за единицу, то для донецкого каменного угля их нужно будет 1,35, для подмосковного — 3,1, для торфа — 3,2, для сырых дров — 3,4 и, наконец, для волжских сланцев — около 7.

Высокая теплопроизводительность, удобства при хранении и перевозке делают нефть незаменимым топливом в промышленности и особенно в той ее части, где паровое хозяйство заменено экономичными стационарными двигателями внутреннего сгорания (дизелями), которыми оборудуются военные и торговые морские суда.

Особенное значение имеет замена угля нефтью на судах. Такая замена приводит к увеличению полезного тоннажа судна, с одной стороны, а с другой, что особенно важно, к удобствам маневрирования, так как такие суда могут надолго и на далекое расстоя-

ние отходить от своих питательных баз в отличие от судов, потребляющих уголь, не могущих обойтись без периодического пополнения запасов топлива. В этом, на первый взгляд маловажном, факте и скрыты громадные преимущества нефтяного топлива и политическое значение самой нефти. Топливное значение нефти приложимо к фабрикам, заводам, железным дорогам и пр.

Нефть конкурировала с углем и другими видами твердого топлива сначала в качестве нефтетоплива в тесном смысле этого слова, будучи сжигаема под котлами в топках. Однако вскоре началась дальнейшая дифференциация нефти как источника двигательной энергии: наряду с мазутом стали выделять бензин и газойль (соляровое масло) как моторные виды топлива, применяемые уже не в топках, а в двигателях внутреннего сгорания. В качестве потребителей начинают быстро выдвигаться сначала легковой и грузовой автотранспорт, а затем автобусный транспорт и дизель, находящий себе разнообразное применение.

Из нефти сейчас добывают свыше 120 * видов нефтепродуктов, которыми обслуживаются самые разнообразные виды промышленных предприятий.

Мощный толчок количественному развертыванию спроса на смазочные масла и качественной его дифференциации дало опять-таки развитие строительства различных типов двигателей, почему рост спроса на смазки шел до известной степени параллельно росту потребления бензина и других видов моторного топлива. Можно с полным правом сказать, что нет ни одного вида промышленного предприятия, куда бы не проникла нефть в сыром или переработанном виде. Нефть завоевала себе прочные позиции на суше, на воде и в воздухе.

Итак, в процессе исторического развития нефтепромышленности из единого сырого продукта выделились четыре основные группы дериватов-нефтепродуктов: бензин, керосин, нефтетопливо и смазочные масла.

Какова же роль каждой из этих основных групп нефтепродуктов? Ответ на это дает следующая картина распределения потребления нефтепродуктов (в%) в 1935 г. в США [1].

Бензин	43,8
Керосин	15,5
Смазочные масла	2,2
Нефтетопливо	38,5
	100

Итак, первое место занимает бензин, второе — нефтетопливо и лишь на третьем месте стоит керосин. Как видно, мы успели далеко уйти от «керосинового» периода нефтепромышленности, и нефть сейчас является ископаемым по преимуществу энергети-

* Имеется в виду период до 1937 г. (т. е. до второго издания книги).

[1] Данные API (Американский нефтяной институт. — *Прим. ред.*), см. реферат в журнале «Нефт. хоз.», № 4, 1936, стр. 73.

Таблица 1

Потребление нефтепродуктов в США в 1934 г. [1]

Потребитель	Нефтепродукт	Потребление (в тыс. *т*)
Автотранспорт	Бензин	43 050
Дизельмоторы	Дизельное топливо	2 624
а) торговый флот	Мазут, газойль	6 872
б) авиация	Бензин	100
в) сельскохозяйственные тракторы и стационарные двигатели	Мазут, бензин, керосин	1 108
г) военный флот и армия	Мазут, газойль, бензин	1 195
д) железные дороги	Мазут, газойль	6 860
е) электростанции	Мазут	1 570
Промышленность обрабатывающая	Мазут, газойль	7 880
Промышленность горнодобывающая	» »	686
Газовые заводы	Мазут	1 814
Нефтепромышленность	»	7 164
Домовое и кухонное отопление	»	11 309
Разные	»	1 644

[1] Нефт. хоз., № 4, 1936, стр. 73.

ческим. Наряду с этим она служит источником для получения (в процессе более глубокой разгонки и переработки) некоторых химических продуктов.

Распределение общего потребления нефтепродуктов по группам потребителей в США в 1934 г. показано в табл. 1.

Конкуренция различных видов энергетических ресурсов привела к различному их участию в энергетическом балансе отдельных стран в связи с особенностями природы и экономики каждой страны [2].

В 1935 г. потребление разных видов энергии в капиталистических странах представлено в табл. 2.

Охарактеризовав выше значение отдельных четырех групп нефтепродуктов в указанный период, бросим беглый взгляд на динамику развития их потребления в ближайшем прошлом. Эта динамика в США за 1920—1935 гг. показана в книге американского автора Лэстэра Юрэна, где потребление приводится в процентах от добычи США за соответствующий год. Из диаграммы видно, что за 15 лет кривая бензина круто повышается, обеспечивая ему ведущую роль, тогда как значение прочих трех групп падает.

Чем же вызывается такой рост абсолютного потребления бензина и его относительной роли в развитии мировой нефтепро-

Таблица 2

Мировое потребление основных видов энергетических ресурсов [1]
(в млн. *т* условного 7000 *ккал* топлива) [3]

Нефтепродукт	По всем странам мира	США	Великобритания	Германия	Франция	Италия	Япония
Уголь	1195	399	170,5	147,8	68	15,5	48,0
Нефть	327	217	14,0	4,2	5,0	1,3	0,8
Естественный газ	83	65	—	—	—	—	—
Гидроэнергия	125	80	0,3	5,0	7,8	12,2	17,2
Всего	1730	761	184,8	157	80,8	29,0	66,0

[1] Сб. «Капиталистические страны», 1937. М., Изд. ЦУНХУ, стр. 221.

мышленности? Факторами, стимулирующими этот рост, являются:

1. Развитие автомобильного транспорта. За исключением периода всеобщего мирового экономического кризиса 1929—1930 гг., регистрация автомашин показывает последовательный рост числа их во всем мире.

Правда, новейшие системы автомашин дают значительную экономию в удельном расходе бензина, но поскольку параллельно растут и их пробеги, общий расход бензина на одну машину, в общем, слегка возрастает. Особенно мощным фактором является развитие автобусных сообщений, причем автобус конкурирует даже на далекие расстояния с железной дорогой.

2. Развитие авиации, в частности гражданской, которая в сущности еще только начинала в 30-е годы свое развертывание, обещающее стать в будущем исключительно мощным. Развитие авиации отражается особенно заметно на потреблении бензина, поскольку удельный расход его на 1 *км* пробега для авиации примерно в 3 раза больше, чем в автотранспорте, а самые пробеги на одну авиамашину, в свою очередь, больше, чем на автомобиль.

В авиации применяется не только бензин, но и другие виды горючего, что видно при рассмотрении потребления горючего в 1935 г. воздушным флотом Англии (в тыс. *т*) [1]:

авиационного бензина	20 522
керосина	432
дизельного топлива	1 875
смазочного масла	1 050

[1] Нефт. хоз., № 4, 1936, ст. 74.

Следовательно, развитие авиации будет стимулировать по преимуществу развертывание производства специальных сортов бензина, смазочных масел и отчасти дизельного топлива. Дизелестроение является также мощным фактором, стимулирующим развитие мировой нефтепромышленности.

Интересную картину представляет применение дизельмоторов в различных отраслях народного хозяйства. Ниже приводим данные, показывающие распределение в США в 1934 г. общей мощности действующих дизелей (в тысячах л. с.) по отдельным, применяющим эти моторы отраслям народного хозяйства [1]:

Флот	1355	Нефтепромышленность	535
торговый	1081	Хлопкоочистка	196
военный	274	Горнорудная промышленность	173
Электростанции	1041	Железные дороги	165
Тяжелая промышленность	974	Льнозаводы	110
Тракторы	617	Ирригация	105

Таким образом, главными потребителями дизельного топлива в США были электростанции и особенно флот.

Что касается нефтетоплива (мазута), то крупным его потребителем останутся наряду с флотом железные дороги, а в ряде стран, в частности в США, — домовое отопление. Крекинг-процесс, позволяя путем расщепления молекулы тяжелого нефтетоплива превращать его в более ценный бензин, не допустит такого затоваривания мазута, какое наблюдалось до изобретения этого процесса.

МИРОВАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ

Мировая нефтепромышленность крупного масштаба зарождается почти одновременно в Европе (Румыния) и Америке (США) в самом конце 50-х годов XIX столетия (1857—1859 гг.).

В течение первых десятилетий своего существования мировая нефтепромышленность развертывалась относительно в небольшом числе стран. Кроме США и России, в числе нефтедобывающих стран к началу текущего столетия значились еще Канада и Перу в Америке, Румыния, Германия, Австро-Венгрия, Галиция * — в Европе, Индия и Япония — в Азии.

Распределение мировой добычи нефти представлено в табл. 3.

В приводимой табл. 4 мы отметим изменение роли отдельных стран и частей света в мировой добыче нефти на протяжении текущего столетия. Берем для сравнения годы: 1901 г. — первый год XX в., который стал вместе с тем годом зарождения нефте-

---

[1] Нефт. хоз., № 4, 1936, стр. 73.

* Здесь и далее упоминаемое И. М. Губкиным историческое название включает часть территории Украинской ССР (Ивано-Франковская, Львовская и Тернопольская области) и соседние районы Польши — Жешувское и бо́льшая часть Краковского воеводства.

Таблица 3

Мировая добыча нефти в 1935—1936 гг. (в тыс. *m*) [1]

Страна	1935 г.	1936 г.	Страна	1935 г.	1936 г.
США	134 980	149 575	Индия и о. Калимантан (часть бывш. Британского Борнео)	1 273	1 371
СССР	25 139	27 400			
Венесуэла	21 991	22 800	Польша	515	514
Румыния	8 385	8 703	Бахрейнские острова	174	500
Иран	7 607	8 331	Германия	430	445
Голландская Ост-Индия (Индонезия)	6 061	6 350	Япония	265	290
Мексика	5 871	6 124	Эквадор	247	286
Ирак	3 729	3 959	Канада	204	214
Колумбия	2 461	2 616	Египет	176	178
Перу	2 294	2 321	Прочие страны	205	210
Аргентина	2 031	2 187			
о. Тринидад	1 706	1 828			
			Всего	226 744	246 202

[1] «Oil a. gas Jl.», 29/I 1937 г., «Oil Weekly», 25/I 1937 г., стр. 84; данные по СССР — по сведениям Главнефти.

Таблица 4

Участие частей света и стран в мировой добыче нефти [4] (в %) [1]

Страна	1901 г.	1921 г.	1936 г.
Основные производящие страны			
США	41,4	61,6	60,8
СССР	50,9 [2]	3,8	11,1
Венесуэла	—	0,2	9,2
Часть света			
Европа	3,0	1,9	3,9
Азия и Африка	3,7	6,5	8,7
Америка	1,0	0,7	3,8

[1] Данные 1901 и 1921 гг. взяты из журн. «Нефт. хоз.», № 1, 1928 г. из статьи *Любимова*. Сдвиги мировой нефтедобычи. Данные 1936 г.— по сведениям Главнефти.

[2] Приведенная цифра относится к бывш. России.

добычи в Мексике и моментом кратковременного выдвижения России на первое место в мировой добыче; 1921 г. — первый год относительной стабилизации мировой нефтепромышленности после первой мировой войны и депрессии 1920 г. Этот же год яв-

БИБЛИОТЕКА Пермского политехнического института

8357/75

ляется годом максимального подъема добычи в Мексике; наконец, последний к моменту написания второго издания курса — 1936 г.

На протяжении рассматриваемых десятилетий общие размеры мировой добычи нефти определялись по преимуществу добычей четырех «ведущих» стран: США, СССР (и бывш. России), Мексики и Венесуэлы, но роли их менялись. В самом начале текущего столетия на первом месте стояла Россия, второе место занимали США.

Спустя 20 лет на первое место выдвинулись США, второе заняла Мексика (СССР, нефтяные промыслы которого жестоко пострадали в период гражданской войны, отступил на третье место). К этому времени относится первое зарождение нефтепромышленности Венесуэлы *.

ДОБЫЧА НЕФТИ В СССР

Родиной нашей нефтепромышленности является Апшеронский полуостров.

На юго-востоке Кавказа нефть была известна с древнейших времен. Апшеронский полуостров издревле славился своими «вечными огнями» (вечные огни — выходы горючих газов), которым аборигены Востока приписывали божественное происхождение.

Еще задолго до нашей эры в этой местности возник культ огнепоклонников, которыми был построен ряд храмов, посвященных огню. В VII в. эти храмы были разрушены греками. После покорения Персии арабами персы-огнепоклонники переселились в Баку и восстановили алтари.

В сел. Сураханы уцелел до нашего времени один из храмов огнепоклонников (фиг. 1). Жрецы-огнепоклонники жили здесь еще в начале 70-х годов прошлого столетия.

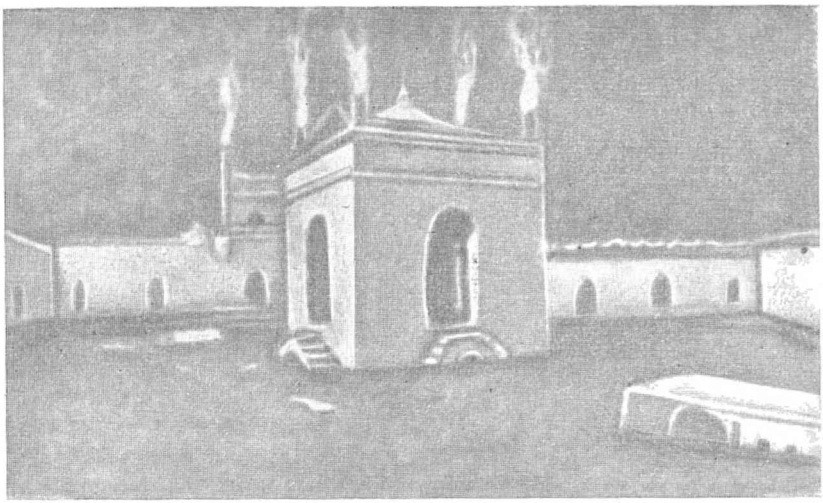
Кустарная колодезная добыча нефти издавна велась местным населением. По свидетельству арабского историка Истархие, еще в VIII в. н. э. бакинцы, за отсутствием дров, пользовались для отопления землей, пропитанной нефтью.

По данным Лерхе, в 1735 г. в Балаханах было 52 колодца, из которых черпалась нефть. В XVIII в. бакинские ханы сдавали нефтяные колодцы на откуп, и годовая добыча достигала тогда 3276 *т*.

В 1723 г. Бакинское ханство перешло во владение русских, и нефтяными источниками заинтересовался Петр I. В своем приказе генералу Матюшкину он предлагает «. прислать белой нефти тысячу пудов, или сколько возможно, и поискать мастера».

В XIX в. колодезная добыча принимает в ряде районов довольно заметные размеры, до некоторой степени поддающиеся

* За последние годы мы являемся свидетелями выдвижения в разряды крупных продуцентов Румынии, стран Северной Африки, Ирана, Ирака, Саудовской Аравии и других стран Ближнего Востока.



Фиг. 1. Храм огнепоклонников в Сураханах (1872 г.)

учету. Такая колодезная добыча составила за период 1822—1861 гг. около 860 тыс. *т*, из коих на Баку приходится 817 тыс. *т*, на Грозный — 8 тыс. *т* и на Кубань — 36 тыс. *т*.

Промышленная добыча при посредстве буровых скважин началась в Баку в 1869 г. на промыслах Мирзоева, но лишь в в 1873 г. на участке Халифи в Балаханах получен был первый мощный фонтан, который дал толчок дальнейшему развитию бурения. Фонтан был получен с глубины всего лишь 29 *м*. Он залил всю окрестность, образовав на периферии участка несколько нефтяных озер.

В Грозном промышленная эксплуатация в крупном масштабе началась с 1893 г., когда первый крупный фонтан был получен на Старогрозненской площади с глубины 120 *м*.

На Кубани бурение началось в 1909 г., и в следующем году с горизонта „с" «легкой нефти» ударил первый фонтан Майкопа.

В Эмбенском районе разведочное бурение проводили еще в 90-х годах XIX в. (Стахеев). Первый незначительный фонтан был получен на участке Карачунгул в 1899 г. и вслед затем на Искине, но общие результаты были незначительны вплоть до 1911г., когда на площади Доссор был получен фонтан, выбросивший 16 тыс. *т* нефти.

На материке Туркмении (Небит-Даг, бывш. Нефте-Даг) первые скважины были заложены Симоновым в 1877—1878 гг , но, несмотря на полученный тогда фонтан, буровая деятельность вскоре прервалась и была возобновлена лишь в 1927 г. Азнефтью. Более интенсивная разработка месторождения началась после фонтанов.

1931 г., особенно 1933 г., подтвердивших промышленную его ценность. Промышленная добыча нефти в Фергане (Чимион) началась в 1904 г. Этим исчерпывается перечень нефтеносных районов, где до первой мировой войны и национализации имелась в тот или иной период промышленная добыча нефти при посредстве буровых скважин.

Для развития добычи нефти в советское время показательны следующие факты.

По всему СССР добыто с 1922 по 1936 г. (включая колодезную) всего около 500 млн. *т* нефти. При этом добыча после национализации за 15 лет успела почти сравняться с суммарной добычей примерно за столетний период до национализации.

Советский период отмечен вступлением в эксплуатацию совершенно новых нефтепромышленных районов: Уральского (Прикамского), Башкирского и о. Сахалина, в чем уже обозначается некоторое смещение добычи на восток и первый приступ к созданию на территории Поволжья и Урала «второй нефтяной базы» СССР [5].

Всякому, готовящемуся стать специалистом в области нефтяного дела, следует проникнуться значением этого продукта. От деятеля в этой области требуется вполне сознательное отношение к полезному ископаемому, которое является давным-давно одним из основных узлов взаимоотношений капиталистических государств. Мы уже видели, что три четверти всей мировой добычи нефти сосредоточены в руках США. СССР по добыче занимал после первой мировой войны третье место.

Перед социалистическим государством стоят громадные задачи по развитию и укреплению нашей нефтяной промышленности как одной из главнейших баз социалистического строительства нашей страны.

Предлагаемая книга «Учение о нефти» ставит своей целью дать возможность будущему нефтянику составить себе ясное представление о том, что такое нефть как полезное ископаемое, каковы ее физические и химические свойства, какие из нее можно получить продукты, выяснить условия ее залегания в недрах земли, и из совокупности всех данных о ее природе и условиях нахождения в земной коре подойти к вопросу образования нефтяных месторождений.

Часть первая

ФИЗИЧЕСКИЕ И ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Глава I

КАУСТОБИОЛИТЫ КАК ИСХОДНЫЙ МАТЕРИАЛ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ: НЕФТИ, УГЛЯ И СЛАНЦЕВ

В строении земной коры принимают значительное участие породы, известные под именем биолитов [1], или органогенных пород, обязанных своим происхождением жизнедеятельности низших животных и растительных организмов, как, например, различного рода корненожек (*Foraminifera*), а также водорослей и др. Среди этих органогенных пород (каковы: известняки коралловых рифов, мел, диатомовые сланцы и т. п.) выделяют, согласно Г. Потонье, особую группу горючих пород, или, как их называют, каустобиолитов [2], в противоположность акаустобиолитам — породам, не содержащим горючих составных частей. К каустобиолитам принадлежат каменный уголь, горючие сланцы, различного рода битуминизированные породы и другие горючие ископаемые. Подавляющее количество каустобиолитов содержит в себе углерод, но есть каустобиолиты и не содержащие этого элемента, например сера, обязанная своим происхождением в некоторых случаях деятельности бактерий.

СОСТАВ И ПРОИСХОЖДЕНИЕ КАУСТОБИОЛИТОВ

В составе каустобиолитов, или горючих пород, большую, а порою исключительную, роль играет органическое вещество, к которому бывает примешано то или иное количество неорганического, минерального вещества.

Весь органический мир (мир животных и растений) состоит из клеток. Клетка состоит из оболочки и содержимого — протоплазмы и ядра, хотя существуют и так называемые голые клетки, не имеющие оболочки и принимающие участие в строении тканей главным образом животного происхождения. Что же касается

---

[1] Термин, введенный в науку впервые Эренбергом, но укрепившийся в ней благодаря работам немецкого ученого Г. Потонье и нашего выдающегося исследователя-минералога и геолога Я. В. Самойлова.

[2] Греческое καυστος — горючий, βιος — жизнь, λιτος — камень.

клеток, слагающих ткани растений, в особенности высших, то они имеют в большинстве случаев хорошо развитую клеточную оболочку. У низших растений, например у водорослей, оболочка нередко отсутствует или является слабо развитой, и преимущественное развитие получают протоплазма и ядро клетки.

По химическому составу вещество клеточной оболочки, или клетчатка, принадлежит к группе углеводов, куда, между прочим, относятся хорошо знакомые нам сахар и крахмал. Элементный анализ клетчатки показывает, что она состоит из углерода в количестве 44%, водорода — около 6% и кислорода — 50%.

В клетчатке низших растений, кроме элементов С, Н и О, находят иногда небольшое количество азотистых соединений.

Главнейшей и основною частью клетки является протоплазма, относящаяся к группе белковых веществ, обладающих весьма сложным и трудно поддающимся изучению строением.

Элементный анализ устанавливает следующий состав протоплазмы: С — 53%, Н — 7%, О — 22%, N — 13,7% и S — около 1%.

Ядро клетки по своему составу представляет ту же протоплазму, только более уплотненную и с прибавлением небольшого количества фосфорных соединений. Кроме того, клетки содержат в себе некоторые специализированные скопления белка — пластиды, представляющие собой как бы лабораторию органической химии, в которой происходят выработка и преобразование различного рода органических соединений. К пластидам относятся, например, хлорофилловые зерна растений, поглощающих угольную кислоту и обладающих способностью разлагать ее на свету на ее составные элементы, причем кислород возвращается в воздух, а углерод усваивается и отлагается в растениях в виде углеводов: крахмала, сахара и пр. Усвоение углерода путем расщепления углекислого газа происходит по уравнению:

$$6CO_2 + 5H_2O = C_6(H_2O)_5 + 6O_2.$$

Реакция протекает и с поглощением солнечного тепла.

Таким образом, благодаря хлорофиллу при действии солнечного света происходит передача растению солнечной энергии и накопление ее в растительном веществе. Сгорание углеродистых соединений возвращает в виде тепла освобожденную солнечную энергию, которая и используется для приведения в действие машин, превращающих энергию тепловую в механическую.

Процесс сжигания совершается с выделением тепла по уравнению:

$$C_6(H_2O)_6 + 6O_2 = 6CO_2 + 6H_2O + \text{тепло}.$$

Один грамм тростникового сахара $C_{12}(H_2O)_{11}$, сгорая в углекислоту и воду, выделяет (по Бертело) 3961,7 *ккал* тепла.

Белковое вещество (протоплазма), изменяясь в силу целого ряда причин, переходит через стадию жиров и жирных кислот

в новые органические соединения, известные под именем углеводородов.

Таким образом, в растительной и животной клетке мы имеем исходный органический материал, который при наличии некоторых определенных условий приводит к накоплению двух основных типов органического вещества:

1) у г л е в о д о в, в образовании которых главную роль играют клетчатка растительной клетки и другие углеводы;

2) у г л е в о д о р о д о в, обязанных своим возникновением накоплению и последующему изменению белкового вещества протоплазмы низших растений, главным образом водорослей и животных организмов [6].

Диагенетическое [7] изменение этих веществ в конечном счете ведет к образованию каустобиолитов того или иного типа. В частности, изменение органического материала углеводного типа приводит к образованию разного рода ископаемых углей (каменный уголь, бурый уголь и т. д.). Изменение органических остатков углеводородного типа приводит к возникновению веществ, известных под именем битумов.

В природе между явлениями двух порядков иногда трудно провести резкую границу, ибо существуют явления промежуточного характера. В данном случае и параллельное накопление органического материала углеводного и углеводородного типа и последующее его изменение в известных условиях приводят к образованию веществ промежуточного характера между типичными углями и типичными битумами, например, битуминозных углей, богхэдов и т. д.

Таким образом, в природе получается сплошной ряд каустобиолитов: от антрацита, представляющего собой крайний член в ряду ископаемых углей, до жидкой нефти и углеводородных газов.

НАКОПЛЕНИЕ В ПРИРОДЕ ОРГАНИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА УГЛЕВОДНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО ТИПОВ

Теперь остановимся на вопросе, как происходит накопление органического материала указанных двух основных типов.

Сначала ознакомимся с условиями накопления органического материала углеводного типа, в котором видную роль играют наземные растения *.

Растения после своей смерти, как и животные, подвергаются процессу разложения.

1. Если это разложение происходит на земной поверхности при свободном доступе кислорода воздуха и наличии влаги, то органическое вещество растения нацело превращается в газообразные продукты, поступающие в воздух.

---

* В данном случае речь идет о гумусовом органическом веществе, о чем ниже и сообщает сам И. М. Губкин.

Этот процесс Г. Потонье называет процессом тления. Оно представляет в химическом отношении медленное горение, сопровождающееся полным окислением. При этом процессе большую роль играют бактерии. В результате этого процесса никаких твердых углеродистых соединений не остается.

2. Если разложение растительного материала имеет место при недостаточном доступе воздуха, как происходит, например, разложение корней отмерших растений в почве, оно сводится, согласно Г. Потонье, к процессу перегнивания, который вследствие недостаточного количества кислорода является неполным тлением. В результате этого процесса в остатке образуются продукты, богатые углеродом, состоящие главным образом из соединений углерода, водорода и кислорода, по типу своему напоминающие углеводы. Это так называемые гумусовые вещества. Таких веществ скопляется сравнительно немного, и они составляют одну из главных частей почвы.

3. Если накопление и изменение органического растительного материала углеводного типа происходит под водою при полном отсутствии кислорода воздуха, происходит процесс гниения, который Г. Потонье характеризует в химическом отношении как «медленную перегонку», или восстановительный процесс.

В результате последнего процесса мы имеем под водой образование и скопление твердых углеродных соединений и выделение над водой газообразного углеводорода — метана. Бурные выделения последнего с глубин болот являются причиною так называемых болотных извержений. Болотные извержения особенно распространены в Ирландии — классической стране болот.

Непрерывное накопление растительных остатков на дне болот в конечном счете приводит к образованию торфа.

Окисление органического вещества в торфе может идти лишь за счет кислорода, заключенного в самом органическом веществе. Простой расчет показывает, что этот кислород не в состоянии окислить весь углерод клетчатки, в силу чего процесс сводится к образованию газообразных углеводородных соединений и твердых соединений углерода. При этом чем больше глубина залегания отложившегося вещества, тем богаче оно углеродом. Так, отмечено, что в верхних слоях торфяниковая масса бедна свободным углеродом, обнаруживает явно растительное сложение и обладает бурым цветом. Ниже количество углерода возрастает, торф приобретает землистый характер и темный цвет, переходя постепенно в бурый уголь или лигнит. Последний в процессе диагенетического изменения и в зависимости от тектоники переходит в каменный уголь и далее в антрацит *. Установлено, что антрацит воз-

---

* Из этой фразы с несомненностью вытекает, что переход бурого угля в каменный и далее в антрацит И. М. Губкин относил к диагенетическим процессам (как это делают до сих пор многие зарубежные авторы, особенно американские).

ник в тех именно местах, где тектонические процессы имели наибольшую силу (наблюдение Д. Уайта).

Ниже приводим содержание углерода в торфе (в %) в зависимости от глубины отложения его: у поверхности — 57, на глубине 2,5 *м* — 62 и на глубине 4,6 *м* — 64,1.

Конечной ступенью обогащения растительных остатков углеродом является графит, состоящий почти на 100% из углерода.

Таблица 5

Элементный состав горючих веществ (в процентах)

Горючее	C	H	O	N
Древесина	50	6	43	1
Торф	59	6	33	2
Бурый уголь	69	5,5	25	0,8
Каменный уголь	82	5	13	0,8
Антрацит	95	2,5	—	Сл.
Графит	100	—	—	—

Постепенный переход от клетчатки к графиту лучше всего иллюстрируется элементным анализом горючих ископаемых (табл. 5), по данным Мука (не принимая в расчет воду и золу).

Теперь посмотрим, в каких условиях накопляется органический материал углеводородного типа *.

Мелкие застойные бассейны являются типичными районами отложения органических материалов углеводородного состава. В огромных количествах здесь развиваются синезеленые водоросли, мелкие членистоногие и другие планктонные организмы. Умирая, последние вместе с пыльцой, со спорами высших растений и некоторым количеством принесенного мелкого минерального вещества падают на дно бассейна, образуя мягкий, иногда довольно мощный слой органического ила, который получил греческое название «сапропель», или «гнилой ил» [1].

Накопление сапропеля происходит или в прибрежных мелких частях морей (в лагунах, лиманах и т. п.), или же во внутренних застойных бассейнах с пресной или соленой водой, причем в некоторых случаях, вследствие, например, повышенного содержания солей, развивается в громадных количествах какой-либо один животный или растительный вид. Так, в одном из соленых озер Барабинской степи живет один вид ракообразного *Artemia salina*, а в оз. Балхаш образуется сапропель, почти сплошь состоящий из телец водоросли *Pilla*. Балхашский сапропель был исследован

* См. примечание [6] к стр. 23.

[1] Греческое σαπρος — гнилой, πηλος — ил.

Н. Д. Зелинским, который путем дистилляции получил из него бензино-керосиноподобные продукты.

Сапропель представляет собой мутную желатинообразную массу, при затвердевании приобретающую тонкослоистое листоватое строение. Сапропель обладает восстанавливающей способностью. В присутствии серной кислоты или ее солей в нем образуются сернистые соединения (сероводород, сернистые металлы и др.), из которых коллоидальный мельниковит (FeS) придает сапропелю синечерный цвет.

Кроме того, сапропель имеет еще следующие отличительные особенности: 1) при сухой перегонке он дает до 25% по весу жирных, похожих на нефть масел, 2) характеризуется бесцветной щелочной (аммиак) вытяжкой и, наконец, 3) богат золой, так как органического вещества в нем не более 67%.

В верхних слоях содержание воды доходит до 80—95%, что придает сапропелю характер эмульсии.

Торф сравнительно беден золой (в среднем 6—10%) и в противоположность сапропелю при сухой перегонке дает ничтожное количество жирных масел и кислую бурую вытяжку (уксусную кислоту).

Отложение сапропеля происходило как в прежние геологические эпохи, так происходит и теперь. Примерами современного отложения сапропеля могут служить многочисленные озера верховьев Волги (Белое и Селигер), в которых сапропель местами лежит на дне массой, доходящей до 9 *м* толщины.

Уплотненный, перешедший в твердую породу сапропель носит название сапропелита. Он составляет основную массу так называемых горючих сланцев. На Волге близ Ульяновска и в Сызранском районе встречаются горючие сланцы юрского возраста, представляющие собой отложения сапропеля, принявшего в процессе диагенезиса характер твердой породы. Следовательно, уже в юрском периоде происходило накопление органического вещества, которое послужило впоследствии материалом для образования горючих сланцев.

Примером еще более древних сланцев могут служить так называемые кукерские сланцы, или кукерситы, развитые в 120—130 *км* к западу от Ленинграда в районах Веймарна, или гдовские сланцы, представляющие собой породу коричневого цвета. Свое название первые из них получили по имени сел. Кукерс в смежной части Эстонии, куда переходит веймарнская сланцевая полоса. Если эти сланцы развести в воде или в хлоралгидрате, то под микроскопом можно видеть, что эта порода почти сплошь состоит из водорослей (*Botriococcus* B r o u n i).

Кукерские сланцы по возрасту относятся к нижнему силуру *, т. е. к низам палеозойских отложений — наиболее древних оса-

---

* По современному стратиграфическому делению кукерситы относятся к среднему ордовику.

дочных образований земной коры. Сапропель в них только уплотнился, но остался по существу неизмененным.

Кроме сапропелей, богатых органическим веществом, встречаются образования сапропелевого характера, содержащие сравнительно небольшие его количества. Примером их служат терригенные глинистые образования типа отложений майкопской свиты, развитой по всему северному склону Кавказа от Керчи до Бакинского района и по всему Закавказью. Майкопская свита лежит в основании геологических образований, слагающих нефтяные месторождения Грозненского, Майкопского, Керченского, Таманского и других районов Кавказа. Выше майкопской свиты в чокракско-спириалисовой толще, входящей в состав Грозненских нефтяных месторождений, лежат такие же сапропелевые образования, бедные органическим веществом.

Кроме таких бедных сапропелевых отложений, образовавшихся из разнородных органических остатков, иногда встречаются образования другого типа, представляющие собой специальные скопления организмов одного вида, как, например, отложения фораминиферовых и диатомовых слоев. Так, в Бакинском районе в основании продуктивной толщи лежат колоссальной мощности свиты диатомовых сланцев. Мощность их превышает 400 *м*. У диатомей органическое вещество находится в коробочке из кремнезема; при отмирании коробочки падают на дно и содержащееся в них органическое вещество подвергается разложению в условиях отсутствия доступа воздуха. Диатомовые скопления встречаются не только в Бакинском районе, но и в Калифорнии, где они известны под именем свиты Монтерэй.

Есть основания предполагать, что диатомовые отложения бакинской и калифорнийской нефтеносных областей послужили исходным материалом для образования в этих областях колоссальных залежей нефти.

Кроме илов, состоящих из фораминифер и диатомей, встречаются илы, содержащие остатки радиолярий, птеропод (*Spirialis*) и др.

Спириалисы (вместе с фораминиферами и диатомеями) послужили исходным материалом при образовании битуминозных пород. Колоссальные спириалисовые отложения лежат в пределах Северного Кавказа и на Апшеронском полуострове.

В некоторых водоемах происходит накопление смешанного материала сапропелевого и гумусового характера. Так, сапропель иногда начинает отлагаться на дне озер с чистой проточной водой, в которой живут водоросли. Процесс кончается зарастанием озера и превращением его в моховое болото. Следствием всего этого является отложение торфа на сапропелевом основании, т. е. совместное отложение торфа и сапропеля. В процессе диагенетического изменения подобных отложений смешанного состава получается новая форма образований, известных под названием битуминозных углей (кеннельский уголь, богхэды и т. д.).

Смесь сапропелитов с гумусовыми веществами называется допплеритами; эти отложения возникают в результате сожительства высших водных и болотных растений и планктона. Большого практического значения эти отложения пока не имеют, так как встречаются довольно редко.

Еще реже встречается янтарь, представляющий собою отвердевшую смолу ископаемых растений, сохранившихся в земной коре. По своему составу янтарь представляет соединение формулы $C_{10}H_{16}O$ и содержит в себе (в %):

углерода	79
водорода	10,5
кислорода	10,5

Янтарь хорошо горит и при перегонке дает янтарную кислоту и летучие продукты. Распространен по берегам Балтийского моря в песке и глинах, содержащих пропластки каменного угля и лигнита; здесь же встречаются стволы хвойных деревьев, под корой и на коре которых лежат куски, желваки и капли янтаря. Янтарь выбрасывается также и на берег волнами вместе с морской травой.

Форма капель и положение их не оставляют сомнения в том, что они являются смолой хвойных деревьев. Очень часто в янтаре находят насекомых и пауков, а также части растений, что дает возможность составить понятие о флоре и фауне того времени, когда росли деревья, образовавшие янтарь.

Глава II

БИТУМЫ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

ПОНЯТИЕ О БИТУМЕ И ПРИНЦИПЫ КЛАССИФИКАЦИИ

Хотя каустобиолиты и образуют по своему химическому составу один непрерывный ряд, тем не менее они могут быть подразделены на две основные группы — угли и битумы [8].

Все каустобиолиты по существу являются соединениями углерода, водорода и кислорода, в составе которых углерод количественно преобладает (от 50 до 90%), а водород, играя подчиненную роль, составляет от 2,5 до 14% [9]. Типично выраженные угли и графит, с одной стороны, и битумы, с другой, являются крайними, противоположными членами ряда, промежуточные формы которого (богхэды, сланцы), напротив, сближаются друг с другом, образуя как бы мост между углем и битумами.

Отношение углерода к водороду колеблется в очень широких пределах, составляя от 6 до 38, что видно из табл. 6. Из этой табл. 6 видно, что чем больше отношение C/H, тем каустобиолит ближе к углям, и, наоборот, чем меньше это отношение, тем он ближе к битумам. Последние отличаются от углей своей растворимостью в скипидаре, бензине, бензоле, хлороформе и сероуглероде.

Существует много различных классификаций битумов. Приведем из них наиболее известные.

По Г. Гёферу, битуминозные тела разделяются следующим образом:

I. Газы.

1) природный, или натуральный, газ и газ нефтяной, сопровождающий нефть.

II. Жидкие битумы, или нефти.

2) нефть (жидкость, довольно летучая, прозрачная и бесцветная или окрашенная).

3) горный деготь, смоляной деготь, или мальта (вязкая, коричневато-черная жидкость).

III. Твердые битумы.

4) горный воск, или озокерит (эластичный, тестообразный), цвета от желтого до черного.

5) горная смола (эластичная, черная, в очень тонких слоях коричневая).

6) асфальт (хрупкий, черный).

Таблица 6

Элементный состав каустобиолитов (в процентах)

Горючее	C	H	O	C/H
Антрацит				
средний	95	2,5	2,5	38
уральский	93,3	3,3	3,4	28,2
Каменный уголь				
средний	85	5,4	9,6	15,7
газовый	83,06	5,46	11,46	15,2
Бурый уголь	68	5,5	26,5	12,3
Богхэд	76,8	8,1	15,1	9,4
Асфальт тринидадский	82,3	10,7	7	7,69
Асфальт Пешельбронна	88	12	—	7,3
Грозненские нефтяные остатки	86	12,6	1,4	6,8
Тяжелая бакинская нефть	86,7	12,94	0,36	6,7
Пенсильванская нефть	84,9	13,7	1,4	6,2

Кроме перечисленных так называемых чистых битумов, существуют разные смеси битумов с другими веществами, среди которых Г. Гёфер различает:

Смеси с каменным углем (битуминизированные угли):

а) с бурым углем: дизодил, жет (гагат);

б) с черным углем: кэннельский, богхэдский, плитной уголь, торбанит *.

Смеси с неорганическими веществами (горные породы):

а) битуминозные горные породы с малым содержанием битума;

б) смолистые породы: смолистый сланец, смолистый песчаник (с нефтью или смолой);

в) асфальтовые горные породы: асфальтовый известняк, асфальтовый песчаник (с асфальтовой или отчасти с горной смолой).

Несколько иначе классифицирует битумы К. И. Богданович. Он делит все битумы на три класса.

I. Чистые битумы. Все битуминозные естественные вещества (от горючих газов до хрупкого асфальта), а также смеси таких битумов с минеральными веществами (кир). Этот класс чистых битумов в свою очередь подразделяется на три подкласса:

1) жидкие битумы (нефть, горный деготь и мальта),

2) газообразные битумы (природный и нефтяной газ),

3) твердые битумы (горный воск, асфальт, грэемит, альбертит и др.).

* В действительности это не смеси битумов с другими веществами, а разновидности ископаемых углей: гагат состоит из структурного витрена, кеннель — сапро-гумит с микроспорами до 25%, богхэд — сапропелевый уголь с преобладанием водорослей и т. д.

II. Пиробитумы. Все те вещества, которые при нагревании дают продукты отгона, более или менее подобные чистым битумам. Сюда относятся горючие сланцы разных сортов, богхэды, битуминозные угли, кэннельские угли и др.

III. Искусственные битумы. Все продукты отгона чистых битумов и пиробитумов и их побочные продукты других химических процессов. Сюда относятся продукты разгонки сырой нефти: бензин, керосин и т. д., сланцевая смола и продукты ее перегонки, продукты перегонки гудрона, асфальта и т. д.

В книге М. А. Усова «Геология каустобиолитов» мы находим несколько иное подразделение битуминозных веществ.

I. Первичные битумы. Исходный материал, из которого получаются нефти; сюда относятся битуминозные сланцы, сапропель и др.

II. Вторичные битумы. Получаются в природе из первичных битумов, а именно газы и нефть.

III. Третичные битумы. Получаются в результате искусственной переработки: так, например, сланцевая смола — вторичный битум, а ее дериваты — третичные битумы. К третичным битумам, по М. А. Усову, следует отнести бензин, керосин и смазочные масла.

В книге И. А. Стиганда «Геология нефти» приведена классификация Блэка, которая является наиболее полной и охватывающей всю группу углеводородов. Блэк делит все природные углеводороды на четыре группы: 1) битумы, 2) смолы, 3) воски и 4) кристаллические битуминозные вещества.

В пределах каждой группы имеются свои подразделения, как это представлено в нижеследующей схеме:

I. Битумы.

1) подгруппа газов: болотный и природный (нефтяной) газ.

2) подгруппа жидкостей: нефть.

3) подгруппа вязких или полутвердых битумов: мальта, горный деготь, или горная смола, кир.

4) подгруппа эластичных битумов: элатерит и вурцилит.

5) подгруппа твердых битумов: асфальтиты (альбертит, грэмит и уинтаит) и угли (битуминозные, полубитуминозные и антрациты).

II. Смолы.

1. Сукцинит (янтарь), копалит и амбрит.

III. Воски.

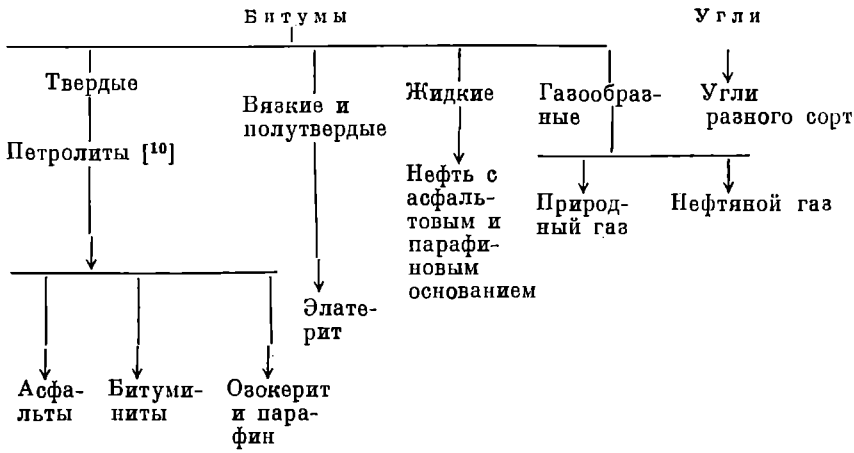
1. Озокерит, гатчетит и др.

IV. Кристаллическая группа.

1. Фихтелит, гартит и др.

Наряду с классификацией Блэка И. А. Стиганд предлагает и свою по следующей схеме:

Сравнивая эти классификации, мы находим, что из генетических классификаций наиболее правильной и новой, охватывающей



все каустобиолиты, надо признать классификацию Блэка, но более простой и практически удобной является классификация Г. Гёфера, которую мы и кладем в основу нашего дальнейшего ознакомления с битуминозными веществами.

ПОНЯТИЕ О ПРИРОДНЫХ, ИЛИ ЕСТЕСТВЕННЫХ, ГАЗАХ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Выделяющиеся из недр земли газы: метан и его производные — углекислый газ, сероводород и многие другие, — носят название естественных, или природных, газов. По своему генетическому характеру природные газы разделяются на ювенильные и вадозные.

Ювенильными [1] газами называются те газы, которые идут из глубоких недр земли и дневную поверхность, можно сказать, видят впервые. Ювенильные газы — неорганического происхождения и генетически связаны главным образом с вулканической или же поствулканической деятельностью земной коры, почему и различаются:

1) газы вулканического происхождения и

2) газы послевулканической (поствулканической) деятельности.

К первым относятся газы вулканов (фумаролы, сольфатары и др.), ко вторым — газы источников различного характера и типов, главным образом углекислых, иначе называемых моффетами, в составе которых преобладает углекислый газ.

Наибольший интерес для нас представляют вадозные газы, берущие начало по преимуществу в верхних частях земной коры. Вадозные газы подразделяются на газы органического и неорганического происхождения.

К первым относятся наиболее интересующие нас:

1) земляной газ, или газ чисто газовых месторождений;

[1] От латинского juvenilis — юношеский.

2) нефтяной газ, или газ нефтяных месторождений;
3) газы грязевых вулканов [1];
4) болотный газ — газ торфяных болот и озер;
5) рудничный газ — продукт разложения угля в рудниках.

К вадозным газам неорганического происхождения относятся газы земной коры — углекислый газ, сероводород и другие, выделяющиеся из земли в процессе изменения неорганических веществ.

В. И. Вернадский дает несколько иную классификацию природных газов, основанную на способах нахождения или проявления этих последних, различая так называемые свободные газы и газы, связанные с твердыми телами или жидкими растворителями.

К свободным газам В. И. Вернадский относит атмосферу, газовые скопления, находящиеся где-либо в породах, так называемые газовые мешки, газовые струи (по трещинам), или газовые вихри, к которым относятся вулканические и тектонические струи, связанные со сбросами, трещинами и другими тектоническими проявлениями земной коры. К связанным газам В. И. Вернадский относит газы океанов, озер, прудов и разных источников.

К подразделениям газов можно подойти и с точки зрения их химического состава. Имеются три главных вида газов: поверхностные, вулканические и пронизывающие земную кору; одни из этих газов состоят преимущественно из азота, другие содержат углекислоту и, наконец, в третьих преобладает метан (метановые струи и т. д.).

Классификации газов по этому химическому признаку мы коснемся подробнее ниже на конкретном примере газов Бакинских месторождений. Из всех перечисленных газов наибольший интерес, с точки зрения промышленной, представляют природные газы нефтяных или газовых месторождений.

ГРУППА ПРИРОДНЫХ ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

В состав этой группы входят:
1) газ чисто газовых месторождений,
2) газ нефтяных месторождений и
3) газ грязевых вулканов, или сопок, также связанных с нефтяными месторождениями.

Газы газоносных месторождений

Представляя по своему химическому составу сложные смеси различных углеводородов, природные газы газоносных месторождений

---

[1] Относительно органического или неорганического происхождения газов грязевых сопок определенного мнения в литературе не имелось. За последнее время большинство исследователей склоняется к мнению об их органическом происхождении [11].

Таблица 7

Химический состав природных горючих газов [1] (в %)

Месторождение	CH_4	Прочие углеводороды	CO	CO_2	O_2	N
Дагестан						
Дуалакское	79,8—90,2	2,04—2,19	0,41—1,60	4,1—16,5	0,15—0,75	1,56—4,00
Дагестанские Огни	72,5—92,1	2,37—7,90	0,4—1,7	5,3—7,9	0,0—0,8	0,42—14,34
Керчь и Тамань (по Бунге)	92,24—97,89	до 4,26	—	2,11—4,61	—	—
США						
Питтсбург-Сити	84,7	13,7	—	Сл.	—	1,6
Канзас-Сити	84,1	6,7	—	0,8	—	8,4
Вирджиния	18,0	78,7	—	—	—	3,5

[1] Цифры заимствованы: по Дагестану — *С. Ф. Феворов, В. А. Сулин* и *С. В. Шумилин*. Нефтяные месторождения Советского Союза. 1935, стр. 161—162; по Керчи и Тамани — *И. М. Губкин*. Учение о нефти, изд. 1-е, 1932, стр. 22—23; по США — *D. T. Day*. Handbook of Petroleum Industry, 1922 г.; *А. Гретц*. Химия нефти, 1936, стр. 131.

принадлежат к метановой группе, т. е. к тем смесям, в которых метан (CH_4) является преобладающим. Кроме метана и его гомологов [этана (C_2H_6) и пропана (C_3H_8)], в природном газе встречаются также окись углерода, углекислый газ, кислород, азот и иногда сероводород, аммиак и другие газы (табл. 7).

В газах с большим содержанием азота иногда встречается также гелий, который, как известно, нашел себе применение для наполнения дирижаблей вместо водорода, перед которым он имеет огромное преимущество полной безопасности в пожарном отношении. Особенно много гелия (до 1,84%) найдено в разных газовых источниках Канзасской нефтяной области. Гелий — единственный радиоактивный продукт, обнаруженный в естественных газах. Кроме гелия, присутствуют иногда и другие редкие газы: аргон, неон и т. д.

В недрах земли газ находится под большим давлением, доходящим в некоторых скважинах Западной Вирджинии до 80 *ат* и более. Однако по мере эксплуатации данной площади газовое давление постепенно падает, доходя до атмосферного, почему в большинстве случаев газ отсасывается из скважин с помощью эксгау-

стеров и других механических приспособлений. Вместе с падением давления падает и дебит скважин. Газовые районы имеют колоссальнейшее промышленное значение, и Питтсбургский газоносный район, например, давно уже развил широкую газовую промышленность, выразившуюся в получении из газа газолина и вообще в применении газа как топлива для целей освещения, получения сажи и т. д.

В пределах СССР газоносных районов, в которых можно было бы развить промышленную добычу газа, довольно много. Известны залежи природного газа в Башкирии, в Новоузенском районе Саратовской области, где уже давно газ эксплуатировался несколькими скважинами, причем источниками газа считаются мезозойские сланцы. Из них газ идет, скопляясь в несогласно перекрывающих сланцы послетретичных отложениях. На юге Украины известен Мариупольский газоносный район. Далее залежи газа имеются в Астраханской степи, причем попытка бурения на нефть в самой Астрахани привела к открытию здесь природного газа. Наконец, большие залежи газа имеются в Ставрополе, где газ эксплуатировался несколькими скважинами для нужд города.

Одной из крупных газоносных областей СССР является прикаспийская равнина Дагестана. Здесь имеется антиклинальная линия огромного протяжения, вытянутая примерно параллельно морскому побережью и осложненная рядом местных вздутий в виде брахиантиклиналей или куполов (Дагестанские Огни, Дузлак, Берекей, Хош-Мензил и др.), одна часть которых (Берекей) содержит нефть и газы, а другая, большая, часть является чисто газоносной.

Наиболее крупным из числа отдельных газовых месторождений является месторождение Дагестанские Огни, расположенное в 11 *км* к северо-западу от г. Дербента, в 1,5 *км* от станции Дагестанские Огни железнодорожной линии Махачкала—Баку. Здесь имеется асимметричный купол, осложненный взбросом и рядом более мелких дизъюнктивных дислокаций, благодаря которым образовалась система трещин, дающих выход газам из глубины. Месторождение, начатое разработкой в 1924—1925 гг., дало с глубины порядка 170—280 *м* мощные газовые фонтаны. На газе Дагестанских Огней работает стекольный завод.

Брахиантиклиналь аналогичного строения имеется на Дузлаке, находящемся в 8 *км* севернее Дагестанских Огней. Здесь имеется площадка радиусом около 600 *м*, в пределах которой наблюдаются многочисленные выходы соленых источников со столь бурными выделениями пузырьков газа, что вода кажется кипящей.

Характерной особенностью указанных месторождений, осложняющей и лимитирующей их эксплуатацию, являются прорывы соленых вод и быстрое обводнение газовых скважин.

Чрезвычайно богат природными газами и Бакинский район, однако здесь газоносность уже не так резко обособлена от нефте-

носности, как в упоминавшихся выше районах Дагестана, Ворошиловском и т. д. То же замечание относится к Грозненскому району и Краснодарскому краю [12].

Газы нефтяных месторождений

Обращаясь к общей химической характеристике газов нефтяных месторождений, отметим их значительное, вполне естественное сходство с газами месторождений чисто газового типа.

Нефтяные газы представлены в основном метаном, основными примесями к которому являются свободный азот и углекислота. Эти две примеси могут присутствовать совместно и порознь и увеличиваться в количестве до 100% с полным вытеснением метана.

Материалы, скопившиеся за ряд лет в газоаналитической лаборатории Азербайджанского научно-исследовательского нефтяного института (АзНИИ), позволяют разбить газы Апшерона на следующие группы:

1. Газы метановые, представленные исключительно или почти исключительно метаном (95,8—100%), при уд. весе 0,5440—0,6383, колебание которого объясняется небольшой примесью воздуха. Свободного азота не содержат. Незначительные примеси CO_2 и следы гелия.

2. Газы азотисто-метановые представлены в подавляющей (до 95,8%) части метаном. Содержание свободного азота варьирует от 2,6 до 43,58%. Содержат примеси CO_2. Содержание гелия несколько выше, чем в чисто метановых газах, но все же лишь в отдельных пробах оно поднимается до 0,15%. Уд. вес 0,5747—0,8054.

3. Газы углекисло-азотисто-метановые. Отличаются от газов предыдущей группы значительной примесью CO_2 (9—30%) и повышенным содержанием гелия. Уд. вес 0,7227—0,8493.

4. Газы азотистые содержат от 99,4 до 100% свободного азота при значительной примеси гелия и уд. весе 0,9667—0,9847.

5. Газы углекислые состоят целиком из CO_2 при уд. весе 1,5.

Таким образом, по содержанию главного химического компонента (метана) и двух основных примесей (азота и углекислоты) газы Апшерона образуют непрерывный ряд, на противоположных концах которого стоят газы чисто метановые (наиболее типичные), чисто азотистые и чисто углекислые. Последние две группы, как не относящиеся к углеводородам, нас непосредственно не интересуют, но мы приводим их здесь для полной характеристики ряда.

По вопросу о других, второстепенных, примесях в составе нефтяных газов, кроме попутно упомянутого гелия и незначительных количеств сернистых газов, присутствие которых сомнений не вызывает, единства мнений не существует. Однако почти все

исследователи сходятся на отсутствии в этих газах: 1) непредельных (олефиновых) углеводородов, 2) свободного водорода и 3) окиси углерода. Так, Л. А. Потоловский и В. Л. Буйницкая [1] констатируют отсутствие их в газах Бакинских месторождений и А. Долодугин [2] — в грозненских газах. Тот же факт подтверждает и Г. Бёррель, по данным исследований газов за рубежом.

А. Ф. Добрянский в своем «Курсе технологии нефти» упоминает о том, что в старой литературе имеются указания на примеси этилена и свободного водорода. Однако, по его словам, дальнейшими исследованиями этого не обнаружено, что позволило констатировать вполне насыщенный (предельные углеводороды) характер газовой смеси. Как А. Ф. Добрянский, так и С. С. Наметкин и В. Соколов сходятся на том, что наличие непредельных углеводородов и свободного водорода в условиях продолжительного существования в геологически длительные периоды времени просто трудно себе представить, так как и непредельные углеводороды и свободный водород давно вступили бы в реакцию, образуя предельные углеводороды.

С промышленной стороны газы нефтяных месторождений делятся на два класса: 1) класс богатых, жирных, или влажных, газов (wet gases) и 2) класс бедных, или сухих, газов.

Сухим, или бедным, называется газ, состоящий преимущественно из метана и этана и содержащий мало пропана и бутана.

Газ, содержащий, кроме метана, этана, пропана и бутана, некоторое количество пентана, гексана, гептана, называется богатым, жирным, или влажным, газом. Табл. 8 из книги Дэя [3] показывает нам, что, собственно говоря, американцы понимают под названием сухого, или бедного, и влажного, или жирного, газов *.

Газы наших месторождений начали детально исследоваться позже, чем нефть, и потому мы еще не располагаем исчерпывающей качественной их характеристикой.

В общем, к числу богатых газов могут быть отнесены грозненские газы; наоборот, газы дагестанские, Ворошиловского района и башкирские относятся к типу сухих. Бакинские газы занимают промежуточное положение.

Насыщенность нефти газом и количество газа, могущего быть полученным из скважины, подвержены значительным колебаниям. Показателем насыщенности служит так называемый газовый фактор, т. е. количество кубических метров газа, выходящих из сква-

---

[1] Азерб. нефт. хоз., № 11—12, 1934.

[2] *А. Долодугин.* Химический состав нефтей и нефтяных продуктов. Ред. А. П. Саханов. — Труды ГрозНИИ, 1931.

[3] *D. T. Day.* Handbook of Petroleum Industry. N. Y., 1922, p. 729.

* Краткие сведения о газах нефтяных месторождений читатель найден в БСЭ (изд. 3-е). Вообще же о задачах в нефтяных месторождениях богатая информация содержится в книге Т. А. Ботневой и др. «Геохимия нефтяных попутных газов». М., «Недра», 1966.

Таблица 8

Состав типичных газов США (в %)

Составные части газа	Формула	Питтсбургский газ	Газ, идущий на газолиновое производство	Каирский газ
Метан	CH_4	84,7	36,8	84,1
Этан	C_2H_6	9,4	32,6	6,7
Пропан	C_3H_8	3,0	21,1	—
Бутан	C_4H_{10}	1,3	5,8	—
Пентан	C_5H_{12}	—	3,77	—
Гексан	C_6H_{14}	—	—	—
Гептан и пр.	C_7H_{16}	—	—	—
Азот	N	1,6	—	8,4
Углекислота	CO_2	—	—	0,8
Определение	—	Сухой газ	Богатый газ	Сухой газ

жины вместе с 1 *т* добытой нефти. При открытой скважине этот фактор велик, при закрытой же скважине он понижается. Таким образом, газовый фактор зависит от давления в скважине. Выгоднее иметь меньший газовый фактор, ибо при меньшем газовом факторе можно за счет того же запаса газа добыть больше нефти.

Теплопроизводительной способностью топлива принято называть то количество калорий, которое развивает 1 *кг* горючего при сгорании до конца. То количество тепла, которое развивает 1 $м^3$ газа температурой 15° С и 1 *ат* давления, называют теплопроизводительной способностью естественного газа. Эта способность газа зависит от состава естественного газа: чем больше в нем горючих элементов (углерода и водорода), тем эта теплопроизводительность больше и, наоборот, чем больше в газе азота, кислорода и углекислоты (негорючих газов), тем меньше теплопроизводительная способность газа. В нефтяном деле принято считать, что 1000 $м^3$ газа эквивалентны 1 *т* нефти. Эта цифра, конечно, приближенная и действительную теплопроизводительность газа определяют посредством особых приборов, носящих название калориметров. Сущность определения заключается в том, что в данном приборе в продолжение 5 мин. сжигают *К* $м^3$ газа. Развиваемая при горении теплота уходит на нагревание *В кг* воды начальной температуры *t* до температуры *Т*, и, таким образом, определяют, что теплопроизводительность газа (*Q*) должна быть:

$$Q = \frac{B \cdot (T - t)}{K} \text{ (в калориях).}$$

Таким образом, установлены теплопроизводительности 1 $м^3$:

окиси углерода	2,800	этилена	12,920
водорода	2,360	ацетилена	12,360
метана	7,820	светильного газа	4,590
этана	13,900	водяного газа	2,300
пропана	19,950	генераторного газа	1,095
бутана	25,900	доменного газа	883

Приведенные цифры ясно показывают нам, что естественный газ может служить идеальным топливом.

Газы грязевых сопок и вулканов

На северо-западном и юго-восточном окончаниях Кавказского хребта находится целый ряд образований, носящих название грязевых вулканов, или грязевых сопок, известных также и за пределами СССР. Из них время от времени происходят значительные грязевые извержения с большим выделением газов, главным образом углеводородного характера.

Грязевые вулканы, как мы увидим ниже в специальном разделе этой книги, тесно связаны с нефтяными месторождениями, почему изучение выделяющихся из них газов может иметь большое теоретическое значение.

Химический состав этих газов близок к газам нефтяных месторождений. Преобладает метан, составляющий в некоторых из них 92—97% (Булганакская сопка Керченского полуострова).

В небольшом количестве (1—3%) обнаружена окись углерода и присутствие водорода (от долей процента до 10%). Азот встречается довольно часто и в некоторых случаях в больших размерах: так, например, в Кобинской сопке содержание азота достигает от 40 до 54% за счет соответствующего снижения содержания метана. Содержание кислорода колеблется от 2 до 5%. Встречены следы сероводорода и фосфористого водорода. Легкой окисляемости последнего приписывается и легкая воспламеняемость газов сопки.

В грязевых вулканах с большим выделением азота есть вероятность найти и гелий.

Глава III

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

ПЛОТНОСТЬ И УДЕЛЬНЫЙ ВЕС

Плотностью тела называется вес единицы его объема. Отношение плотности вещества к плотности дистиллированной воды называется удельным весом. Для нефтепродуктов ранее принято было удельный вес определять при 15° С и относить вес единицы объема к воде при той же температуре. С 1/IV 1935 г. в СССР вес нефтепродукта определяется при температуре +20° С и сравнивается с весом того же объема воды при температуре +4° С. Удельный вес, исчисленный таким образом, обозначается d_4^{20}. Удельный вес, в зависимости от характера испытуемого нефтепродукта, измеряется посредством ареометра, весов Вестфаля и пикнометра *.

Плотность нефтепродуктов, как мы уже говорили, принято относить к температуре 20° С. Если температура жидкости (при определении) оказывается выше или ниже 20° С, то для приведения к указанной температуре вводится поправка согласно формуле

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + \gamma\,(t - 20),$$

где ρ_4^t — плотность продукта, определенная при температуре $t°$ и отнесенная к плотности воды при температуре $t° = +4°$ С, принятой за единицу;

γ — средняя температурная поправка плотности.

Как правило, удельный вес нефти меньше 1, т. е. нефть легче воды. Удельный вес подавляющего большинства нефтей находится в интервале 0,750—1,000. Однако имеются нефти, удельный вес которых несколько больше 1. Таковыми нефтями являются некоторые мексиканские нефти с уд. весом 1,060 и наша гурийская нефть (Закавказье) с уд. весом 1,038. Нефти, удельный вес которых больше 0,900, называются тяжелыми нефтями.

---

* С января 1948 г. в СССР введен государственный стандарт на методы определения плотности нефтепродуктов, ГОСТ 3900-47.

Согласно ГОСТу, плотностью тел называют массу их, заключающуюся в единице объема [$г/см^3$]. Удельным весом тел называют безразмерную величину отношения веса тела к весу воды в том же объеме; по ГОСТу, плотность нефтепродукта относится к +20° С и к плотности воды при температуре +4° С, принятой за единицу. Эта плотность, обозначенная ρ_4^{20}, численно равна удельному весу по отношению к воде при +4° С, обозначенному d_4^{20}.

Наблюдается некоторая связь между удельным весом и цветом нефти: все светлые нефти обладают меньшим удельным весом, чем все темные. Например, нефти желтого цвета (цвета чая средней крепости) обладают уд. весом 0,777—0,798; нефти более интенсивно выраженной желтой окраски, например, янтарного цвета, имеют уд. вес 0,792—0;820; нефти вишнево-красного цвета (сураханская нефть) обладают уд. весом 0,802—0,840; удельный вес коричневых нефтей варьирует в широких пределах (от 0,798 до 0,967), удельный вес белой нефти равен 0,763.

Темно-коричневая или черная окраска тяжелых нефтей обусловлена содержанием в них большого количества смолистых, углистых и асфальтообразных веществ. Последние, обладая самым высоким удельным весом, естественно, утяжеляют и нефть, в состав которой они входят. Вообще же говоря, разница в удельном весе нефтей обусловлена различием их химического состава, в частности, характером слагающих их углеводородов. Так, нефти, в которых преобладают углеводороды парафинового ряда, легче нефтей с углеводородами нафтенового ряда, а эти последние в свою очередь легче нефтей ароматических и т. д.

Установлено также, что углеводороды с низкой температурой кипения имеют удельный вес меньший, чем углеводороды с более высокой температурой кипения. Однако, поскольку нефть представляет собой смесь углеводородов различных рядов, при разгоне нефтей эта закономерность часто нарушается и вместо ожидаемого повышения удельного веса отгоняемых фракций получается, наоборот, его понижение. Это явление было замечено еще Д. И. Менделеевым, который при вторичной разгонке бакинского бензина установил следующее непоследовательное изменение удельных весов:

При t кип., в °С	Уд. вес	При t кип., в °С	Уд. вес
55—57	0,6750	99—101	0,7609
61—63	0,6720	109—111	0,7539
79—81	0,7483	119—121	0,7659
89—91	0,7337		

Подобное чередование удельных весов объясняется тем, что в бакинском бензине содержатся главным образом два ряда углеводородов: парафиновые и нафтеновые, из которых первые обладают меньшим удельным весом по сравнению не только с равно кипящими, но и с несколько выше кипящими членами второго ряда.

Принято считать, что при смешении нефтяных продуктов не происходит ни расширения, ни сжатия их, что удельный вес исчисляется из удельных весов составных частей по простому правилу смешения. Если d_1, d_2 и d_3 — удельные веса смешиваемых продуктов, а v_1, v_2 и v_3 — соответствующие им объемы, то удельный вес смеси должен быть

$$D = \frac{d_1v_1 + d_2v_2 + d_3v_3}{v_1 + v_2 + v_3}.$$

Однако следует отметить, что при смешивании с маслом продуктов, содержащих парафин, способных растворять в себе последний, всегда получается невязка между действительным удельным весом, получаемым по вышеуказанной формуле. Так как растворение парафина в углеводородах сопровождается значительным расширением его, то удельный вес подобных смесей оказывается всегда ниже исчисленного. Так, например, К. Энглер и Бэм, разложив вазелин удельного веса 0,8785, получили твердый парафин уд. веса 0,8836 и масло уд. веса 0,8809. Составляющие вазелин компоненты, как видим, имели каждый в отдельности удельный вес выше удельного веса исходного продукта.

Подобными же изменениями объема может сопровождаться также смешивание некоторых других составных частей нефти, в частности предельных углеводородов с ароматическими.

Удельный вес нефтей очень изменчив в пределах отдельных нефтеносных районов, месторождений и даже скважин.

Для нефтеносных областей и районов амплитуда колебаний удельных весов бывает или очень значительная, или относительно небольшая. Так, например, в нашем Бакинском районе удельный вес нефтей колеблется в пределах 0,78—0,93. Пример еще более резких колебаний дает Калифорния, где встречаются нефти уд. веса от 0,71 до 1,01. Напротив, у нефтей основных площадей Грозненского района диапазон колебаний очень невелик (0,84—0,87).

Чрезвычайно интересно изменение удельного веса нефтей одной и той же скважины в связи с ее глубиной. Так, в Бакинском районе в пределах одной и той же площади (Бинагады) имеется легкая нефть уд. веса 0,790 и тяжелая нефть уд. веса 0,930. В Галиции по соседству с нефтями уд. веса 0,750 имеются нефти уд. веса 0,950. В Японии рядом с нефтью уд. веса 0,805 имеются нефти удельного веса 0,988, т. е. близкого к 1, и т. д.

Столь заметное изменение удельного веса нефтей в пределах одного и того же месторождения объясняется тем, что в состав нефтяных месторождений входит обычно ряд нефтеносных пластов, или горизонтов, из которых каждый содержит свою нефть со свойственным ей удельным весом.

Наблюдается изменение удельного веса нефти даже в пределах одного и того же пласта. Чем ближе нефть к естественному своему выходу на дневную поверхность, тем более она окислена и тем менее в ней легких углеводородов (фракций), которые успели улетучиться. Наоборот, чем дальше и глубже от дневной поверхности и от выходов она залегает, тем легче ее удельный вес в силу большей сохранности легких фракций. Типичным примером изменения удельного веса нефтей с глубиной является нефть большинства месторождений восточных штатов США, в частности Пенсильвании, где в верхних горизонтах залегает нефть уд. веса 0,848, в более глубоких — 0,824; 0,800 и, наконец, 0,778. В противоположность этому району нужно поставить Сураханское месторождение Бакинского района, в котором удельный вес увеличивается

с глубиной. Например, здесь, в пределах одной только «продуктивной толщи», являющейся главным нефтеносным комплексом района, наблюдается следующее изменение удельного веса нефтей с глубиной:

Глубина, *м*	Уд. вес	Глубина, *м*	Уд. вес
202	0,782	558	0,840
300	0,787	619	0,855
384	0,797	640	0,862
420	0,804—0,805		

При бурении на самые низы продуктивной толщи в так называемой надкирмакинской свите (горизонт НКП, глубина около 1450 *м*) была обнаружена нефть уд. веса даже 0,894, и лишь дальнейшее углубление бурения на кирмакинскую свиту (КС, глубина свыше 1500 *м*) дало снова несколько более легкую нефть (уд. веса 0,877). В залегающих над продуктивной толщей (глубина порядка 100—120 *м*) акчагыльском и апшеронском ярусах найдена нефть уд. веса 0,769. Таким образом, в пределах всей нефтеносной толщи нос. Сураханы диапазон колебаний удельного веса нефтей составляет 0,769 (акчагыл — апшерон) — 0,894 (НКП).

Сураханы являются своего рода классическим примером обратного обычному распределению легкой и тяжелой нефти с глубиной. Такое изменение удельного веса нефти с его повышением по мере углубления скважин объясняется тем, что нефть из коренного пласта мигрировала в вышележащие пласты и при своем движении вверх путем естественной фильтрации освобождалась от углистых, асфальтообразных и смолистых веществ. При оценке этого явления не следует упускать из вида, что в стратиграфическом разрезе Сураханов видную роль играют адсорбирующие (бентонитовые) глины, которые могли содействовать освобождению поднимавшейся вверх нефти от указанных выше утяжеляющих примесей.

Если другого, столь же выпуклого примера последовательного увеличения удельного веса нефти с глубиной не имеется, пожалуй, во всем мире, то менее яркие случаи отмечаются, например, в пределах той же Аппалачской провинции, а именно, в некоторых месторождениях Западной Вирджинии *.

ВЯЗКОСТЬ

Вязкость, или внутреннее трение, есть свойство частиц текучих тел сопротивляться их взаимному перемещению. Для одного и того же вещества она зависит вообще от величины перемещающихся поверхностей, скорости перемещения и температуры.

---

* Более новые сведения о закономерностях изменения удельного веса (плотность) нефтей см. в кн. «Геология нефти. Справочник», т. 1, гл. X. М., 1960.

Различаются абсолютная и относительная вязкость. Первая из них подразделяется в свою очередь на динамическую и кинематическую.

Динамической вязкостью, или коэффициентом внутреннего трения, называется сила сопротивления двух слоев жидкости с поверхностью 1 *см*^{2}, находящихся на расстоянии 1 *см* и перемещающихся друг относительно друга со скоростью 1 *см/сек*.

За единицу динамической вязкости принимается пуаз, который представляет собой вязкость жидкости, оказывающий силу сопротивления, равную 1 дине, взаимному перемещению двух слоев жидкости площадью 1 *см*^{2}, находящихся друг от друга на расстоянии 1 *см* при скорости перемещения, равной 1 *см/сек*. Динамическая вязкость выражается в единицах *CGS*, т. е. в *г/см сек*, и изображается η_t, где t — температура жидкости.

Условная вязкость есть отвлеченное число, выражающее собой отношение времени истечения известного количества испытуемого нефтепродукта при данных температурных условиях ко времени истечения в тех же условиях эталонной жидкости (воды).

В СССР, а также в некоторых странах Европы принято выражать условную вязкость числом градусов К. Энглера. Так называется отношение времени истечения из вискозиметра К. Энглера 200 *мл* испытуемого нефтепродукта при данной температуре ко времени истечения того же количества дистиллированной воды при +20° С.

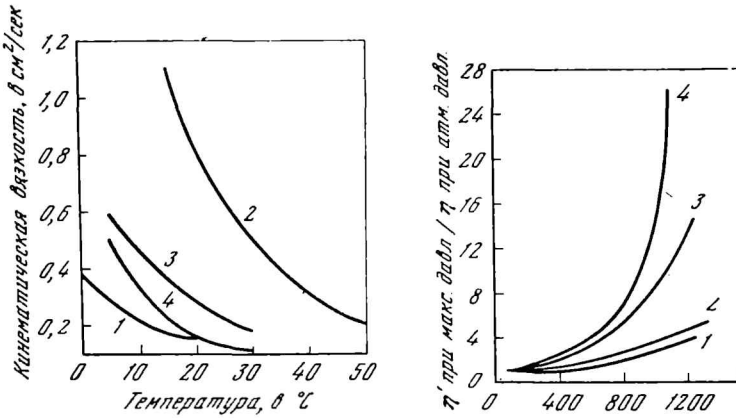
Присутствие в нефтепродуктах малых количеств (до 1%) воды сказывается на вязкости в сторону ее незначительного уменьшения. Так, мазут, имевший в безводном состоянии $E_{30}=14{,}47$ и $E_{50}=5{,}46$, после прибавки 1% воды показал $E_{30}=14{,}35$ и $E_{50}=5{,}42$. Повышение вязкости при сколько-нибудь значительном содержании воды объясняется тем, что мельчайшие капельки ее оседают у спускного отверстия и на стенках спускного канала вискозиметра, замедляя этим самым скорость истечения масла.

В технике применения нефтяных продуктов, а в особенности смазочных масел, чрезвычайно важным является характер изменения внутреннего трения масла с повышением или понижением температуры. Зависимость эта лучше всего иллюстрируется графически.

Если на оси абсцисс отложим температуры, на оси ординат — соответствующие им вязкости (фиг. 2), то получим кривые гиперболического характера, обе ветви которых асимптотически приближаются к осям координат.

Приводим два примера кривых для различного типа нефтей Бакинского района. Они показывают, что с повышением температуры вязкость падает сначала быстро, затем медленнее. Тяжелые нефти (Балаханы, Биби-Эйбат) дают крутые кривые, а легкие нефти (Сураханы) — более пологие.

Техника смазки установила, что в работе лучшими являются именно те смазочные материалы, которые имеют пологие кривые.



Фиг. 2. Кривые изменения внутреннего трения масла с изменением температуры

1 — биби-эйбатская нефть; *2* — балаханская тяжелая нефть; *3* — балаханская масляная нефть; *4* — сураханская легкая нефть

Фиг. 3. Кривые зависимости вязкости от давления

1 и *2* — органические масла; *3* и *4* — минеральные масла

В этом отношении растительные масла представляют преимущества перед минеральными, из последних же имеют преимущества американские масла (из пенсильванской нефти) перед бакинскими, а бакинские масла — перед грозненскими. Хорошей масляной нефтью считается также и нефть Доссорского месторождения в Эмбенском районе.

Кроме температуры, на внутреннее трение жидкостей влияет и давление, с увеличением которого внутреннее трение возрастает.

Опыты с касторовым маслом показали следующее:

Давление, *кг/см²*	Внутреннее трение, *пуазы*	Давление, *кг/см²*	Внутреннее трение, *пуазы*
—	1,94	550,5	4,37
23,9	1,97	864,5	6,82
227,5	2,63	1,164	9,8

Зависимость кривых вязкостей от давления представлена на фиг. 3, где на оси абсцисс отложено давление в *кг/см²*, а на оси ординат — отношение вязкости при соответствующем давлении к вязкости при атмосферном давлении. Кривые показывают, что с возрастанием давления вязкость также увеличивается, сначала — медленно, затем (для минеральных масел) — очень круто. Такая чуткость нефтяных масел к изменениям давления заставляет подбирать масла соответственно тому давлению, в котором маслу придется работать.

На вязкость влияет, конечно, и сама природа масел: вязкость возрастает по мере перехода от низших погонов к высшим, от низкокипящих — к высококипящим (от бензина — к керосину, от солярки — к цилиндровым маслам).

Химический состав нефтей оказывает, несомненно, тоже существенное влияние на их вязкость.

Известно, что повышение молекулярного веса углеводорода в одном и том же ряду сказывается увеличением его вязкости. Сравнение вязкостей соответствующих углеводородов различных рядов показывает, что наибольшей вязкостью отличаются нафтеновые углеводороды.

ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ

Поверхностным натяжением называется та сила, с которой жидкость сопротивляется изменению своей поверхности. Это сопротивление сосредоточивается на самой поверхности, являющейся как бы очень тонкой упругой пленкой; при увеличении поверхности эта пленка сопротивляется растягиванию.

За единицу поверхностного натяжения принимается сила, выраженная в динах и отнесенная к единице длины поверхностного слоя жидкости. Из целого ряда способов определения поверхностного натяжения наиболее удобным по своей простоте является способ взвешивания капель, истекающих из узкого отверстия капилляра в воздух. Объем каждой из таких капель будет зависеть 1) от диаметра $2r$ отверстия капилляра, 2) от величины поверхностного натяжения жидкости (σ) и 3) от веса испытуемой жидкости d.

Величина σ, т. е. сопротивление на единицу длины, выраженное в динах, представляет собой силу поверхностного натяжения, или просто поверхностное натяжение. Чем больше поверхностное натяжение жидкости, тем большего веса должна достигнуть висящая капля, чтобы получить возможность оторваться от капилляра. Так как при спадании капли растяжение и разрыв поверхности жидкости совершаются по периметру выпускного отверстия $2\pi r$, то сила натяжения, которую должна преодолеть отрывающаяся капля, выразится через $2\pi \cdot r \cdot \sigma$. Капля же оторвется в тот момент, когда ее вес p будет равен или немного больше величины $2\pi \cdot r \cdot \sigma$. Но вес капли при определенном объеме v будет зависеть исключительно от удельного веса жидкости d, откуда в двух жидкостях A и B удельные веса d_1 и d_2 и поверхностные натяжения σ_1 и σ_2 будут относиться между собой, как d_1 / d_2, а объемы

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{\sigma_1}{\sigma_2} : \frac{d_1}{d_2}, \text{ или } \frac{v_1}{v_2} = \frac{\sigma_1 \cdot d_2}{\sigma_2 \cdot d_1}.$$

При постоянстве объема измерительного прибора можно отношение объемов заменить числом капель (m), и тогда формула примет вид:

$$\frac{m_1}{m_2} = \frac{\sigma_1 \cdot d_2}{\sigma_2 \cdot d_1}, \text{ или } \sigma_2 = \frac{\sigma_1 \cdot m \cdot d_2}{m_1 \cdot d_1}.$$

Большей частью на практике бывает важно знать поверхностное натяжение нефти или нефтяного продукта не по отношению к воздуху, а по отношению к воде *. В этом случае капля испытуемой жидкости должна была выпускаться не на воздух, а во вторую жидкость.

Величины поверхностного натяжения для различных нефтепродуктов показаны в табл. 9.

Таблица 9

Поверхностное натяжение нефтепродуктов (по Л. Г. Гурвичу)

Нефтепродукт	Уд. вес	Поверхностное натяжение	
		в воздухе	в воде
Нефть			
сураханская	0,797	25,8	27,8
балаханская	0,875	28,9	27,1
биби-эйбатская	0,880	29,2	22,0
бинагадинская	0,932	31,0	19,0
Артема-Острова	0,918	30,7	17,3
Бензин			
I сорт	0,714	20,4	47,9
II сорт	0,740	21,9	46,2
Керосиновый дистиллят	0,826	26,7	35,5
Керосин очищенный	0,824	26,4	42,4
Веретенное масло	0,894	31,8	28,9
Машинный дистиллят	0,912	36,0	31,9
Машинное масло очищенное	0,909	35,7	34,0
Цилиндровое » »	0,916	35,7	27,4
Нафтеновые кислоты керосиновые (кислотное число 224)	0,961	31,8	1,88

Поверхностное натяжение играет огромную роль в так называемых нефтяных эмульсиях. В физической химии под эмульсиями имеют в виду смесь двух взаимно нерастворимых или не вполне растворимых жидкостей. Одна из них содержится в другой в виде бесчисленного количества мелких капель.

Нефтяной эмульсией принято считать всякую смесь нефти с мелкораздробленным посторонним телом, будь то жидкое или твердое тело. Жидкость, в которой происходит размещение частиц, называется «внешней фазой», тогда как распределенные частицы составляют «внутреннюю фазу», или дисперсию. По мне-

---

* Для определения поверхностного натяжения на границах жидкость—газ (воздух) и жидкость—жидкость (в частности, на границе нефтепродукт—вода или нефтепродукт—водные растворы) очень удобен способ наибольшего давления пузырьков, или капель, в той форме, которую ему придал акад. П. А. Ребиндер (см. *П. М. Рыбак*. Анализ нефти и нефтепродуктов, изд. 5-е, дополненное и переработанное. М., Гостоптехиздат, 1962).

нию Банкрофта, гидрофильные (охотно соединяющиеся с водой, набухающие) коллоиды, щелочные мыла, желатин способствуют образованию эмульсий с водой в качестве внешней фазы, тогда как гидрофобные (неохотно соединяющиеся с водой) коллоиды — смолы и известковые мыла стремятся сделать воду внутренней фазой.

Для того чтобы определить, к какому из двух типов принадлежит данная эмульсия, пробу ее достаточно внести в воду или бензин: эмульсия первого рода тонет в бензине и распускается в воде, эмульсия же второго рода ведет себя обратно.

Примером природной нефтяной эмульсии, в которой взаимному слиянию отдельных капель воды препятствуют оболочки из нафтеновых мыл, служит биби-эйбатская эмульсионная нефть, в которой нафтеновые мыла были доказаны анализом. Разрушают эту эмульсию прибавлением незначительного количества нафтеновых кислот, растворяющих, как известно, нафтеновые мыла.

Другим примером природной нефтяной эмульсии, в которой взаимному слиянию капель воды препятствуют оболочки из обогащенной смолами нефти, служит сураханская эмульсионная нефть уд. веса 0,798 и др.

Разрушению этой оболочки способствует пропускание электрического тока, который собирает мыла и смолы в одной полосе, содействуя, таким образом, слиянию капель воды и отстаиванию жидкости.

Разрушение оболочки смол и мыл достигается также термической обработкой эмульсии. При нагревании нафтеновые мыла легко растворяются; в этом случае мелкие капли свободно сливаются в более крупные, и происходит отстой жидкости.

Существенную роль играет поверхностное натяжение в образовании так называемых трехфазных эмульсий, в которых, кроме воды и нефти, имеются во взвешенном состоянии кристаллики парафина, песок и глина. Если в сосуд, наполненный частью нефтью, частью водой, бросить щепотку мелкого песку или другого порошка, то часть его задерживается на границе между нефтью и водой. Какая же сила удерживает песчинку во взвешенном состоянии и не дает ей идти ко дну? Пусть какая-нибудь песчинка (фиг. 4) имеет вид чешуйки с плоскостью S и общей поверхностью $2S$ (пренебрегая высотой). Обозначим силу поверхностного натяжения на границе песчинки с нефтью через σ_{1-3}, на границе с водой — через σ_{2-3} и, наконец, между нефтью и водой — через σ_{1-2}.

Когда чешуйка лежит между нефтью и водой, то с обеих ее сторон сила поверхностного натяжения должна быть

$$S \cdot \sigma_{1-3} + S \cdot \sigma_{2-3}.$$

Допустим, что чешуйка погрузилась в воду; тогда поверхностное натяжение должно быть для обеих сторон:

$$2S \cdot \sigma_{2-3}.$$

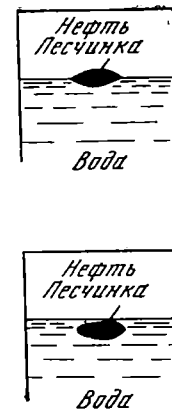
Кроме того, поверхность между водой и нефтью увеличится на площадку S, которая ранее была занята чешуйкой.

Следовательно, энергия поверхностного натяжения между нефтью и водой должна возрасти на величину

$$S \cdot \sigma_{1-2}.$$

Таким образом, при переходе чешуйки с пограничной поверхности в воду вся энергия поверхностного натяжения должна измениться на величину

$$2S \cdot \sigma_{2-3} + S \cdot \sigma_{1-2} - S \cdot (\sigma_{1-3} + \sigma_{2-3}) = p.$$



Фиг. 4. Роль поверхностного натяжения в образовании трехфазных эмульсий

Так как энергия поверхностного натяжения, как одна из форм потенциальной энергии, всегда стремится к минимуму, то Л. Г Гурвич считает, что в том случае, когда p — величина положительная, т. е. когда переход песчинки с пограничной поверхности в воду сопряжен с увеличением общего поверхностного натяжения, последнее будет оказывать сопротивление такому переходу, если эта удерживающая сила поверхностного натяжения оказывается больше действующей на песчинку силы тяжести, то песчинка остается на пограничной поверхности. Если в сосуд с нефтью и водой всыпать щепотку мелкого песка и взболтать такую смесь, то в силу изложенного каждая такая песчинка стала бы задерживаться на пограничных плоскостях, и в результате мы получили бы весьма стойкую жидкость — эмульсию.

Подобные эмульсии встречаются и в природе. Такова, например, калинская эмульсия, описанная С. Вышетравским. Эта эмульсия была настолько крепка, что не разбивалась на составные части ни нагреванием, ни прибавкой нафтеновых кислот. Этого можно было достигнуть только либо давлением, либо растиранием с более крупным песком.

В технике для разрушения эмульсий, т. е. для выделения воды (или, как еще называют, для дегидрации нефтей) применяют следующие способы: 1) отстаивание в открытых амбарах; 2) термический способ (нагревание эмульсий до 100° С); 3) электрический; 4) химический и 5) центробежный.

ОПТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Цвет

Главными пигментирующими компонентами нефти являются смолы и асфальтовые вещества. В зависимости от содержания тех и других цвет нефти варьирует в очень широких пределах: от белого бесцветного и прозрачного до черного.

Преимущественно нефть бывает окрашена в коричневый, красно-коричневый и черный цвет; реже встречаются светло-коричневые, красноватые или желтые нефти, и в виде совсем редкого исключения попадаются бесцветные, как вода, «белые» нефти. Примером бесцветной, или «белой», нефти является нефть Сураханского нефтяного месторождения, залегающая в нефтеносных пластах апшеронского и акчагыльского ярусов.

Как общее правило, более светлые нефти обладают и меньшим удельным весом. Исключением является легкая нефть мест. Пасечна, имеющая черный цвет при уд. весе 0,765.

Природа веществ, обусловливающих собой цвет нефтей, интересовала многих исследователей. К. Энглер, основываясь на работах Павлевского, которому удалось из галицийского озокерита получить темно-коричневое вещество с содержанием серы до 3,76%, высказал мнение, что причиной того или другого цвета нефти является присутствие в ней особых красящих веществ, способных окрашивать растительные и животные ткани.

Если принять во внимание то обстоятельство, что красящие вещества имеют кислый или основной характер, а обработка нефтепродуктов слабыми щелочами и кислотами лишь в ничтожной степени изменяет их цвет, то вероятнее всего будет предположить, как упоминалось уже выше, что цвет нефтей преимущественно зависит от растворенных в них смолистых и асфальтовых веществ, которые не могут быть отнесены к красящим веществам: и действительно, чем больше в нефтях смолистых веществ, тем нефть темнее.

Цвет сырой нефти, служа лишь для общей ее характеристики, не имеет большого практического значения, напротив, в продуктах заводской переработки той же нефти цвет играет весьма существенную роль, являясь в этой стадии уже одним из показателей степени чистоты готового продукта.

Загрязненные в той или иной мере смолистыми и другими окрашивающими примесями нефтепродукты, как правило, подвергаются отбеливанию, т. е. очистке от этих загрязнений. Для этой цели применяются так называемые отбеливающие земли, по большей части глины (реже опока, диатомит и другие силикатные породы) или активированные (обработанные кислотами) препараты из подобных глин. Эти земли обладают высокой адсорбирующей способностью в отношении смолистых и некоторых других пигментирующих и загрязняющих веществ. Наиболее ходовыми видами отбеливающих земель являются американские глины с полуострова Флориды (флоридин) и у нас в СССР — глины из окрестностей сел. Гумбри близ г. Кутаиси (гумбрин). В Англии подобные глины известны под названием фуллеровых земель.

Цвет некоторых категорий готовых нефтепродуктов входит в их технические нормы. В СССР он нормируется для таких нефтепродуктов, как авиабензин, керосин, пиронафт, вазелиновое масло.

Цвет определяется при помощи калориметра Штаммера. При пользовании калориметром операция сводится к определению высоты столба нефтепродукта, который соответствовал бы цвету одного из стандартных стекол, набор которых имеется при аппарате.

Для определения цвета смазочных масел применялся калориметр Дюбоска, причем сравнение производится посредством цветного или эталонного стекла или стандартного йодного раствора *.

Результат измерения выражается в миллиметрах, отвечающих высоте столба испытуемого масла, дающего окраску одинаковой интенсивности с эталоном.

Флуоресценция

Наблюдая переливающуюся по желобу нефть, можно видеть, что она обладает тем или другим отливом цветов: например, бакинская нефть в большинстве случаев отливает синеватым оттенком, тогда как пенсильванская нефть имеет зеленоватый отлив. Этот отлив и есть то, что принято называть флуоресценцией нефти. Этим свойством обладает не только сырая нефть, но и ее дериваты. В низкокипящих погонах это свойство уничтожается: керосин, например, еще имеет отлив, тогда как бензин уже теряет это свойство.

Флуоресценция почти полностью уничтожается действием на нефть азотной кислоты, галоидов или просто солнечных лучей. Предполагали, что флуоресценция нефтей зависит от взвешенных коллоидных частей — субмикронов. Однако сильный электрический ток 30 тыс. *в*, пропущенный через флуоресцирующий нефтепродукт, нисколько не уменьшил этого свойства. Зато из кислых гудронов были выделены вещества типа многокольчатых ароматических соединений — хризен и флуорен, которые, по-видимому, являются носителями флуоресценции, так как выделение их из нефтепродуктов уничтожает флуоресценцию, и, наоборот, при прибавлении их к растворителям получаются сильно флуоресцирующие растворы. Флуоресцирующие вещества образуются вновь при перегонке. Установлено также, что при перегонке с некоторым разложением получаются дистилляты с большей флуоресценцией, чем при работах с большим вакуумом **.

---

* В СССР, согласно ГОСТу 2667-52, для определения цвета светлых нефтепродуктов и масел в качестве стандартного прибора принят калориметр универсальный КН-51, аналогичный калориметру Штаммера. С 1958 г. в СССР в качестве универсального стандартного инструмента для определения цвета жидких нефтепродуктов был принят фотоэлектрический калориметр ФЭКН-56, обладающий рядом преимуществ относительно визуальных приборов (см. ГОСТ 8933-58).

** Флуоресценция — один из видов люминесценции, характеризующийся сравнительно большой длительностью остаточного свечения, продолжающегося после прекращения возбуждения.

Лучепреломление (рефракция)

Световой луч при переходе из одной среды в другую иной плотности, например из воздуха в воду, или наоборот, отклоняется от своего первоначального направления, или, как говорят, преломляется. При этом, когда луч переходит в среду более плотную (из воздуха в воду), он приближается к перпендикуляру, восстановленному в точке перехода, и, наоборот, удаляется от этого перпендикуляра при переходе из среды более плотной в менее плотную. С изменением угла падения меняется также угол преломления, причем отношение синуса угла падения к синусу угла преломления остается постоянным. Это отношение называется коэффициентом, или показателем преломления. Для воздуха и воды показатель преломления равняется 4/3 или 3/4, смотря по тому, идет ли луч из первой среды во вторую, или наоборот.

Из общего правила, что световой луч приближается к перпендикуляру, когда он переходит из среды менее плотной в среду более плотную, есть и исключения. Бензол, например, преломляет свет сильнее, чем обыкновенное стекло, несмотря на то, что плотность его меньше. При некоторых условиях луч не может выйти из более преломляющей среды в менее преломляющую. Там, где лучи встречают поверхность раздела под таким углом, что при выходе они скользят по этой поверхности, явление преломления переходит уже в явление отражения.

Предельный угол, при котором наступает полное внутреннее отражение, для различных тел имеет различные величины: так, для перехода из воды в воздух он равняется 48,5°, из стекла в воздух — от 40 до 37° С, в зависимости от сорта стекла, и т. д.

Вульстэн впервые воспользовался полным внутренним отражением для определения показателя преломления жидкостей. На этом явлении основано несколько рефрактометров, из которых рефрактометр Аббэ получил наибольшее распространение в практике.

Лучепреломление нефтей и их дистиллятов исследовалось различными авторами, которые нашли, что показатель преломления изменяется в нефти параллельно удельному весу и точке кипения. Насыщенные углеводороды парафинового ряда обладают меньшими показателями, чем ароматические углеводороды, нафтены же занимают промежуточное положение.

Для исследования нефтей больший интерес, чем показатели преломления, представляют величины так называемой удельной рефракции, выражающейся в виде

$$\frac{n-1}{d},$$

где n — показатель преломления, d — удельный вес вещества.

При сравнении удельной рефракции равнокипящих углеводородов различных рядов оказывается, что наименьшей рефракцией обладают не парафины, а нафтены, так что этим свойством предоставля-

ется возможным пользоваться при изучении природы углеводородов, входящих в состав той или иной нефтяной фракции. Показателями преломления пользуются, в частности, для аналитических целей: так определяют, например, содержание парафина в полуфабрикатах и т. д. [13].

Оптическая активность

Оптической активностью называется способность некоторых веществ, в том числе и некоторых нефтяных погонов, вращать плоскость поляризации светового луча. Свет называется поляризованным, когда поперечные колебания светового луча совершаются в одной и той же плоскости, проходящей через самый луч. Плоскость, перпендикулярная плоскости колебаний, называется плоскостью поляризации. Некоторые минералы и растворы некоторых веществ обладают способностью поляризовать проходящий через них свет и изменять направление плоскости поляризации, или, как говорят, обладают способностью вращать плоскость поляризации. Так, например, раствор сахара поворачивает плоскость поляризации проходящих через него световых лучей, притом тем более, чем гуще раствор и чем больше длина проходимого лучами пути.

В трубке определенной длины, закрытой по концам стеклянными пластинками и наполненной сахарным раствором, угол вращения плоскости поляризации прямо зависит от количества растворенного сахара. Этими приборами, известными в сахарном деле под названием сахариметров, пользовались многие исследователи для определения оптической деятельности и нефтепродуктов.

Нефть вращает плоскость поляризации. Эта способность была открыта еще в 1835 г. Жаном Батистом Био. Ввиду того, что нефть не имела тогда никакого промышленного значения, это открытие было предано забвению, и только спустя 60 лет вопросом оптической активности нефтей занялись Сольтэин и ряд других крупных ученых как русских, так и иностранных. Из наших ученых над оптической активностью работали П. И. Вальден, Л. А. Чугаев, Ракузин и другие, а из немецких ученых — К. Энглер со своим учеником И. Маркуссоном. Причиной изменения плоскости поляризации, как известно, является присутствие так называемых асимметричных молекул, причем различаются молекулы с правым или левым вращением. Угол вращения, изменяющийся от нуля до максимальной величины, зависит от соотношения между молекулами правого и левого вращения. Нефть, как ряд ее фракций, большей частью вращает плоскость поляризации вправо. Нефть в этом отношении мало исследована *.

Кроме нефтей правовращающих, есть нефти левовращающие. Примером таких нефтей могут служить некоторые нефти островов

* В настоящее время положение резко изменилось — опубликован целый ряд советских работ (Г. А. Амосов, А. Дж. Саттар-Задс) и зарубежных (М. Луи) об оптической активности.

Калимантан, Ява, а также некоторые аргентинские нефти. Наряду с активными нефтями, вращающими плоскость поляризации вправо или влево, логически неизбежно существование неактивных нефтей, которые вращают плоскости поляризации, являясь как бы переходом от одного вида активных нефтей к другому. Такая нефть обнаружена, например, в одном месторождении штата Огайо.

Максимум вращения плоскости поляризации колеблется в некоторых определенных пределах; вращение плоскости поляризации достигает максимума во фракциях, расположенных между 230—300°, по Энглеру и Альбрехту, что видно из табл. 10.

Таблица 10

Показатели оптической деятельности нефтей (по Энглеру и Альбрехту)

Нефть	Т. кип. (в °С) фракции с максимальным вращением	Давление, *мм* рт. ст.	Вращение сахариметра на 200 *мм*
Биби-эйбатская	230—278	12—13	+17,0
Галицийская (Сходница)	260—285	12	+22,8
Румынская (Кампина)	250—270	12	22,0
Пенсильванская	255—297	14	+1,0
Эльзасская	265—281	12,5	+7,5
Яванская	286—296	14,5	+14,5
Аргентинская	294—302	12	+44,8

Относительно природы веществ, являющихся носителями оптической активности, высказывались различные предположения. Ракузин и Маркуссон считали, что носителями оптической активности нефти являются нафтеновые кислоты. Однако опыт с русским цилиндровым маслом, которое обрабатывалось едким кали для удаления нафтеновых кислот, показал, что если угол вращения плоскости поляризации до обработки составлял 11,2°, то после обработки он стал 10,4°, т. е. произошло уменьшение только на 0,8°. Как видно, причина вовсе не в нафтеновых кислотах. Предполагали, что активными нефтями являются те из них, которые содержат серу. Однако опыты с удалением серы из нефти не оправдали предположения Альбрехта, что носителями оптической активности могут быть углеводороды, кипящие в узких пределах.

Наконец, Энглер и Маркуссон выдвинули новую гипотезу оптической активности, объясняемой разложением фитостерина и холестерина.

Холестерин представляет собой бесцветное кристаллическое вещество состава $C_{27}H_{46}O$, найденное в яичном желтке, печени, крови, мозге, рыбьем жире, молоке, коровьем масле и прочих

животных жирах. В растительном царстве холестерин известен в зрелой свекле. Холестерин вращает плоскость поляризации влево.

Фитостерин представляет собой блестящие пластинки, плавящиеся при 130° С; по химическому составу он близок к холестерину, но, в отличие от этого последнего, встречается во всех растительных маслах и жирах.

При медленной перегонке холестерин дает продукт с сильным правым вращением. Если фитостерин и холестерин примешать к «искусственной нефти», состоящей из оптически недеятельных элементов, и подвергнуть смесь перегонке с вакуумом, то получается продукт, вращающий плоскость поляризации, т. е. оптически активный продукт.

Если взять сланцы и отогнать от них смолу, то получается продукт, оптически не активный. Прибавляя сюда фитостерин и холестерин, получаем при перегонке новые продукты с явно выраженными оптическими свойствами.

Однако холестерин вращает плоскость поляризации влево, тогда как подавляющее большинство нефтей принадлежит к правовращающим. Как раз те нефти с о. Явы, которые являются левовращающими, как оказалось, вовсе не содержат холестерина. Таким образом, вопрос о «носителях» оптической активности нефти * следует считать открытым.

Оптическая активность нефти остается на сегодня одним из наиболее веских аргументов в пользу органического происхождения этой последней (см. главу IV). Действительно, проведенные исследования показали, что оптически активное органическое соединение получается или прямо из оптически активного исходного материала, связанного генетически с растительным или животным миром, или при том или ином участии такого материала.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Электропроводность

Способность тел проводить электричество называется их электропроводностью. Если принять электропроводность ртути при 0° С равной 1, то для других тел она выразится следующим образом:

Серебро	62,5	Платина	14,4
Медь	59	Свинец	4,76
Железо	9,67	Графит	0,05
Нейзильбер	2,14	Газовый уголь	0,02
Цинк	16,7		

* Н. Д. Зелинский (Избранные труды, том I. М.—Л., Изд-во АН СССР, 1941) с сотрудниками детально исследовал термокаталитические превращения фито- и холестеринов и показал, что эти левовращающие соединения дают целую гамму углеводородов, подобную нефтяной, характеризующуюся правым вращением. Было показано, что оптическая активность связана преимущественно с образующимися нафтеновыми углеводородами.

Как видим, проводимость графита или угля по сравнению с проводимостью меди ничтожна, но проводимость графита и угля немного больше проводимости жидких тел, для которых найдены следующие величины (при 18° С):

Серная кислота	в	10-процентном	растворе	0,0000366
»	»	30	»	»	0,0000691
»	»	40	»	»	0,0000636
Медный купорос		15	»	»	0,0000039
Цинковый	»	15	»	»	0,0000039
Поваренная соль		15	»	»	0,0000153
»	»	в насыщенном	растворе		0,0000202

Совершенно чистая вода совсем не проводит электричество, являясь диэлектриком, но малейшая примесь постороннего тела переводит воду в разряд проводников электричества.

Как видно, электропроводность различных тел (веществ) варьирует в довольно широких пределах.

Тела, которые совсем не проводят электрического тока (воздух, стекло, смола, сера, резина, эбонит и т. д.) или проводят его слабо, называются непроводниками электричества, или диэлектрическими. Опыты показывают, что при употреблении какого-либо твердого или жидкого диэлектрика в качестве изолирующего вещества емкость конденсатора при прочих равных условиях больше, нежели при изоляторе — воздухе.

Диэлектрическая постоянная для газов немного меньше 1, а для жидкостей составляет от 2 до 90:

Вода	81	Тяжелое парафиновое масло	2,38
Муравьиная кислота	58	Керосин	2,07—2,14
Нитробензол	36	Парафин с температурой плавления	
Метиловый спирт	33	44—46°	2,105
Этиловый спирт	26	54—56°	2,145
Этиловый эфир	44	74—76°	2,165
Сероуглерод	2,6	Бензол и толуол	2,3
Каучук	2,2—3	Скипидар	2,3
Гуттаперча	2,5	Нефть	2—2,10
Ксилол	2,2—2,6	Петролейный эфир	1,778

Очищенные нефти и нефтепродукты являются диэлектриками. Их диэлектрическое постоянство изменяется в очень узких пределах, а именно 1,8—2, приближаясь к диэлектрическим постоянным воздуха (1,0006) и будучи в 2—3 раза меньше диэлектрической постоянной таких диэлектриков, как стекло или слюда. Если электропроводность чистой воды при 0° измеряется величиной около 10^{-8}, то для парафина она составляет 10^{-16}.

Замечено, что электропроводность нефтепродуктов сильно возрастает с повышением температуры. Диэлектрическая постоянная нефтепродуктов растет по мере перехода от низших фракций к более высоким.

В силу описанных выше свойств нефть и ее дериваты могут служить прекрасными изоляторами в электротехнике, в которой многие нефтепродукты находят соответствующее применение: так, уже давно используются в качестве изоляторов парафин и церезин (продукт переработки озокерита).

Видную роль в электротехнике играют трансформаторные масла.

Трансформаторы электрических силовых станций для охлаждения и во избежание проскакивания искр между обмотками часто погружаются в закрытых сосудах в масло. Во избежание влияния на медные части и бумажную обмотку, в целях совершенной изоляции масло должно быть тщательно освобождено от воды и минеральных кислот. Оно должно по возможности мало поддаваться испарению и, что главное, должно выдержать испытание на пробиваемость электрической искрой. Это испытание производится следующим образом: сосуд наполняют испытуемым маслом, опускают электроды и измеряют напряжение, при котором проскакивает искра. По принятым в СССР нормам при испытании между двумя дисками с диаметром 25 *мм* на расстоянии 2,5 *мм* при температуре 15—20° С пробивное напряжение должно быть для сухого масла не менее 25 *кв*. Аналогично трансформаторным маслам вышеназванным испытаниям подвергаются также и масла для выключателей, назначение которых устранять образование искры при включении токов высокого напряжения. И те и другие масла должны быть легко текучи, обладать низкой точкой замерзания и возможно высокой температурой вспышки.

Малейшая примесь воды и пыли, т. е. малейшее загрязнение масла, заметно сказывается в сторону уменьшения электропробиваемости. Плохая промывка масла от образующихся при его очистке мыл и солей также вредно влияет на пробиваемость искрой.

Нефтепродукты способны удерживать в себе электрический заряд, возникающий при трении их о разные твердые тела. Эти свойства называются электровозбудимостью.

По опытам Гольде, при трении бензина о железо могут возникать заряды напряжением до 2 тыс. *в* и более. В некоторых условиях, когда на поверхности перекачиваемого в резервуар бензина плавает щепка или какой-нибудь другой заостренный предмет, между последним и стенками резервуара может проскочить искра и вызвать взрыв паров бензина в цистернах.

Опытом установлено, что небольшая примесь магнезиального мыла во много раз увеличивает электропроводность бензина и препятствует появлению в нем электрического заряда.

Пожары керосиновых мешалок очистных отделений нефтеперегонных заводов, в которых керосиновый дистиллят обрабатывается серной кислотой и щелочью, некоторые исследователи также объясняют электровозбудимостью керосина. Замечено, что продувка водяным паром перед прекращением продувания воздухом сделала пожары на заводах Баку и Грозного явлением весьма редким.

ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Тепловые свойства нефтепродуктов имеют не только теоретический, но и большой практический интерес, особенно при сжигании нефти как топлива, а также при подсчетах тепловых балансов процессов нефтеперегонного дела.

К тепловым свойствам относятся теплоемкость, скрытая теплота парообразования, тепловое расширение, теплопроизводительность, кипение, испарение, вспышка, взрывчатость и, наконец, плавление и замерзание.

Теплоемкость (удельная теплота)

Теплоемкостью называется количество тепла, которое нужно затратить для нагревания 1 *г* данного вещества на 1° С.

Единицей количества теплоты называется то ее количество, которое нужно затратить, для того чтобы 1 *г* дистиллированной воды при 0° С нагреть до 1° С. Эту единицу называют малой калорией иначе (грамм-калорией), в отличие от другой, часто употребляемой в технике, единицы теплоты — большой калории (килограмм-калории), в 1000 раз больше первой. Отношение теплоемкости тел к теплоемкости равной массы дистиллированной воды при 1° С называют удельной теплотой.

Твердые тела обладают меньшей теплоемкостью, чем жидкие, что видно из табл. 11.

Таблица 11

Теплоемкость некоторых твердых и жидких веществ

Твердые тела	Удельная теплота	Жидкие тела	Удельная теплота
Алюминий	0,21	Алкоголь	0,58
Графит	0,20	Глицерин	0,58
Древесный уголь	0,20	Древесный спирт	0,57
Кирпич	0,22	Керосин	0,50

Теплоемкость различных природных нефтей колеблется в очень незначительных пределах (0,4—0,5 *кал.*), и, как правило, с повышением удельного веса нефти теплоемкость нефтей уменьшается, как это явствует из табл. 12 (по С. С. Наметкину).

Для различных дериватов одной и той же нефти, в общем, наблюдается примерно та же закономерность, но в некоторых случаях соотношения представляются более сложными, находясь, по-видимому, в зависимости от перекрещивающихся влияний целого ряда факторов.

Таблица 12

Теплоемкость различных нефтей между 0 и 50° С (по Мэбери и Гольдштейну) [1]

Штат (США)	Уд. вес	Теплоемкость
Пенсильвания	0,8095	0,5000
Вайоминг	0,8816	0,4323
Техас	0,9200	0,4315
»	0,9466	0,4009
Калифорния	0,9600	0,3980

[1] С. С. Наметкин. Химия нефти, ч. 1, 1932, стр. 35.

Зависимость теплоемкости от температуры может быть выражена формулой

$$C_t = a + bt + ct^2 \ldots \text{ и т. д.},$$

где C_t — теплоемкость нефтепродукта при температуре t.

Искомую зависимость можно установить, определив C_t данного нефтепродукта при трех различных температурах и вычислив значения величин a, b и c.

Экспериментальным путем установлено, что при температурах до 180—200° С зависимость теплоемкостей нефтепродукта от температуры приближается обычно к линейной с возрастанием теплоемкости по мере повышения температуры. При дальнейшем повышении температуры за указанные выше пределы теплоемкость возрастает быстрее.

Скрытой теплотой испарения называется количество тепла (в калориях), которое нужно затратить, чтобы превратить 1 *г* данной жидкости в насыщающий пространство пар той же температуры. Скрытая теплота испарения, отнесенная к температуре кипения жидкости, называется также скрытой теплотой кипения.

Вопросы определения скрытой теплоты испарения для нефтей связаны со значительными трудностями, обусловленными сложным составом нефти, которая, как мы знаем, представляет собой смеси различных углеводородов.

Ниже (по С. С. Наметкину) приведена скрытая теплота кипения для некоторых углеводородов парафинового ряда [1].

	T кип., °С	Скрытая теплота кипения, калории
C_5H_{12} (пентан)	36	85,8
C_6H_{14} (гексан)	69	79,2
C_7H_{16} (гептан)	98	74,0
C_8H_{18} (октан)	126	71,1
$C_{10}H_{22}$ (декан)	173	60,5

[1] *С. С. Наметкин.* Химия нефти, ч. 1, 1932, стр. 36.

Скрытая теплота кипения, как видно из этих данных, последовательно уменьшается при переходе от низших членов гомологического ряда с более низкой температурой кипения к высшим, характеризуемым более высокой температурой кипения.

Для нефтепродуктов, являющихся, как мы помним, сложными смесями различных углеводородов, зависимость скрытой теплоты испарения от удельного веса и температуры кипения нефти иллюстрируется на примере нефтей Бакинского района следующим образом (табл. 13) (данные бывш. лаборатории братьев Нобель, по Гурвичу).

Таблица 13

Скрытая теплота испарения различных фракций нефти (*ккал/кг*)

Уд. вес фракций	*T* кип., °С (средняя)	Скрытая теплота испарения, *ккал/кг*
0,6640	40,0	80,06
0,6982	72,8	74,95
0,7428	92,2	68,25
0,7615	100,7	66,63
0,7968	155,7	53,6
0,8129	175,5	51,6

Таблица 14

Скрытые теплоты испарения фракций бакинских и грозненских нефтей

Фракции	*T* кип., °С	Мол. вес	Скрытая теплота испарения, *кал*
Бензиновые	100—180	100—137	66—74
Керосиновые	235—285	158—218	64—50
Соляровые	301—370	209—260	54—51
Веретенные	370—410	260—290	51—47
Машинные	410—480	300—380	47—40
Цилиндровые	480	380	40

Аналогичное изменение величин скрытой теплоты испарения для отдельных фракций рисуется, по данным Обрядчикова [1], в следующем виде (табл. 14).

Следовательно, в обоих примерах скрытая теплота испарения падает при переходе от легких, низкокипящих, к тяжелым, высококипящим фракциям.

[1] *С. С. Наметкин.* Химия нефти, ч. 1, 1932, стр. 37.

Скрытую теплоту испарения можно определить по правилам Трутона, который установил, что скрытая молекулярная теплота кипения различных веществ пропорциональна их абсолютной температуре кипения.

Если M — молекулярный вес веществ, E — его скрытая теплота кипения, T — абсолютная температура кипения и K — коэффициент пропорциональности (для углеводородов близкий к 20), то, по Трутону, $ME=KT$.

Для приложения этой формулы к данному нефтепродукту нужно определить для него величину M, что практически сводится к определению некоего среднего молекулярного веса отдельных нефтяных фракций.

Тепловое расширение (коэффициент расширения)

Всякое тело при своем нагревании увеличивается в объеме. Та доля единицы объема (1 $см^3$), на которую происходит расширение данного вещества при его нагревании на 1° С, называется коэффициентом расширения. Эта константа служит для вычисления удельного веса нефтепродуктов для различных (от 15° С) температур, для определения объемного расширения при перевозке нефтепродуктов в цистернах и, наконец, для случая определения размеров нефтехранилищ.

Тепловое расширение нефтепродуктов подчиняется общей формуле объемного расширения:

$$V_1 = V_0 \cdot (1 + at + bt^2 + ct^3). \qquad (1)$$

Расширение нефти, как и других жидкостей, возрастает с температурой.

В практике с достаточной точностью пользуются формулой более сокращенной — вида:

$$V_1 = V_0 \cdot (1 + at), \qquad (2)$$

где V_0 — исходный объем, V_1 — величина объема при повышении температуры на $t°$ и a — коэффициент расширения нефтепродукта.

Если принять вес исходного объема V за единицу, а удельный вес выразить через d_0, то выражению объема можно придать вид:

$$V_0 = \frac{1}{d_0}. \qquad (3)$$

Если мы температуру данного объема V_0 повысим на t^0, то вес не изменится, а с объемом произойдет изменение в сторону его увеличения; изменится и удельный вес нефтепродукта. Эти величины соответственно обозначим через V_1 и d_1; тогда выражение объема примет вид:

$$V_1 = \frac{1}{d_1}. \qquad (4)$$

Подставив эти выражения в формулу (2), соответственно получим:

$$\frac{1}{d_1}=\frac{1}{d_0}\cdot(1+at)=\frac{1+at}{d_0}, \qquad (5)$$

откуда

$$d_1=\frac{d_0}{1+at}=d_0\cdot(1-at+a^2t^2). \qquad (6)$$

Отбрасывая члены, начиная от a^2t^2, получаем

$$d_1=d_0\cdot(1+at). \qquad (7)$$

Коэффициент расширения тем меньше, чем выше удельный вес нефти *.

Для одной и той же нефти коэффициент уменьшается с переходом от низкокипящих к более высококипящим фракциям этой же нефти.

Коэффициент расширения уменьшается с очисткой нефтепродуктов: так, машинный дистиллят до очистки имел $a=0{,}000609$ при 10—20° С и после обработки серной кислотой и обесцвечивания флоридином $a=0{,}000599$.

Самое определение коэффициента расширения производится в особых приборах, носящих название дилатометров.

Теплопроизводительность

Теплопроизводительной способностью называют то количество тепла, которое выделяет 1 *г* горючего при его сжигании. Поскольку нефть представляет собою сложное химическое соединение, теплота, получаемая при ее сжигании, равна сумме теплот, получаемых при сгорании отдельно составляющих ее элементов, минус теплота образования данного соединения из этих же элементов **.

Определить теплотворную способность нефтепродукта можно: 1) прямым сжиганием нефти в калориметре или в паровом котле, двигателе внутреннего сгорания и т. п. и 2) с помощью эмпирических формул на основании элементного состава нефтепродукта.

Существует несколько формул для вычисления теплотворной способности топлива по элементному его составу. Наибольшим

---

* Из сопоставления уравнения (7) с ранее приведенным уравнением $d_4^{20}=d_4^0+\gamma(t-20)$, см. стр. 40, следует, что $a=\frac{\gamma}{d_4^t}$ и $\gamma=a\cdot d^{-t}_4$.

** Методы определения теплот сгорания легких нефтепродуктов в калориметрической бомбе ($-Q^a_б$, с поправками на теплоты образования серной кислоты — из двуокиси серы и азотной кислоты — из азота, $-Q^a_в$, обозначаемой как высшая теплота сгорания и $-Q^a_н$ — низшей теплоты сгорания, равной $Q^a_в-6{,}9\ H^a$, где H^a — процентное содержание водорода в испытуемом топливе) строго стандартизированы и подробно описаны в в ГОСТе 5080—55.

распространением пользуются формулы [1] П. Дюлонга, Д. И. Менделеева и Союза германских инженеров.

Формула Дюлонга:

$$\frac{8140C + 32200\left(H - \frac{O}{8}\right) + 2500S}{100}, \qquad (1)$$

где H — O/8 показывает, что из общего количества водорода надо вычесть часть его, связанную с кислородом в виде воды: C, H, O, S — процентное содержание.

Формула Д. И. Менделеева:

$$Q = 81C + 300H - 28(O + S). \qquad (2)$$

Приведенные формулы (1) и (2) требуют поправки на теплоту испарения как имеющейся в топливе воды, так и воды, образовавшейся из водорода самого топлива. Такая поправка приближает подсчет к условиям сжигания топлива на практике в топках.

В таком случае формула Дюлонга имеет вид:

$$Q_1 = \frac{8140C + 28800 \cdot \left(H - \frac{O}{8}\right) + 2500S - 600W}{100}, \qquad (3)$$

где W — процент воды в сыром топливе.

Формула Союза германских инженеров:

$$Q_1 = \frac{8100C + 29000 \cdot \left(H - \frac{O}{8}\right) + 2500S - 600W}{100}. \qquad (4)$$

Таким образом, в двух последних формулах получается сразу полезная теплопроизводительная способность топлива, почему в отличие от первых двух формул взято не Q, а Q_1.

Приведенные формулы указывают на то, что теплотворная способность нефти тем больше, чем богаче нефть водородом и беднее кислородом, серой и влагой.

Такой элементный состав наблюдается у более легких нефтей. Отсюда следует, что низкокипящие фракции должны всегда иметь бо́льшую теплопроизводительность (в *ккал*), чем высококипящие, что и совпадает с опытными данными:

Бензин	11230	Веретенное масло	10894
Керосин	11059	Машинное »	10899
Пиронафт	10972	Цилиндровое »	10883
Соляровое масло	10914	Мазут	10843

[1] Формулы взяты из «Руководства по товароведению», ч. 1, изд. 3-е, 1913, стр. 106.

Таблица 15

Изменение теплопроизводительности нефтей Бакинского района с удельным весом

Нефть	Уд. вес	Теплопроизводительность, *ккал*
Сураханская	0,785	10800
Балаханская	0,879	10800
Бинагадинская	0,9226	10300
Мазут	0,907	10770—10780

Для нефтей, в зависимости от удельного веса, имеются следующие данные (табл. 15).

Для грубого определения теплопроизводительности нефтей, в зависимости от их удельного веса, американцы пользуются формулой Шермана и Кропфа:

$$BTU = 18\,650 + 40Be' - 10, \qquad (1)$$

где BTU — британские тепловые единицы, отнесенные к 1 англ. фунту; Be′ — градусы Бомэ.

Соотношение между BTU и малой калорией (грамм-калорией) определяется следующим уравнением:

$$\text{грамм-калория} = \frac{BTU}{1,8}. \qquad (2)$$

Чтобы воспользоваться этими формулами, нам нужно действительный удельный вес перевести в градусы Бомэ, подставить в формулу (1) и полученное число BTU разделить на 1,8; так мы получим калории.

С точностью до 1—2% можно пользоваться формулой Шермана и Кропфа, не прибегая, таким образом, к сложным математическим вычислениям или к кропотливому методу определения теплотворной способности нефти сжиганием в калориметрической бомбе [14].

Разгонка по К. Энглеру * практикуется обычно лишь до температуры 300° С, например, для определения фракционного состава бензина и керосина, для более же высококипящих фракций применяется чаще разгонка в вакууме (табл. 16).

* Взамен перегонок с малоэффективными дефлегматорами и колонками типа Глинского, Гадаскина и других сейчас пользуются более эффективными ректификационными устройствами. В качестве стандартного рекомендован аппарат АРН-2. Метод определения фракционного состава нефтей и нефтепродуктов с помощью этого аппарата приведен в ГОСТе 11011-64.

С 1966 г. метод разгонки по К. Энглеру осуществляется согласно ГОСТу 2177-66, метод подробно изложен и дополнен таблицей поправок температур кипения на барометрическое давление, отмечаемое при перегонке.

Таблица 16

Сопоставление результатов разгонки по Энглеру и Глинскому[1] (в %)

T разгонки, °С	Разгонка по Энглеру	Разгонка с дефлегматором Глинского
Бензин I сорта		
Начало кипения	54	31
до 70°	19,7	26,5
70—80°	38,9	29,8
80—90°	30,2	30,9
90—100°	9	9,4
Свыше 100° (остаток)	1,8	2,9
Керосин		
Начало кипения	130	101
до 150°	7,6	15,8
150—270°	79,8	61,6
Свыше 270° (остаток)	12,4	16,5

[1] Л. Г. Гурвич. Научные основы переработки нефти, 1925, стр. 226.

Основным различием между кипением нефти, с одной стороны, воды и других однородных жидкостей, с другой, нужно признать то, что температура паров нефтепродуктов всегда меньше температуры жидкости, из которой эти пары выделяются, тогда как у воды температуры жидкости (воды) и ее паров почти тождественны.

Нефти, богатые нафтенами, имеют более низкую температуру кипения, чем нефти, богатые предельными углеводородами. Так как в бакинской нефти нафтены преобладают, то и температура ее кипения ниже температуры кипения грозненской нефти того же удельного веса.

ИСПАРЕНИЕ НЕФТИ

При испарении нефти теряются прежде всего ее летучие низкокипящие фракции — бензин и газолин, почему удельный вес нефти всегда меньше у устья скважины, чем при долгом ее хранении в резервуарах. До революции во всех наших нефтедобывающих районах нефть извлекалась главным образом открытыми фонтанами и желонкой, и только в редких случаях применяли эрлифт. По извлечении нефти из скважины ее сливали через ряд мерников в так называемые земляные амбары, где она и хранилась. Легко себе представить, какое количество бензина безвозвратно уносилось в воздух от действия палящих лучей бакинского солнца и постоянных ветров. Национализация нефтяной промышленности и организация единого советского нефтяного хозяйства сделали возможным рационализировать добычу, хранение и перекачку нефти и значительно уменьшили ее потери от всех видов испарения.

Вместо прежнего тартального барабана с желонкой задвигались качалки глубоких насосов как одиночных, так и групповых; вместо всяких деревянных желобков и таких же отстоечных чанов повсюду установлены трапы для улавливания газа, герметизированные мерники для отстоя нефти и замера добычи, а также система труб, связывающая скважину через насосную с резервуаром для хранения нефти. Одним словом, была введена так называемая закрытая эксплуатация.

Благодаря закрытой эксплуатации потери через испарение значительно снизились, в результате чего содержание бензина во всех наших нефтях намного увеличилось. Если раньше в Грозном из нефти добывалось в среднем около 10% бензина, то к 1937 г. этот выход составлял 20% и более, не считая того бензина, который получался в результате обработки газа на газолиновых заводах.

В хранилищах нефти (резервуарах) также происходит испарение легких фракций, причем главными факторами, влияющими на степень испарения нефтей, нужно считать:

1) степень герметизации резервуара;

2) одностороннее нагревание резервуара, в результате которого появляются конвекционные токи, способствующие испарению;

3) расстояние свободной поверхности жидкости от верхнего края сосуда: чем ниже уровень жидкости, тем испарение меньше, и, наоборот, чем уровень нефтепродукта в резервуарах выше, т. е. чем более доступен он циркулирующему воздуху, тем испарение больше. Балаханская нефть после годового хранения теряла в своем составе до 1,5% бензина, а керосин после месячного хранения в летние месяцы терял до 0,5%.

Интенсивность самого процесса испарения была выявлена на следующем опыте с бензином уд. веса 0,7451, началом кипения 70° С и отгоном до 90° — 20,6%. Этот бензин подвергали следующим операциям:

1) испаряли в чашке в продолжение 45 мин. на водяной бане;

2) испаряли в чашке при комнатной температуре в течение 24 час.;

3) испаряли в высоком цилиндре в течение 34 дней. Результаты оказались следующие (табл. 17).

Таблица 17

Изменение свойств бензина при его испарении

Исследовавшиеся свойства бензина	Основной	Первая операция	Вторая операция	Третья операция
Исходный удельный вес	0,7451	0,7495	0,7512	0,7510
Начальная *Т* кип., °С	70	80	83,5	83,5
До 90° отгоняется, %	20,6	7,7	2,4	1,7

Если принять первый случай (основной) за быстрый темп испарения, второй, средний и третий — за медленный, то нужно будет отметить, что при быстром испарении легких погонов осталось больше, чем при медленном испарении; при более медленном испарении, как это видно из табл. 17, легкие части почти все ушли, почему удельный вес оказался в этом случае гораздо больше, чем в первом и, отчасти, в третьем случае.

ВСПЫШКА И ВОСПЛАМЕНЕНИЕ

Весьма важным физическим свойством нефти и ее продуктов является температура их вспышки и воспламенения. Легкие бензиновые фракции испаряются на воздухе, образуя с ним смесь, способную воспламениться при зажигании. То же происходит и с более тяжелыми фракциями (с керосином и смазочными маслами, а также и с сырой нефтью), но только при их нагревании. Пары этих веществ с воздухом также образуют воспламеняющуюся при зажигании смесь.

Та же температура, при которой пары испаряющейся нефтяной жидкости в смеси с воздухом при поднесении пламени или проскакивании электрической искры мгновенно загораются или вспыхивают, называется температурой вспышки, или точкой вспышки.

При дальнейшем нагревании испытуемого нефтепродукта происходит при зажигании не только вспыхивание его паров, но и воспламенение самой жидкости, которая начинает гореть. Температура, при которой происходит это явление, называется температурой воспламенения, или точкой воспламенения. Температура воспламенения лежит гораздо выше температуры вспышки, и разница может достигать 10—50° и даже выше.

Свойство нефтепродуктов давать при некоторой определенной температуре и в строго определенных условиях опыта вспышку имеет большое практическое значение: например, критерием безопасности осветительного масла (керосина) и является его температура вспышки. Температура вспышки смазочных масел позволяет определить в нем примесь легко кипящих или легко испаряющихся продуктов и определить его пригодность к работе в двигателях с нагретыми трущимися частями. Для бензина определение температуры вспышки представляет большой теоретический интерес в отношении установления зависимости между этой температурой и упругостью паров бензина. Так как вспышка по своему характеру является взрывом в миниатюрном размере, изучение этого явления приводит нас к познанию явлений взрывчатости нефтепродуктов вообще, т. е. к выявлению условий их возникновения.

Горючие газы или пары нефтепродуктов, как уже было упомянуто, способны образовать с воздухом смеси, которые при зажигании их быстро воспламеняются, причем выделяется большое

количество тепла, обусловливающее быстрое распространение воспламенения от исходной точки во всех направлениях, что и является по существу взрывом. Это явление может происходить не при всякой смеси горючего газа или паров с воздухом, а только при определенных процентных соотношениях (по объему) между ними, в довольно узких пределах. Вне этих пределов взрыва не происходит. При большом содержании горючего газа или паров в смеси не хватает воздуха (содержащегося в нем кислорода), чтобы сжечь этот газ полностью и развить достаточное количество теплоты для взрыва. Наоборот, при недостаточном количестве в смеси горючего газа избыток воздуха поглощает теплоту и не дает ей возможности быстро распространяться.

Предположим, мы имеем смесь метана (CH_4) и воздуха. При каком процентном соотношении (по объему) между ними образуется взрывчатая смесь?

При сжигании метана будет происходить его соединение с кислородом при образовании новых продуктов. Именно кислород, соединяясь с углеродом метана, образует углекислый газ, а его соединение с водородом даст воду. При этом для сжигания одной молекулы метана потребуется две молекулы или четыре атома кислорода, а именно: для того чтобы превратить углерод в CO_2, потребуется одна молекула кислорода, и для превращения четырех атомов водорода в H_2O потребуется тоже одна молекула кислорода, а всего четыре атома кислорода. Для дальнейшего расчета применяют формулу Торнтона:

$$Q = m + (2n - 2), \qquad (1)$$

где Q — число объемов кислорода, потребное для полного сгорания одной молекулы горючего газа, в данном случае метана; m — молекула горючего газа; $2n$ — число атомов кислорода.

Эта формула может быть применена для определения как нижнего, так и верхнего предела взрывчатости. Нижний предел взрывчатости для метана определится, если в формулу Торнтона вставим значения: $m=1$ и 2, $2n=4$, тогда

$$Q = 1 + (4 - 2) = 3. \qquad (2)$$

Значит, нижний предел взрывчатости для смеси метана и воздуха наступит тогда, когда в ней на один объем метана будет приходиться три объема кислорода или 15 объемов воздуха (кислород в составе воздуха, как известно, занимает 1/5 часть по объему), или между метаном и воздухом установится соотношение 1 : 15, т. е. когда метана в смеси будет 1/16, или 6,25% (по объему).

Для определения верхнего предела взрывчатости, по Торнтону, берут приблизительно двойной объем паров углеводорода по сравнению с тем, при котором возможно полное сгорание. Для полного сгорания метана требуется на основании формулы (2) три объема кислорода. Таким образом, верхний предел взрыв-

чатости установится при соотношении метана и воздуха, как 2 : 15, т. е. когда метана в смеси будет 2/17, или около 11,8%.

Таким образом, содержание метана в воздухе в пределах от 6,25 до 12% образует сильно взрывчатую смесь, причиняющую иногда большие бедствия.

Таблица 18

Пределы взрывчатости углеводородов (в %), по Торнтону

Углеводороды *	Нижний предел		Верхний предел	
	Вычислено	Найдено	Вычислено	Найдено
CH_4	6,25	5,6	12,5	14,8
C_2H_6	3,2	3,1	7,9	10,7
C_3H_8	2,17	2,17	5,55	7,35
C_4H_{10}	1,65	1,55	4,35	5,7
C_5H_{12}	1,35	1,35	3,57	4,5

*. И. М. Губкин. Учение о нефти, изд. 1-е, 1932. М., стр. 76.

В табл. 18 приводятся числа для некоторых углеводородов, вычисленных по формуле Торнтона и найденных опытным путем [1]. Из табл. 18 следует, что пределы взрывчатости падают при переходе от низших членов гомологического ряда к высшим, вместе с тем сокращается и расстояние между пределами, т. е. сокращается область взрывчатых смесей.

С низшим пределом взрывчатости обыкновенно приходится иметь дело при всех случаях определения температур вспышки нефтепродуктов, огромное большинство которых, за исключением бензина, при комнатной температуре обладает давлением паров, недостаточным для образования взрывчатой смеси, почему к вспышке подходят лишь подогреванием самого продукта в том или ином приборе.

Самое определение температуры вспышки или воспламенения производится в особых приборах, которые можно разбить на две группы:

1) приборы с открытой чашей (Бренкен, Клевеленд, Маркуссон и др.);

2) приборы с закрытой чашей (Абель—Пенский, Мартенс—Пенский, Лушер, Сэйболт и т. д.).

В СССР и в Германии наибольшее распространение из открытых приборов имеют Бренкен * и Маркуссон, а из закрытых — Абель—Пенский и Мартенс—Пенский.

[1] *Л. Г. Гурвич.* Научные основы переработки нефти, изд. 2-е. М.—Л., 1925, стр. 236.

* Определение температур вспышки и воспламенения масел и темных нефтепродуктов в открытом тигле проводят, согласно ГОСТу 4333-48, в приборе типа Бренкена.

Обыкновенно температура вспышки приблизительно на 40—50° С ниже начальной точки кипения по Глинскому и зависит от удельного веса нефтепродукта (чистого, без примесей); чем меньше удельный вес, тем температура вспышки ниже, и наоборот, чем удельный вес выше, тем она выше.

Довольно низка температура вспышки тяжелых аргентинских нефтей, для которых найдено:

Уд. вес	Т вспышки, °С
0,908	85
0,975	40

Это объясняется тем, что аргентинские нефти заодно с тяжелыми углеводородами содержат в себе незначительное количество низкокипящих фракций, которые и понижают температуру вспышки.

Из всех низкокипящих фракций наименьшую сравнительно температуру вспышки имеют бензины; так, например:

Фракции, °С	Т вспышки, °С
50—60	—58
60—70	—39
80—100	—22

Из изложенного ясно, что при обыкновенной температуре бензин воспламеняется и для определения его температуры вспышки в приборе Абеля—Пенского вместо водяной бани ставят охладительную смесь и находят такую температуру, при которой бензин при поднесении пламени не воспламеняется *. Интересно, что в приборе Абеля—Пенского при температуре +20° С бензин не вспыхивает. Происходит это лишь потому, что бензиновых паров скопляется так много, что не хватает кислорода для полного их сгорания, почему пламя горелки обычно гаснет.

ЗАСТЫВАНИЕ НЕФТИ

Температура застывания нефтепродуктов для транспорта имеет большое существенное значение. Как известно, легко застывающие нефтепродукты чрезвычайно трудно, а порою и невозможно перекачивать по трубопроводам или опорожнять сливом наполненные ими цистерны. Применение высокозастывающих масел для работающих на зимнем холоде механизмов является весьма серьезным неудобством; поэтому рынок всегда требует от производителя указания на температуру застывания того или другого масла [13].

На температуру застывания влияет предварительная термическая обработка нефтепродукта, вызывающая в иных случаях

---

* Метод определения температуры вспышки нефтепродуктов в приборе типа Мартенс—Пенского в закрытом тигле проводят согласно ГОСТу 6356-52.

значительное загустевание нефтепродукта при низких температурах и, следовательно, сильное повышение температуры застывания. Однако в парафинистых нефтях и мазутах, богатых смолистыми веществами, предварительный подогрев, как оказалось, вызывает некоторое понижение температуры застывания (табл. 19).

Таблица 19

Приблизительные температуры застывания продуктов балахапской нефти, по данным Л. Г. Гурвича

Нефтепродукт	Уд. вес	*T* заст., °С	Примечание
Бензин [1]	—	—80	Совершенно жидок
Керосин	0,825	—80	Несколько загустевает, но еще текуч
Пиронафт	0,86	—80	Замерзает
Соляровое масло	0,88	—64	»
Веретенное »	0,900	—35	»
Машинное »	0,906	—11	»
Цилиндровое »	0,915	—4	»
Мазут	0,912	—20	Слегка подвижен

[1] Бензин и гексаметилен замерзают при +6° С.

Вообще говоря, переход нефти из одного агрегатного состояния в другое не бывает резким и совершается постепенно. Температура застывания нефти поэтому является понятием растяжимым и в значительной мере условным, — это не константа в прямом смысле слова.

Значительное содержание в нефти парафина способствует ее быстрому застыванию, почему быстрота застывания может служить косвенным показателем содержания в нефти парафина.

Температура застывания природных нефтей варьирует в очень широких пределах, что особенно ярко иллюстрируется примерами наших грозненских нефтей. Если местная парафинистая нефть уд. веса 0,838 застывает уже при температуре +11° С, то беспарафинистая нефть уд. веса 0,863 застывает лишь ниже —20° С. Еще больше колебание температур застывания для нефтепродуктов.

Иногда вместо температуры застывания для характеристики некоторых, преимущественно густых, тяжелых нефтепродуктов указывают ее температуру плавления, определяемую на аппаратах Жукова (парафин) и Уббэлоде *.

* Определение температуры плавления нефтепродуктов по методу Жукова рекомендовано ГОСТом 4255-48 для парафина, дифенила и других высокоплавких нефтепродуктов (замеряется температура в момент полного затвердевания предварительно расплавленного продукта).

РАСТВОРИМОСТЬ И РАСТВОРИТЕЛЬНАЯ СПОСОБНОСТЬ НЕФТЕЙ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Нефть и дестиллаты ее растворяются в воде в ничтожном количестве. Тем не менее, при встряхивании низкокипящих погонов с водой последняя приобретает запах нефти, а хамелеон обнаруживает в воде небольшое количество органических веществ. (Так, например, вода, по данным Г. Герца, растворяет в себе при 22° С около 0,027% лигроина уд. веса 0,646.) Высококипящие фракции нефтей растворяются в воде еще труднее.

Чистые углеводороды несколько легче растворяются в воде, причем эта растворимость падает по мере увеличения их молекулярного веса для членов одного и того же гомологического ряда C_nH_{2n+2}, молекулярный вес которых последовательно увеличивается книзу колонки, что видно из данных Фишера (табл. 20).

Таблица 20

Растворимость нормальных алканов в воде при при 15,5—16° С

Углеводороды	По объему	В % по весу
C_5H_{12}	0,060	0,036
C_6H_{14}	0,022	0,014
C_7H_{16}	0,007	0,005
C_8H_{18}	0,002	0,0014

Гораздо легче (но и то неполно) нефть растворяется в амиловом, а затем и в этиловом спиртах, причем и здесь растворимость падает по мере перехода от низших фракций к высшим. Р. Залозецкий, пользуясь вышеуказанными свойствами амилового и этилового спиртов, определяет содержание парафина в нефти, для чего последняя на холоду обрабатывается вначале амиловым спиртом, а затем этиловым, причем первый из них растворяет парафин, а второй осаждает его из раствора. Таким образом, по отношению парафина амиловый спирт является растворителем, а этиловый — осадителем. Лучшими растворителями нефтей и ее продуктов являются серный эфир, бензол, сероуглерод, хлороформ и четыреххлористый углерод *.

Низкокипящие фракции самой нефти являются хорошими растворителями для более тяжелых, смолистых и асфальтообразных веществ, причем эта растворимость растет с повышением температуры растворителя.

* Различие критических температур растворения ароматических и насыщенных углеводородов в анилине, нитробензоле, бензиловом спирте использованы в методах определения содержания ароматических углеводородов в легких нефтепродуктах.

Весьма часто светлый раствор какого-либо нефтепродукта при обработке его на холоду мутнеет: это значит, что растворимое вещество начинает выпадать из раствора.

Соответствующая данному явлению температура носит название критической температуры растворимости. Последняя зависит как от растворителя, так и от природы и удельного веса нефти или нефтепродукта. Индексом растворимости считают то число смеси равных объемов хлороформа и 93% этилового спирта, которое необходимо для того, чтобы растворить 100 $см^3$ нефтепродукта. Наибольшей растворимостью обладают нефти с бóльшим содержанием ароматических углеводородов (галицийские и румынские), наименьшей — нефти с бóльшим содержанием углеводородов парафинового ряда (пенсильванские), и, наконец, среднее место между ними занимают нефти нафтеновые типа бакинских, что видно из табл. 21.

Таблица 21

Критическая температура растворимости нефтей и их растворимость

Нефть	Уд. вес	Начало кипения, °С	Критическая температура растворимости нефтей, °С		Индекс растворимости
			в этиловом спирте	в уксусном ангидриде	
Пенсильванская	0,780	191	50	78,5	93
	0,800	227	68,5	91	117
	0,820	226	87	104,5	154
Бакинская	0,780	158,5	36	66	75
	0,800	182	47,5	72,5	85
	0,820	219,5	60	79,5	92
Румынская	0,780	153	Комнатная	53	73
	0,800	179	30	57	89,5
	0,820	207,5	42	63,5	90,5
Галицийская	0,780	166	31	60	74
	0,800	202	53	75,5	94
	0,820	242	72,5	89,5	125,5

По отношению к воде растворяющая способность нефтей так же ничтожно мала, как и для обратного случая растворимости нефтей в воде, что видно из табл. 22.

Таким образом, растворяющая способность нефтепродуктов (для воды) по мере увеличения их удельного веса падает, за исключением некоторых специальных масел, как, например, трансформаторных, которые обладают способностью поглощать в себе влагу в 3—5 раз больше, чем легкий керосин.

В этом немалую роль играет и температура растворителя.

Таблица 22

Растворимость нефтепродуктов в воде

Нефтепродукт	Уд. вес	T, °С	Растворимость,%
Бензин	0,700	Около 25	0,0085—0,110
Керосин	0,828	» 18	0,005
Парафиновое масло	0,880	—	0,003

Если прозрачное нагретое масло поставить во влажную среду, то оно по охлаждении помутнеет за счет ранее поглощенной этим же маслом воды.

Плохо отмытые масла также легко мутнеют на воздухе вследствие способности оставшихся в масле мыл поглощать воду. Нефтепродукты являются тоже хорошими растворителями растительных и животных жиров и притом тем лучшими, чем меньше в этих жирах глицеридов оксикислот.

Легко растворяются в нефтях такие вещества, как сера, йод, большинство смол, каучук и т. д. При этом чем больше в нефти ароматических углеводородов, тем растворяющая способность нефти больше.

Металлы, вообще говоря, при обыкновенной температуре растворяются слабо, но при нагревании и с повышением температуры выкипания отдельных фракций нефти растворимость заметно растет.

Растворимость железа больше, чем других металлов, что заметно сказывается на буровых трубах, которые в конечном счете разъедаются у забоя; в этих случаях растворителями являются главным образом так называемые нафтеновые кислоты, содержащиеся в нефти. Разъедающим действием нафтеновых кислот объясняется обычно нахождение железа в зоне при сжигании нефтепродуктов.

Особенное значение имеет растворяющая способность нефти по отношению к газам. Во всех нефтях в растворенном состоянии (в пласте) находятся метан, этан, пропан, бутан и другие газообразные углеводороды, присутствием которых в большинстве случаев объясняется так называемое явление фонтанирования.

В нефтяном пласте растворенный в нефти газ находится под большим давлением. Вскрывая этот пласт, мы даем газу выделиться из нефти. Извергаясь из скважины, газ увлекает с собой и самую нефть.

Неорганические газы, как азот, кислород, углекислота и окись углерода, также легко растворяются в нефти и ее продуктах. Коэффициент поглощения этих газов, по опытам с бакинским керосином, составлял при 20° С:

H	N	O	NO_2	CO_2	CO
0,0582	0,117	0,202	2,101	1,17	0,123 [16].

Глава IV

ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ*

ЭЛЕМЕНТНЫЙ СОСТАВ НЕФТИ

Определение элементного состава нефти было сделано впервые Соссюром в 1817 г. Он ограничился определением лишь двух основных элементов — углерода и водорода, для которых получил 87,21% С и 12,79% Н. Более точные исследования показали, что нефть содержит также кислород, серу и азот. Содержание углерода в нефти различных месторождений колеблется в довольно узких пределах — от 82 до 87,5%, чаще всего 84—85%,

Таблица 23 [17]

Химический состав некоторых типичных нефтей

Месторождение	Уд. вес	C	H	S	O	N	Зола
Балаханы	0,882	87,4	12,5	—	0,1	—	—
Бинагады	0,913	85,49	12,01	0,41	2,4	—	—
Сураханы (красная)	0,793	85,34	14,14	0,03	0,49		0,12
Грозный	0,906	86,41	13,0	0,01	0,4	0,07	0,5
Челекен	0,8736	86,4	12,4	—	0,37	—	0,02
Ухта	0,928	85,47	12,19	1,09	1,03	0,2	0,05
Небит-Даг	0,873	86,64	12,44	—	0,37	0,14	0,02
Фергана	0,872	85,79	13,64	0,08	—	—	—
Сахалин	0,944	87,74	12,04	—	0,22	—	—
Пенсильвания	—	86,06	13,89	0,06	—	0,09	—
Калифорния	—	86,93	11,81	—	—	—	—
Техас	—	85,05	12,30	1,75	—	—	—
Ганновер	0,892	80,4	12,7	—	6,9	—	—
Пешельбронн	0,968	85,6	9,6	—	4,5	—	—
Галиция Восточная	0,870	82,2	12,1	—	5,7	—	—
» Западная	0,885	85,3	12,6	—	2,1	—	—
Румыния	0,862	82,6	12,5	—	4,9	—	—
Ява	0,923	87,1	12,0	—	0,9	—	—
Бирма	—	83,8	12,7	—	3,5	—	—
Иран	0,837	85,4	12,8	1,1	0,8	—	—

* Новейшую информацию о химии нефтей в том аспекте, который отвечает духу труда И. М. Губкина, можно найти в книге *В. А. Соколова, М. А. Бестужева* и *Т. В. Тихомоловой* «Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением». М., «Недра», 1972.

а водорода — от 11 до 14%. В среднем элементный состав нефти можно считать следующим: С=86%, Н=13%.

В табл. 23 приведены результаты анализа нефтей главных месторождений, по данным К. В. Харичкова, В. Вальгиса, С. С. Наметкина и др.

Определение элементного состава нефтей проводится общепринятыми методами анализа органических соединений, в частности: углерод и водород — сожжением, по Либиху, или в калориметрической бомбе, азот, — по Дюма, сера, — по Кариусу, а кислород, — по разности, причем на процент его содержания ложатся все ошибки опыта.

В ничтожных количествах в нефти найдены хлор, йод, фосфор, мышьяк, калий, натрий, кальций, магний.

Интересно присутствие в некоторых видах свежедобытой нефти эманации радия.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ НЕФТЕЙ

Нефть, как уже указывалось, представляет собой смесь углеводородов разного строения, хотя обычно имеется преобладающая группа углеводородов одного строения, а именно или метанового (парафинового), или нафтенового ряда. Наряду с названными группами углеводородов в меньших количествах встречаются в некоторых сортах нефти также углеводороды бензольного ряда или, еще реже, других рядов.

Кроме углеводородов, в состав нефтей входят также органические кислородные, сернистые, азотистые соединения и некоторые неорганические примеси. Углеводороды нефти в подавляющей части обладают предельным характером.

Углеводородами метанового ряда особенно богаты нефти пенсильванская, галицийская*, из советских — грозненская и челекенская. Нафтенами богаты бакинские, некоторые галицийские и японские нефти; но и в таких типично парафиновых нефтях, как пенсильванская, найдены различные представители нафтеновой группы.

Ароматические углеводороды обнаружены во всех исследованных до сих пор нефтях; в большинстве случаев, однако, их содержание невелико. Из европейских нефтей наиболее богаты ароматическими углеводородами некоторые галицийские, в бензине которых содержится до 22% бензольных углеводородов, румынские нефти с 24% ароматических углеводородов в тяжелом бензине, а также уральская нефть (Верхнечусовские Городки) с 35% ароматических углеводородов в бензине и в меньшей степени — майкопская **.

---

* Нефти месторождений Западных Карпат.

** Данные о содержании индивидуальных углеводородов в нефтях Советского Союза в настоящее время весьма обильны. Они собраны в справочнике «Нефти СССР», т. 1—4. М.—Л., «Химия», 1971—1973.

Наконец, ненасыщенные соединения углеводородов встречаются почти во всех нефтях, но в небольших количествах. Рассмотрение представителей отдельных углеводородов мы начнем с группы насыщенных углеводородов метанового ряда.

Метановый ряд

Общая формула углеводородов метанового (парафинового) ряда C_nH_{2n+2}, где под n можно подразумевать любое число, начиная с 1. Свойства углеводородов метанового ряда сведены в табл. 24.

Метановый ряд углеводородов начинается метаном (CH_4) — газом с точкой кипения —164° С. Газообразными являются также этан, пропан и бутан. Члены ряда с C_5H_{12} по $C_{16}H_{34}$ включительно являются жидкостями с постепенно повышающейся температурой кипения (от +37 до 252° С), высшие же члены этого ряда до $C_{35}H_{72}$ представляют собой твердые тела с повышающейся точкой плавления (от 37 до 76° С).

Химическое строение самих углеводородов чрезвычайно многообразно. Наряду с нормальными соединениями, начиная с бутана, возможны различные изомеры одной и той же химической формулы.

Предельные углеводороды метанового ряда, богато представленные в нефти, до последнего времени не были получены из нее в индивидуальном, чистом виде. Для этого прибегали (1936 г.) обычно к синтезу. Исключение составляют лишь естественный газ, нередко состоящий из почти чистого метана, и некоторые фракции, полученные при разгонке нефти, представляющие также, как исключение, тот или иной почти чистый гомолог метана.

До сих пор в нефтях найдены все теоретически возможные изомеры лишь для бутана, пентана и гексана, частично для гептана, октана, нонана и декана *; высшие члены метанового ряда, начиная с $C_{11}H_{24}$ и далее, до сих пор рассматриваются как нормальные соединения.

Все изосоединения отличаются более низкими точками кипения и плавления, чем соответствующие им нормальные углеводороды.

Мы уже говорили, что углеводороды метанового ряда, начиная с $C_{16}H_{34}$ (гексадекан) и далее, представляют собой твердые тела с температурой плавления от 37 до 104° С. Эти твердые углеводороды называются парафинами и встречаются почти во всех нефтях, но в различных количествах.

Из нефтей СССР наиболее богаты парафином грозненские (до 6,5%), к которым приближаются в этом отношении майкоп-

* В настоящее время все возможные изомеры установлены также для гептана, а из 18 октанов обнаружено 17.

ские *. Высокое содержание парафина наблюдается также в стерлитамакских нефтях. Значительно ниже содержание парафина в бакинских. Из них относительно высоким (2—4%) содержанием парафина отличаются некоторые сураханские нефти. Высокое (до 6%) содержание парафина наблюдается в нефтях п-ов Челекен. Эмбенские (парафина до 0,6%) нефти по содержанию парафина приближаются к бакинским.

В США наивысшее содержание парафина наблюдается в нефтях штатов Пенсильвания, Огайо и некоторых месторождений Мид-Континента **.

В Европе высокое (до 12%) содержание парафина обнаружено в некоторых нефтях Галиции. Румынские нефти, уступая галицийским, все же содержат иногда довольно значительные количества парафина.

Какие же именно углеводороды метанового ряда из приведенного их перечня содержатся в нефтях отдельных районов? Приведем несколько примеров [18].

В грозненских нефтях установлены пентан и изопентан, гексан, гептан и изогептан.

В пенсильванской нефти обнаружены углеводороды от пентана до октадекана включительно с рядом их изомеров.

Метановые углеводороды, в том числе и газообразные, обычно растворены в основной массе жидких углеводородов нефти, откуда их можно извлечь тем или иным способом.

Газы тем более растворены в нефти, чем больше давление, под которым нефть находится в недрах земли. Явление фонтанов по существу есть естественное выделение газов благодаря искусственному понижению давления в пласте, когда высвобождающиеся газы увлекают с собой и самую нефть. Но в уже добытой нефти остающиеся в ней растворенные газы легко выделяются с повышением температуры нефти. В противоположность им жидкие метановые углеводороды (парафины) с высокой температурой кристаллизации извлекаются из нефти или из содержащих парафин дестиллатов лишь при понижении температуры, при которой наступает кристаллизация парафинов из раствора жидких углеводородов.

Чистый парафин представляет собой белое воскообразное вещество без вкуса и запаха. Удельный вес парафина очень изменчив и зависит от содержания в нем масла: так, для очищенного парафина он достигает 0,907—0,915, тогда как у не вполне очищенного не превышает 0,831—0,905. Температура плавления варьирует

---

* В 50-е и 60-е годы были найдены залежи нефти с весьма высоким содержанием твердых парафинов — до 40% на нефть. В качестве примеров можно привести нефть из месторождения Зимняя Ставка (Предкавказье) и нефть из месторождения Узень (Мангышлак). Обе эти нефти связаны с терригенными юрскими отложениями из зоны мезокатагенеза.

** Здесь и далее сохранено старое название, употребленное И. М. Губкиным по отношению к центральным штатам США.

Таблица 24*

Свойства углеводородов ряда метана (нормальные парафины)

Углеводород	Формула	T пл., °С	T кип., °С при 760 *мм* рт. ст.	Плотность		Показатель преломления	
				ρ_4^t	t °С	n_D^t	t °С
Метан	CH_4	—182,49	—161,58	0,4240	T кип.	—	—
Этан	C_2H_6	—182,81	—88,63	0,5462	T кип.	—	—
Пропан	C_3H_8	—187,65	—42,06	0,5005	T кип.	1,3397	T кип.
Бутан	C_4H_{10}	—138,33	—0,52	0,5788	20	—	—
Пентан	C_5H_{12}	—129,72	36,07	0,6262	20	1,3575	20
Гексан	C_6H_{14}	—95,32	68,74	0,6595	20	1,3749	20
Гептан	C_7H_{16}	—90,60	98,43	0,6837	20	1,3877	20
Октан	C_8H_{18}	—56,80	125,67	0,7025	20	1,3974	20
Нонан	C_9H_{20}	—53,53	150,77	0,7176	20	1,4054	20
Декан	$C_{10}H_{22}$	—29,67	174,12	0,7299	20	1,4118	20
Ундекан	$C_{11}H_{24}$	—25,65	195,84	0,7402	20	1,4172	20
Додекан	$C_{12}H_{26}$	—9,60	216,28	0,7487	20	1,4216	20
Тридекан	$C_{13}H_{28}$	—6,0	235,5	0,7562	20	1,4255	20
Тетрадекан	$C_{14}H_{30}$	+5,5	253,6	0,7626	20	1,4291	20
Пентадекан	$C_{15}H_{32}$	+9,81	270,6	0,7683	20	1,4319	20
Гексадекан	$C_{16}H_{34}$	+18,15	287,1	0,7734	20	1,4345	20
		+16,7 **		0,7751 **	20	1,4352 **	20
Гептадекан	$C_{17}H_{36}$	+21,72	302,7	0,7779	20	1,4368	20
Октадекан	$C_{18}H_{38}$	+28,1	254,48	0,7823	20	1,4350	30
Нонадекан	$C_{19}H_{40}$	+32	331,7	0,7774	32	1,4330	40
Эйкозан	$C_{20}H_{42}$	+36,7	345,3	0,7380	90	1,4149	90
Пентакозан	$C_{25}H_{52}$	+53,3	266/20 *мм*	0,7826	T пл.	1,4405	T пл.
Триаконтан	$C_{30}H_{62}$	+65,9	312/20 *мм*	0,7656	90	1,4266	90
Тетраконтан	$C_{40}H_{82}$	+81,3	382/20 *мм*	0,7748	90	1,4342	90
Пентаконтан	$C_{50}H_{102}$	+93	421/15 *мм*	0,7940	93	—	—
Гексаконтан	$C_{60}H_{122}$	+99	$250/10^{-6}$ *мм*	0,7523	T пл.	—	—
Гептаконтан	$C_{70}H_{142}$	+104,1	—	—	—	—	—

* Таблица составлена автором Примечаний Г. Д. Гальперном. Сведения взяты из справочника Р. Д. Оболенцева «Физические константы углеводородов жидких топлив и масел». М. — Л.. Гостоптехиздат, 1953.

** Стабильная форма.

для грозненского парафина в пределах 41—60°. Чем выше температура плавления парафина, тем он дороже ценится.

При нагревании парафина в течение нескольких дней он вследствие окислительных процессов желтеет за счет поглощенного им кислорода. Растворяется парафин в сероуглероде, бензине, нефти, бензоле, скипидаре, оливковом масле и хлороформе. Кислоты при обыкновенной температуре на парафин не действуют. Только при повышенной температуре и при достаточной продолжительности реакции наблюдается некоторое, хотя и слабое, действие этих реагентов. Парафины в отличие от жиров не омыляются. С воском, стеариновой и пальмитиновой кислотами парафины образуют прочную смесь.

Нафтеновые углеводороды

Углеводороды нафтенового ряда характеризуются кольчатым строением, сближающим их в структурном отношении с углеводородами ароматическими. По химическим свойствам нафтены очень близки к соответствующей группе жирных углеводородов, именно к углеводородам парафинового ряда, благодаря чему они иногда называются циклопарафинами.

Концентрированная кислота на холоду на нафтены не действует, но растворяет низшие члены. Дымящая кислота, особенно при повышенной температуре, частью их растворяет, частью реагирует с ними, давая одновременно продукты окисления и сульфирования. Кислород и воздух, особенно при повышенной температуре и в присутствии влаги и щелочей, окисляют нафтены с образованием различных карбоновых кислот.

В табл. 25 приведены нафтеновые углеводороды, с которыми приходится иметь дело нефтяной химии.

Близки по свойствам к нафтенам мало изученные ди- и полинафтены рядов C_nH_{2n-2}, C_nH_{2n-4} и другие, имеющие также циклическое строение и обладающие терпким запахом.

Нафтены у нас впервые были обнаружены и детально изучены (В. В. Марковников и др.) в нефтях Бакинского района, для которых они характерны. Они присутствуют также в других нефтях СССР, например в грозненской. В эмбенских и калужских нефтях (Майкопский район) они находятся в больших количествах.

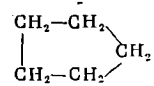
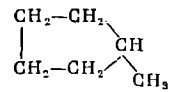
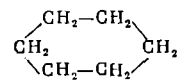
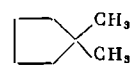
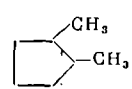
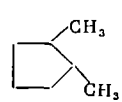
Работы над бакинскими нефтями дали толчок к изучению нафтенов в нефтях штата Пенсильвания (США) и Канады, а вслед затем и в некоторых нефтях * Калифорнии и Мид-Континента [19].

---

* Нафтеновые (циклопарафиновые) углеводороды входят в состав почти всех нефтей, играя иногда большую роль. Если учитывать помимо собственно нафтеновых углеводородов и „гибридные“ (содержащие только алкановые цепочки и/или ареновые кольца), то на долю нафтеновых углеводородов в некоторых нефтях приходится до 75%.

Таблица 25 *

Свойства нафтеновых углеводородов ряда циклопентана и циклогексана

Углеводород	Химическая формула		T пл., °С	T кип., °С при 760 мм рт. ст.	ρ_4^{20}	n_D^{20}
	суммарная	структурная				
Циклопентан, или пентаметилен	C_5H_{10}		—93,77	49,26	0,7454	1,4065
Метилциклопентан, или метилпентаметилен	C_6H_{12}		—142,45	71,81	0,7486	1,4098
Циклогексан, или гексаметилен	C_6H_{12}		+6,54	80,75	0,7786	1,4262
1,1-Диметилциклопентан	C_7H_{14}		—69,73	87,85	0,7445	1,4136
1,2-Диметилциклопентан, *цис-*	C_7H_{14}		—53,85	99,53	0,7726	1,4222
1,2-Диметилциклопентан, *транс-*	C_7H_{14}		—117,57	91,87	0,7514	1,4120

* Таблица составлена автором примечаний Г. Д. Гальперном.

Таблица 25 (*продолжение*)

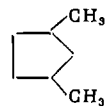
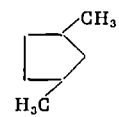
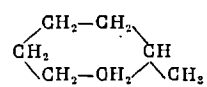
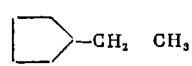
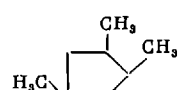
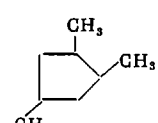
Углеводород	Химическая формула		T пл., °С	T кип. °С при 760 мм рт. ст.	ρ_4^{20}	n_D^{20}
	суммарная	структурная				
1,3-Диметилциклопентан, *цис-*	C_7H_{14}		—133,90	91,73	0,7488	1,4107
1,3-Диметилциклопентан, *транс-*	C_7H_{14}		—133,69	90,77	0,7448	1,4089
Метилциклогексан	C_7H_{14}		—126,60	100,93	0,7694	1,4231
Этилциклопентан	C_7H_{14}		—138,44	103,43	0,7665	1,4198
1,2,4-Триметилциклопентан, *цис,цис,цис-*	C_8H_{16}		—	118	0,766	1,422
1,2,4-Триметилциклопентан, *цис,цис,транс-*	C_8H_{16}		—112	117,7	0,7704	1,4219

Таблица 25 (*продолжение*)

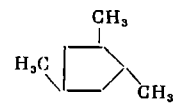
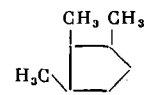
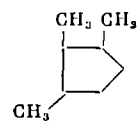
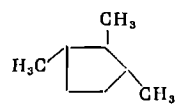
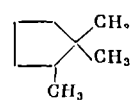
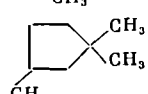
Углеводород	Химическая формула		*T* пл., °C	*T* кип., °C при 760 *мм* рт. ст.	ρ_4^{20}	n_D^{20}
	суммарная	структурная				
1,2,4-Триметилциклопентан, *цис,транс,цис-*	C_8H_{16}		—130,78	109,29.	0,7473	1,4106
1,2,3-Триметилциклопентан, *цис,цис,цис-*	C_8H_{16}		—116,43	123,0	0,7792	1,4263
1,2,3-Триметилциклопентан, *цис,цис,транс-*	C_8H_{16}		—112	117,7	0,7704	1,4219
1,2,3-Триметилциклопентан, *цис,транс,цис-*	C_8H_{16}		—112,71	110,4	0,7535	1,4144
1,1,2-Триметилциклопентан	C_8H_{16}		—21,64	113,73	0,7725	1,4030
1,1,3-Триметилциклопентан	C_8H_{16}		—142,44	104,89	0,7483	1,4112

Таблица 25 (*продолжение*)

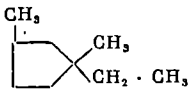
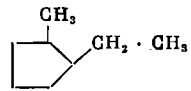
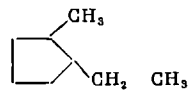
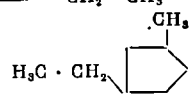
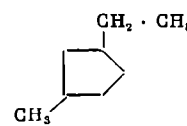
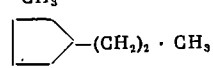
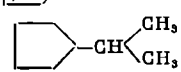
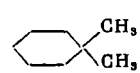
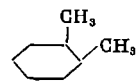
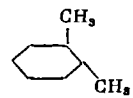
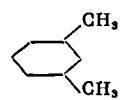
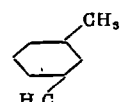
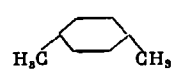
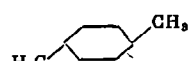
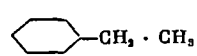
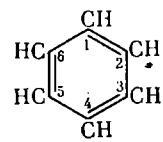
Углеводород	Химическая формула		*T* пл., °C	*T* кип., °C при 760 *мм* рт. ст.	ρ_4^{20}	n_D^{20}
	суммарная	структурная				
1-Метил-1-этилциклопентан	C_8H_{16}		—143,80	121,52	0,7809	1,4272
1-Метил-2-этилциклопентан, *цис-*	C_8H_{16}		—105,95	128,05	0,7852	1,4293
1-Метил-2-этилциклопентан, *транс-*	C_8H_{16}		—	121,2	0,7690	1,4219
1-Метил-3-этилциклопентан, *цис-*	C_8H_{16}		—	120,2	0,772	1,420
1-Метил-3-этилциклопентан, *транс-*	C_8H_{16}		—108	120,8	0,7619	1,4186
н.-Пропилциклопентан	C_8H_{16}		—117,34	130,95	0,7763	1,4263
Изопропилциклопентан	C_8H_{16}		—111,38	126,42	0,7766	1,4259
1,1-Диметилциклогексан	C_8H_{16}		—33,54	119,54	0,7809	1,4290

Таблица 25 (*окончание*)

Углеводород	Химическая формула		*T* пл. в °С	*T* кип., в °С при 760 *мм* рт. ст.	ρ_4^{20}	n_D^{20}
	суммарная	структурная				
1,2-Диметилциклогексан, *цис-*	C_8H_{16}		—50,00	129,73	0,7963	1,4360
1,2-Диметилциклогексан, *транс-*	C_8H_{16}		—88,18	123,42	0,7760	1,4270
1,3-Диметилциклогексан, *цис-*	C_8H_{16}		—75,57	120,09	0,7660	1,4229
1,3-Диметилциклогексан, *транс-*	C_8H_{16}		—90,10	124,45	0,7847	1,4309
1,4-Диметилциклогексан, *цис-*	C_8H_{16}		—87,43	124,32	0,7829	1,4297
1,4-Диметилциклогексан, *транс-*	C_8H_{16}		—33,92	119,35	0,7625	1,4209
Этилциклогексан	C_8H_{16}		—111,30	131,78	0,7879	1,4330

Ароматические углеводороды
(бензольный ряд C_nH_{2n-6})

Типичный представитель углеводородов ароматического ряда — бензол C_6H_6, по имени которого углеводороды этого ряда и получили свое название и производными которого они все являются [20]. Структурная его формула, по Кекуле,



Важнейшими углеводородами этого ряда, с которыми приходится иметь дело нефтяной химии, являются следующие (табл. 26).

А. Ф. Добрянским отмечено, что распределение изомеров ксилолов в нефтях почти всегда не соответствует их распределению в продуктах пирогенетического разложения нефти и каменного угля, а именно: в нефти больше всего *м*-ксилола и меньше всего *п*-ксилола, причем *о*-ксилол содержится в количестве того же порядка, что и *м*-ксилол. В пирогенезитах *м*-ксилола вдвое или втрое больше, чем *п*-ксилола, а *о*-изомер не превышает 5—10% их суммы.

По мнению А. Ф. Добрянского, в этом можно видеть одно из доказательств того, что нефть в природе никогда не подвергалась действию высоких температур или, по крайней мере, ароматические углеводороды нефти не представляют собой результата ее пиролиза.

Ароматические углеводороды характеризуются следующими химическими свойствами:

1) с концентрированной серной кислотой они дают растворимые в воде сульфокислоты;

2) с крепкой азотной кислотой дают нитросоединения;

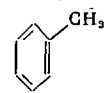
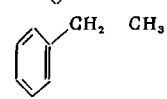
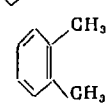
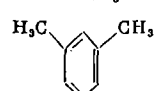
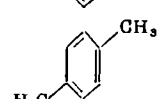
3) с галоидами легко образуют продукты замещения.

Наряду с полинафтенами, состоящими из двух и трех колец, существуют точно так же и конденсированные ароматические углеводороды, т. е. соединения из двух или нескольких колец бензола. Простейшим представителем таких углеводородов является всем известный нафталин, получаемый в процессе пирогенетического разложения нефти или каменного угля.

В лучше изученной из всех наших нефтей—бакинской нефти—установлено присутствие не менее семи представителей ароматического ряда. Бензол и толуол обнаружены в нефтях Грозного и Красных Колодцев (близ Тбилиси). Очень богаты ароматической нефтью Чусовские Городки (бензол, толуол и ксилол).

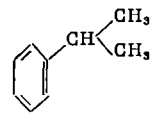
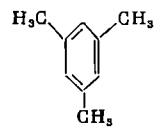
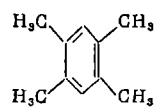
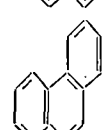
Таблица 26 *

Углеводороды ароматических пород (по справочнику Р. Д. Оболенцева, 1953)

Углеводород	Химическая формула		T пл., °С	T кип., °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}
	суммарная	структурная				
Бензол	C_6H_6		+5,53	80,10	0,8790	1,5011
Толуол	C_7H_8		—94,99	110,63	0,8670	1,4969
Этилбензол	C_8H_{10}		—94,95	136,19	0,8670	1,4959
1,2-Диметилбензол (*о*-ксилол)	C_8H_{10}		—25,18	144,41	0,8802	1,5055
1,3-Диметилбензол (*м*-ксилол)	C_8H_{10}		—47,87	139,10	0,8642	1,4972
1,4-Диметилбензол (*п*-ксилол)	C_8H_{10}		+13,26	138,35	0,8611	1,4958

* Таблица составлена автором примечаний Г. Д. Гальперном.

Таблица 26 (*окончание*)

Углеводород	Химическая формула		T пл., °С	T кип., °С	ρ_4^{20}	n_D^{20}
	суммарная	структурная				
Изопропилбензол (кумол)	C_9H_{12}		—96,03	152,39	0,8618	1,4915
1,3,5-Триметилбензол (мезитилен)	C_9H_{12}		I — 44,72** II — 49,79 III — 51,68	164,72	0,8652	1,4994
1,2,4,5-Тетраметилбензол (дурол)	$C_{10}H_{14}$		+79,09	196,85	0,8380 (81,3°)	1,4790 (81,3°)
Индан	C_9H_{10}		—	178	0,9639	1,5383
Нафталин	$C_{10}H_8$		+80,27	217,96	0,9645 (99,6°)	1,5822 (99,6°)
Фенантрен	$C_{14}H_{10}$		+255	448	—	—

** I, II, III — три разные кристаллические формы.

Углеводороды этого ряда имеются также в румынских, галицийских и итальянских нефтях, а из американских — в канадских, пенсильванских и некоторых калифорнийских *.

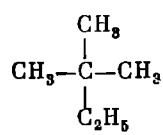
ХИМИЧЕСКИЕ РЕАКЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТИ

Предыдущее наше знакомство с отдельными группами углеводородов, входящих в состав нефти, показало, что химическая активность углеводородов всецело зависит от степени насыщения углеродных атомов в той или иной группе углеводородов. Наибольшей реакционной способностью обладают ненасыщенные углеводороды, несколько менее — ароматические, затем — нафтены и, наконец, наименьшей способностью к химическим реакциям обладают углеводороды парафинового ряда (под химическими реакциями в данном случае подразумеваются реакции присоединений, восстановления, полимеризации, окисления и т. д.).

На способность углеводородов вступать в химическую реакцию огромное влияние оказывает молекулярный вес того или иного углеводорода, а также степень накопления боковых групп.

С увеличением молекулярного веса углеводородов и степени накопления боковых цепей возрастает и их способность реагирования с другими веществами. Не менее важным фактором, влияющим на степень интенсивности химической реакции, нужно признать роль химической индукции (сопряженных процессов).

Так, например, гексан, имеющий четвертичный атом углерода (триметилэтилметан),



с азотной кислотой при 100° С реагирует плохо, в присутствии же пентаметилена (из группы нафтенов) он с этой кислотой дает бурную реакцию, сопровождающуюся нитрацией гексана.

Перейдем к важнейшим отдельным реакциям углеводородов.

Реакции с кислородом

Просачиваясь на дневную поверхность, нефть испаряется и окисляется. В первом случае нефть, теряя легкие бензиновые, а порою и керосиновые фракции, увеличивается в своем удельном весе. Как общее правило, нефть у выходов всегда отличается

---

* Значительная часть углеводородов в составе нефтей относится к «гибридным» различного типа. В таких углеводородах вместе связаны различные структурные группы — алкильные цепи (парафиновые), циклоалкильные (нафтеновые) и арильные (ароматические) фрагменты.

большим удельным весом. Возможны, конечно, исключения, но они крайне редки. Вместе с испарением идет также и окисление, т. е. процесс непосредственного воздействия кислорода воздуха на солнечном свету, в результате которого возникают асфальтовые и смолистые вещества.

Все нефтепродукты в той или иной степени подвергаются действию кислорода; степень действия кислорода зависит от химической природы углеводородов, входящих в состав данного нефтепродукта. Легче всего окисляются ненасыщенные углеводороды с двойной или тройной связью.

Надо сказать, что процессу окисления при продолжительном хранении на свету подвергаются даже самые устойчивые углеводороды, что подтверждается рядом опытов с очищенным бензином и керосином. В темноте или же на рассеянном свету окисление идет значительно медленнее.

Процессу окисления содействуют местные гальванические токи. Последние возникают в том случае, когда налицо два разных металла различной теплоемкости, что способствует, как известно, возникновению термоэлектрического тока.

Неочищенные дестиллаты окисляются гораздо легче, чем очищенные, поэтому для того, чтобы нефтепродукты были устойчивы против окисления, их специально очищают серной кислотой и едким натром. Дело в том, что как бы осторожно ни шла разгонка нефти, при перегонке всегда имеет место некоторое разложение нефтепродуктов с образованием ненасыщенных углеводородов. Их-то и удаляют из нефтепродукта (дестиллата) обработкой крепкой серной кислотой, а остающиеся после этого в дестиллате кислые вещества нейтрализуются щелочью и уводятся в виде так называемых натровых остатков.

Промышленное значение получило окисление тяжелых нефтей или масляных гудронов (остаток после отгона масла) при высоких температурах в деле получения искусственного асфальта. В этом процессе (Мэбери—Бэйерлэя) тяжелую нефть, или масляный гудрон, подогревают до температуры несколько более 200° С и через него в продолжение определенного промежутка времени (4—5 дней) продувается воздух; под конец температуру еще повышают. Таким образом, из остатков огайской нефти были получены четыре асфальтообразных продукта (табл. 27). Последний продукт на 62,4% растворялся в лигроине и по всем своим свойствам очень схож с природным битумом «гильсонитом». Возрастание твердости, очевидно, происходит за счет уплотнения молекул.

От такого «окисленного» следует отличать другой вид искусственного асфальта — «остаточный», который получается в остатке после отгонки из нефти масла в процессе постепенной концентрации смолистых и асфальтовых веществ. Оба вида искусственных асфальтов отличаются от природных прежде всего низким содержанием минеральных примесей и серы, отсутствием асфальтогеновых кислот, приближаясь по составу к чистому битуму.

Таблица 27

Химический состав нефтепродуктов (в %)

Нефтепродукт	C	H	S	N	O	T размягч., °C	Уд. вес
Асфальт	86,22	10,91	0,30	1,18	2,39	25	0,956
Кровельный асфальт	86,48	10,33	0,40	0,61	2,18	135	1,00
Асфальт для мостовых	86,90	10,20	0,39	0,68	1,88	165	—
Бэйерлит	87,44	9,37	0,41	0,64	2,20	260	1,04

Этими путями получаются огромные количества искусственного асфальта в Америке и у нас в СССР.

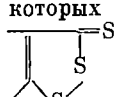
С процессом окисления также связан процесс самовоспламенения высоконагретых нефтепродуктов. Если, например, из последнего масляного куба выпустить в воздух масляный гудрон с температурой, отвечающей этому кубу при перегонке, то гудрон самовоспламенится. Самовоспламенение со взрывом может также произойти при впуске воздуха в перегонный куб, в котором находится горячее масло или горячие масляные пары. Теория воспламенения основана на том, что молекула кислорода присоединяется к углеводороду, причем получается соединение не окисного, а перекисного характера. Образовавшиеся перекиси автокатализируют процессы окисления, благодаря чему нефтяные углеводороды достигают температуры воспламенения [21].

Нефтепродукты могут быть окислены не только непосредственным действием кислорода, но и другими окислителями, как, например, азотной кислотой, перманганатом, металлическими окислами и т. д.

Реакции с серой

Низшие члены парафинового ряда по отношению к сере довольно стойки, тогда как высшие члены реагируют легко, а порою и бурно, с выделением сероводорода*.

Смесь из 30 *г* вазелина и 70 *г* серы дает до 48 *л* сероводорода, и Протьер рекомендует эту реакцию для лабораторного получения сероводорода. Бурное выделение этого последнего происходит при действии серы на расплавленный перегретый парафин.

* Взаимодействие свободной серы с углеводородами приводит к соединениям, в основе которых имеется гетероциклический дитиолтионовый фрагмент строения  Первой стадией процесса, вероятно, является образование непредельных углеводородов, которые с серой дают аналогичные дитиолтионы.

Действием серы на нафтены последние (по В. В. Марковникову) дегидрогенизуются с образованием ароматических углеводородов и с выделением сероводорода.

Действие серы на ненасыщенные углеводороды ведет к присоединению по месту двойной связи трех атомов серы, в результате чего при 160° С получаются тиозониды, которые при более высокой температуре разлагаются с выделением сероводорода.

Полимеризация

Полимеризация есть слияние двух или нескольких молекул в одну более крупную и сложную с получением соединения того же химического состава, но более высокого молекулярного веса, так называемых полимеров. Явление это присуще главным образом ненасыщенным углеводородам, из которых некоторые полимеризуются с необыкновенной легкостью, тогда как другие, наоборот, крайне медленно, при подогреве или в присутствии катализатора.

Наиболее известными катализаторами являются серная и сернистая кислоты, хлористый алюминий, хлористый цинк, фосфорная кислота, а также некоторые твердые вещества, обладающие адсорбционными свойствами, например, активированный уголь, флоридин и т. п.

Интересен способ полимеризации масел, примененный Гэмптином, посредством действия тихих электрических разрядов; полимеризация вначале идет очень медленно, затем постепенно ускоряется.

Сущность процесса полимеризации далеко не изучена. Известны факты самополимеризации нефтепродуктов. Так, Энглер при определении удельного веса долго хранившегося у него в закупоренной бутылке дестиллата обнаружил некоторое повышение его удельного веса в сравнении с первоначальным. То же было отмечено и другими исследователями.

В общем, в этом процессе играют роль следующие факторы:

1) сама природа углеводородов: ненасыщенные углеводороды полимеризуются гораздо легче;

2) действие температуры;

3) действие катализаторов и

4) тихие электрические разряды.

Механизм последнего процесса не вполне еще выяснен. По Перисту, при тихом разряде образуются газовые ионы. Эти ионы, ударяясь с большей силой в молекулы масла, выбивают из них часть водородных атомов; образуются ненасыщенные остатки, которые и вступают в соединение друг с другом.

Процессы полимеризации, совершающиеся в нефтепродуктах, необратимы, т. е. при нагревании продукты полимеризации не возвращаются к первоначальному своему состоянию, а распадаются по совсем новым направлениям.

Действие света

Подобно другим органическим веществам, нефтепродукты подвержены действию света, которое наблюдается как на изменениях самих нефтепродуктов как таковых, так и на изменении динамики их реакции с другими веществами. Как общее правило, нефтепродукты под сильным и продолжительным (несколько дней) действием света желтеют и темнеют, нередко с выделением из них смолистых веществ или твердых осадков. Напротив, кратковременное освещение иногда вызывает совершенно обратное действие, а именно — посветление нефтепродукта. Более всего подвержены действию света ненасыщенные углеводороды.

Есть указания на то, что причиной порчи нефтепродуктов на свету являются главным образом сернистые соединения, содержащиеся в нефтепродуктах, что также подтверждается рядом опытов с бензином и керосином, содержащими некоторую часть сернистых соединений.

ГЕТЕРОАТОМНЫЕ КОМПОНЕНТЫ НЕФТИ

Покончив с рассмотрением действия различных реагентов на нефтяные углеводороды, познакомимся с гетероатомными соединениями, входящими в состав нефти.

Кислородные соединения

Элементный анализ нефтей различных месторождений показывает, что процентное содержание кислорода в нефтях колеблется в пределах 0,1—6,9%, в чем, как увидим дальше, нельзя не сомневаться. Действительно, самый метод определения кислорода по разности между 100 и суммой процентов C, H, N и S, где, таким образом, смешиваются все погрешности опыта, а также легкая окисляемость нефтей, заставляет относиться к приведенным литературным данным с большой осторожностью, тем более, что повсюду в них, как правило, отсутствуют указания, какая нефть взята была для анализов: свежая или хранившаяся в плотно закупоренном сосуде.

Однако и приведенными несовершенными способами определения кислорода в нефтях доказано, что чем ближе нефть к дневной поверхности, тем больше в ней кислорода. Так, например, С. Клэр Дэвилль, изучая нефть ганноверских площадей, нашел (в %):

	Глубина, *м*	Кислород
из Витце	50	2,4
из Оберга	12	4,1
из Эдессе (выходящей на поверхность)		6,9

Следует ожидать, что в глубоко залегающих нефтях содержание кислорода не превысит 0,5%.

В отдельных же фракциях содержание кислорода повышается с температурой кипения фракции.

Кислород в нефти находится в форме различных кислородных соединений, общеизвестными из которых являются нафтеновые кислоты, жирные кислоты и фенолы, воскообразные соединения и, наконец, асфальты и смолы [22].

Нафтеновые кислоты

Из всех перечисленных кислородных соединений нафтеновые кислоты более всех изучены и достаточно освещены в литературе.

Впервые нафтеновые кислоты были открыты Эйхлером в сураханской нефти, который 12 выделенным их видам дал общую формулу

$$C_nH_{2n-2}O_2.$$

Одновременно с ним подобные же соединения обнаружены были Р. Р. Галлем и Мэйдингером в румынской нефти. Авторы дали этим соединениям ту же формулу, но причислили их не к настоящим карбоновым кислотам, а к спиртокетонам, или к так называемым лактоспиртам.

На точку зрения Р. Р. Галле и Мэйдингера стали также химики К. В. Харичков и Р. Залозецкий.

Впоследствии В. В. Марковников, Асхан и Н. Д. Зелинский доказали истинно кислотную природу нафтеновых кислот, т. е. присутствие в этих соединениях карбоксильной группы при той же формуле.

Работами Н. Д. Зелинского была установлена также и природа углеводородных остатков, с которыми карбоксильная группа связана; по его мнению, нафтеновые кислоты узких фракций ($C_8H_{14}O_2$—$C_{11}H_{20}O_2$) представляют собой карбоксильные произ-

Таблица 28

Содержание нафтеновых кислот в нефтях Бакинского района (в %)

Нефть	Уд. вес.	SO_3
Балаханская	0,882	0,100
Раманинская	0,878	0,060
Биби-Эйбатская	0,888	0,072
Сабунчинская	0,880	0,104
Сураханская		
белая	0,789	0,006
красная	0,803	0,040
тяжелая	0,858	0,031
Бинагадинская	0,924	0,136
Артема-Острова	0,931	0,124

водные нафтенов, близких по своей структуре к пента- и гексаметиленам.

Содержание нафтеновых кислот в нефтях зависит всецело от природы нефтей. Нафтеновыми кислотами богаты типично нафтеновые нефти Бакинского района, бедны же ими парафинистые нефти о. Челекена, типично метановые — пенсильванские нефти и т. д.

Содержание нафтеновых кислот, в переводе на SO_3, для отдельных нефтей Бакинского района приведено в табл. 28.

Распределение нафтеновых кислот по разным фракциям одной и той же нефти, в частности, для балаханской нефти, представлено в табл. 29, из которой следует, что богаче всего ими соляровые и веретенные дестиллаты.

Таблица 29

Содержание нафтеновых кислот в отдельных фракциях балаханской нефти

Нефтепродукт	Кислотность	Чистые нафтеновые кислоты
Бензин	Сл.	Сл.
Керосин	0,09	0,5
Соляровое масло	0,28	2,2
Веретенное »	0,21	1,9
Машинное »	0,12	1,4
Цилиндровое »	0,03	0,4

Наименованием нафтеновых кислот характеризуется либо общее число атомов углерода в частице, либо число этих же элементов в нафтеновом остатке, либо, наконец, наименование входящих в состав частицы радикалов и групп. Так, например, нафтеновая кислота $C_7H_{14}O_2$ может быть названа:

1) гептанафтеновой кислотой, или
2) гексанафтенкарбоновой кислотой, или
3) метилпентаметиленкарбоновой кислотой.

Кроме того, нафтеновым кислотам весьма часто приписывают наименования погонов, из которых кислоты были извлечены. Таким образом, различают керосиновые, соляровые, масляные и другие кислоты.

Выделение чистых, индивидуальных нафтеновых кислот, особенно высших, требует много труда и времени, и исследованными являются лишь кислоты, приведенные в табл. 30.

Нафтеновые кислоты представляют собой жидкие или кристаллические вещества, труднолетучие и малорастворимые в воде. Низшие представители этих кислот обладают летучестью с водяными парами. Нафтеновые кислоты имеют запах, напоминающий запах соответствующих по молекулярному весу кислот жирного ряда.

Таблица 30

Исследование физических свойств некоторых нафтеновых кислот

Кислота	Уд. вес	*T* кип., °С
$C_7H_{12}O_2$-I	—	215—217
$C_7H_{12}O_2$-II	0,982	237—239
$C_9H_{16}O_2$	0,9795	251—253

Из разных групп нафтеновых кислот относительно изученными можно считать керосиновые бакинской нефти, сырая смесь которых представляет собой красно-бурое, неприятного запаха масло следующих свойств:

Уд. вес	0,95—0,98	Кислотное число	230—270
E_{50}	5,3	Йодное »	< 4

Керосиновые кислоты при обыкновенном давлении и при температуре 360° С почти полностью перегоняются. Отделенные от фенолов и смолистых веществ и перегнанные нафтеновые кислоты представляют собой слегка желтоватые жидкости с неприятным запахом. Очищенные таким образом низшие нафтеновые кислоты дают щелочные и щелочноземельные соли. Соли щелочных металлов и серебряные хорошо растворимы в воде, щелочноземельные — плохо; соли тяжелых металлов в воде не растворимы, но растворяются в углеводородах; соли щелочных металлов растворимы в спирте и обладают моющей способностью.

Количество нафтеновых кислот в природных нефтях вообще незначительно, но варьирует, однако, в заметных пределах для различных нефтей.

Как правило, нафтеновые нефти богаче этими кислотами, чем нефти парафинового ряда; такие типично парафиновые нефти, как пенсильванская или грозненская парафинистая, бедны нафтеновыми кислотами, относительно богато представленными в нефтях бакинской или эмбенской (площадь Доссор).

В нефтях, близких по типу, содержание нафтеновых кислот, как правило, повышается с увеличением их удельного веса.

В технике нафтеновые кислоты находят себе применение в качестве материала для изготовления мыла, мыльных растворов специального назначения и т. д.

Изготовляемые мыла имеют мазеобразную консистенцию. Водные растворы этих мыл при достаточном действии крепких минеральных кислот выделяют свободные нафтеновые кислоты.

Сами по себе нафтеновые кислоты растворимы в нефтяных углеводородах, спирте, эфире и других органических растворителях, не растворимы в воде, растворимы в крепкой серной кислоте и растворяют серу [23].

Асфальтовые и смолистые вещества

Наименее исследованной группой заключающихся в нефти соединений являются асфальтовые и смолистые вещества — важнейшие компоненты природных и искусственных асфальтов. Главная масса этих веществ содержится в так называемом гудроне — вязкой, смолистой массе, остающейся после выделения из нефти легких и масляных фракций. Этот гудрон и по составу, и по своим свойствам очень напоминает природный асфальт и состоит в основном из остатков неотогнанных масел, нейтральных нефтяных смол и асфальтенов и кислых нефтяных смол (асфальтогеновые кислоты).

Поскольку дальнейшее выделение всех этих веществ из гудрона связано с обработкой его теми или иными реагентами, в нефтяной химии установлено подразделение их на подгруппы не на основании их химического состава, а по отношению к разного рода растворителям. Известными исследователями нефтяных смол и асфальтов являются Ричардсон, Гольде и И. Маркуссон, а у нас в стране А. П. Саханов.

Ричардсон природные асфальты и асфальтиты подразделяет на пять групп:

1) петролены — углеводороды, перегоняющиеся до 180° С;

2) мальтены — углеводороды и смолы, растворимые в бензине и не перегоняющиеся до 180° С;

3) асфальтены — твердые тела, содержащие серу и кислород, неплавкие и перегоняющиеся с разложением; нерастворимы в бензине и растворимы в ароматических углеводородах, сероуглероде, CCl_4 и т. д.;

4) карбены, подобные асфальтенам, но нерастворимые в CCl_4;

5) вещества небитуминозного характера, нерастворимые в каких-либо растворителях;

Гольде дает другую классификацию асфальтам и смолистым веществам. Он делит их на три группы:

1) твердые и хрупкие асфальты, не растворимые в легком бензине;

2) мягкие асфальты, осаждаемые спирто-эфирной смесью;

3) смолы — кислородные соединения, растворимые в бензине и частично в спиртах.

И. Маркуссон разделяет составные части асфальтов и смол на следующие три группы:

1) нейтральные нефтяные смолы, растворимые в бензинах;

2) асфальтены — твердые тела, хрупкие и неплавкие, не растворимы в нефтяном эфире и легко растворимы в бензоле, сероуглероде, четыреххлористом углероде и т. п. и

3) асфальтогеновые кислоты и их ангидриды; отличаются нерастворимостью в легком бензине и растворимостью в спиртах.

Таблица 31

Содержание твердых асфальтов в американских нефтях (в %)

Нефть	Уд. вес	Сера	Твердый асфальт
Техасская	0,8955	0,33	0,10
Мексиканская	0,0930	3,27	11,08
Калифорнийская	0,9445	3,3	14,98
Венесуэльская	0,0980	7,89	17,05

Из этих классификаций получила наибольшее распространение классификация И. Маркуссона *.

Необходимо отметить, что при глубоком различии, которое наблюдается в составе и характере смолистых веществ древесного, каменноугольного и нефтяного происхождения, все нефтяные смолистые вещества чрезвычайно сходны друг с другом вне зависимости от общего характера нефти, в состав которой они входят.

Все они представляют собой высокомолекулярные кислородные, а иногда и сернистые ненасыщенные соединения, густые, тягучие или совсем твердые вещества удельного веса более 1, легко изменяющиеся на воздухе или при нагревании (вследствие окисления, или полимеризации) и вызывающие вследствие этого ухудшение качеств нефтепродуктов.

С серной кислотой все они легко реагируют и переходят в кислый гудрон, чем значительно облегчается очистка дестиллата от смолистых веществ **.

Содержание смол и асфальтов в некоторых случаях в нефтях тем больше, чем больше в нефти серы, а также чем больше удельный вес нефти. Так, например, в американских нефтях были найдены следующие количества твердых асфальтов (табл. 31).

В бакинских нефтях содержание асфальтов и смол, по данным Н. Л. Гурвича, увеличивается с ростом удельного веса нефтей, что видно из табл. 32.

---

* Для характеристики асфальтово-смолистых компонентов нефти в настоящее время в СССР принят метод И. Маркуссона в вариантах ВНИГРИ и ВНИГНИ («Руководство по анализу нефтей» и «Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород». Л., «Недра», 1966). Согласно этим вариантам, проводят «компонентный анализ» нефти, определяя содержание масел, силикагелевых смол (подразделяемых на элюируемые бензолом и спирто-бензольной смесью), асфальтенов, асфальтогеновых кислот, карбенов и карбоидов.

** Все смолисто-асфальтовые компоненты нефти содержат конденсированные углеводородные ароматические структурные фрагменты. Наличие обычных двойных связей в них строго не обосновано.

Таблица 32

Содержание асфальтов и смол в бакинских нефтях (в %)

Нефть	Уд. вес	Твердый асфальт	Все асфальты и смолы
Сураханская	0,8517	0	2,82
Раманинская	0,8783	0	8,82
Сабунчинская	0,8803	0	9,44
Балаханская	0,8822	Следы	10,0
Биби-Эйбатская	0,8881	0,135	13,1
Бинагадинская	0,9239	0,450	16,65
Артема-Острова	0,9309	0,610	17,2

Таблица 33

Содержание асфальтов и смол в дестиллатах бакинских нефтей (в %)

Продукт	Асфальт	Смола
Дестиллат		
керосина	0	0,30
веретенного масла	0	3,84
машинного »	0	8,00
цилиндрового »	0	14,0
Мазут балаханский	0,06	19,9
Масляный гудрон балаханский	0,48	39,4

Для нефтяных фракций содержание смол и асфальтов увеличивается с температурой кипения, достигая своего максимума в масляном гудроне, что видно из табл. 33. Сравнение двух последних строчек показывает, что содержание асфальта в гудроне возросло в 8 раз против того же его содержания в мазуте. Это говорит о том, что в процессе перегонки наряду с концентрацией смолистых веществ мы имеем также новообразования смол и особенно асфальта.

Рассмотрим отдельные группы смолистых веществ согласно классификации И. Маркуссона.

Нейтральные нефтяные смолы

Эти смолы представляют полужидкие или твердые вещества удельного веса несколько более 1 с температурой размягчения выше 10° С и совершенно растворимые в легком бензине, бензоле, хлороформе и эфире. Смолы содержат кислород и являются первым продуктом действия кислорода на тяжелые углеводороды. По мне-

нию III. Мэбери, смолы могут и не заключать кислорода; смолистый характер может появиться в результате весьма сильного осложнения молекулы и может быть следствием конденсации без участия кислорода.

Удельный вес, красящая способность смол и степень их твердости зависят от того продукта, из которого они получены.

Цвет нейтральных смол темно-красный. Красящая способность вообще высока, особенно у тяжелых смол.

Независимо от удельного веса нейтральные смолы легко и полно растворяются во всех маслах, включая и бензин, а также в хлороформе и других растворителях.

Молекулярный вес (по данным А. П. Саханова) нейтральных смол — ниже 1000, составляя для слабопарафинистой грозненской нефти около 500, для беспарафинистой — 630, для вознесенской нефти — около 750 и, наконец, около 870 для грозненского масляного гудрона. Элементный состав нефтяных (нейтральных) смол следующий:

	C	H	O
Из гудрона	83,5	0,5	7,0
Из беспарафинистой нефти	84,1	9,8	—
Из парафинистой нефти	84,6	9,1	6,3

Строение нейтральных смол и асфальтенов неизвестно, хотя И. Маркуссон считает их насыщенными полициклическими соединениями, несмотря на некоторые их непредельные свойства *.

Нейтральные смолы непрочны и легко переходят в асфальтены особенно при доступе воздуха и при повышенных температурах.

Асфальтены

Асфальтены представляют собой порошкообразные вещества от темно-бурого до черного цвета. Они аморфны, не плавятся при нагревании, но при температурах выше 300° С разлагаются с образованием кокса и большим выделением газов. Асфальтены хрупки. Удельный вес их больше 1; они не растворимы в нефтяном эфире и легко растворяются в бензоле, сероуглероде, хлороформе, четыреххлористом углероде и т. д. Адсорбируются подобно смолам. Нефтяные асфальтены содержат серу и кислород, причем серы содержится всего лишь 0,5—1,5%, тогда как в асфальтенах из природных асфальтов количество серы доходит до 12%. Нефтяные асфальтены являются продуктом дальнейшего изменения смол, а именно — результатом их уплотнения.

Красящая способность асфальтенов выше таковой нейтральных смол. Молекулярный вес асфальтенов, определенный по методу Раста (по камфоре), дал цифры порядка нескольких тысяч, что го-

* Нефтяные смолы представлены в основном конденсированными полициклическими соединениями с нафтеновыми и ароматическими кольцами.

ворит за то, что асфальтены имеют более сложную молекулу, чем нейтральные смолы.

Элементный состав асфальтенов близок к элементному составу нейтральных смол: асфальтены содержат несколько меньше водорода, чем эти последние, что, по мнению А. П. Саханова, объясняет роль кислорода при образовании асфальтенов из нейтральных смол. Процесс этот автор считает процессом конденсации, в результате которого несколько молекул нейтральных смол, потеряв соответственное количество водородных атомов в виде воды, уплотняются в более сложные молекулы асфальтенов [24].

Растворители по отношению к асфальтенам резко разделяются на две группы.

Первые из них чрезвычайно легко растворяют асфальтены — это четыреххлористый углерод, сероуглерод, хлороформ, ароматические углеводороды; растворению предшествует набухание асфальтенов в этих жидкостях.

Вторые (этиловый спирт, изоамиловый, уксусная кислота, этиловый эфир, сложные эфиры, бензиновые и керосиновые фракции нефтей, не содержащие ароматических углеводородов, соляровые и машинные масла) совершенно или почти совершенно асфальтенов не растворяют. Изучая оба класса растворителей, А. П. Саханов обнаружил, что по отношению к растворителям первой группы асфальтены — типичные лиофильные коллоиды, т. е. коллоиды, растворы которых обладают высокой степенью устойчивости.

Характерной является беспредельная растворимость асфальтенов в некоторых из перечисленных выше растворителей, без образования насыщенных растворов. Последние — почти тверды и неподвижны.

Все эти особенности в свою очередь характерны для коллоидных растворов.

Гудроны представляют собой высокодисперсные коллоидальные растворы асфальтенов в нефтяных смолах.

Содержание асфальтена в гудроне в количестве около 20% достаточно для того, чтобы гудрон потерял свою подвижность. При 30% и выше гудроны становятся твердыми телами. Способность смол растворять асфальтены говорит о их близости к ароматическим углеводородам и их полициклическом строении.

Лиофильность (или способность растворяться) асфальтенов по отношению к сероуглероду, хлороформу, бензолу и другим аналогична той же способности типичного коллоида — каучука, также быстро набухающего и растворяющегося в тех же растворителях, которые нами отнесены к первой группе.

В отношении второй группы растворителей асфальтены являются лиофобными (слабоустойчивыми) коллоидами, так как в них асфальтены совершенно не набухают и не растворяются. Развивая таким образом свой взгляд на асфальтены, А. П. Саханов приходит к выводу, что асфальтены — коллоид лио-

фильный к одним растворителям (ароматические углеводороды, галлоидо-производные, сероуглерод, терпены, смолы) и лиофобный — к другим (предельные углеводороды, нафтены).

Отношение асфальтена к нефтям и нефтяным продуктам, его растворимость в них и степень дисперсности определяются относительным количеством лиофильных (ароматические углеводороды, смолы) и лиофобных составных частей, поэтому только тяжелые смолистые нефти и самые высшие фракции могут растворять значительные количества асфальтенов.

Асфальтогеновые кислоты и их ангидриды

Эти соединения всегда содержат кислород и являются продуктами окисляющего действия кислорода воздуха. Кислоты эти бурочерного цвета, имеют консистенцию вязкую, маслянистую, до твердой. Растворимы в спирте или в хлороформе, мало растворимы в бензине. Удельный вес их выше 1. При продолжительном нагревании до 120° С кислоты переходят в ангидриды.

От обыкновенных нафтеновых кислот, получаемых из щелочных отбросов при очистке нефтяных продуктов, асфальтогеновые кислоты отличаются более высоким молекулярным весом.

В заметном количестве свободные асфальтогеновые кислоты встречаются только в природных асфальтах, например в тринидадском, в котором содержание чистых асфальтогеновых кислот доходит до 6,4%, а ангидридов этих кислот — до 3,5%.

Природные асфальты

Рассмотрим ту группу природных нефтепродуктов, в составе которых только что рассмотренные нами смолистые и асфальтовые вещества играют уже не подчиненную роль, как в нефти, а главную, — это природные асфальты. Они подразделяются:

1) на собственно асфальты, или горные смолы, образующие массовые скопления, в частности асфальтовые озера;

2) на асфальтиты, отличающиеся от асфальтов чистотой, твердостью и блеском (чистые битумы); известны также под названиями гильсонит (правильнее джильсонит), грэхэмит и альбертит;

3) на асфальтовые породы (известняки, песчаники), в которых минеральные компоненты преобладают над битумом.

Таблица 34 дает представление о составе некоторых естественных асфальтов по сравнению с нефтяными асфальтами (искусственные асфальты).

Наиболее известные месторождения естественного асфальта находятся на о. Тринидад, где имеется озеро, поверхностью 47 *га*, с толщиной слоя асфальта около 23 *м*. Большие асфальтовые озера имеются в Бермудском районе Венесуэлы (Южная Америка).

Таблица 34

Составные части асфальтов (в %)

Тип асфальта	Асфальтогеновые кислоты	Ангидриды асфальтогеновых кислот	Асфальт	Смола	Масло
Природные асфальты					
Тринидадский сырой	6,4	3,9	37,0	23,0	31,0
Бермудский очищенный	3,5	2,0	35,3	14,4	39,6
Нефтяные асфальты					
Из Канзаса	—	3,0	24,0	11,0	62,0
Немецкий	—	4,0	4,4	8,6	83,0
Бакинский	—	2,0	15,5	16,1	66,0

В СССР запасы асфальтового сырья находятся во многих районах. К числу разрабатываемых месторождений относятся Сызранские на Волге, близ села Батраки, и в Жигулевских горах; Шугуровское по р. Лесная Шешма в Бугульминском районе Татарской АССР; Грузинское близ станции Нотенеби Закавказской железной дороги в Кутаисском районе, в Ширакской степи;

Эмбенские, Ферганские и на о. Сахалине (г. Оха).

Главная масса нефтяного асфальта употребляется (вместе с естественным асфальтом) для асфальтировки дорог и для изоляции от сырости и покрытия крыш (в толевой промышленности). Меньшие количества асфальта идут в электротехнике для изоляций и для изготовления лаков.

Сернистые соединения

Сера в нефтях присутствует в двух формах: в виде свободной серы и в виде ее органических соединений (сульфиды, гидрированные и простые тиофены, меркаптаны и т. д.).

Содержание серы в большинстве нефтей не превышает 1% и в редких случаях — 4,5%. Содержание серы в нефти различных стран и районов показано ниже (по С. С. Наметкину) [1]:

Из нефтей СССР по высокому содержанию серы выделяется нефть Чусовских Городков, отчасти ухтинская и некоторые ферганские [25].

Из нефтей зарубежных стран особенно богаты серой нефти калифорнийские. Еще богаче серой мексиканские нефти, в ко-

[1] *С. С. Наметкин.* Химия нефти, ч. 1, 1932, стр. 205.

Нефти СССР		Разные нефти	
Сураханы	0,04—0,07	Польша	0,03—0,30
Балаханы	0,07—0,32	Румыния	0,06—0,30
Сабунчи	0,06—0,12	Эльзас	0,6—0,8
Раманы	0,7—0,10	Ганновер	1,2
Биби-Эйбат	0,10—0,18	Пенсильвания	0,08—0,10
Бинагады	0,08—0,22	Канзас	0,14—0,35
Остров Челекен	0,25	Оклахома	0,13—0,73
Грозный	0,20—0,25	Вайоминг	0,08—2,62
Доссор (Эмба)	0,11—0,20	Калифорния	0,28—3,58
Макат	0,22—0,23	Техас	0,13—2,54
Ухта (Чибью)	1,12	Мексика	5,34
Чусовские Городки	5,4	Венесуэла	0,38—2,65
Фергана (Шор-су)	2,07	Иран	1,06
Остров Сахалин	0,1—0,4	Египет	2,55

торых содержится до 5% серы. Из европейских нефтей богаты серой румынские нефти и особенно итальянские, содержащие до 1,3% серы. Богатым содержанием серы отличается алжирская нефть, в которой найдено до 2,19% серы.

В асфальтах, как мы уже видели на предыдущих страницах, содержание серы гораздо больше, чем в нефтях. Процесс превращения нефти в асфальт сводится к обогащению битума серой [26].

Содержание серы в отдельных фракциях увеличивается с температурой кипения последних. Самое незначительное количество серы в нефтях придает последним неприятный запах, с трудом удаляемый из дестиллатов.

Содержание серы в нефти, по-видимому, есть результат разложения белковых веществ животных остатков, что, однако, требует дополнительного изучения.

Азотистые соединения

Азот является одним из четырех элементов, входящих в состав молекулы белка, и, подобно сере, содержание его в большинстве нефтей незначительно — до 0,1%. В отдельных фракциях содержание азота увеличивается с температурой кипения последних.

Азотистые соединения имеют основной характер и относятся к гидрированным пиридиновым и хинолиновым производным. Содержание азота в бакинских нефтях незначительно — около 0,05% и в грозненских — 0,07%. В нефтях Небитдага и Ухты содержание азота повышается до 0,14—0,20%. Богаты азотными соединениями нефти Японии (до 1,33%), штатов Техас, Огайо и в особенности калифорнийские (до 1,56%).

Азотистые соединения легко выделяются из нефти с помощью серной кислоты. При перегонке некоторых азотистых нефтей уже при сравнительно низких температурах (200—250° С) замечается сильный запах аммиака. Предполагается, что он выделяется из аммиачных солей нафтеновых кислот.

Минеральные вещества

Содержание минеральных веществ в нефти определяется количеством золы, получаемой после сжигания нефти. Обычно это содержание не превышает 0,5%, составляя для большинства нефтей 0,02—0,1%.

Очищенные нефтепродукты могут заключать в себе большее или меньшее количество золы (в зависимости от полноты промывки) в виде мыл нафтеновых кислот и сернокислых солей.

Следует отчетливо отграничить понятие «зола» и различные механические примеси к нефти, как, например, песок и пр.

В состав нефтяной золы входят обычно кремнезем (SiO_2), а также соединения кальция, магния, алюминия и железа.

Полный элементный анализ нефтяной золы позволяет установить в ней присутствие серы, кислорода, азота, ванадия, фосфора, калия, никеля, йода, кремния, кальция, железа, магния, натрия, алюминия, марганца, свинца, серебра, меди, титана, урана, олова и мышьяка (элементы расположены в порядке их встречаемости: ряд в этом отношении не может считаться твердо установленным [27]. (Комментарий Н. Б. Вассоевича).

Воды нефтяных месторождений

При эксплуатации нефтяных месторождений крайне редко добывается нефть, свободная от воды. Так называемые «буровые воды» являются обычным и притом массовым спутником нефти.

Из предыдущего мы знаем, что нефть и вода представляют собой жидкости, практически не растворимые друг в друге, за исключением тех случаев, когда в присутствии третьей фазы (взвешенные мелкие частицы песка, глины или известковые мыла нафтеновых кислот) обе жидкости дают те или иные виды эмульсий. Присутствие воды в виде эмульсий намного умаляет достоинства нефтей как топлива. Обычно же вода находится в нефти в качестве механической примеси и удаляется из нефти продолжительным отстаиванием. Вековое отстаивание воды происходило и происходит в недрах земли в так называемых нефтяных пластах.

Отделение воды от нефти происходит из-за разности их удельных весов. Нефть по своей легкости обычно занимает более высокие части структуры, тогда как вода — более низкие. Отстаивание воды во всех случаях подчинено закону Стокса (падение шарика в среде с некоторым внутренним трением) по формуле

$$v = \frac{2r^2 \cdot (s_1 - s)\, g}{9h},$$

где v — скорость падения, r — радиус шарика, s_1 — удельный вес шарика, s — удельный вес среды, g — константа земного притяжения, h — внутреннее трение среды.

Наличие взвешенных частиц приводит скорость падения капель воды почти к нулю; в таком случае образуется весьма стойкая эмульсия, для разбивки которой требуется химическое воздействие (прибавление нафтеновых кислот) или же довольно сильный подогрев (термическое воздействие), либо, наконец, высоковольтовый электрический разряд (электрический способ).

Не менее видную роль в процессе образования эмульсий играет химический состав вод, сопровождающий нефть.

Еще в 1875 г. Хант [1] обратил внимание на некоторые характерные особенности подземных вод — спутников нефтей по месторождениям. Наиболее существенными особенностями являются: отсутствие сульфатов, высокое содержание ионов Na и Cl, причем преобладание хлора над натрием (отношение Na/Cl всегда меньше 1) указывает на связь иона хлора, помимо натрия, с каким-то другим, в данном случае, несомненно, с кальцием. Хант назвал эти воды хлорокальциевыми и высказал предположение, что они представляют собою остаточный рассол древних морей, химический состав которых отличался от состава морей современных.

У Г. Гёфера имеется уже сводка химического состава таких вод.

В 1915 г. Уошборн [2] снова вернулся к этому вопросу. Повторив предположение Ханта, этот автор выдвинул и другую генетическую гипотезу, допуская возможность образования нефтяных вод путем изменения первоначальных рассолов более обычного состава: понижение относительного участия NaCl, по его мнению, могло произойти за счет адсорбции его глинами и выпадения хлоридов натрия в порах пород благодаря испарению воды под влиянием поднимающихся N, CO_2, CH_4 и других газов.

Начало детальному изучению нефтяных вод в пределах Аппалачской области было положено Р. Мильсом и Р. Уэльсом [3] в 1919 г.

П. Торрэй дает следующее сопоставление (табл. 35) химического состава вод известного песчаного горизонта Берэа, широко распространенного в нефтяных месторождениях штатов Пенсильвания и Огайо. Пробы взяты в разных пунктах, на разных глубинах. Цифры выражены в единицах на тысячу (promille).

Аналогичные анализы были сделаны для вод других нефтяных горизонтов той же области, как то: песков Брэдфорд, Венэнго и пр. Сравнивая все эти анализы, цитируемый автор отмечает следующие характерные отличия вод нефтяных месторождений Аппалачской области:

---

[1] *T. Sterry Hunt.* Chemical and geological essays. Boston.

[2] *W. Washburn.* Chlorides in oil-field waters. — Trans. ATME, t. XVIII, 1915.

[3] *R. V. A. Mills a. Roger C. Wells.* Evaporation and concentration of waters, associated with petroleum and natural gas. — «U. S. Geol. Survey Bull.», 1919, p. 693.

Таблица 35

Химический состав вод горизонта Берэа (США)[1]. Пробы (I—VII) с различных глубин (в *м*)

Компонент	I	II	III	IV	V	VI	VII
	105	500	625	850	1125	1570	1727
Ca	340	560	700	1320	2440	2790	9220
Mg	60	180	160	290	580	1010	2060
K+Na	800	1820	3440	7430	13730	19880	32660
HCO_3	280	340	250	130	90	50	20
Cl	1680	3950	6440	14400	27130	38690	72600
Итого	3160	6850	10990	23570	43 970	62420	116560

[1] *P. D. Torrey.* Problems of Petroleum Geology. NY, 1935.

1) общая концентрация рассола и концентрация большинства отдельных его химических компонентов возрастает с глубиной;

2) общая концентрация рассола значительно выше, чем в типичной морской воде, причем заметно изменяется участие и отдельных компонентов;

3) в частности, в нефтяных водах значительно возрастает участие щелочей и кальция, в 2—3 раза возрастает участие натрия и хлора. Наоборот, радикал SO_4 или совсем отсутствует (Берэа) или присутствует в незначительных количествах (пески Венэнго, Брэдфорд).

Констатируемое П. Торрэем отсутствие сернокислых солей объясняется вероятным восстановлением сульфатов под влиянием битумов в сернистые соединения, а затем в H_2S по следующей схеме:

$$Me_2SO_4 + CH_4 \longrightarrow Me_2S + CO_2 + 2H_2O \longrightarrow Me_2CO_3 + H_2S + H_2O.$$

Сероводород в дальнейшем окисляется кислородом воздуха в серу по формуле

$$H_2S + O = H_2O + S.$$

Это подтверждается на примере ряда нефтяных районов, в том числе и наших, где нефть сопровождается более или менее богатыми залежами серы (штаты Техас, Луизиана в США; Италия, СССР — район Эмбы). В других месторождениях взамен свободной серы находят соединения последней с металлами. Этим объясняется нахождение в Майкопском районе желваков пирита среди прочих камней, выбрасываемых фонтанами. Наконец, многие нефтяные месторождения характеризуются выделением сероводорода или сернокислых вод, что особенно имеет место в ряде источ-

ников и обнажений. К числу таких районов нужно отнести Тамань и р. Чекох в Майкопском районе и т. д.

Обобщая данные по американским месторождениям с некоторыми наблюдениями, сделанными у нас, многие считают, что наличие сернокислых вод является как бы неблагоприятным нефтяным признаком и, наоборот, отсутствие таких вод можно считать признаком благоприятным.

Обращая, однако, свой взгляд на Биби-Эйбатское месторождение Бакинского района, мы должны отметить наличие сернокислых солей в верхних водах и полное отсутствие таковых лишь в нижних водах. Таким образом, высказанный некоторыми исследователями взгляд о значении сернокислых солей нужно признать далеко не универсальным: и действительно, есть богатые нефтяные месторождения с большим содержанием сернокислых солей в составляющих эти месторождения водоносных горизонтах.

Х. Э. Минор, исследовавший нефтяные воды области Гольфа в США, отмечает как характерное явление чрезвычайное постоянство содержания хлора в некоторых песках, которое позволяет проводить корреляцию пластов по этому химическому признаку. Как явление специфическое для области соляной тектоники Х. Э. Минор отмечает, что неглубокие грунтовые воды (над соляными штоками, залегающими не глубже 400—450 *м* от поверхности) выказывают более интенсивную соленость, чем воды окружающего пространства, а иногда эти последние имеют даже вовсе щелочной характер. Названный автор, подобно Роджерсу, считает такой характер неглубоких вод в области развития соляной тектоники одним из ориентирующих признаков для поисков соляных куполов, когда эти последние ничем не выдают себя на поверхности («погребенные купола»).

В СССР исследование вод нефтяных месторождений сосредоточивалось главным образом в Грозненском районе, в некоторых пунктах Бакинского района и на о. Челекене и связано по преимуществу с именами А. П. Саханова, А. Д. Архангельского, К. Л. Малярова и др.*

В своей работе Н. В. Тагеева [1] приводит интересное сопоставление химического состава нефтяных вод в СССР и за границей (табл. 36).

Анализ вод нефтяных месторождений показывает, что при значительном разнообразии их химического состава (от пресных до соленых вод высокой насыщенности) среди них выделяется группа вод, весьма сходных по своему химическому составу,

---

* В настоящее время исследования вод нефтяных месторождений производятся во всех научно-исследовательских институтах и промысловых лабораториях нефтяной промышленности и в ряде институтов АН СССР и союзных академий.

[1] *Н. В. Тагеева.* К вопросу о происхождении нефтяных вод. — Нефт. хоз., № 7, 1934.

которая охватывает воды, бывшие, по-видимому, в течение продолжительного времени в непосредственном контакте с нефтью и потому претерпевшие известные изменения своего состава. Эти воды и можно выделить под специальным названием «нефтяные воды». По мнению некоторых исследователей (Н. В. Тагеева), между этими водами и нефтью могла быть не только парагенетическая, но и прямая генетическая связь в том смысле, что обе жидкости образовались одна в присутствии другой.

Основными отличительными чертами типичных нефтяных вод являются:

1) уже упомянутое отсутствие сульфатов и обогащение натрием и хлором;

2) величина Na/Cl выражается правильной дробью, указывая на то, что избыток хлора связан с другими элементами (хлоркальциевые воды); эта величина близка к отношению Na и Ca в воде океанов и морей;

3) напротив, величина Mg/Ca в нефтяных водах менее 1, в морях она составляет около 5.

Сходство основного состава нефтяных вод с водами океанов и морей допускает мысль об образовании первых из вторых, однако в этом случае, очевидно, морская вода претерпевает известный метаморфизм с замещением значительной части магния кальцием. Аналогичный процесс «дедоломитизации» морской воды изучен на примере оз. Перекоп Н. С. Курнаковым. Можно допустить распространение дедоломитизации и на нефтяные воды.

Таблица 36

Сводная таблица анализов нефтяных вод

Район или месторождение	Автор анализа	Миллиграмм-эквиваленты (в %)							Отношение	
		Cl	Na	K	Ca	Mg	H_2CO_3	Cl_2	Na/Cl	Mg/Ca
Челекен	Н. В. Тагеева	50,47	34,56	1,62	11,0	2,17	—	—	0,60	0,19
Биби-Эйбат	Д. В. Голубятников	49,84	41,88	1,93	4,93	1,25	0,15	—	0,84	0,25
Берекей	В. Т. Малышек	48,83	43,78	0,67	3,16	1,21	2,31	—	0,89	0,38
Грозный	А. П. Саханов и др.	48,66	46,63		7,96	1,41	1,32	0,02	0,95	0,72
Румыния	Крейчитграаф	49,96	44,98		3,16	1,86	0,02	—	0,90	0,58
Калифорния	Роджерс	49,80	41,70		5,30	3,00	0,20	—	0,83	0,59
Воды океанов	Дитмер	45,41	38,50		0,80	1,73	9,02	0,20	4,64	—
рек	К. Клэрк	1,67	4,70		0,04	32,01	12,09	43,08	5,34	—

Довольно высокая концентрация в буровых водах, помимо хлора, также двух других, более ценных представителей группы галоидов — брома и йода — стимулирует у нас дальнейшее детальное изучение этих вод. Детальное рассмотрение этого вопроса выходит, однако, уже за рамки прямых целей этой книги.

Иногда в нефтяных водах наблюдается более или менее определенно выраженное окрашивание. Так, на промысле им. Орджоникидзе в Баку буровые воды надкирмакинской свиты на западном крыле складки окрашены в специфический розовый цвет. По В. Т. Малышеку, такая окраска обусловлена присутствием аэробных пурпурных бактерий.

Освобождение добытой нефти от воды (и грязи) составляет особую, довольно сложную операцию. Очистка должна производиться на промыслах.

Часть вторая

УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Глава I

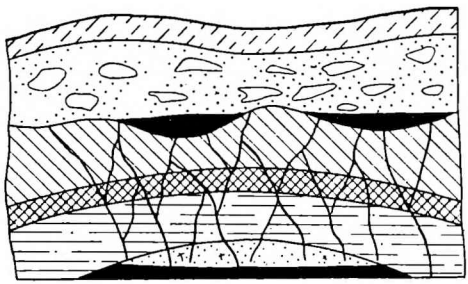
ПОНЯТИЕ О НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Всякое более или менее значительное естественное скопление нефти в земной коре называется нефтяным месторождением. Различают месторождения нефти первичного и вторичного характера. Нефть первичных месторождений находится в тех самых пластах, в которых она и возникла. Вторичными называют те месторождения, где нефть в содержащих ее слоях появилась после своего образования в другом месте, откуда она пришла путем более или менее сложной миграции. Среди исследователей, занимавшихся вопросами образования нефтяных месторождений, есть крайние сторонники первичного ее залегания, например, известный геолог-нефтяник К. П. Калицкий. Существуют представители и другого, противоположного воззрения о повсеместном вторичном залегании нефти. Из них наиболее выдающимися являются наш знаменитый химик Д. И. Менделеев, а из иностранных ученых — Юджин Кост.

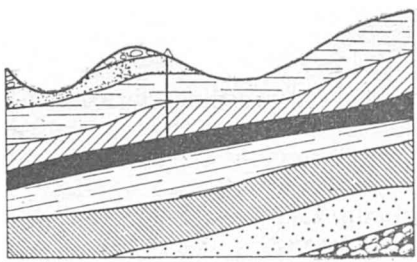
Существует, наконец, и третий, промежуточный взгляд, допускающий существование как первичных, так и вторичных месторождений нефти. Примером месторождения с несомненным, по-видимому, вторичным залеганием нефти может служить Сураханское месторождение с его нефтями разного цвета и разных удельных весов, закономерно изменяющихся с глубиною, и ряд других месторождений Бакинского района.

Чрезвычайно трудно указать на не вызывающий сомнений пример месторождения, в котором нефть залегает первично, частично таким примером может служить рукавообразная залежь Нефтяно-Ширванского месторождения в Майкопском районе, а также линзообразные скопления нефти в Пешельброннском месторождении в Эльзасе (Франция), в песчаные линзы которых нефть, по-видимому, попала из вмещающих их глинистых первично битуминозных пород.

Нефтяные месторождения, содержащие промышленные залежи нефти, обычно подчинены осадочным породам. Небольшие количества нефти в крайне редких случаях встречаются и в массивно кристаллических и в метаморфических породах, но эти скоп-



Фиг. 5. Образование вторичной нефтяной залежи



Фиг. 6. Обнаружение нефти с помощью разведочной скважины

ления имеют в большинстве случаев только минералогическое значение.

Благодаря присутствию в нефти растворенных газов или же вследствие гидродинамического напора нефть в содержащих ее пластах находится под большим давлением. Это обстоятельство, как увидим потом, является одной из причин миграции (передвижения) нефти из нефтесодержащих пластов по разным направлениям, по линиям наименьшего сопротивления. Например, в том случае, если залежь будет связана трещинами с каким-либо песчаным пластом, нефть пройдет по этим трещинам, как показано на фиг. 5, и насытит пласты, способные вмещать нефть, образуя, таким образом, вторичную залежь.

Возможны случаи столь сильного нефтяного давления в пласте, когда нефть будет проникать через всю толщину пластов даже при отсутствии трещин, подчиняясь при своем продвижении законам движения жидкости по капиллярам. И в этом случае возможно образование вторичных залежей нефти.

В каждом конкретном случае необходимо детально изучить условия залегания нефти в месторождении, и лишь на основании строго установленных данных решать вопрос о генезисе данного месторождения.

Залегающая в земной коре нефть часто дает знать о себе по ряду признаков на земной поверхности, причем наличие ее подземных скоплений устанавливается с помощью специальных разведочных работ (фиг. 6). Признаки, указывающие на вероятное нахождение

в земной коре нефтяного месторождения, могут быть разделены на две части: признаки нефти на поверхности и признаки нефти в бурящейся скважине.

ПРИЗНАКИ НЕФТИ НА ПОВЕРХНОСТИ

Поверхностные признаки нефти распадаются, по К. Крэгу[1], на различные категории, судя по характеру их проявления, а именно:

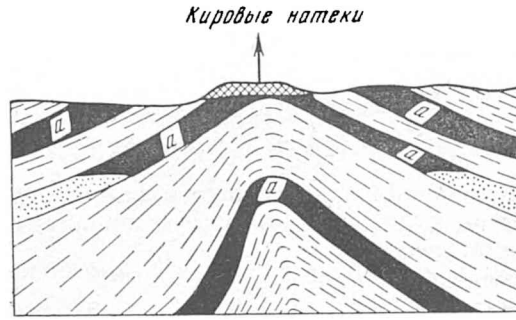
1) высачивание нефти,
2) отложения асфальта,
3) выделения газа,
4) грязевые вулканы,
5) выходы пропитанных нефтью пород и
6) озокеритовые и мэнджэковые жилы.

В некоторых случаях парагенетическими спутниками нефти являются также сера и соль.

Нельзя переоценивать значение поверхностных признаков нефти как показателей нефтяных месторождений, так как одних только признаков (иногда даже весьма значительных) бывает недостаточно, чтобы судить о богатстве нефтяного месторождения, связанного с этими признаками. Часто бывает так, что богатые признаки нефти на дневной поверхности приводят к весьма ничтожным результатам при разведке, и наоборот, бедность признаками, а порою и полное отсутствие таковых не мешает открытию очень богатых нефтяных залежей. Как правило, нужно считать, что при определении благонадежности месторождения первое место должно быть отведено изучению геологического строения (тектоники) данного района. Поверхностные признаки (фиг. 7) должны лишь подкрепить и углубить те выводы, к которым исследователь пришел в результате геологического изучения местности.

Прекрасной иллюстрацией только что сказанному может служить Новогрозненский район. Этот район был открыт без наличия каких-либо поверхностных признаков нефти или газа, и тем не менее изучение геологического строения этого района (возвышенность Сюиль-Корт с вершиной Бэллик-Барц) показало, что в его строении принимают участие те же свиты, которые слагают Старогрозненский район, большое промышленное значение которого было уже доказано перед этим разработкой в течение ряда лет. Кроме того, исследование показало, что тектоника Новогрозненского района выражена антиклинальной складкой — формой, очень благоприятной для скопления нефти. Эта аналогия в геологическом строении двух районов позволила геологам дать благоприятное заключение о возможной благонадежности Новогрозненского района. И действительно, в 1913 г. скважина, проведенная до верхов так называемой спаниодонтелловой толщи, дала блестящие результаты. Бурение, как оказалось, подтвердило пред-

[1] *К. Крэг.* Поиски нефти, 1932, стр. 25.



Фиг. 7. Выход нефтеносных песков (а) на земную поверхность

положение геологов. Этот район за 23 года своего существования дал свыше 50 млн. *т* нефти. Подобных примеров можно привести довольно много и из советской и из американской практики.

Кроме того, нужно иметь в виду, что хотя часто поверхностные признаки нефти и бывают так или иначе связаны с подземными ее скоплениями, но это вовсе не означает, что залежь нефти нужно искать именно там, где налицо поверхностные нефтепроявления. Нередко основная залежь может встретиться на значительном расстоянии от выхода нефти на поверхность. Примером только что сказанного могут служить выходы нефти на западном склоне поднятия Озарк в США, в районе г. Майами, где в серебро-свинцовых рудниках наблюдается высачивание нефти из низов так называемой пенсильванской свиты, а коренные залежи нефти, подчиненные этой свите, залегают далеко на западе в штате Оклахома, где на поверхности никаких признаков совсем не наблюдается.

Следовательно, изучение геологического строения данного района является первейшей и главнейшей задачей при выяснении условий залегания в нем нефти: *только сопоставление геологического строения с поверхностными признаками может дать возможность геологу оценить то или иное месторождение.*

Высачивание нефти

Такие признаки надо искать в пониженных частях рельефа: в руслах рек, ручейков, в оврагах или балках, у подножия холмов или в сводовых частях размытых антиклиналей.

Это обусловливается тем, что зачастую выходящие на дневную поверхность нефтесодержащие породы столь сильно выветриваются, что окончательно теряют всякие признаки нефтеносности. В этих случаях лучше всего проследить выходы пород в тех местах, где они рассекаются или долиной какой-нибудь речки, или же балкой, где постоянно действующее современное разрушение, размыв и снос материала непрерывно поддерживают обнажение нефтяного пласта в свежем виде и содействуют постоянному истечению нефти.

В таких случаях свежевысачивающаяся нефть по пласту стекает в ручей или на дно балки, всплывает на поверхность воды в виде радужных пленок, когда высачивание слабое, или же течет в виде небольшого нефтяного ручейка и выбивается в виде хлопьев и комков при обильном высачивании нефти из пласта.

Для начинающего геолога-нефтяника важно научиться различать нефтяные пленки на поверхности воды от пленок железистых образований. И те и другие имеют радужные цвета, и многих неопытных наблюдателей это приводит к большим ошибкам. Радужные железистые пленки принимаются за нефтяные и выдаются за признаки нефти в месте их обнаружения. В силу большей величины поверхностного натяжения между поверхностью воды и воздухом, чем между поверхностью воды и нефтью, последняя разливается по ней в виде тончайшего ирризирующего слоя, непрерывность которого не удается нарушить, если мы попробуем, скажем, ударять по воде палкой. Железистые радужные пленки при ударе сейчас же разрываются и распадаются на мелкие кусочки. Этого простого приема, не говоря уже о том, что ирризирующая на поверхности воды нефть, кроме того, имеет и свойственный ей запах, бывает достаточно, чтобы научиться различать пленки нефти на воде от пленок железистых.

Выделение нефти нередко наблюдается и на поверхности озер и морей. Подобные надводные выходы отмечены К. Крэгом у берегов о. Тринидад. На Сахалине, в Охинском месторождении, и в других местах наблюдаются выходы нефти на поверхности озер. Подобные же пленки наблюдаются на поверхности оз. Байкала в юго-восточной его части.

Особенно часто выходы нефти на поверхность воды наблюдаются в некоторых местах на Каспийском море: например, к юго-востоку от о. Жилого (Нефтяные Камни) на поверхности моря плавает такое большое количество нефти, что это место, по мнению геолога Ковалевского, вполне заслуживает разведки путем заложения глубокой скважины на имеющейся здесь отмели.

В свое время путем засыпки обильной такими нефтепроявлениями Биби-Эйбатской бухты у Каспийского моря был отвоеван известный нам промысел им. Ильича, давший Азнефти с 1923 по 1933 г. свыше 12 млн. *т* нефти. После получения большого фонтана в скв. 204 Каспийское море уступило еще часть своей территории для расширения разрабатывающейся Биби-Эйбатской бухты.

Выходящая на дневную поверхность нефть легко загустевает за счет испарения летучих частей, с одной стороны, и за счет окисления кислородом воздуха, с другой.

Нефти с асфальтовым основанием резко отличаются от парафиновых по характеру загустевания на дневной поверхности: первые в результате медленного загустевания дают в конечном счете черный асфальт, плотно пристающий к внешним предметам; вторые быстро свертываются и дают маловязкую вазелинообразную массу, легко смываемую более или менее сильными дождями.

Эта же вазелинообразная масса, попадая в трещины земной коры, в результате ряда внешних воздействий превращается в озокерит.

Очень интересны выходы на дневную поверхность легких бесцветных нефтей, получающихся в результате естественной фильтрации темных нефтей. Наличие таких выходов бесцветной нефти имело место в Сураханском районе, где она под названием «белой нефти» выделялась в центральной части Сураханского озера. Подобную же нефть К. Крэг находил на оз. Тринидад в Венесуэле и в урочище Кала-Дерибад в Южном Иране. Здесь уместно будет отметить случаи «фальсификации» месторождений в условиях капиталистического мира.

Как-то еще до первой мировой войны, в России, в районе Гродно, в одной речонке были найдены ирризирующие пленки. Решили, что это не что иное, как выходы нефти, и в газетах не замедлили появиться сообщения о том, что найдена нефть. Некоторые остроумные «исследователи» построили даже целую гипотезу о связи этого выхода с ганноверскими нефтяными пластами и т. д. Посланный туда геолог Чарноцкий обнаружил, что эти «выходы» нефти не что иное, как керосин, вытекавший из одного из резервуаров близлежащего нефтяного склада.

Почти такой же случай приводит К. Крэг. В г. Рамсее в Англии в центре его существовала около 35 лет керосиновая лавка, где продавались разные нефтепродукты. Когда-то во дворе этого дома был врыт в землю большой резервуар с керосином, потом этот резервуар убрали. Резервуар был худой, и из него в почву просочился керосин. Городок стоит на самой окраине болот, и породы, слагающие местность, состоят из песчаных наносов, подстилаемых глинами. В одно засушливое лето, когда уровень почвенных вод в песчаных наносах понизился, керосин получил сток к колодцам, где и скопился. Какой-то мясник послал мальчика за водой. Мальчик накачал из колодца очищенного керосина, который и вылил в корыто. Все это вызвало волнение в городе, и чуть было не организовались нефтяные компании для разработки открытых залежей нефти, но все закончилось полным истощением колодца.

Отложение асфальта

Провести определенную границу между высачиванием нефти и выделением асфальта довольно трудно, так как в одном и том же выходе можно обнаружить и густую вязкую нефть и мягкий асфальт. Классическим местом отложения асфальта в необычайно широком масштабе является о. Тринидад. Выходы асфальта здесь приурочены к мощному нефтяному пласту Ла Брэа, имеющему в районе Смоляного озера антиклинальное строение. Сводовая часть этой антиклинали размыта и занята озером (фиг. 8).

Нефтяной пласт Ла Брэа представляет собой мелкозернистый темный песок, столь пропитанный битумом, что верхние части его находятся в текучем состоянии. Из пласта высачивается полужид-

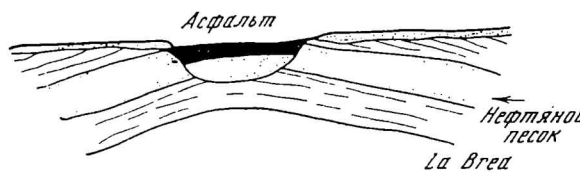
кий асфальт, который выносит с собою неорганические вещества самой породы и скопляется в виде мощного слоя на поверхности озера. Анализ подобного асфальта показал следующий его состав (в %):

Вода и прочие, улетучивающиеся при 100°С	5,24
Битум	15,10
Небитуминозные органические вещества	29,70
Зола	49,96
Итого	100%

В промышленном масштабе эта залежь разрабатывается в продолжение нескольких десятков лет.

Большие залежи асфальта были найдены в районе г. Лос-Анжелеса (Калифорния), недалеко от берега Тихого океана.

Залежи асфальта в восточной части Венесуэлы (оз. Бермудес) превосходят своими размерами залежи Смоляного озера на о. Тринидаде; кроме того, этот асфальт более чист и мягок, но он менее пригоден для промышленного использования.



Фиг. 8. Разрез через Смоляное озеро

Следует заметить, что асфальтовые озера, несмотря на видимые большие количества выделяющейся из земных недр нефти, не могут служить надежным признаком богатства в нефтеносном отношении этих недр.

Тринидадские нефтяные месторождения, например, имеют в промышленном отношении третьестепенное значение. Во многих случаях выделения асфальта или густой нефти смешиваются с почвенными и вообще с поверхностными отложениями. Получается в результате вещество, называемое у нас «киром». Кировые натеки представляют обычное явление в Бакинском районе и других месторождениях Кавказа. В некоторых случаях они высачиваются через поверхностный покров, скрывающий выходы коренных пород на дневную поверхность, и приурочиваются или к господствующему простиранию этих пород, или к некоторым тектоническим линиям (например, направлениям сбросовых трещин) и т. п.

Консистенция выделяющегося вещества изменяется от плотности мягкой, вязкой нефти до твердого компактного асфальта. В отложениях мягкого асфальта часто находят скелеты завязших в нем животных: так, в асфальтовых отложениях Кабристанских пастбищ попадаются остатки полевых животных — грызунов,

а в асфальтовых отложениях Соляного озера возле Лос-Анжелеса найдена обильная фауна млекопитающих.

Классические залежи асфальта находятся на западном берегу Мертвого моря, где асфальт вместе с нефтью и сероводородом выделяется из известняков. Этот асфальт в древности экспортировался в Египет, где битумами пользовались при бальзамировании умерших. Самое слово «мумия» является производным от коптского mumm — смола, битум.

С отложениями асфальта обычно связано довольно медленное выделение газа, в результате чего образуются характерные нефтяные конусы или нефтяные сопочки с довольно глубоким кратером на вершине, откуда время от времени происходит выделение газа иногда спокойное, а иногда сопровождающееся шумом и шипением.

В тринидадских лесах выходы асфальтовой нефти можно узнать по окружающему их кольцу низкорослой растительности. Большие деревья по мере приближения к такому выходу сменяются ползучими растениями.

В пределах СССР известно большое асфальтовое озеро на Сахалине, в Охинском районе, у р. Берякан. Это озеро занимает площадь в 3 *га* и покрыто коркой затвердевшего асфальта толщиной 0,5—1,5 *м*. В теплую погоду асфальт размягчается до такой степени, что поверхность озера становится совершенно непроходимой. Образовалось это озеро, по-видимому, за счет стока нефти с более поднятого места по наклонной поверхности коренных слоев и под покровом позднейших образований.

Выделения газа

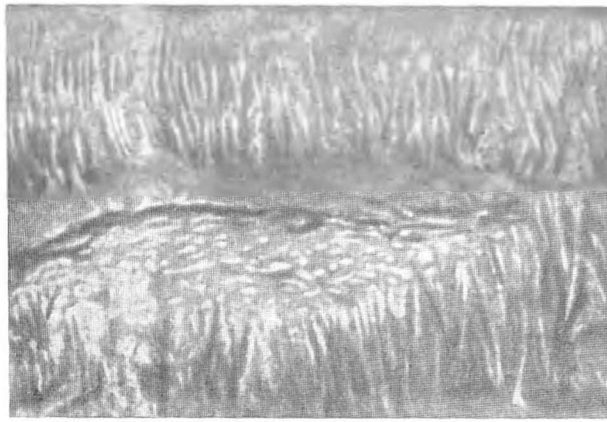
Выделения газа встречаются или в газовых источниках (выходы газа), или же в грязевых вулканах, или грязевых сопках. Последние не следует смешивать с сольфатарными грязевыми вулканами, возникающими в результате вулканической деятельности.

Газ выделяется либо из сухих газовых источников, либо из источников минерализованной воды.

Примером сухих газовых выделений может служить Аташкинский район (5—6 *км* на запад от Баку по воздушной линии), где на вершине Аташки из земли в маленьких копанках выделяется газ. Газ этот почти непрерывно горит и получил поэтому название «вечных огней».

Во время сильных дождей или ветров (нордов) эти огни гаснут, но пастухи их снова зажигают и греются около них в холодные осенние и зимние ночи. Здесь возник Аташкинский нефтяной промысловый район и выстроился новый рабочий поселок. Газ каптировали и утилизируют его для бытовых и технических целей.

Другим примером сухого выделения газов служит Сураханский район, где уже упоминавшиеся ранее выходы газа были известны очень давно. Фарсы-огнепоклонники каптировали газ и по особым



Фиг. 9. Выделение газа на водной поверхности

трубам выводили его на фронтон храма, где он горел в виде громадных факелов. Столь богатые выходы газа говорили о том, что в недрах должны залегать громадные залежи нефти. И действительно, начиная с 1909 г. Сураханский район получил растущее с каждым годом промышленное значение.

Сухим выделением газов известен и Калинский район, расположенный в 10—15 *км* на восток от Сураханов, а также некоторые месторождения Дагестана.

Вообще подобных примеров можно было бы привести довольно много, но еще чаще выходы газа встречаются в соленых или других минеральных источниках. Подобные источники особенно часто наблюдаются у нас на Керченском и Таманском полуостровах и в пределах северо-западной части Кавказа, а также на Апшеронском полуострове и в соседних местах юго-восточной части Кавказа. За границей подобные газирующие источники известны в ряде мест в Румынии, Чехословакии и в других странах.

Выделение газа в таких источниках происходит столь энергично, что производит впечатление сосудов с бурно кипящей водой, с многочисленным выделением пузырей разных размеров, сопровождаемым характерным потрескиванием (фиг. 9).

Очень часто в таких источниках вместе с газом выделяется и нефть в виде комочков или хлопьев, которые время от времени выскакивают из воды и в виде коричневых ирризирующих пленок расплываются на ее поверхности. Волнением, производимым постоянным выделением газа, эти пленки отбиваются к бокам источника и, смешиваясь с почвой, образуют вокруг него кировые натеки. В некоторых случаях наблюдается выделение только одного газа без нефти. Основной составной частью газа минеральных источников является метан; кроме него, в небольшом количестве

встречаются более тяжелые углеводороды, а также в небольших количествах CO, CO_2, N, H и H_2S.

Геологу следует не переоценивать значения выходов газа как показателей нефтяных месторождений и помнить, что только изучение геологических условий местности, в которой наблюдаются газопроявления, могут дать истинную оценку их значения.

Весьма ценные указания дает иногда выделение сернистого водорода, присутствие которого не трудно обнаружить по запаху.

К. Крэг отмечает, что если нефтеносным пластом является известняк, то выделение H_2S бывает весьма обильно и является даже серьезной угрозой для человеческой жизни.

Грязевые вулканы

Грязевые вулканы, или грязевые сопки, известные также под именем сальз, являются местами выделений иногда чрезвычайно большого количества газов. Классическими, всемирно известными областями развития грязевых вулканов, или сопок, в пределах Союза являются Таманский и Керченский полуострова, северо-западная оконечность Кавказского хребта и в особенности юго-восток Кавказа вместе с Апшеронским полуостровом, Кабристанскими пастбищами и Сальянской степью.

Размеры этих грязевых сопок чрезвычайно разнообразны: от маленьких сопочек, занимающих площадь в 1—2 *м*^{2}, до больших гор конической формы, занимающих площадь в несколько квадратных километров и достигающих высоты нескольких сот метров над уровнем моря. Чаще всего они представляют сравнительно небольшие и невысокие холмы конической формы с кратерами округлой формы на вершине, из которых или непрерывно, или периодически происходит выделение газа, воды и грязи, причем последние растекаются по склонам сопок. Грязевые вулканы больших размеров встречаются по преимуществу на юго-восточном окончании Кавказа среди Кабристанских пастбищ и в Сальянской степи.

Примером таких больших вулканов может служить гора Тоурогай, которая поднимается среди Кабристанских пастбищ в виде конической возвышенности, имеющей абсолютную отметку свыше 400 *м* и диаметр основания более 6 *км*. На вершине ее находится большой кратер, имеющий в поперечнике около 200 *м*, окруженный кольцевым валом из сопочной брекчии.

Некоторые грязевые вулканы Сальянской степи достигают таких больших размеров: кратер грязевого вулкана Калмас имеет в поперечнике около 500 *м*.

Грязевые вулканы, или сопки, делятся на действующие и потухшие. В действующих вулканах происходит постоянное или периодическое извержение газов, воды и грязи.

В больших грязевых вулканах происходят периодические извержения, но не огненно-жидкой лавы, а газов и грязевых масс,

которые мощными покровами растекаются по склонам вулкана в виде широких языков, иногда спускающихся на значительное расстояние в соседние равнины. При таких извержениях нередко происходит воспламенение газов, и над вулканами поднимаются высокие огненные столбы.

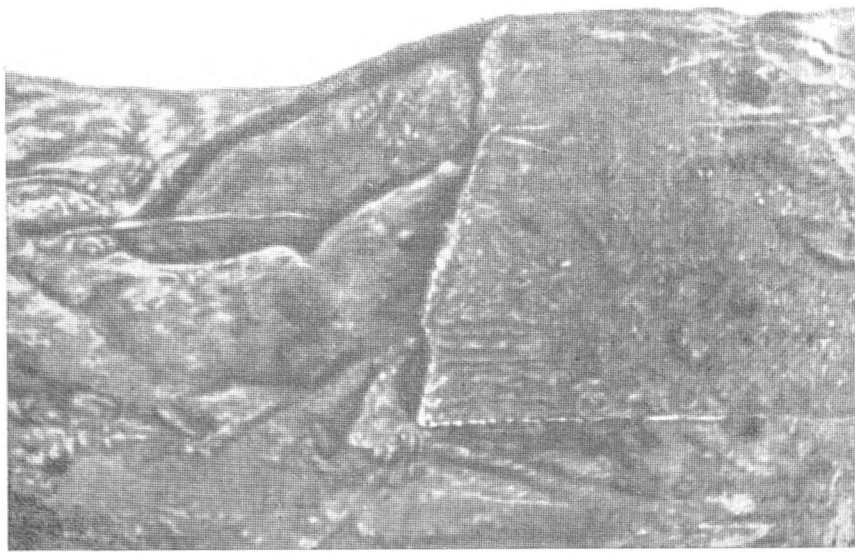
Явления подобного рода наблюдались при извержении грязевого вулкана Локбатан, расположенного на западном берегу Путинского залива, у выхода к Каспийскому морю Ясамальдской долины. Извержение этого вулкана происходило в 1914, 1924, 1925 гг. и в апреле 1935 г. «Огненное» извержение 1925 г. было особенно эффективно: над вулканом в течение нескольких часов возвышался огненный столб из горящих газов. Автору пришлось быть на вершине Локбатана летом 1926 г. приблизительно через полгода после извержения. В жерле вулкана, вокруг которого нагромождено большое количество сопочной грязи, все время происходило выделение горящих газов, и почва вокруг была настолько раскалена, что конец железной лопатки накалялся докрасна. В воздухе чувствовался запах сернистого газа, а на стенках кратера наблюдались белые, нежные налеты сернистых образований. «Огненные» извержения за последнее время отмечены в потухших вулканах Кабристанских пастбищ — Отман-Бозdаг и др.

Извержения, сопровождающиеся воспламенением газов, многими исследователями, начиная с Палласа, отмечались и в вулканах Таманского полуострова, где один из грязевых вулканов получил характерное название Горелой Горы.

Многие из грязевых вулканов в настоящее время считаются потухшими. Некоторые из них прекратили (может быть, только временно) свою деятельность на памяти людей, в историческое время, а другие, по-видимому, в предшествующую геологическую эпоху, ибо среди верхнетретичных и постплиоценовых образований мы часто находим ископаемые сопочные отложения и ископаемые грязевые вулканы. Примером последних служит грязевой вулкан на восточном берегу оз. Зых (фиг. 10). В этом вулкане, вскрытом процессами денудации среди отложений апшеронского яруса, отчетливо отпрепарировано жерло, заполненное сопочной брекчией, среди которой попадаются куски нефтяных песчаников и куски мергелей со *Spirialis* из отложений II средиземноморского яруса.

Особый интерес представляет изучение состава сопочной брекчии, что может пролить свет на генезис вулканов и на положение очагов, откуда происходит извержение газа. В некоторых грязевых сопках вместе с сопочной грязью иногда выносится фауна в хорошей сохранности из горизонтов, через которые проходит жерло вулкана. Иногда это дает возможность делать выводы, что очаг вулкана не остается на одном месте и перемещается в более верхние и молодые образования.

Например, на Тамани, у западного края станицы Ахтанизовской расположена грязевая сопка, известная под именем «Блеваки». Нижняя часть ее склона покрыта сопочными отложениями,



Фиг. 10. Ископаемый грязевой вулкан на оз. Зых

в которых очень часто попадаются куски пород сарматского возраста, а в настоящее время из сопки изливаются жидкие грязевые потоки, покрывающие его вершину, выносящие фауну киммерийского яруса. Это показывает, что очаг извержения переместился вверх и перешел из сарматских отложений в более молодые плиоценовые образования киммерийского яруса.

Чрезвычайно характерные явления представляют собою грязевые вулканы среди моря, известные как в Каспийском, так и Азовском морях в прибрежных зонах, тяготеющих к областям развития «сухопутных» грязевых сопок. Выступающие иногда над поверхностью воды конусы таких вулканов образуют острова Бакинского архипелага: Лось, Обливной, Дуванный, Свиной и др. Один из таких островов — Кумани, — впервые описанный еще в 1861 г. Абихом, периодически появляется и снова исчезает, что объясняется очередными выбросами сопочной грязи и смывом ее морем. Кроме того, встречаются и «подводные вулканы» в полном смысле этого слова, не выступающие над водной поверхностью и опознаваемые лишь по косвенным проявлениям или обнаруживаемые геофизическими методами. Такой вулкан имеется, например, у Биби-Эйбатской бухты.

Несомненная связь значительной части грязевых вулканов с нефтяными месторождениями и их совместное существование были известны давно.

Примером такой связи могут служить старейшие нефтяные месторождения Бакинского района: Балахано-Сабунчинское, Биби-Эйбат и др. Из более новых месторождений в этом отношении чрезвычайно любопытно месторождение Нефтечала, или Ханкишлак, расположенное в 15 *км* к югу от Банковского рыбного промысла в устьях р. Куры и в 3—4 *км* от берега Каспийского моря. Здесь среди низменной равнины, сложенной позднейшими отложениями Каспия с *Cardium edule*, можно видеть ряд маленьких грязевых сопочек, расположенных вокруг небольшого грязевого вулкана, выделяющего газ и грязную воду. Многие из сопочек выделяют газ и нефть. В этом районе в 1915 г. велись разведочные работы и было пробурено довольно большое количество неглубоких буровых скважин. В одной из таких скважин с глубины приблизительно 20—25 *м* был получен небольшой фонтан нефти. В послереволюционное время Азнефть возобновила здесь разведочные работы уже в промышленном масштабе. При этом было отмечено любопытное явление: на месте мелкой фонтанной скважины образовался небольшой настоящий грязевой вулканчик правильной конической формы, из которого происходило постоянное выделение газа, нефти и грязи. Этот вулканчик, или сопочка, возник как бы на наших глазах.

Разведка этой местности увенчалась успехом. Здесь, примерно с глубины 196 и 275 *м*, получена была промышленная нефть из слоев среднего отдела апшеронского яруса. Разведочные скважины заложены как раз на месте выходов нефти и развития грязевых сопок. Нужно, однако, заметить, что во многих случаях бурение в близком соседстве с грязевыми сопками не дает положительных результатов. Скважины в таких случаях попадают в сопочную грязь, заполняющую скважину, которая становится совершенно непроходимой. Вспомним неудачные результаты бурения на Биби-Эйбатской бухте в месте, где было обнаружено жерло грязевого вулкана. Часть месторождения оказалась пораженной грязевой сопкой и была скинута со счета нефтеносных фондов Биби-Эйбатского месторождения. Но уже на сравнительно небольшом расстоянии от пораженного места были получены скважины с очень высоким дебитом.

Примеры связи нефтепроявления с грязевыми сопками можно было бы весьма значительно увеличить (Локбатан, Ахтарма, Кизыл-тепе, Шонгар и др.). При несомненной закономерности этой связи генетическая ее сущность долго оставалась лишь объектом смутных догадок и неправильных толкований. Так, попытка объяснить, что газ, выделяющийся в грязевых сопках, имеет источником нефтяные месторождения, и что, следовательно, грязевые вулканы как бы «сидят» на них, не могла быть во многих случаях признана удовлетворительной. Возьмем для примера Бинагадинское нефтяное месторождение Бакинского района. Нефть в нем залегает в низах продуктивной свиты на южном крыле Бинагадинского купола на значительном (не менее 1 *км*) расстоянии от ядра

складки, сложенного слоями коунской свиты и майкопскими слоями. На этом ядре протыкания сидят два потухших грязевых вулкана — Беюк-даг и Кичик-даг, в выбросах которых автор находил куски не только нижнетретичных, но и верхнемеловых пород. Значит, источником газа в этих вулканах были породы значительно более древнего возраста, чем верхнеплиоценовые залежи нефти в продуктивной толще, с которыми, как это видно, никак нельзя генетически связать газовые извержения вулканов Беюк-дага и Кичик-дага. Гораздо естественнее уже и логичнее было бы считать, что Бинагадинское месторождение образовалось за счет углеводородных газов, выделявшихся из грязевых сопок и сконденсировавшихся под влиянием тех или иных, пока неизвестных нам причин в песчаных пластах продуктивной толщи. Но и такая форма генетической связи нефтепроявлений с грязевыми сопками пока не может считаться вполне доказанной.

Касаясь вопроса о генетической связи грязевых вулканов с нефтяными месторождениями, в первом издании своего курса автор должен был отметить чрезвычайно слабую изученность этого интереснейшего вопроса и ограничиться лишь констатацией совместного существования грязевых вулканов и месторождений нефти. Сейчас затронутый нами вопрос, правда, еще далек от общего и вполне ясного разрешения, но изучение отдельных районов распространения грязевых вулканов и, в частности бакинского, внесло уже в него большую ясность.

В своем докладе на тему «Тектоника юго-восточной части Кавказа в связи с нефтеносностью этой области», читанном в Вашингтоне в 1933 г., автор высказался по этому вопросу следующим образом:

«Все явления — и геологическое строение (зоны погружения), и нефтеносность, и грязевой вулканизм — составляют единое генетическое целое. газо- и нефтепроявления и грязевой вулканизм суть функции одних и тех же общих причин, именно функции геологического строения, в частности функции особых форм тектоники — диапировых структур».

Более подробно мы сможем коснуться вопроса об образовании грязевых вулканов в другом месте, уже после того как читатель познакомится ближе с типами складчатости, с одной стороны, и стратиграфией Кавказа, с другой, сейчас же можно дать по этому поводу лишь следующие предварительные, общего характера объяснения.

Представим себе, что в типичной области опускания, где в прежние геологические эпохи шла непрерывная борьба суши и моря с чередованием трансгрессии и регрессии этого последнего (такой типичной зоной являлся в третичную эпоху юго-восточный Кавказ), отложились осадки, богатые органическим материалом, которые затем оказались погребенными под более молодыми осадками. Растущий в мощности покров способствовал повышению под ним давления и температуры и созданию условий, благо-

приятных для разложения органического материала и процесса нефтеобразования. С другой стороны, в пределах общей площади, занятой этими отложениями, стали постепенно проявляться местные процессы складкообразования, в результате которого возникли системы антиклинальных и синклинальных складок. Вторичная складчатость в свою очередь обусловила неровный рельеф морского дна с неравномерными последующими накоплениями осадков, которые, естественно, сползали в синклинальные, вогнутые части этого рельефа.

Неравномерный рост осадков обусловил собою дифференциацию участков с повышенным и пониженным давлением. При повторных орогенических фазах разница в давлении между смежными отдельными участками все более и более усиливалась. Мог наступить такой момент, когда массы пластичных глин под давлением в несколько сотен атмосфер вышли из равновесия и вместе с газом, водой и нефтью устремились вверх по линиям наименьшего сопротивления в сводовые части антиклинальных складок. Сначала поднялись газы и вода, как наиболее подвижные, за ними уже последовали нефть и глинистые массы. В условиях громадного давления происходили местные прорывы складок с образованием так называемых диапировых структур. При обильном притоке снизу газа этот последний, не успевая постепенно спокойно выделяться наружу, скопляется в ядре складки и вызывает извержения: газ вырывается и, воспламеняясь, образует вертикальный огненный столб, затем следует излияние грязевых потоков и выброс обломков твердой породы, которые, смешиваясь с жидкой грязью, образуют «сопочную брекчию», покрывающую склоны вулкана — окружающие пониженные части рельефа. Так возникают грязевые вулканы. Нефть, воспользовавшись системой разрывов и трещин, образовавшихся вокруг вулкана, поднималась в верхние, разрыхленные горизонты и скоплялась вокруг ядра. Так возникли связанные с грязевыми вулканами нефтяные месторождения.

Покончив с вопросом о генетической связи грязевого вулканизма и нефтяных месторождений, мы должны еще раз подчеркнуть, что существуют многочисленные нефтяные месторождения, ни в какой мере не связанные с областями распространения грязевых вулканов, или сопок. Сюда относятся, например, нефтяные месторождения Грозненского района, многочисленные месторождения США и др.

Выходы пропитанных нефтью пород

Эти признаки являются чрезвычайно распространенными как во многих нефтеносных районах СССР, так и за его пределами в нефтяных месторождениях Америки (Калифорния и др.), Европы (Румыния и Польша) и Азии (Южный Иран). В пределах Апшеронского полуострова значительное количество этих выходов

отмечено в Кирмаку, Бинагадах, Аташкя, Путе и в ряде других мест. Во всех этих местах на дневную поверхность выходят нефтяные пласты, иногда столь сильно насыщенные, что образуют кировые натеки, а иногда в виде истощенных, сильно выветрелых песков с коричневой или темно-бурой окраской.

В Грозненском районе выходы нефтяных песков встречаются по всему району Черных гор, где обнажаются головные части спаниодонтелловых и чокракско-спириалисовых слоев, среди которых залегают нефтеносные горизонты Старогрозненского и Новогрозненского нефтеносных районов, на Сунженском хребте в центре размытой сунженской антиклинали и в центральной части антиклинали Старогрозненского района. Особенно любопытны выходы нефтяных песков, достигающие до 10—15 *м* мощности, в Майкопском районе на Нефтяно-Ширванской нефтеносной площади по р. Чекоху и по балке с «новыми» и «старыми» нефтяными колодцами. Выход мощных нефтяных песков, достигающих до 40 *м* мощности, известны в Закавказье и в Ширакской степи в Мирзанском овраге.

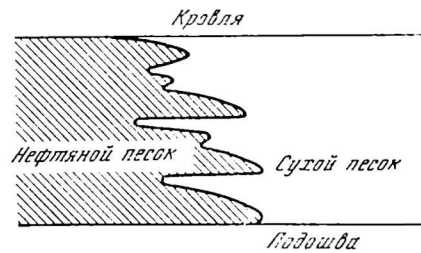
Нефтеносные пески иногда бывают столь сильно насыщены, что нефть вытекает из них ручейками или же выжимается при сжатии нефтяного песка в кулаке. Иногда, напротив, насыщение бывает столь слабое, что битум даже не ощущается на запах, и порода имеет вид истощенного нефтяного песка. Присутствие в ней битума узнается по бензиновой вытяжке или по вытяжке какого-либо другого растворителя, который обычно окрашивается в коричневый или бурый цвет. Нефтяные пески имеют или коричневую, или темно-бурую, или же черную окраску. Бурую окраску имеют и пески, содержащие большое количество окислов железа. Они по виду, особенно издали, напоминают истощенные нефтяные пески. Наличие или отсутствие окраски бензиновой пробы решает определенно, с какими песками имеем мы дело.

Во многих случаях обнаженные песчаники издалека кажутся темно-бурыми, напоминающими по виду нефтяные пески, однако близкое знакомство с ними может убедить исследователя в том, что здесь налицо только растительная корка из мха и лишайника, которые покрывают поверхность породы.

Интересно отметить и такого рода явления, когда выходящие на дневную поверхность песчаные нефтяные пласты имеют неоднородный литологический состав. В одном и том же пласте можно видеть линзы мелкого и крупного песка и разную степень насыщенности их нефтью. Одни места более пропитаны нефтью, другие — слабее, а третьи — совершенно пустые. В Бинагадах, между прочим, можно видеть такой песчаный пласт, одна половина которого отделяется от другой неровными зубчатыми выступами и имеет характер истощенного нефтяного песка, а вторая представляет сухой белый песок (фиг. 11). При пропитывании песка нефтью в первую очередь насыщаются ее части, имеющие более грубозернистое строение. Наоборот, при истощении пласта,

при потере им нефти более крупный песок легче отдает нефть, чем мелкий, где нефть задерживается на более продолжительное время.

Какое же значение имеют выходы нефтеносных пород на дневную поверхность в качестве показателей благонадежности нефтяного месторождения? В разных условиях они имеют и разное значение. Если выходы нефтяных песков проявляются в сводах глубоко размытых антиклиналей, где все нефтеносные породы



Фиг. 11. Неравномерное распределение нефти в песке Бинагадинского месторождения

обнажены полностью, такие признаки нефти являются неблагоприятными. Если же, наоборот, нефтяные пласты появляются в своде закрытой антиклинали, скрывающей в себе мощные свиты песчано-глинистых отложений, не затронутых денудацией, такой признак является благоприятным. В качестве примера можно указать выходы верхних нефтяных песков спаниодонтеллового горизонта в Мамакаевской балке Старогрозненского района.

Обычный нефтяной пласт, выходящий на дневную поверхность, сам по себе промышленного интереса в большинстве случаев не представляет. В этом убеждают нас неудачные попытки найти нефть в песках нефтяного горизонта в Майкопском районе, головные части которого на выходах сильно насыщены нефтью, а вниз по падению в недрах оказались истощенными, залитыми водой. Но наличие таких пластов указывает, что где-то в месторождении нефть есть. И здесь признаки нефти должны быть сопоставлены с данными геологического строения района.

Озокеритовые и мэнджэковые жилы

Остается сказать несколько слов о жилах, заполненных битуминозным веществом, известным под разными именами в разных странах в зависимости от их химического состава. Все они могут служить верными признаками при поисках нефти. Обычно все эти жилы представляют собой трещины в земной коре, по которым высачивалась или выходила нефть. Последняя испарялась, теряла свои летучие части, загустевала и с некоторой примесью минеральных веществ заполняла трещину, образуя жилу. Таким образом, содержимое жилы представляет собой затвердевшие

нефтяные остатки. В зависимости от состава исходного вещества нефти жилы разделяются на мэнджэковые и озокеритовые.

Первые из них, по К. Крэгу, возникают в результате затвердевания нефтей асфальтовой базы, а вторые — парафиновой базы.

Мэнджэковые жилы особенно распространены на о. Барбадосе, где под местным названием manjak известны еще с начала XVII в. Мэнджэковые минералы К. Крэг подразделяет на категории по содержанию в них связанного углерода и по реакции их на некоторые растворители, что видно из нижеследующей табл. 37. В Советском Союзе известна мощная жила асфальтита в районе Бугуруслана.

Таблица 37

Классификация мэнджэковых минералов, по К. Крэгу, в %

Минерал	Уд. вес	Битум, растворимый в сероуглероде	Мальтены, растворимые в бензине	Связанный углерод
Джильсонит	1,04	93,4—99,5	35—72	3,3—26,2
Барбадосский мэнджэк	1,08	97,4—99,2	15—36	25
Египетская блестящая смола	1,09	99,7	23,5	15
Тринидадский мэнджэк	1,09—1,1	84—96,2	5,3—56	24—33
Грэмит	1,16	94,1—98,2	0,4—3,3	41—53
Вурцилит	1,05	6,7—12,8	—	5,2—8,8
Альбертит	1,07—1,2	1,6—11,9	Сл. —3,2	29,8—54,2

Месторождения озокерита промышленного значения сосредоточены в восточной части Галиции, в районах Бориславa, Тустановиц, Давиняча и других местах. Сеть крупных и мелких трещин, заполненных озокеритом, пересекает здесь мергеля и сланцы, выполняющие собою мощную сбросовую трещину. Озокеритовые жилы обнаруживают веерообразное ветвление.

Жилы различаются по мощности, простиранию и падению; некоторые из них достигают большой мощности: так, например, жила Вистабела в сан-фернандском горизонте (США) имеет мощность в 10 *м*. Простирание жил иногда самое неправильное, но иногда они бывают строго ориентированы с некоторыми основными линиями данного месторождения. Так, например, на Бориславском месторождении различают два основных направления жил: одно, совпадающее с общим простиранием пластов, и другое, ему перпендикулярное. Кроме основных направлений, имеются также и некоторые второстепенные — под разными углами. Падение жил обычно крутое, угол падения нередко близок к вертикальному.

В СССР к тому же жильному типу относятся месторождения на о. Челекен и в материковой части Туркмении (Небит-Даг). На фиг. 12 изображена озокеритовая жила на о. Челекен.

Имеется и другой, пластовый, тип месторождений, развитый в Галиции, Румынии и в районе Майкопа, в Фергане и на том же о. Челекен. В Карпатах озокеритовые месторождения этого типа встречаются среди глинистых сланцев; на о. Челекен мы имеем пески, пропитанные озокеритом; в Фергане озокерит, с одной стороны, пропитывает толщи песчаников и известняков, с другой, залегает среди них в виде жил, что придает этому «ферганскому» типу месторождений своеобразный, смешанный характер.

Геологические структуры в осадочных породах (антиклинальные складки, купола, структурные террасы и т. п.), особенно так называемые соляные купола, на основании обширной практики разработки нефтяных месторождений в США по справедливости считаются наиболее надежным признаком промышленных подземных скоплений нефти.



Фиг. 12. Жила озокерита на о. Челекен

Основной целью поисков и разведки на нефть США было отыскание подобных структур, изучение их геологического строения и последующая разведка бурением. Ввиду почти полного исчерпания таких структур в США перешли к поискам залежей нефти, приуроченных к так называемым стратиграфическим ловушкам, о чем подробно скажем ниже.

Признаки нефти в скважинах

Вопрос о благоприятных признаках, в особенности в разведочных скважинах, имеет практическое значение. К сожалению, выяснение, какие признаки являются благоприятными и стимулирующими углубление скважины, встречает затруднения вследствие разнообразности условий, в которых приходится производить поиски нефти. То, что в одних условиях может считаться признаком благоприятным, в других является признаком неблагоприятным.

Возьмем, например, такой признак, как появление газа или нефти в скважине. Если эти признаки появляются в перекрывающей нефтяные горизонты свите глинистых образований, тогда даже малые количества газа или нефти являются признаками благоприятными. Появление же небольшого количества нефти и газа при прохождении мощных песчаных пластов является признаком отрицательным, указывающим, что эти пласты или мало насыщены или же потеряли свою нефть.

Если разведка ведется в местности, геологически не изученной, при помощи скважины, заложенной наугад, которую американцы называют «wild cat» («дикая кошка»), всякое проявление газа или нефти должно почитаться признаком благоприятным.

Если разведка производится в местности, геологически хорошо изученной, с хорошо известным геологическим разрезом и положением в этом разрезе свит с проявлениями нефтеносности, то все указания, что скважина приближается к этой нефтесодержащей свите, должны почитаться благоприятными; даже отсутствие признаков нефти и газа в перекрывающих ее глинистых свитах нельзя рассматривать как признак неблагоприятный, ибо это отсутствие позволяет заключать, что основная залежь хорошо закупорена и сохранилась неистощенной.

Глава II

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СИСТЕМАМ

В первые годы изучения геологии нефтяных месторождений существовало довольно распространенное мнение, что нефть приурочена к определенным геологическим отделам или ярусам и от нахождения нефти в тех или иных геологических образованиях предполагалось возможным делать заключение об их возрасте. Так, одно время думали, что нефть на Кавказе находится в свитах олигоценового возраста. Возникновение этого взгляда относится к 1865 г., когда на Северном Кавказе, на Крымском, или Кудакинском, месторождении впервые забил нефтяной фонтан. Возраст слоев, содержащих нефтяную залежь, был определен тогда Германом Вильгельмом Абихом, основателем геологии Кавказа, как олигоценовый.

Впоследствии, когда приступили к изучению нефтяных месторождений Апшеронского полуострова, возраст продуктивной толщи тогдашними исследователями был определен тоже как олигоценовый. Этот возраст долгое время приписывали всем нефтеносным свитам Кавказа, и только детальное изучение условий залегания нефти привело к убеждению, что *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. Это основное положение может быть подтверждено многочисленными примерами.

Рассмотрим нефтеносность отдельных геологических систем по странам, начав с низов стратиграфической колонны.

ПАЛЕОЗОЙСКИЙ ВОЗРАСТ

Нефтяные месторождения, подчиненные геологическим образованиям палеозойского возраста, распространены главным образом в Северной Америке — в Соединенных Штатах и в Канаде, частично в Европейской части СССР и в Сибири.

Кембрийская система

В отложениях этого возраста нефть встречена в непромышленных количествах в Канаде, именно в Новой Шотландии и на о. Ньюфаундленд, кроме того, в кембрийских отложениях западной части штата Нью-Йорк (в США) встречается небольшое количество газа.

Это скудное нахождение нефти и газа в кембрийских образованиях западного полушария объясняется тем, что в Америке многие породы этого возраста являются частично или полностью метаморфизованными, а в других породах хотя метаморфизм и не зашел далеко, все же послужил причиной уменьшения объема пор, что в свою очередь исключило возможность скопления в них нефти в промышленных количествах. Однако поскольку в других местах, например в Восточной и Центральной Европе, кембрийские образования представлены слабо измененными породами, например, рыхлыми песками, неплотными глинами, залегающими почти горизонтально, пример Северной Америки нельзя рассматривать как общее правило, и все осадочные породы кембрийского возраста, не подвергшиеся метаморфизму, могут рассматриваться как возможные источники нефти. Это подтверждается находкой мощных залежей полужидких и жидких битумов в нижнекембрийских отложениях [28] в Олекминском районе (Сибирь) на р. Толбе.

Ордовикская система

Ордовикская система как аналог нижнего силура, по классификации европейских геологов, является пока первой по времени, в которой образовались значительные нефтяные залежи, что объясняется широким распространением в отложениях этой системы пористых пород, способных играть роль резервуаров для нефти. Наиболее показательным в этом отношении является трэнтонский известняк — один из основных и наиболее богатых продуктивных нефтеносных горизонтов в районе Лима—Индиана, в частности в штате Огайо. Ховард (Howard) [1] отмечает, что площадь ныне известных нефтяных месторождений, приуроченных к этому стратиграфическому горизонту, составляет лишь небольшую часть площади его распространения, что открывает еще очень большие возможности для будущей разведки на нефть. В месторождении Семинол (в штате Оклахома), получившем мировую известность в 1927—1928 гг., нефть добывается из песка Уилькокс, принадлежащего по своему возрасту к ордовикской системе, именно к свите Симпсон. Этот же горизонт выделили по своей продуктивности и на месторождении Оклахома-Сити.

---

[1] *W. V. Howard.* Accumulation of oil and gas in Limestone Problems of Petr. Geology. Tulsa—London, 1934, стр. 375.

В пределах Европы к нижнему силуру относятся горючие сланцы южного побережья Финского залива Балтийского моря.

В Средней Азии выходы нефти в породах силурийского возраста найдены в Зеравшанской долине.

Силурийская система

В пределах Соединенных Штатов, главным образом в восточной нефтеносной области, эта система содержит несколько нефтеносных и газоносных горизонтов. Песчаные пласты среди сланцев мэдина нижнего силура являются нефтеносными и газоносными в штате Нью-Йорк и в провинции Онтарио (Канада).

Наиболее замечательным является залегающий выше этих сланцев газоносный песок Клинтон в штате Огайо. Горизонты среднего силура содержат нефтеносные пласты в том же штате. Ниагарская свита верхнесилурийского возраста является продуктивной на большой площади в штатах Кентукки, Нью-Йорк, Индиана и Огайо [29].

Девонская система

Девонская система содержит многочисленные нефтяные горизонты (не менее 20), которые разрабатываются главным образом в Аппалачском нефтяном районе в штатах Нью-Йорк, Пенсильвания и Западная Виргиния, причем наибольшее практическое значение получили нефтеносные горизонты верхнего девона. Из девонских отложений получается нефть и в месторождениях Мид-Континента, главным образом в Оклахоме, но здесь они имеют меньшее значение, чем в восточной области. Небольшое количество нефти в девонских отложениях найдено в долине р. Макензи в Канаде.

В Европейской части СССР нефть в девоне обнаружена на р. Ухте — в Ухтинском районе, где нефтеносная свита имеет верхнедевонский возраст. Она покрывается свитой горючих сланцев «домаников», в некоторых отношениях аналогичных верхнедевонским сланцам Чаттануга в Соединенных Штатах. Эти сланцы Чаттануга некоторыми американскими геологами считаются за материнскую породу, давшую исходный материал для образования девонской нефти в месторождениях восточной нефтяной области и Мид-Континента в Соединенных Штатах.

Здесь же необходимо отметить сапромикситовые сланцы верхнедевонского возраста, обнаруженные по р. Барзас в северо-восточной части Кузнецкого каменноугольного бассейна. Они вместе с другими породами того же возраста содержат несомненные признаки нефтеносности [30].

Каменноугольная система

По подразделению американских геологов каменноугольная система состоит из трех отделов, а именно (в порядке снизу вверх): 1) миссисипского, 2) пенсильванского и 3) пермского. Все они

в пределах Соединенных Штатов содержат ряд нефтеносных горизонтов, в некоторых случаях имеющих громадное промышленное значение. Отложения миссисипского возраста, представленные песчаниками и известняками, содержат нефтеносные горизонты, которые разрабатываются в штатах восточной области: Иллинойс, Огайо, Западная Виргиния, Индиана и Кентукки и в штатах Мид-Континента: Оклахома, Канзас и Техас.

В миссисипском отделе (нижний карбон) Мид-Континента насчитывается до 10 нефтеносных горизонтов, такое же приблизительно количество их предполагается и в Аппалачской области. Из отдельных нефтеносных горизонтов этого отдела крупную роль в добыче сыграла так называемая мощная известняковая толща в штатах Индиана и Огайо и известняки Бэнд в штате Техас.

Нефтеносные горизонты пенсильванского отдела разрабатываются главным образом в штатах Канзас и Оклахома; среди них по богатству и постоянству выделяется свита Чироки, содержащая богатейшие нефтеносные пласты северо-восточной Оклахомы, например бартлесвильский песчаник, из которого одно время получалось до 90% оклахомской нефти. В Аппалачской области этот отдел в нефтеносном отношении, хотя и имеет второстепенное значение, все же содержит ряд нефтеносных горизонтов, разрабатываемых в штате Западная Виргиния. Этот отдел в Соединенных Штатах содержит богатейшие угленосные залежи.

За пределами Соединенных Штатов в отложениях каменноугольной системы нефть обнаружена в Европейской части СССР.

Промышленная нефтеносность карбона установлена в Европейской части Союза на Самарской Луке возле г. Сызрань (низы среднего карбона) и на р. Каме несколько ниже г. Пермь в Краснокамском месторождении тоже в низах среднего или, быть может, в верхах нижнего карбона.

В разведочной скважине, пробуренной в Кизеловском каменноугольном районе, признаки нефти обнаружены в свите, непосредственно налегающей на продуктивные угленосные слои нижнего карбона с *Productus meselobus*. В Коми АССР, в районе Точильной горы и по рекам Большой и Малой Кожве признаки и залежи нефти обнаружены в породах верхнекаменноугольного возраста [31].

Пермский отдел

Этот отдел, являющийся по классификации европейских геологов самостоятельной пермской системой, состоит по преимуществу из отложений, возникших, по-видимому, в неблагоприятных для накопления нефтеобразующего материала условиях континентального характера. Широко распространенные явления эрозии удалили бо́льшую часть первоначально отложенных пермских слоев. Многие участки земной коры, покрытые пермскими осадками, испытали сильные горообразующие движения, что в свою очередь неблагоприятно отразилось на залежах нефти в тех местах, где она все же

возникла. Нефтеносные пласты были выведены на дневную поверхность, и нефть из них ушла в процессе их естественного постепенного истощения. И тем не менее, среди этой системы встречается ряд чрезвычайно богатых нефтяных месторождений, наиболее ярким примером которых служат месторождение Панхэндл в северо-западном углу штата Техаса, а также богатейшие нефтяные пласты среди пермских отложений Западного Техаса (р. Пэкос). Некоторые нефтяные горизонты штатов Вайоминг, Монтана и Юта тоже приурочены к свитам пермского возраста или пермо-карбона.

Совершенно иначе обстоит дело у нас, в СССР, где пермские горизонты играют виднейшую роль среди нефтеносных отложений Урало-Волжской области (Верхнечусовские Городки, Стерлитамак, Эмбенская область).

Основным нефтеносным горизонтом в Стерлитамакском районе является брахиоподово-мшанковая толща артинского возраста, залегающая на границе карбона и перми. Широкие промышленные перспективы связаны с пермскими отложениями Эмбенской нефтеносной области. Здесь среди химических осадков кунгурского яруса залегают соляные толщи, играющие исключительную роль в образовании солянокупольных структур, к которым приурочены залежи нефти. Пермская нефть обнаружена в ряде месторождений района: в Макате, Искине, Шубаркудуке и др. [32].

МЕЗОЗОЙСКИЙ ВОЗРАСТ

Триасовая система

Триасовая система является наиболее скудной в нефтеносном отношении. Ей подчинены нефтяные месторождения, имеющие или второстепенное промышленное значение, или даже совсем его не получившие. В штате Вайоминг из свиты Чагуотэр добывается небольшое количество нефти, которая попала в эту свиту, по мнению некоторых геологов, из сланцев более древнего возраста. Нефтяное месторождение Габиан в округе Эро на юге Франции содержит нефть, подчиненную породам триасового возраста [33].

Юрская система

В пределах Северной Америки этой системе подчинены нефтяные месторождения Аляски, в штате Вайоминг — свита Сендэнс и в штате Монтана — свита Эллис, которые содержат нефтеносные горизонты, дающие нефть в промышленных количествах.

В Мексике юрская нефть была получена всего из трех скважин из горизонтов, относимых Мюром к киммериджскому возрасту. Некоторое количество нефти из отложений юрского возраста получается в Аргентине в месторождении Некуэн.

Богатые залежи нефти Доссора, Маката, Косчагыла и других нефтяных месторождений Урало-Эмбенского района подчинены

песчано-глинистой доссорской свите юрских отложений. Эти месторождения являются, пожалуй, наиболее богатыми из всех мировых месторождений юрского возраста. На Доссорском месторождении этой свите среднеюрского возраста подчинены четыре нефтяных горизонта.

Признаки нефтеносности имеются в юрских отложениях некоторых пунктов Ферганы и Грузии.

Меловая система

Меловая система является в нефтеносном отношении наиболее богатой из всех геологических систем мезозойской эры. В США она подразделяется на два отдела: нижний мел и верхний мел. Залежи нефти встречаются как в том, так и в другом.

Нижний мел, или свита Команчи, по терминологии американских геологов, является нефтеносным в ряде мест Северной Америки, в частности, в штате Техас.

В Южной Оклахоме и в сбросовой зоне Среднего Техаса в основании нижнего мела залегает нефтяной песок Тринити, который является продуктивным в некоторых месторождениях этой зоны. В штатах Монтана, Вайоминг, Колорадо в ряде месторождений нефть получается из песка Дакота и из свиты Кутенэй, принадлежащих также нижнему мелу.

В Мексике в южной нефтеносной зоне нижнему мелу подчинен нефтеносный горизонт Эль-Абра (по старой терминологии Томасопо), представленный плотным белым или сероватым известняком. С этого именно горизонта получены мощные фонтаны Дос-Бокас, Хуан-Кассино № 7, Потреро-дель-Льяно № 4, которые во втором десятилетии XX в. создали мировую известность мексиканским месторождениям так называемой золотой полосы и выдвинули Мексику в то время на второе место в мировой добыче. В пределах северной, граничащей с США нефтеносной областью (район Пануко), роль главного нефтеносного горизонта играет известняк Тамаулипас, также относимый к нижнемеловому возрасту.

В Южной Америке из нижнемеловых отложений нефть отчасти добывается в Венесуэле.

В пределах восточного полушария нижнемеловым отложениям подчинены в Европе нефтяные залежи в Ганновере и некоторые нефтяные месторождения Польши и Румынии (зона карпатского флиша— нижние иноцерамовые слои).

Верхний мел, или свита Голф, по терминологии американских геологов, в различных местах земного шара обнаруживает обильную нефтеносность.

В Соединенных Штатах в Среднем, Южном и Восточном Техасе, в юго-западном углу штата Арканзас и в северной части Луизианы верхнемеловые отложения принимают участие в строении нефтяных месторождений, приуроченных к сбросовым зонам и другим структурным формам этих районов. В сбросовой зоне Балко-

нес и соседнем с ней к востоку нефтеносном районе Люлинг — Мэхия главным нефтяным горизонтом является песок верхнего мела Вудбайн. В северной Луизиане и юго-западном Арканзасе наиболее продуктивным (в порядке их значения) являются: песок Накаточ, мел Аннона и песок Блоссом, относящиеся по возрасту к верхнему мелу.

В районе Скалистых гор верхнемеловые отложения входят в состав многочисленных нефтяных месторождений этой области. В штатах Вайоминг, Монтана, Колорадо и в восточной части штата Юта главнейшими нефтяными горизонтами являются пески и песчаники, залегающие среди верхнемеловых свит Монтаны и Колорадо, а именно песок Шеннон и главным образом песок Уолл-крик, являющийся главным нефтяным горизонтом самого богатого месторождения Солт-крик в штате Вайоминг. Все эти свиты уходят далеко на юг и север и прослеживаются вдоль восточного склона Скалистых гор от штата Нью-Мексико на юге до Северного Ледовитого океана на севере и в ряде пунктов на этом протяжении содержат признаки нефти. В Калифорнии в месторождении Коалинга нижний нефтяной горизонт образован также верхнемеловыми отложениями, именно свитой Чико.

В Южной Америке верхнемеловые отложения принимают участие в строении ряда нефтяных месторождений, например, в месторождениях Комодоро Ривадавиа в Аргентине, в некоторых месторождениях о. Тринидад, Восточной Венесуэлы и Колумбии.

В СССР меловые отложения содержат ряд признаков нефтеносности вдоль северного склона Кавказа (Майкопский район), в его юго-восточной части (Кабристано-Шемахинский район и др.), в Закавказье в пределах Грузии и т. д.

Нефтеносность меловых отложений (сенон, сеноман, альб, апт, неоком) установлена в Эмбенской области, причем на ряде промыслов (Северный Макат, Байчунас и др.) неоком является объектом промышленной эксплуатации. В Фергане обнаружена нефть в меловых отложениях Майли-сая. В других странах роль их не так значительна, тем не менее они принимают участие в строении нефтяных месторождений Польши, отчасти Италии, Египта (АРЕ) и пр. [34].

ТРЕТИЧНЫЙ ВОЗРАСТ

Третичная система доставляет наибольшее количество нефти. В этом отношении она занимает первое место как по количеству всей добытой нефти с начала мировой нефтепромышленности, так и по количеству ежегодно добываемой во всем мире нефти. Действительно, за время с 1859 до 1927 гг. включительно добыто из всех мировых нефтяных месторождений около 1,7 млрд. *т*, которые распределяются так: из месторождений третичного возраста около 0,7 млрд. *т*, или 40%; палеозойского возраста — 0,6 млрд. т. или 36% и мезозойского возраста — 0,4 млрд. *т*, или 22%. Мировая добыча за

1927 г., равная 166,5 млн. *т*, распределялась таким образом (в %):

	Млн. т	
третичный возраст	93,6	56,2
палеозойский »	48,6	29,2
мезозойский »	24,3	14,6

Из сопоставления этих цифр видно, что роль третичных образований как поставщиков нефти за последнее время растет за счет обеих групп — палеозойской и мезозойской.

Эоцен

Эоцену подчинен ряд нефтяных месторождений в западном и восточном полушариях, но эти месторождения не имеют большого промышленного значения.

В Калифорнии сравнительно небольшое количество нефти получается из свиты Техон эоценового возраста. Из пород того же возраста получается нефть в юго-западном Техасе и штате Вайоминг. В Южной Америке из эоценовых отложений нефть добывается в Венесуэле, Колумбии и Перу. В восточном полушарии наиболее значительными месторождениями, в которых нефть подчинена свитам эоценового возраста, являются месторождения, находящиеся в пределах Союза, именно в Средней Азии, в районе р. Сурхандарьи возле Термеза, — месторождения Хаудаг и Уч-Кызыл, они подчинены известнякам палеоцена; в районе Ферганы и ряде месторождений [Чимион, КИМ (б. Сель-Рохо), Шор-су и др.] нефть получается из известняков, подчиненных так называемому Ферганскому ярусу эоценового возраста. Признаки нефти в эоцене отмечены и для Бакинского района (сумгаитская, ильхидагская и юнусдагская свиты). Незначительные количества нефти получаются из эоценовых горизонтов Галиции и Италии.

Олигоцен

В олигоценовых образованиях западного полушария больших скоплений нефти не найдено. Свите Вакуэрос подчинены главные нефтяные горизонты месторождения Коалинга во внутренней зоне Калифорнии, но возраст этой свиты как олигоценовый не является вполне выясненным, и ее чаще относят к нижнему миоцену. Небольшие количества нефти в олигоцене Калифорнии найдены в свите Сэспэ, а также в олигоцене штата Вайоминг.

В нефтеносных районах СССР олигоцен представлен двумя свитами, а именно (в порядке снизу — вверх): фораминиферовой (в Бакинском районе — коунской) и майкопской. Обе они нефтеносны.

Фораминиферовая свита [1], представленная глинами, мергелями и песками, широко развита на Северном Кавказе и в Крыму. Песчаные коллекторы приурочены по преимуществу к нижнему ее отделу (Кубань).

Майкопская свита играет огромную роль в нефтедобыче на Северном Кавказе, особенно в Майкопском районе, по имени которого она и названа, и где она является основным нефтеносным горизонтом Нефтяно-Ширванского и Хадыженского месторождений. Эта свита имеет широкое развитие в районе Черных гор и Дагестана. Она дала промышленную нефть в Бенойском месторождении.

В Бакинском районе к олигоцену относятся свиты коунская и майкопская.

В коунской глинисто-мергелистой свите признаки нефти имеются в верхнем отделе («зеленый коун»), средний же («бурый коун») содержит прослои битуминозных сланцев. Стратиграфически эта свита, по крайней мере ее средний и нижний отделы, является аналогом фораминиферовых слоев Северного Кавказа и Керченского полуострова.

В Центральной Европе с олигоценовыми образованиями связано несколько очень богатых месторождений: так, среднему олигоцену, именно добротовским слоям, подчинены залежи нефти в Бориславе и Тустановице. Аналогом майкопской свиты в месторождениях Румынии и Польши является соленосная формация, которая во многих местах обнаруживает признаки нефтеносности.

Верхнему олигоцену подчинены и богатейшие залежи нефти в южноиранских месторождениях, например, в Майдан-и-Нафтунском месторождении нефть залегает в известняках Асмари, возраст которых определяется как верхнеолигоценовый.

Миоцен

Миоценовым отложениям подчинен ряд богатейших месторождений. В западном полушарии, в Южной Америке, в богатых и всемирно известных нефтяных месторождениях Венесуэлы главные залежи нефти находятся в породах миоценового возраста.

В США в строении ряда нефтяных месторождений внутренней и внешней зоны Калифорнии очень видное участие принимает мощная (до 1000 *м*) свита Монтерэй, представленная диатомовыми сланцами, местами прослоенными песчаниками. Свита Монтерэй в ряде месторождений содержит нефтяные залежи, кроме того, она считается, вообще говоря, многими американскими геологами за материнскую породу, послужившую исходным материалом для калифорнских нефтей.

В восточном полушарии, особенно в пределах СССР, миоцен играет тоже весьма видную роль в качестве поставщика нефти:

---

[1] Согласно исследованиям, фораминиферовой свите Кавказа (и ее аналогу — коунской свите Бакинского района) приписывается эоценовый возраст.

среднему миоцену, так называемому II средиземноморскому ярусу, именно спаниодонтелловым и чокракско-спириалисовым слоям, подчинены залежи Старогрозненского, Новогрозненского и других месторождений Грозненского района. С этими же свитами связаны многочисленные нефтепроявления в ряде других мест всего Кавказа.

В диатомовой свите Бакинского района, возраст которой определяется как верхне- и отчасти среднемиоценовый, также обнаружены залежи легкой нефти, например, в Бинагадах и в сводовой части аташкинской антиклинали (Шубаны). Залежи этой нефти маломощные, хотя признаки ее в этой свите в пределах Бакинского района весьма многочисленны. Эта свита занимает такое же стратиграфическое положение по отношению к вышележащей продуктивной толще Апшеронского полуострова, какое занимает свита Монтерэй по отношению к свите Репэто, являющейся продуктивной толщей нефтяных месторождений внешней зоны Калифорнии (нефтяной бассейн Лос-Анжелес). Видную роль миоценовые образования в качестве нефтесодержащих пород играют и в румынских месторождениях. Наиболее богатые нефтяные месторождения Румынии, как, например, Морэни, Бузэу, Рунку и другие, содержат нефть в мэотических слоях. В миоцене нефть встречается и в месторождениях Индии, Японии и др.

Плиоцен

В плиоцене находятся самые богатые нефтяные залежи обоих полушарий. В самом деле, в США богатейшие месторождения нефтяного бассейна Лос-Анжелеса в Калифорнии (как, например, Санта-фэ-Спрингс, Лонг-Бич, Сил-Бич, Домингес и др.) содержат нефть в мощных песчаных пластах группы Репэто; низы этой группы принадлежат к самым верхам миоцена, а остальная часть — к нижнему плиоцену. Мощность ее — более 2 тыс. *м*. Она содержит отдельные нефтяные пески мощностью свыше 100 *м*. Ряд месторождений внутренней зоны Калифорнии содержит нефтяные пески тоже в свитах плиоцена.

Нефтяные месторождения Голфа, расположенные в Южном Техасе и в Южной Луизиане вдоль северного берега Мексиканского залива и генетически связанные с соляными куполами, содержат богатые залежи нефти среди песчано-глинистых отложений плиоценового, а в некоторых случаях, может быть, даже постплиоценового возраста.

В пределах СССР богатейшие и старейшие нефтяные месторождения Бакинского района приурочены к отложениям тоже плиоценового возраста. Знаменитая продуктивная толща, которая содержит богатейшие залежи нефти, принадлежит к верхнему плиоцену. Она представлена чередованием глин и песков, с преобладанием то тех, то других. Песок составляет в среднем около 40%, местами его содержание повышается до 75%.

Ту же роль, как в Бакинском районе продуктивная толща, в Туркмении и на о. Челекен играет ее возрастный аналог — красноцветная толща верхнего плиоцена, представленная глинами и мергелями с частыми прослойками зеленовато-серых песков.

Из нефтеносных свит, залегающих выше продуктивной толщи в Бакинском районе, к плиоцену же относятся (в порядке снизу — вверх) акчагыльский и апшеронский ярусы. В акчагыле Сураханов среди толщи глин залегают прослои песка, дававшие легкую нефть.

Апшеронский ярус в Бакинском районе, являясь нефтеносным в ряде месторождений, не играет, однако, существенной роли в добыче нефти. Несколько скважин на южном крыле антиклинали Ленинского района дали нефть, по-видимому, из низов среднего отдела апшерона. Ряд скважин на Сураханах давали из этого яруса «белую» легкую нефть. Он оказался также продуктивным на промыслах Нефтечала, где суточный дебит отдельных скважин доходил до 100 *m* и где к апшерону приурочен основной нефтеносный горизонт.

Апшерон и акчагыл продуктивны также в Туркменистане (Небит-Даг).

Нужно еще упомянуть, что в Закавказье, в районе Ширакской степи, найдена нефть в так называемой ширакской свите, которая по своему возрасту, по-видимому, аналогична продуктивной толще Апшеронского полуострова, по крайней мере ее верхний отдел. Признаки нефти наблюдаются в ряде мест Кавказа и соседних с ним мест в отложениях постплиоценового возраста, так же как и на о. Челекен, но все эти многочисленные выходы нефти не получили до сего времени промышленного значения.

Вышеприведенный беглый обзор распределения нефтяных месторождений по геологическим системам и отделам подтверждает высказанное нами в начале главы положение, что нефть в промышленных количествах встречается в осадочных породах различного возраста, от кембрия до наиболее верхних членов верхнего плиоцена и даже до отложений послетретичного возраста (месторождения Мексиканского залива) [35].

ЗАКОН РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ознакомившись с географическим распределением нефтяных месторождений и с распределением их по геологическим системам, можно задать вопрос, подчинено ли это распределение какому-либо закону или же оно случайно.

Если нанести на карту все нефтяные месторождения и посмотреть, как они связаны с основными орографическими элементами земной поверхности, то мы убедимся, что они так или иначе увязаны с орографией.

Прежде всего бросается в глаза, что *не существует ни нефтяных месторождений, ни поверхностных признаков нефти в центральных частях горных систем, где развиты массивно-кристаллические изверженные или метаморфические породы.*

Далее бросается в глаза *расположение нефтяных месторождений в окраинных зонах горных цепей и на их погружениях*, в местах развития вторичной, значительно ослабленной складчатости, и нахождение многочисленных месторождений в больших депрессиях, расположенных между большими горными областями. Посмотрим, как на примерах подтверждаются эти основные выводы о законе распределения нефтяных месторождений. Начнем с горных цепей СССР. Кавказский хребет, в центральных частях которого до сего времени не отмечено ни нефтяных месторождений, ни признаков нефти, по своим окраинам опоясан почти непрерывной полосой нефтяных месторождений.

На юго-восточном его погружении в пределах Апшеронского полуострова и соседних с ним Кабристанских пастбищ находится ряд нефтяных месторождений и между ними знаменитые бакинские старые и новые нефтеносные площади. Вся эта область характеризуется развитием мелкой второстепенной складчатости, главным образом складок диапирового типа на фоне основного поднятия хребта и погасанием его в направлении погружения. Вдоль подножия северо-восточного склона Кавказа от Каспия до Черного моря тянется полоса нефтяных месторождений. Сначала идут месторождения Южного и Северного Дагестана, в направлении к северо-западу они переходят за р. Сулак в месторождения Черных гор и многочисленные месторождения Грозненского района, приуроченные к так называемым передовым хребтам: Сунженскому и его отрогам Грозненскому, Терскому и его продолжению на юго-востоке Брагунскому и т. д. Эта полоса месторождений приурочена или ко вторичной складчатости, развитой на фоне общего моноклинального залегания верхнемезозойских и третичных свит, слагающих северо-восточный склон кавказских складок Дагестана и Черных гор, или же к складчатости типа брахиантиклинальных складок, развитых в вышеупомянутых передовых хребтах, и прослеживается от р. Самур, впадающей в Каспийское море, до р. Терек возле г. Орджоникидзе.

Начиная от Майкопа вплоть до впадения р. Кубани в Черное море, у подножия северо-восточного склона Кавказа тянется почти сплошная полоса нефтяных месторождений: Нефтяно-Ширванское, Хадыжинское, Асфальтовая гора, Кура Цеце, Кутаисское, Калужское, Ильское, Крымско-Кудакинское, Варениковское и др. Почти все эти месторождения приурочены ко вторичной складчатости, развитой в предгорьях Кавказа на фоне моноклинального залегания пластов. Далее следуют месторождения Темрюкско-Анапского района, приуроченные к северо-западному погружению всего Кавказского хребта. Их продолжением являются месторождения Таманского полуострова, расположенные между поднятием Кавказ-

ского и Крымского хребтов и связанные с развитием здесь мелкой складчатости диапирового типа. По другую сторону Кавказского хребта, вдоль его юго-западного склона, тоже в связи с развитием складок второстепенного типа, тянется полоса закавказских нефтяных месторождений, которая прослеживается от Черного моря до Каспийского. Это будут нефтяные месторождения Гурии, Тбилисского района, Кахетии, Ширакской степи вплоть до месторождений Аджикабульского района и Сальянской степи. Вдоль северо-восточного склона Малого Кавказа тоже наблюдается ряд месторождений — это месторождения Триалетских гор, Нафталанское месторождение и т. д. до Ленкорани.

Второй большой горный хребет — Уральский, протягивающийся почти в меридиональном направлении от Северного Ледовитого океана до прикаспийских степей, при слабой еще изученности в этом смысле уже позволяет констатировать ту же закономерность в распределении нефтяных месторождений. Вдоль его западного склона от Тимана и до р. Урал на юге в ряде мест встречены признаки нефти (реки Большая и Малая Кожва, Точильная гора, Чердынь, Кизеловский район, месторождения Верхнечусовских Городков, Стерлитамакский район и т. д.). Тектонические условия этих нефтепроявлений не одинаковы и обобщения пока преждевременны. Продолжением этой полосы является Урало-Эмбенский район с его многочисленными нефтяными месторождениями, приуроченными к куполовидным складкам, разбитым сбросами — складками, развитым по соседству с основной уральской складчатостью в Мугоджарских горах, представляющих южное продолжение Уральского хребта. По отношению к Уральскому хребту также следует отметить, что в его центральных частях, сложенных изверженными массивно-кристаллическими, а также метаморфическими породами, признаков нефти не найдено. Следует отметить, что при бурении в Нижнетагильском районе в дунитах была встречена залежь углеводородных газов. Восточный склон Урала с точки зрения нефтеносности еще не изучен, и потому мы не имеем здесь того замкнутого нефтеносного кольца, какой видели на примере Кавказа *. Из других примеров следует указать на нефтяные месторождения Ферганы, расположенные у подножия северо-восточного склона Туркестанского хребта в области развития складок брахиантиклинального типа.

Переходя к характеристике европейских нефтяных месторождений, мы видим в их распределении ту же закономерность: так, нефтяные месторождения Румынии и Галиции приурочены к южному и северо-восточному склону Карпатской горной дуги — румынские месторождения связаны с развитием складчатости второго порядка и диапирового типа; галицийские месторождения приурочены к складкам, осложненным явлениями надвигового

---

* Вдоль Восточного склона Урала за последние годы открыты богатые залежи нефти в ряде смежных районов Западно-Сибирской низменности.

типа. На погружении Карпат в западном направлении расположены небогатые месторождения Чехословакии, а на юго-западных склонах Карпат в области Семиградья (Трансильвания) наблюдаются признаки нефти и выходы углеводородных газов исключительной мощности.

На обоих склонах Аппенинского хребта, в зонах развития вторичной складчатости, известны нефтяные месторождения Италии.

Нефтяные месторождения Азии в своем распределении подчинены тому же закону: например, южноиранские месторождения находятся в области вторичной складчатости, развитой на юго-западных склонах одноименного нагорья, связанного с общим гималайским поднятием; месторождения Индии расположены на юго-западном склоне юго-восточного погружения Гималайских гор, т. е. в краевых зонах гималайского поднятия.

На распределении американских месторождений этот закон подтверждается тоже с определенной ясностью.

Вдоль всего западного берега Северной и Южной Америки тянется, как известно, громадная горная цепь Кордильер, которая в разных местах имеет разные названия: в Канаде и на западе Соединенных Штатов она носит название Скалистых гор, в пределах Калифорнии — Сиерра-Невада и Кост-Рэндж, в Южной Америке — Анды и т. д. Вдоль восточного склона этой цепи встречается ряд нефтяных месторождений, приуроченных к краевым зонам как главного хребта, так и его второстепенных цепей и отрогов. Сюда относятся поверхностные признаки нефти в районе Северной Канады, начиная от берегов Северного Ледовитого океана; нефтяные месторождения штатов Монтана, Вайоминг, Колорадо, Нью-Мексико, месторождения Мексики и других стран Центральной Америки; месторождения Южной Америки: Колумбии, Венесуэлы, Боливии и Аргентины; по западному склону расположены месторождения Аляски и признаки нефти в штатах Орегон и Вашингтон; некоторые месторождения Центральной Америки и в Южной Америке — месторождения Колумбии и Перу.

Нефтяные месторождения Калифорнии связаны с хребтом Кост-Рэндж (Береговой хребет), причем месторождения внутренней зоны расположены на северо-восточном склоне этого хребта, а месторождения внешней зоны — у подножия его юго-западного склона. В области Кордильер, как правило, появление нефтяных месторождений приурочивается также к местам развития вторичной складчатости в краевых зонах хребтов.

Нефтяные месторождения встречаются не только в горных странах, у подножия горных массивов, но и среди плато и платформенных равнин, в областях развития жестких плит в палеозойских отложениях, перекрытых почти горизонтально залегающими осадками более молодого возраста со слабо выраженной тектоникой. Примерами платформенных месторождений являются нефтяные месторождения Мид-Континента.

Делонэ попытался закон распределения нефтяных месторожде-

ний на земном шаре сформулировать в виде следующей гипотезы. Он приурочивает нефтяные месторождения к окраинным зонам основных складчатых областей земного шара. Такими основными складчатыми областями являются области, приуроченные к окраинам древних кристаллических щитов: Канадского, Балтийского (или щит Фенно-Скандии) и Восточно-Сибирского.

Из предыдущего обзора распределения нефтяных месторождений, приуроченных к краевым зонам хребтов, видно, какие нефтяные месторождения связаны с альпийской складчатостью: нефтяные месторождения Бакинского и Грозненского районов в СССР; в Центральной Европе — румынские и галицийские месторождения; калифорнийские, мексиканские в Северной Америке; месторождения Венесуэлы в Южной Америке и т. д.

Такая закономерность в распределении нефтяных месторождений объясняется тем, что в краевых зонах горных хребтов во все геологические эпохи создавались условия, благоприятные для накопления органического материала, который и послужил исходным веществом для образования нефти. Здесь именно возникали бассейны типа лагун, лиманов, эстуариев и т. п., в которых развивался растительный и животный планктон, который, смешиваясь с неорганическим материалом, послужил началом образования пород органогенного характера, или каустобиолитов. Этим объясняется и региональный характер распространения нефтяных залежей в земной коре.

Гипотеза Делонэ не охватывает нефтяных месторождений, расположенных среди равнин в области так называемых жестких плит-платформ, как, например, плиты Великой равнины Мид-Континента. Эта последняя представляет собой погружение к югу Канадского щита. Сюда же относится Русская плита, представляющая погружение в юго-восточном направлении щита Фэнно-Скандии. Эти плиты в разное время покрывались так называемыми эпиконтинентальными морями. В некоторых частях этих морей существовали условия, благоприятствовавшие накоплению органогенного материала, который потом и послужил источником для образования нефти. Эта нефть собралась затем в благоприятных для своего скопления местах, какими явились некоторые тектонические формы и особые литологические свойства пластов. Следовательно, равнинные области должны привлекать не меньшее внимание в отношении поисков на них нефти, чем краевые зоны хребтов. Особое внимание при этом должно быть уделено тщательному изучению условий накопления осадков, их стратиграфии и фациальному изменению [36].

Познакомившись с тем, что такое нефтяное месторождение, по каким признакам на поверхности оно отыскивается и как распределены нефтяные месторождения в земной коре, перейдем к ознакомлению с теми породами, в которых встречаются залежи нефти, при этом главное внимание уделим тем породам, в которых нефть встречается в больших, промышленного значения количествах.

Глава III

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ НЕФТЕНОСНЫХ ПОРОД

Нефть и углеводородные газы залегают в земной коре, заполняя пустоты горных пород, пропитывая эти породы, как вода губку.

Каждое тело имеет пустоты, или поры, и поэтому все тела являются в той или иной степени проницаемыми для жидкостей и газов. Горные породы, из которых построена земная кора, тоже содержат пустоты, являются пористыми и в той или иной степени проницаемы для жидкостей и газа, даже такие плотные, как граниты и другие кристаллические породы [37].

В особенности присуща пористость породам осадочного происхождения. Эти породы, как говорят, имеют кластическое строение, т. е. сложены из мелких или крупных обломочных частиц, плотно или неплотно прилегающих друг к другу. Между этими частицами и существуют пустоты, или поры. В некоторых случаях, при наличии определенных условий эти пустоты, или поры, бывают заполнены нефтью или газом. Чаще всего эти поры в породах бывают заполнены водой, образуя, в случае рыхлых пород, водоносные горизонты, или же обусловливая то, что называется влажностью горных пород, если вода заполняет мельчайшие поры плотных пород.

Чтобы ответить на вопрос, как много может вместиться в подобных пустотах нефти, воды или газа, нужно уяснить себе, как велик объем, который эти пустоты занимают в породе, и от чего зависит величина этого объема. Что мы разумеем под объемом пустот, или величиной пористости? — Всю сумму пустот в породе, начиная от больших каверн, трещин и т. д. и кончая мельчайшими порами. Величина этого объема, выраженная в процентах по отношению ко всему объему породы, называется коэффициентом пористости.

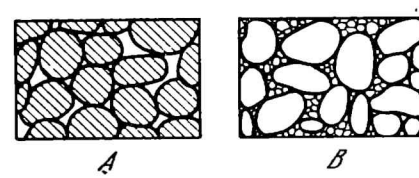
Величина объема пустот и коэффициент пористости зависят от ряда причин: от формы зерен или частиц, слагающих породу, от их взаимного расположения и от наличия или отсутствия цементирующего вещества в породе. Пористость породы, сложенной из более или менее однородных зерен, например округлых песчинок, будет значительно отличаться от пористости породы, сложенной из зерен разной формы и разной величины. Одни зерна — округлые, другие — угловатые, одни — крупные, другие — мел-

кие. Такие составные части значительно понизят коэффициент пористости по сравнению с пористостью пород, составленных из однородных зерен. Это наглядно показывают фиг. 13 *A* и *B*, где видно, что мелкие зернышки и угловатые частицы заполняют промежутки между крупными зернами и, таким образом, значительно сокращают объем пустот.

Далее взаимное расположение зерен даже одинаковой по величине сфероидальной формы оказывает влияние на величину пористости. Расположение шаров на фиг. 14 *A*, *B* и *C* дает отчетливое представление о наибольшей или наименьшей пористости. В случае зерен сферической формы объем пустот колеблется от 45 до 25% в зависимости от их расположения и группировки. Трудно предполагать, чтобы зерна в природе сохранили то идеальное расположение, которое показано на фиг. 14 *C*. Также трудно допустить, чтобы они были уложены так, как изображено на фиг. 14 *A*, если только они не находятся под весьма высоким давлением. В действительности устанавливается какое-то промежуточное положение, приближающееся к типу фиг. 14 *B*.

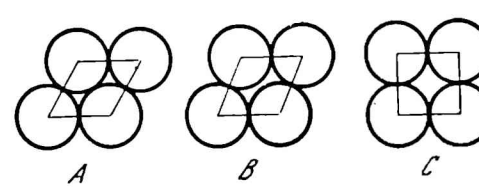
Само собой понятно, что наличие цементирующего вещества, заполняющего пустоты и промежутки в породе, также сильно влияет на объем пор и коэффициент пористости [38].

Наглядным примером этого может служить наличие так называемых лысых, или пустых, мест среди богатых нефтеносных пластов. На Биби-Эйбате и Доссоре некоторые скважины натолкнулись на такие пустые места и показали полное отсутствие нефти, несмотря на то, что соседние скважины из того же пласта давали богатую добычу. Вот почему отличают теоретическую пористость от действительной пористости, к которой относят только те пустоты, которые на самом деле заполнены жидкостью. Отношение объема этих пустот к объему всех пустот, выраженное в процентах, называют иногда коэффициентом насыщения и условно его принимают равным 80—60% [39].



Фиг. 13. Плотность расположения зерен (по Лиллэю)

A — хорошо отсортированные осадки, имеющие высокую пористость; *B* — плохо отсортированные осадки с низкой пористостью



Фиг. 14. Осадки с высокой и низкой пористостью (по Лиллэю)

A — наиболее плотное расположение зерен; *B* — расположение зерен средней плотности; *C* — наиболее плотное расположение зерен

Объем пор и коэффициент пористости, как это ни странно, в случае однородного зерна не зависят от величины зерен. Это означает, что при прочих равных условиях грубозернистый песчаник, тонкозернистый песок и плотный мергель и глина будут обладать одинаковым объемом пор. Например, пористость гравия, сложенного из зерен правильной сферической формы в 2 *мм* в диаметре, та же самая, что и у ила или глины, составленных тоже из зерен правильной сферической формы, но с диаметром 0,55 *мм*. Конечно, с точки зрения нефтяника эти породы в практическом отношении являются далеко не равноценными.

Первая порода (гравий) может служить великолепным резервуаром для нефти, а вторая, содержащая одинаковый с первой объем пустот, в качестве подземного резервуара для нефти никакой роли играть не может.

Изменение объема пор зависит не только от сложения породы, но и от давления, под которым она находится. Так как с глубиной давление возрастает вследствие возрастания веса пород, то с глубиной уменьшается и объем пор. По данным Ван-Хайзе, на глубине 20—30 *км* пористость исчезает, т. е. зерна прилегают на этой глубине вплотную друг к другу. На еще большей глубине породы становятся скрытопластичными. Это обстоятельство нужно учесть сторонникам глубинного происхождения нефти, выводящим ее из глубоких недр земной коры, как противоречащее их теории.

По своей величине поры подразделяются на сверхкапиллярные, или обыкновенные, капиллярные и субкапиллярные. Соединяясь вместе, они могут образовать внутри породы трубки, которые по величине их диаметра могут быть подразделены на те же три группы: обыкновенные, капиллярные и субкапиллярные. Сюда же должны быть отнесены и промежутки между плоскостями наслоения с таким же подразделением.

За последние годы систематические работы по физическому анализу нефтеносных песков и изучению их пористости велись в лаборатории Геологического комитета США под руководством Мельчэра. По данным Мельчэра, размеры зерен для большинства нефтеносных песков варьируют обычно в пределах 0,09—0,21 *мм* (большой диаметр). Из исследованных в его лаборатории многочисленных песков, собранных из месторождений всех частей света, лишь очень немногие оказались исключением из этого правила — так, более тонкозернистыми (менее 0,07 *мм*) оказались лишь три песка: немецкий (из района Витце близ Ганновера) и американские из месторождений Гернэтт в штате Канзас и из месторождения Бернэй-Миллс в штате Нью-Йорк. Что же касается крупнозернистых песков, то собственно нефтеносных песков крупнее 0,21 *мм* Мельчэр не обнаружил, но среди газоносных таковые оказались. Один из песков Пешельбронна диаметром 0,20 *мм*, по размерам зерен стоит как раз на самой границе крупности, допустимой с точки зрения возможности удержания им нефти. На практике, при условии принятой в Пешельбронне

шахтной добычи, почти половина содержащейся в этом песке нефти вытекает из него самотеком в штреки, другая же удерживается породой, из которой дополнительно извлекается искусственно путем разрыхления и промывки горячей водой.

Вариации величины зерен в ту и другую сторону от характерной для каждого данного песка величины обычно ограничены сравнительно небольшим пределом. Как правило, около 80—90% всего количества зерен принадлежит к классам, укладывающимся в пределах от двойной до половинной величины от характерного, преобладающего размера, и лишь 10—20% общего количества расходятся на бóльшие величины.

Передвижение нефти по породам совершается под действием двух различных факторов в зависимости от размеров капилляров.

В обыкновенных или сверхкапиллярных трубках и промежутках, пронизывающих породу, вода и другие жидкости, например, нефть, движутся, подчиняясь силе тяжести по закону гидростатики. Размер таких трубок — более 0,5 *мм* в диаметре, а размер промежутков между плоскостями наслоения — в два раза меньше. Диаметр капиллярных трубок — от 0,5 до 0,0002 *мм*, а размер капиллярных промежутков между плоскостями наслоения колеблется между 0,254 до 0,0001 *мм*. В таких пустотах движение жидкостей уже не подчиняется законам гидростатики и происходит под действием особых сил, среди которых поверхностное натяжение жидкости играет главнейшую роль. Силы прилипания и сцепления, действующие между стенками трубок и пор и жидкостью, оказывают влияние на свободное продвижение ее по капиллярным отверстиям.

Субкапиллярные трубки и промежутки имеют еще меньшие размеры: они соответственно менее 0,0002 и 0,0001 *мм*. Жидкости по отверстиям подобного рода циркулировать не могут, так как силы сцепления и прилипания, превращаясь уже из движущего фактора в противодействующий, становятся столь значительными, что сила гидростатического давления победить их не в состоянии. Поскольку поверхностное натяжение нефти в три раза меньше, чем поверхностное натяжение воды, зависящие от этого капиллярные силы воды (сцепление и прилипание) в три раза превосходят таковые у нефти. В силу этого, если нефть сопровождается водой, то нефть займет те части пласта, которые имеют более крупные поры, а вода, наоборот, проникнет в более мелкие поры. Если мелкие капиллярные или субкапиллярные поры раньше были заняты нефтью, то при последующем доступе воды последняя может вытеснить нефть из мелких пор и занять ее место. Например, если имеются два пласта (один — глинистый, в котором мельчайшие поры заняты нефтью, а другой — перекрывающий, или подстилающий первый, песчаный, содержащий воду), то считается возможным, что нефть будет вытеснена водою из глинистого пласта в песчаный.

Что касается газов, то они не подчиняются силам капиллярного притяжения и при проникновении в породу жидкости вытесняются из пустот.

Размеры пор нефтеносных песков изучались в лаборатории Мельчэра под микроскопом, а также путем импрегнации куска породы церезином с последующим его растворением, причем остаются церезиновые модели пор. Исследование показало, что у большинства песков размеры пор превышают больший диаметр зерен. В песках Брэдфорд нередко встречаются поры таких размеров, что в них способны уместиться до 100 зерен.

Поры продуктивных известняков чрезвычайно изменчивы по своим размерам, варьируя в США между двумя противоположными типами. В одном крайнем случае мы имеем удлиненные, но узкие поры в плотной однородной массе породы (такой тип известняков представлен, например, в девонском известняке Донди в штате Мичиган), в другом случае поры обычного типа, такие же, как у песков, причем самая масса известняка представлена по преимуществу кристаллами кальцита (таковы пермские известняки Эмбар в штате Вайоминг). В качестве промежуточного Нэттинг отмечает известняк Мэдисон миссисипского возраста в штате Монтана, содержащий рассеянные зерна кварца. В этом случае при моделировании следует применять очень твердые сорта церезина, иначе тонкая модель может быть повреждена при растворении этими грубыми включениями.

Связность частиц песка на известняке выступает при подобных исследованиях очень наглядно. Иначе обстоит дело с порами, преемственность которых наблюдается труднее. Как правило, поры не прослеживаются на значительном протяжении: они быстро обрываются, ветвятся и делают поворот.

Поры и другие пустоты большой и малой величины по своему происхождению могут быть подразделены на первичные и вторичные. Первичными называются те пустоты, которые возникли одновременно с образованием самой породы — осадочной или другого происхождения. Вторичными называются пустоты, которые возникли в силу тех или иных условий в уже сформировавшихся породах. К первичным порам принадлежат:

1) пустоты между зернами и частицами, слагающими породу;

2) промежутки между плоскостями наслоения и

3) пустоты пузырчатого характера, например, в некоторых изверженных породах, в частности — пемзе.

Ко вторичным порам или пустотам принадлежат:

1) отверстия, образованные растворяющими свойствами жидкостей, циркулирующих в породе, — поры растворения;

2) трещины, возникающие вследствие сокращения объема породы;

3) трещины, возникающие в результате кристаллизации;

4) трещины, возникающие вследствие напряжений в земной коре;

5) трещины, возникающие в результате поверхностного выветривания.

Вышеизложенные сведения об объеме пор и их величине относятся главным образом к порам первичного происхождения. Здесь только укажем, что пузырчатые поры свойственны породам изверженного характера и обязаны своим происхождением выделению газов из этих пород после выхода их на дневную поверхность в процессе остывания. Характерной особенностью этих пор является их разобщенность от других таких же пустот. Образование пор в пемзе, которая представляет один из видов изверженных пород, происходит приблизительно так же, только поры в ней более многочисленны и значительно мельче, но эти породы для нас интереса почти не представляют, так как более или менее значительных скоплений нефти в них не встречается. На характеристике пор и вообще пустот вторичного характера остановимся несколько подробнее.

Вторичная пористость, способная по своему общему характеру и объему создавать подземные резервуары для нефти, очень ярко проявляется в известняках. Известняки морского происхождения, по Э. Р. Ллойду, подразделяются на два основных типа. Первый, наиболее широко распространенный, охватывает известняки, образовавшиеся путем механического осаждения, с немногочисленными отдельными остатками раковин, характеризующиеся хорошо выраженным пластовым залеганием и имеющие распространение на широких пространствах. Ко второму типу Э. Р. Ллойд относит «органические» известняки, материалом для которых послужили многочисленные остатки раковин, образующие как бы скелет или, выражаясь конструктивным языком, «ферму» известняковой массы, заполненную более тонким материалом. Пористость в известняках второго типа, по И. Э. Адамсу, образуется за счет промежуточных пространств между крупными органогенными остатками, тогда как пористость в плотных известняках первого типа мало чем отличается от пористости в других породах.

Переходим к дифференциации вторичной пористости по ее происхождению.

Поры растворения. Вода постепенно движется в верхних частях земной коры, особенно в той ее части, которая расположена выше уровня океанов и морей. Путями движения являются пористые пласты (например, пески, песчаники и т. д.), а также всякого рода трещины и плоскости наслоения в плотных и непроницаемых породах, как известняки, сланцы и т. п. Таким образом, описываемый вид вторичной пористости предполагает наличие в данном месте пористости первичной или вторичной, но возникшей первоначально под действием других факторов (см. ниже). В плотных, нетронутых породах растворение исключается. Если вода содержит в своем составе растворенную в ней углекислоту, то она по пути прохождения в известняках будет растворять

углекислый кальций, вследствие чего могут возникнуть каверны и другие пустоты растворения, и порода может превратиться в пористую, или кавернозную. Например, плотный известняк может сделаться пористым, или кавернозным, или пещеристым, если поры достигнут более или менее значительных размеров. Такая порода может оказаться хорошим резервуаром для нефти.

Так как уровень моря в прежние геологические эпохи мог и не совпадать с современным, то такие пещеристые, или кавернозные, породы могут встречаться и на значительной глубине. Переотложение растворенного вещества может вести к цементации породы и значительному сокращению объема ее пустот.

Отверстия и пустоты сокращения. Сокращение, или уменьшение объема породы, может происходить вследствие разного рода причин: охлаждения, дегидратизации, доломитизации и других процессов. Трещины охлаждения возникают, например, вскоре после затвердения изверженной породы, прежде чем она получит температуру окружающих пород. Вследствие частого изменения температурных условий (например, в пустыне после жаркого дня наступает холодная ночь), породы легко растрескиваются. Трещины усыхания хорошо известны каждому геологу и в современных образованиях, и в образованиях более древних геологических эпох.

Особое наше внимание должен привлечь процесс доломитизации, который состоит в замещении в известняках кальция магнием и в превращении известняка $CaCO_3$ в доломит [$(CaMg)CO_3$], или доломитизированный известняк, причем объем породы сокращается на 12%. Если подобное замещение происходит от отложения породы до ее затвердевания, то нет никакого основания считать, что пористость доломитизированного известняка будет существенно отличаться от пористости обыкновенного известняка. Но если процесс доломитизации совершается по тем или иным причинам после затвердевания породы, то вследствие сокращения объема породы возникают трещины и разрывы, которые, являясь хорошим проводником циркулирующей воды, могут быть расширены до более или менее значительных размеров.

Отверстия, возникшие вследствие кристаллизации. Эти силы проявляются при росте кристаллов, находящихся на стенках пор и других отверстий. В некоторых случаях возникают силы, вполне достаточные, чтобы расширить трещины и сделать их доступными для циркуляции в них жидкости. Подобной причиной можно объяснить ряд явлений, происходящих в некоторых минеральных жилах. Но эти явления, по-видимому, не играют значительной роли в нефтяных месторождениях. Кристаллы кальцита и других веществ, которые мы встречаем в трещинах известковистых песчаников и среди сланцев, не являются причиной возникновения этих трещин и скорее вызывают местную закупорку ранее образовавшихся пор.

Отверстия, возникшие вследствие движений в земной коре. Эти движения возникают с особой силой во время горообразующих процессов, но и в другое время тангенциальные силы и силы изостазиса создают в земной коре сильные напряжения, которые время от времени так или иначе разряжаются. Если этим силам подвергаются неуплотненные осадки, они легко поддаются воздействию этих сил, обнаруживая как бы свойство текучести. Но когда в процессе диагенетического изменения осадок затвердевает и превращается в твердую породу, текучесть может возникнуть лишь при чрезвычайно больших давлениях. Обыкновенно же такая порода на динамическое давление реагирует образованием или складок или разрывов, по которым происходит смещение одной части породы по отношению к другой, или возникновением явлений сбросового характера. Иногда напряжение может разрешиться возникновением передвижек внутри самой породы. При этом в породах неоднородного характера, составленных из кусков разной формы и величины, восстановление нарушенного равновесия может произойти путем взаимного перемещения, взаимной передвижки составных частей. По другому будут реагировать однородные плотные породы, например известняк или твердые мергели. Под влиянием действующих на них сил давления или растяжения в них возникнут разломы, разрывы и трещины. Подобные разрывы чаще всего ограничиваются пределами одного пласта и известны под именем трещин расслоения. Эти трещины увеличивают пористость породы, но их объем обычно невелик по сравнению с общим объемом породы, которая их содержит. Гораздо большее значение они имеют в том отношении, что вместе с плоскостями наслоений они являются отличными путями для циркулирующей в породе жидкости. Последняя при известных условиях способна растворять вещества, встречающиеся на ее пути, и тем самым увеличивать пористость породы. Так как трещиноватые сланцы составлены из нерастворимого материала, то их пористость от циркулирующих по их трещинам вод не увеличивается, а наоборот, даже может уменьшаться, если произойдет выпадение переотложенного, растворенного в воде вещества. Если трещины расслоения возникают в результате сил скручивания, то образуются две или более системы трещин, расположенные под углом друг к другу. Циркулирующие по таким трещинам воды при известных условиях могут увеличивать объем пустот.

На отверстиях и пустотах, возникших вследствие выветривания пород, как не играющих почти никакой роли среди пород, слагающих нефтяные месторождения, останавливаться не будем. И. Э. Адамс по своим наблюдениям над известняками Арбокль (США) констатирует, что выветривание, если и могло оказать известное влияние на пористость известняка, то лишь в сочетании с воздействием других факторов, и что роль выветривания в сочетании с водной эрозией состоит по преимуществу в изоляции отдельных участков известняковой толщи и разбивке ее на

ряд отдельных месторождений. Познакомимся с величиной объема пустот, или пористостью, у различных пород.

Согласно литературным данным, приводимым в книгах, посвященных вопросам нефтяной геологии, объем пор, или коэффициент пористости, выражается следующими данными Э. Блюмера:

1) у изверженных и кристаллических пород — 0,1—2,0% и выше; для гранитов, например, он равен 0,108—0,519%, в среднем — 0,33%; для базальта — 0,63—1,28% и для базальтовых лав — 4,4—5,6%;

2) у филлитов — 3—4%;

3) у известняков — 0,53—13,35%, в среднем 4,43%; для оолитового известняка — 13,6—16,9%;

4) у глин — от 8% и выше;

5) у песчаников — 4,81—28,28%, в среднем — 14,46%;

6) у рыхлых песков, ячеистых известняков — от 25 до 50%.

Теоретическая максимальная пористость рыхлых песков, состоящих из зерен сферической формы и одинаковой величины, по указанию Э. Блюмера [1], равна 47,5%. Несколько иную цифру дает Беккер: по его данным, объем пор песчаников, составленных из плотно уложенных сферических зерен, равен 25,96%, и эта величина, по данным Ц. Ф. Шлитера, как уже указывалось выше, не зависит от величины зерна.

Очевидное противоречие приведенных данных находит свое объяснение в том, что Э. Блюмер говорит о рыхлых песчаниках, в которых зерна не прилегают плотно друг к другу. Если взять так называемые плывуны, или пески, заполненные водой или нефтью, в которых зерна как бы плавают в жидкости и не всегда соприкасаются друг с другом, то объем пустот, заполненных жидкостью, может быть и больше, доходя до 50%, как это явствует из вышеприведенных данных Э. Блюмера и имеет место для рыхлых бакинских песков.

То же следует сказать и про ячеистые, или кавернозные известняки, где процент пористости может достигать весьма значительных размеров вследствие растворяющей деятельности воды, циркулирующей по трещинам разрыва и другим пустотам в известняках, или же вследствие явлений доломитизации. Примером известняков подобного рода являются известняки трэнтонский (в штате Огайо в США) и Эль-Абра в мексиканских нефтяных месторождениях. Необходимо обратить внимание и на такой факт, что в глинах пористость иногда достигает весьма значительной величины (до 40%), равной пористости наиболее рыхлых песков. Но здесь этот объем пустот образован мельчайшими субкапиллярными порами, в которых движение жидкости или не происходит, или же совершается при некоторых исключитель-

---

[1] *Э. Блюмер.* Нефтяные месторождения. Основы геологии нефти, 1929, стр. 90.

ных условиях давления и температуры. Такая порода, несмотря на большой объем пор, может явиться естественным барьером для циркулирующих жидкостей.

Выражения «высокая пористость» и «низкая пористость» могут дать представление о действительной пористости только в том случае, если под высокой пористостью будем понимать не только большой объем пор, но и то, что эти поры имеют сверхкапиллярную величину или являются обыкновенными порами, а выражение «низкая пористость» будет указывать не столько на отсутствие пор, сколько на недостаток отверстий достаточных размеров для скопления в них жидкости (воды или нефти) и возможного последующего ее извлечения из этих пор.

По вопросу о пористости нефтеносных пород в литературе накопилось достаточно материала, чтобы создать себе представление о величине объема пор у главнейших нефтеносных пород.

В последнее время этому вопросу уделяется достаточное внимание нашими научно-исследовательскими институтами: так, в ГИНИ за последние годы произведено определение пористости ряда нефтеносных пластов Бакинского и Грозненского районов. Результаты этих исследований опубликованы [1]. На основании проведенных исследований и составлены нижеследующие данные пористости бакинских песков и грозненских песчаников.

Пористость * пород Сураханского района [2]

1. Светло-серый глинистый песок, скв. 75200, кровля продуктивной толщи, глубина 216 *м*	23,68—24,88
2. Светло-серый сцементированный песок, скв. 75199, пласт В, глубина 345 *м*	20,22—20,31
3. Светло-серый песок, скв. 75158, глубина 374 *м*, пласт С	29,05—29,8
4. Светло-серый сцементированный песок, скв. 75162, пласт III—IV, глубина 696 *м*	26,10—29,20
5. Светло-серый, мелкозернистый с прослоями глины песок, скв. 75162, пласты III—IV, глубина 700 *м*	18,21—19,33
6. Светлый зеленоватый песок, скв. 75162, пласт III—IV, глубина 706 *м*	27,52—29,02
7. Светло-серый, слоистый глинистый песок, скв. 75162, пласт III—IV, глубина 708 *м*	30,06—31,61
8. Зеленовато-серый песок, скв. 75164, горизонт IV, глубина 710 *м*	26,23
9. Светло-серый мелкозернистый песок, скв. 75193, горизонт IV*a*—IV*b*, глубина 800 *м*	25,64—26,30
10. Светлый слоистый, с блестками слюды глинистый песчаник, скв. 75194, горизонт IV*b*, глубина 812 *м*	21,98—25,73

[1] См. брошюру В. А. Зильберминца и В. Н. Крестовникова. — Труды ГИНИ, вып. 2, 1928.

* Здесь и далее пористость пород указана в процентах.

[2] Указанные номера скважин составлены из пятизначных чисел: например, 75158 обозначает слева направо: 7 — Сураханский район, 5 — V промысел, а три последние цифры — номер скважины.

11.	Светло-серый слоистый глинистый песок, скв. 75194, горизонт IV*в*, глубина 815 *м*	25,78—26,40
12.	Светло-серый среднезернистый песок с включениями глин, скв. 77188, горизонт IV*г*, глубина 1081,5 *м*	19,52—20,57
13.	Светло-серый среднезернистый слоистый сцементированный песок, скв. 77126, горизонт II, глубина 669 *м*	25,17—33,08
14.	Светло-серый зернистый сцементированный песчаник с углистым растительным остатком и глинистыми включениями, скв. 77127, горизонт IV*г*, глубина 886 *м*	8,16—10,30
15.	Светло-серый среднезернистый песок с включениями и прослоями глины, скв. 77125, горизонт II, глубина 676 *м*	21,71—22,47
16.	Желтовато-серый среднезернистый песок, скв. 76121 (сураханская свита), глубина 691,5 *м*	30,91—32,76
17.	Светло-серый мелкозернистый глинистый песок, скв. 76121 (сураханская свита), глубина 693,5 *м*	27,37—29,16
18.	Светло-серый среднезернистый глинистый сцементированный песчаник, скв. 76119 (сураханская свита), глубина 692 *м*	4,36—5,59
19.	Светлый слюдистый мелкозернистый глинистый песок, скв. 76106, горизонт IV*а*—IV*в*, глубина 822,5 *м*	20,42—24,05
20.	Желтовато-серый слабо сцементированный среднезернистый с керосиновым запахом песок, скв. 76106, горизонт IV*а*—IV*в*, глубина 825 *м*	30,33—31,21
21.	Желтовато-серый слабо сцементированный среднезернистый песок, скв. 76109, горизонт IV, глубина 947,5 *м*	28,38—31,66
22.	Светло-серая слоистая глинистая мелкозернистая порода (образец взят Амброзом), та же скважина, глубина, 949,5 *м*	30,93—31,02
23.	Светло-серая песчанистая глина, образец взят долотом (слабый нефтяной запах), та же скважина и та же глубина	29,57—30,97
24.	Светло-серый мелкозернистый песок, та же скважина, горизонт IV и IV*в*, глубина 951,5 м	20,85—21,39
25.	Желтовато-серый слабо сцементированный среднезернистый песок, та же скважина, глубина 954,5 *м*	26,16—27,06
26.	Желтовато-серый, слабо сцементированный песок (нефтяной запах), скв. 76112, горизонт IV*в*, глубина 816 *м*	26,85—28,39
27.	Та же порода из той же скважины, но с горизонта IV*г*, глубина 818 *м*	32,55—33,39

Вышеприведенные данные показывают изменчивость пористости в одном и том же пласте — и по простиранию пласта, и по его глубине. Образцы 19 и 20 показывают, что на расстоянии всего 2,5 *м* по глубине пористость изменилась от 20,42 до 31,21%, а образцы 23 и 24 показывают изменение пористости на 10% на расстоянии всего 2 *м* по глубине. Образец 18 показывает, что в некоторых случаях пористость снижается до 4,36—5,6% вследствие местной цементации породы, что обусловливает появление

так называемых лысых мест среди продуктивных песков, о чем уже упоминалось выше.

Нефтеносные породы Биби-Эйбатского месторождения характеризуются следующими данными.

Пористость пород Биби-Эйбатского района

I промысел	
1. Желтовато-серый тонкозернистый песок, скв. 118 на участке 36, глубина 406,5 *м*	26,62—28,07
II промысел	
2. Серая песчаная глина с прослоями песка, скв. 154 на участке 46, глубина 462 *м*	15,69—17,32
3. Серая песчанистая глина с белыми мучнисто-песчаными прослоями, скв. 154 на участке 46, глубина 875 *м*	20,60—20,8
III промысел	
4. Светло-серый тонкозернистый глинистый песок, скв. 8 на участке 10, глубина 842,77 *м*	17
5. Светло-серый с белым глинистым цементом песок, скв. 8 на участке 10, глубина 871,7 *м*	20,19—22
6. Светло-серый глинистый песок, скв. 8 на участке 10, глубина 916,2 *м*	15,65—19,20
7. Серая песчанистая глина, скв. 95 на участке 10, глубина 958,5 *м*	14,68—15,33
8. Желтовато-серый глинистый песок, скв. 67 на участке 7, глубина 545,6 *м*	24,07—26,87
9. Серый кварцево-глинистый песок с глинистым цементом, скв. 37 на участке XX, глубина 416,8 *м*	23,05—24,27
10. Такая же порода, скв. 37 на участке XX, глубина 434,0 *м*	19,08—21,90
11. То же название породы, скв. 37 на участке XX, глубина 569,1 *м*	46,73—47,54
12. Зеленовато-серый среднезернистый песок, скв. 215, глубина 568,7 *м*	24,60—26,65
13. Светло-серая песчаная порода с белыми пылевыми примазками, скв. 239, глубина 333,9 *м*	18,24—22,39
14. Зеленовато-серый среднезернистый песок, скв. 314, глубина 826,5 *м*	31,86—33,20

Недостаточное количество приведенных данных, отличаясь большой случайностью, дает лишь приблизительное представление о пористости нефтеносных пород Биби-Эйбата.

Переходим теперь к характеристике нефтеносных пород Балахано-Сабунчино-Раманинского района, или Ленинской площади. И здесь, к сожалению, у нас имеется очень мало данных, и мы можем привести лишь результаты определений пористости нескольких образцов нефтеносных песков Сабунчинского района.

Промысел Солбаз	
1. Фонтанный нефтеносный песок, скв. 22, горизонт V, глубина 424,6 *м*	32,0—38,4
2. Фонтанный нефтеносный песок, скв. 45, горизонт IVa, глубина 322,2 *м*	47,9—50,9
3. То же, скв. 62, горизонт III, глубина 300,8 *м*	41,5—42,6
4. То же, скв. 100, горизонт IV, глубина 309,4 *м*	43,3—43,7
Промысел 42 четвертого участка	
5. Надкирмакинская песчаная свита (НКП), нефтеносный песок, фонтанный, скв. 204, глубина 853,2 *м*	41,1—45,8

Эти пески по сравнению с песками Сураханского района и Биби-Эйбата обладают большей пористостью, достигающей в некоторых случаях 48—50%. Песчаные породы преобладают в разрезе Балахано-Сабунчино-Раманинского месторождения и достигают до 75%. Глина носит сильно песчаный характер. В Сураханах и на Биби-Эйбате в разрезе продуктивной толщи процент песчаных пород будет несколько меньше [40].

Литологическая характеристика песчаных пород Грозненского района следующая:

Пористость нефтеносных пород Старогрозненского нефтяного месторождения[1]

1. Плотный сливной серый песчаник, скв. 1/337, пласт VIII*а*	3,48
2. Плотный известковистый песчаник, скв. 1/60, пласт IX	7,04—7,85
3. Плотный известковистый слоистый песчаник, скв. 20/21, XIII пласт [2]	7,85—10,56
4. Мелкозернистый слюдистый песчаник, скв. 2/232, II водяной пласт	19,72—21,40
5. Светло-серый кварцевый рыхлый песчаник, скв. 1/113, II нефтяной пласт	20,70—26,68
6. Светло-серый кварцевый рыхлый песчаник, скв. 10/10, III нефтяной пласт	25,39—26,38
7. Зеленовато-серый мелкозернистый глинистый песчаник, скв. 1/11, VI нефтяной пласт	25,39—27,02
8. Светло-серый кварцевый рыхлый песчаник, скв. 1/232, X нефтяной пласт	31,15
9. Светло-серый кварцево-слюдистый рыхлый песчаник, скв 4/13, XII нефтяной пласт	29,24
10. Светло-серый кварцевый песчаник, скв. 4/13, XIV нефтяной пласт	24,05—24,38

Переходим к характеристике явлений пористости в нефтеносных породах Новогрозненского района. Данные по этому вопросу приведены ниже.

[1] Скважины в Грознефти обозначаются в виде дроби: числитель обозначает номер скважины, знаменатель — номер участка.

[2] Образцы 1, 2, 3 исследованы методом насыщения в вакууме, а остальные — методом Мельчэра. Данные заимствованы из статьи В. А. Зильберминца и В. Н. Крестовникова, стр. 30 и 35.

Пористость нефтеносных пород Новогрозненского нефтяного месторождения

1. Светло-желтовато-серый кварцево-глинистый песок, скв. 22/14, пласт XI, глубина 630,5 *м*	31,1
2. Темно-серый, пропитанный нефтью рыхлый среднезернистый песчаник, скв. 17/14, пласт XI, глубина 609,0 *м*	27,51—28,02
3. Светло-серый кварцевый среднезернистый слоистый песчаник, скв. 24/17, пласт XIII, глубина 625,2 *м*	22,66—23,00
4. Светло-серый, очень крупнозернистый и неравнозернистый (отдельные зерна достигают 3 *мм*) рыхлый рассыпающийся песчаник, скв. 2/25, пласт XVI, глубина 925,6 *м*	25,76—26,00
5. Серый кварцевый среднезернистый рыхлый песчаник, скв. 7/8, пласт XVI, глубина 901,4 *м*	21,51—21,74
6. Темный желтовато-серый, пропитанный нефтью среднезернистый песчаник, скв. 11/16, пласт XVI, глубина 986,5 *м*	20,97—21,77
7. Светло-серый кварцевый среднезернистый рыхлый песчаник, скв. 2/5, пласт XVI—XVII, глубина 926,6 *м*	21,36—23,85
8. Светло-серый кварцевый, с темными слюдистыми прослойками среднезернистый твердый песчаник, скв. 1/32, пласт XIX, глубина 1012,0 *м*	16,72—17,82
9. Серый кварцевый среднезернистый рыхлый песчаник, скв. 1/32, пласт XIX, глубина 1020,0 *м*	19,05—21,08

Из приведенных данных видно, что пористость главнейших нефтеносных горизонтов Новогрозненского месторождения (пласты XIII и XVI) приблизительно такая же, как и пористость нефтяных горизонтов важнейших Бакинских месторождений: Сураханского и Биби-Эйбатского.

Ввиду того, что в самое последнее время получил промышленное значение нижний отдел майкопской свиты в Черных горах (скважина возле сел. Стерч-Кертычка в Бенойском районе), необходимо привести данные о пористости песков, входящих в состав этого отдела (муцидакальский горизонт).

Пористость песков и песчаников нижнего отдела майкопской свиты (муцидакальский горизонт) в Черных горах

1. Желтовато-серый мелкозернистый песчаник р. Ачи-су	24,61; 22,51; 24,76
2. Желтовато-серый мелкозернистый песчаник р. Ачи-су	22,14; 22,22; 21,53, 22,70
3. Светло-серый мелкозернистый песчаник р. Ярык-су	18,18; 17,43
4. Светло-серый мелкозернистый песчаник р. Ярык-су	21,08; 20,87
5. Светло-серый мелкозернистый песчаник р. Ярык-су	19,14; 19,28
6. Светло-серый мелкозернистый песчаник р. Ярык-су	16,72; 18,66
7. Мелкозернистый рыхлый песчаник р. Кодахчин (нижнемайкопские слои)	33,82; 32,33

8. Мелкозернистый рыхлый глинистый песчаник р. Кодахчин (нижнемайкопские слои)	29,80; 30,69
9. Мелкозернистый рыхлый песчаник р. Фиягдон (нижнемайкопские слои)	33,84; 32,33
10. Крепкий тонкозернистый песчаник р. Фиягдон (нижнемайкопские слои)	6,93; 4,35
11. Крепкий сливной тонкозернистый песчаник р. Кодахчин (нижнемайкопские слои)	4,35; 3,65
12. Крепкий тонкозернистый песчаник р. Фиягдон (нижнемайкопские слои)	3,13; 3,83
13. Серый крепкий тонкозернистый песчаник р. Майрамадаг (нижнемайкопские слои)	3,13; 3,83
14. Серый крепкий тонкозернистый песчаник р. Ассы (нижнемайкопские слои)	10,45

Особо большие колебания пористости обнаруживаются в песчаниках нижнего отдела майкопской свиты в западной части Черных гор по рекам Кодахчин и Фиагдон, где пористость колеблется в пределах от 35,67 до 3,13% и является более выдержанной в восточной части Черных гор по рекам Ярык-су и Ачи-су, где средняя пористость будет приблизительно 20% — показатель, весьма благоприятный для нефтяной породы.

Из предыдущего обзора видно, что рыхлые несцементированные среднезернистые пески имеют пористость около 30—35%, наличие небольшого количества примеси глинистого вещества или же известкового цемента понижает пористость до 20—25% и сильная цементировка может ее снизить почти до 3%.

Этими данными характеризуются пески и песчаники третичного возраста главнейших нефтяных месторождений СССР. В месторождениях других стран наблюдается нечто подобное. Исследователи нефтяных месторождений Соединенных Штатов дают для неуплотненных песков среднюю пористость от 30 до 35% [1]. Более высокая пористость наблюдается в слабо сцементированных песках Калифорнии, где она достигает 40%. Однако исследование многих образцов из продуктивных горизонтов нефтяных месторождений этого штата дает цифру пористости, равную 30% и несколько выше. Нефтяные пески Калифорнии подобны пескам наших кавказских месторождений третичного возраста. По всей вероятности, пористость третичных песков во всем мире будет приблизительно одна и та же, т. е. колеблется в пределах от 25 до 30%. Примесь глинистого или известкового цемента понижает эту пористость до 15—20%.

Мезозойские пески и песчаники являются более уплотненными, среди них рыхлые пески попадаются реже. За примерами обратимся к нефтяным месторождениям Северной Америки.

Газовый песок Накаточ верхнемелового возраста из месторождения Мехиа-Гросбэк в центральном Техасе показывает среднюю пористость 24,4%. Точно так же газовый песок Вудбайн из газоносного месторождения Шрэвепорт в штате Луизиана дает

[1] *E. A. Lilley.* The geology of petroleum and natural gas. London, 1928, p. 170.

среднюю пористость около 22,7%. Второй песок Уолл-крик (главный нефтеносный горизонт месторождения Солт-крик) в штате Вайоминг показывает пористость в 25,8% [41].

Пористость палеозойских песчаников еще несколько ниже. Степень уплотнения и цементирования в них значительно выше, чем в более поздних образованиях, так что пористость выше 20% является довольно редкой. Вот некоторые данные о пористости важнейших нефтяных песков палеозойского возраста восточной нефтеносной области США (табл. 38).

Таблица 38

Пористость палеозойских песков восточной области США, по Д. Дэю [1]

Песок	Местность (штат)	Пористость (в %)
Берэа	Огайо, месторождение Вудсфильд	11,2
Биг-Инжэн	Девисвилль	13,1
Кэбин-крик	Западная Вирджиния, Дауэс	19,3
Газовый	Техас, месторождение Петролия	26,6
Бартлсвиллские	Оклахома — ряд месторождений	16,6
Брэдфордский	Пенсильвания (Костэр-сити)	17,4

[1] *David T. Day.* Handbook of the petroleum industry, 1903, стр. 31—32.

Э. Блюмер для пенсильванских песков приводит среднюю величину пористости, равную 10% [1].

Так как пористость песчаников определяется степенью их уплотнения и количеством проникшего в них цементирующего вещества, то вполне возможно допустить более низкую пористость палеозойских пор. Однако необходимо помнить, что плотность имеет причиной статическое и динамическое давления и у пород одного и того же возраста оно может быть разное. Точно так же вполне возможна и бóльшая разница в количестве проникшего в породу цементирующего вещества, независимо от ее возраста.

У Э. Лиллэя мы находим, что между бурильщиками и практиками-нефтяниками распространено довольно широко мнение, что отдача нефти песком пропорциональна размерам зерен. Это справедливо при всех прочих равных условиях. Но и мелкозернистые пески часто являются богатой нефтяной породой. Так, Пак сообщает, что мелкозернистые пески являются значительным нефтяным горизонтом в районе Мидвэй в штате Калифорния и долине Сан Уокин и утверждает, что во многих образцах количество зерен, проходивших через сито в 200 отверстий (меш), составляло от 50 до 80%. Подобный материал только немного больше, чем частицы пыли. Рыхлые пески крайне тонкого сложения довольно обычны и для третичных горизонтов. В Калифорнии, в Венесуэле, на о. Тринидад и у нас в Баку они давали хорошие

[1] *Э. Блюмер.* Нефтяные месторождения. Основы геологии нефти, 1929, стр. 91.

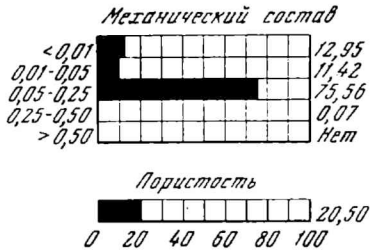
обильные притоки нефти, но и причиняли много беспокойства, так как они образуют в скважине пробки.

Для мелкозернистого песка проникновение цементирующих веществ более опасно, чем для грубозернистого. Его поры могут сделаться слишком малыми, чтобы обеспечить легкое продвижение жидкости, и субкапиллярными, и тогда всякое движение жидкости прекратится, и пески потеряют свою отдачу.

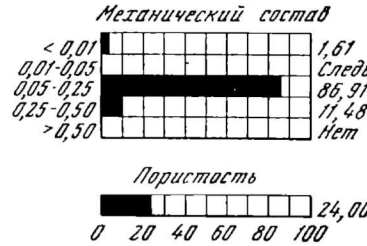
Из нефтеносных известняков наибольшей пористостью обладают главным образом доломитизированные известняки. Например, трещиноватый доломитизированный известняк из нефтяного месторождения Спиндлтоп в штате Техас имеет среднюю пористость около 33%. Приблизительно такой же пористостью обладает и знаменитый трэнтонский известняк в штате Огайо, являющийся нефтеносным в тех местах, где он доломитизирован, тогда как в тех местах, которые не были захвачены процессом доломитизации, он продуктивных скоплений нефти не содержит. Сюда же должен быть причислен не менее знаменитый известняк Томасопо (Эль-Абра) из Мексиканских нефтяных месторождений, о котором уже упоминалось. И в нем, как и в трэнтонском известняке, наблюдается доломитизация и связанные с нею обильные нефтепроявления. Наряду с этим обогащению его порами способствовали его глубокое выветривание и разрушение. Некоторые авторы причину пористости в известняке Томасопо видят не в доломитизации, а в растворяющей силе циркулирующих в нем минерализованных термальных вод.

В тесной связи с пористостью пород находится их механический состав. Можно сказать, что пористость той или иной осадочной породы является функцией ее механического состава. Нужно здесь отметить, что и вопрос о механическом составе нефтеносных пород является недостаточно изученным. Между тем, при определении пористости (и в особенности при определении отдачи нефти породою) это имеет большое значение. На изображенных здесь диаграммах (фиг. 15—46) показан механический состав ряда песчаных образцов из скважин Бакинского и Грозненского нефтеносных районов в сопоставлении с их пористостью.

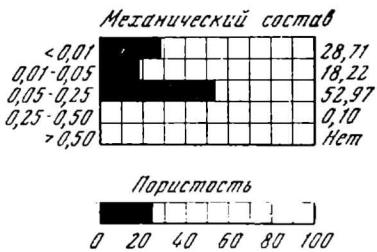
Из этих диаграмм видна тесная связь пористости и механического состава породы. Особенно рельефно это выделяется на диаграмме механического анализа нефтеносных песков Новогрозненского района и Сабунчинской площади в Бакинском районе. Преобладающей здесь фракцией является фракция с диаметром песчинок 0,05—0,25 *мм*; количество ее колеблется от 67,5 до 72,7% в Сабунчах и от 68,15 до 93,68% — в Новогрозненском районе. Примесь к этой основной фракции более крупных или более мелких зерен сказывается уже на коэффициенте пористости, который колеблется, как видно из диаграммы, в пределах от 17 до 27,76% для Новогрозненского района и от 32 до 50,9% для Сабунчинского. Преобладающее значение фракции 0,25—0,05 *мм* служит причиной некоторой однородности породы, повышающей



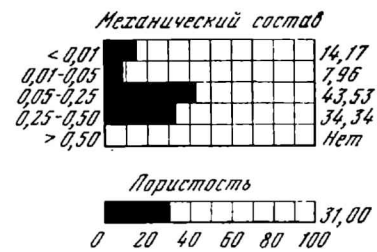
Фиг. 15. Старогрозненские промыслы, скв. 2/232, II водяной пласт



Фиг. 16. Старогрозненские промыслы, скв. 1/113, II нефтяной пласт



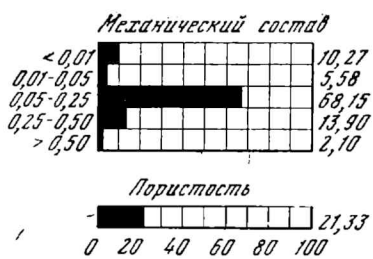
Фиг. 17. Старогрозненские промыслы, скв. 4/13, XIV нефтяной пласт



Фиг. 18. Старогрозненские промыслы, скв. 1/238, XI нефтяной пласт

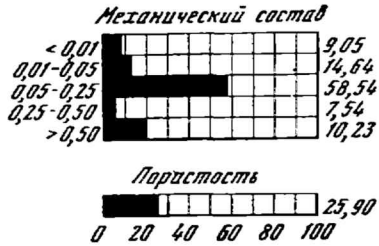


Фиг. 19. Новогрозненские промыслы, скв. 20/7, XI пласт, глубина 641,1 *м*



Фиг. 20. Новогрозненские промыслы, скв. 5/26, XIII пласт, глубина 758,1 *м*

ее пористость, примесь же мелких компонентов эту пористость несколько понижает, что видно хотя бы из сравнения образца нефтяного песка из скв. 22 с нефтяным песком надкирмакинской песчаной свиты из скв. 204 Сабунчинского района. Правда, функциональная зависимость пористости от механического состава



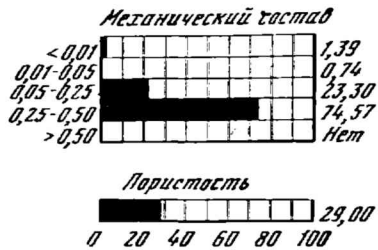
Фиг. 21. Новогрозненские промыслы, скв. 2/25, XVI пласт, глубина 913,5 *м*



Фиг. 22. Новогрозненские промыслы, скв. 1/32, XIX пласт, глубина 1012 *м*



Фиг. 23. Сунженский хребет. Серноводск, скв. 500, IX пласт, Крестовая балка



Фиг. 24. Сунженский хребет. Серноводск, скв. 201, XVI пласт, Горячая балка

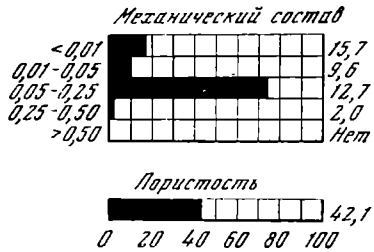


Фиг. 25. Терский хребет. Горячеводск, скв. 328

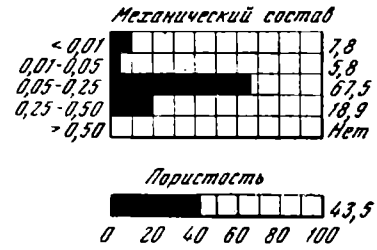


Фиг. 26. Терский хребет. Горячеводск, скв. 324

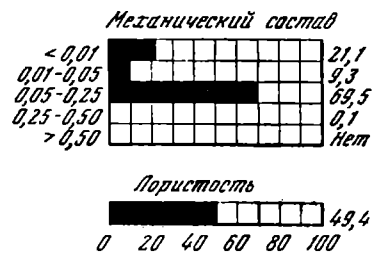
породы часто затушевывается наличием в песчаных пластах цементирующего материала. По-видимому, только этим и можно объяснить значительную разницу в пористости новогрозненских и сабунчинских песков. Несмотря на более благоприятный в смысле однородности механический состав новогрозненских песчаных



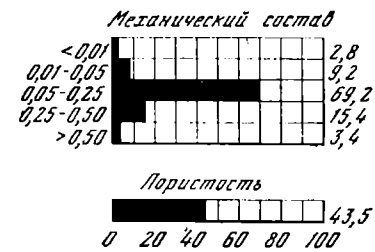
Фиг. 27. Сабунчинский район. Солбаз, скв. 62, III горизонт, глубина 296,1 *м*



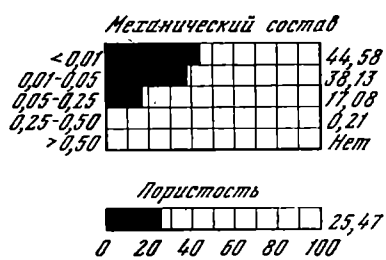
Фиг. 28. Сабунчинский район, Солбаз, скв. 100, IV горизонт, глубина 304,5 *м*



Фиг. 29. Сабунчинский район. Солбаз, скв. 45, IVa горизонт, глубина 317,1 *м*



Фиг. 30. Сабунчинский район. IV промысел, скв. 204/42, горизонт песчаной надкирмакинской свиты

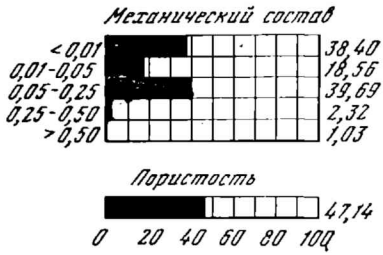


Фиг. 31. Биби-Эйбатский район, III промысел, скв. 67/7, глубина 545,6 *м*

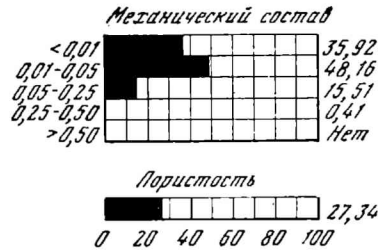


Фиг. 32. Биби-Эйбатский район, III промысел, скв. 95/10, глубина 958,5 *м*

пород по сравнению с сабунчинскими, они все же имеют, как видно из диаграмм, значительно меньшую скорость, чем сабунчинские. Это объясняется тем, что сабунчинская порода — рыхлые пески, а новогрозненская — песчаники, т. е. порода, подвергшаяся цементации.



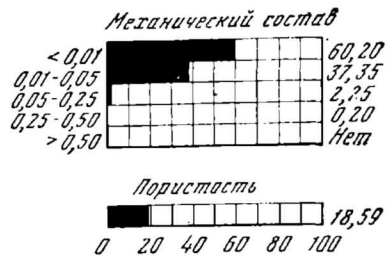
Фиг. 33. Биби-Эйбатский район. IV промысел, скв. 37/20, глубина 569,1 *м*



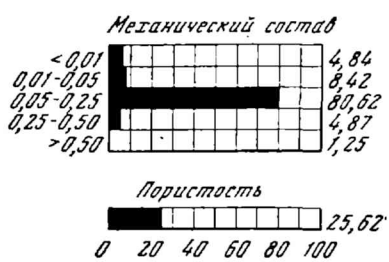
Фиг. 34. Биби-Эйбатский район, I промысел, скв. 118/36, глубина 406,5 *м*



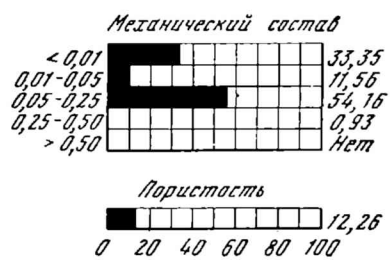
Фиг. 35. Биби-Эйбатский район, VII промысел, скв. 126/57, глубина 1093,7 *м*



Фиг. 36. Биби-Эйбатский район, VII промысел, скв. 126/57, глубина 1144,5 *м*

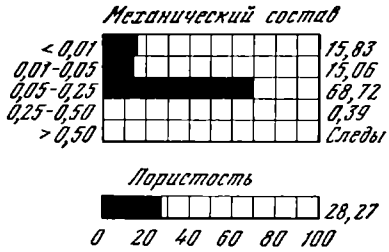


Фиг. 37. Биби-Эйбатский район, Бухта, скв. 125, глубина 560,7 *м*



Фиг. 38. Биби-Эйбатский район, VII промысел, скв. 80/32, глубина 265 *м*

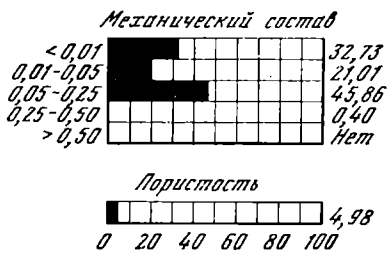
Познакомившись с пористостью и некоторыми примерами пористых пород, а также с некоторыми данными об их механическом составе, следует остановиться на другом весьма важном свойстве горных пород — на их так называемой непроницаемости или проницаемости.



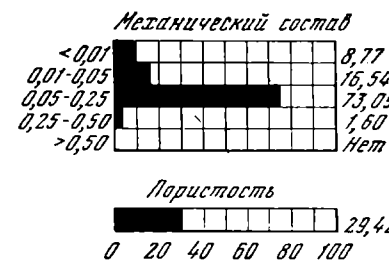
Фиг. 39. Сураханский район, V промысел, скв. 75/62, III—IV горизонт, глубина 706 *м*



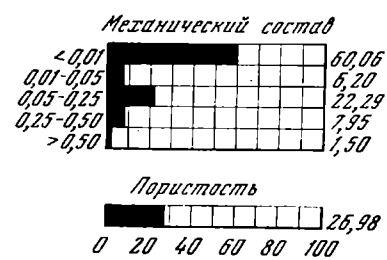
Фиг. 40. Сураханский район, V промысел, скв. 75194, IVb горизонт, глубина 815,5 *м*



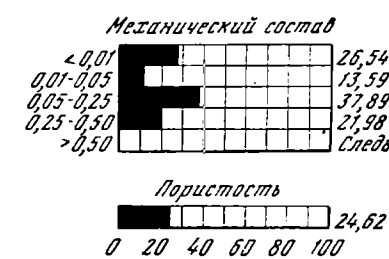
Фиг. 41. Сураханский район, VI промысел, скв. 76119, сураханская свита, глубина 692 *м*



Фиг. 42. Сураханский район, V промысел, скв. 75187, горизонт «с», глубина 374,5 *м*



Фиг. 43. Бинагадинский район, скв. 92038, балаханская свита, глубина 89,6 *м*



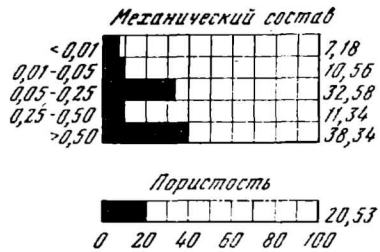
Фиг. 44. Бинагадинский район, скв. 94052, свита перерыва, глубина 346 *м*

Строго говоря, все твердые тела при наличии известных условий являются проницаемыми. Выше мы видели, что в тех породах, которые имеют капиллярные или субкапиллярные поры, движение жидкости при обыкновенных условиях совершается или с величайшей медленностью, или же совсем прекращается. Такие

породы могут обладать даже очень большой величиной объема пор, однако, если поры эти в отдельности чрезвычайно малых размеров, то породы становятся естественными барьерами для циркулирующей жидкости. Такие породы считаются не теоретически, а практически непроницаемыми. В условиях обычного гидростатического и газового давления они являются очень трудно проницаемыми или даже непроницаемыми как для воды, так и для нефти и газа.



Фиг. 45. Бинагадинский район, скв. 91061, среднекирмакинская свита, глубина 254 *м*



Фиг. 46. Бинагадинский район, скв. 94046, свита указана, глубина 1062,5 *м*

При наличии особых условий (чрезвычайно высокого давления, высокой температуры и продолжительного действия капиллярных сил) через эти породы, хотя и медленно, в течение геологических периодов нефть может проникать и перемещаться из одного пласта в другой. Представителями таких так называемых непроницаемых пород являются главным образом глины и глинистые сланцы. При известных условиях такую роль могут играть плотные известняки, зацементированные песчаники и плотные мергели. В судьбе нефтяных месторождений непроницаемые породы сыграли большую роль. Во многих случаях они явились труднопроницаемым покровом для нижезалегающих скоплений нефти и предохранили их, таким образом, от истощения.

Породы, содержащие обыкновенные поры, или пустоты, а также различного рода каверны, трещины, полости и т. п., являются породами проницаемыми. В них жидкость, как указывалось выше, движется, подчиняясь гравитационному режиму, по законам гидростатики. Мы имеем большое количество доказательств этой проницаемости, встречаемых нами почти на каждом шагу. Источники и потоки грунтовых вод, поверхностные выходы нефти и газа, приток нефти к забою скважин и т. д. — все это обусловлено именно проницаемостью пород и возможностью свободного движения по ним жидкостей. При этом скорость движения жидкости через пористое тело, а следовательно, и через породу зависит прежде

всего от величины пор. Она приблизительно пропорциональна квадрату величины пор [1].

Принимая во внимание сказанное о непроницаемости и проницаемости пород, следует признать, что, собственно говоря, не существует резкой границы между проницаемыми и непроницаемыми породами. Правильнее говорить о трудно- и легкопроницаемых породах. Жидкость (вода и нефть) может содержаться и в тех и в других, только из проницаемых она легко может выходить, а из непроницаемых она будет извлекаться с величайшим трудом, или же при обычных методах ее извлечения она совсем не будет извлекаться. Всякая так называемая непроницаемая горная порода, будь то осадочная, как глина или плотный известняк, или же изверженная, как, например, гранит, всегда содержит в своих порах жидкость, известную под названием «горной влажности».

Главнейшими представителями проницаемых пород являются пески, песчаники (если они не зацементированы), галечник и конгломераты, оолитовые известняки, доломитизированные известняки и пр.

С точки зрения выяснения условий происхождения и образования пород, принимающих участие в строении нефтяных месторождений, важно было бы познакомиться с их петрографическим составом, с главнейшими породообразующими, или породосоставляющими, минералами. Эти вопросы детально изложены в специальных курсах. Эти данные помогут выяснить те физико-географические условия, в которых происходило отложение указанных пород и образование нефтяных месторождений.

[1] *Э. Блюмер.* Нефтяные месторождения. Основы геологии нефти, 1929, стр. 96.

Глава IV

ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА НЕФТИ

Переходим к рассмотрению вопроса, с какими же породами вообще связано появление нефти и углеводородных газов на нашей планете и к каким породам приурочены ее залежи, имеющие то или иное промышленное значение.

Признаки нефти, следы ее, а иногда и незначительные скопления обнаружены в изверженных породах, но все крупные месторождения связаны почти исключительно с осадочными породами всех геологических возрастов, начиная с кембрия и до послетретичных отложений включительно.

Присутствие углеводородов в космическом масштабе обнаружено в газовой оболочке некоторых неподвижных звезд, планет и комет. Битумы встречены и в метеоритах — в тех осколках небесных тел, которые время от времени попадают на нашу планету. В пределах нашей планеты углеводороды обнаружены, с одной стороны, в газах вулканов, а с другой, — в различных изверженных породах и кристаллических сланцах.

У разных авторов[1] перечислен ряд мест на земном шаре, где встречены те или иные признаки нефти, битумов или углеводородных газов в изверженных и метаморфических породах. Остановимся на этом кратко, отсылая интересующихся к указанным книгам.

Признаки нефти и битумов отмечены в гранитах в Корнуэлсе (Англия), в Овэрни (Франция) и в Скандинавии, в мелафире в Центральной Шотландии, Богемии, в диорите — Канады; в базальте и базальтовых лавах, например, у подножия вулкана Этна (Сицилия), в серпентине на о. Куба; в гнейсах Мексики (штат Оаксака) на океанском побережье и в Швеции. Есть указания на нахождение нефтяных включений в горном хрустале в штате Алабама близ Гутервилля, и особенно любопытно нахождение включений нефти в железорудных месторождениях Швеции (Даннеморы, Фалуни и Норберга), месторождениях свинцового блеска, цинковой обманки (в Англии) и серебряных жилах Конгсберга (Норвегия). Но все эти примеры представляют исключительные редкие случаи, имеющие только теоретическое значение. По всей вероятности, в большинстве указанных примеров мы имеем дело,

[1] *Г. Гёфер.* Нефть и ее производные, 1908, стр. 141. *Э. Блюмер.* Нефтяные месторождения. Основы геологии нефти, 1929, стр. 99—102.

с так называемыми ювенильными углеводородами, выделившимися из расплавленной магмы или из горячих растворов при остывании изверженных пород и формировании вышеуказанных месторождений. Возможно, конечно, проникновение нефти в изверженные породы и из соседних осадочных пород; таким путем могли образоваться месторождения нефти в «серпентиновых» нефтеносных площадях Южного Техаса. По-видимому, к фактам подобного рода относится высачивание нефти на о. Куба из трещин в серпентинах, куда она попала из осадочных пород, с которыми змеевик находится в тесном соприкосновении.

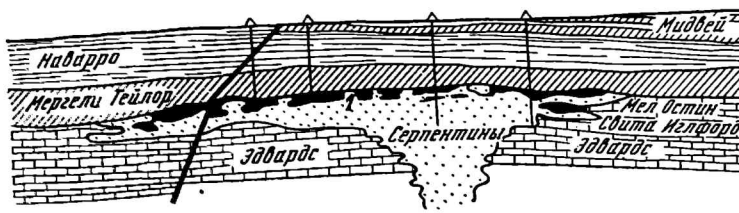
В приведенных примерах мы имеем дело со скоплениями нефти минералогического характера и значения, но существует два-три места на земном шаре, где нефть, залегающая в несомненных изверженных породах, получила более или менее серьезное промышленное значение. В этом отношении наиболее любопытными являются нефтяные месторождения Среднего Техаса Тролл и Локкарт, расположенные между сбросами Балконес (Balcones fault) и Мэхиа-Люлинг в округе Уильямсон. Месторождение Тролл было открыто в 1915 г. Первая скважина с глубины всего 250 *м* дала начальную добычу в 33 *т*. К концу 1915 г. на площади около 3 *км*^{2} имелось уже более 100 продуктивных скважин, дававших ежедневно около 400 *т* легкой нефти удельного веса 0,820. По одним данным нефтеносной породой является вулканический туф, залегающий между непроницаемыми верхнемеловыми сланцами и мергелями свиты Тэйлор. Здесь вулканические туфы играют роль, аналогичную нефтяным пескам и другим рыхлым породам, являющимся коллекторами для нефти. Очевидно, в эти породы нефть попала из нормальных осадочных пород, перекрывающих и подстилающих туфы, которые являются породой, несомненно, изверженного происхождения; составляющие ее минералы изменились настолько, что порода представляет агрегат или брекчию из зерен кальцита, хлорита и других вторичных минералов, сохранивших форму первоначальных кристаллов, из которых они произошли. По другим данным, нефть в Тролле подчинена не вулканическим туфам, а змеевикам, прорвавшим мергеля свиты Тэйлор.

Месторождение Локкарт расположено несколько южнее Тролла. Оно открыто в 1925 г. Здесь нефть залегает в змеевиках, прорвавших нижнемеловые и верхнемеловые породы (фиг. 47) на глубине 365—455 *м*. Через 4,5 месяца после открытия месторождение давало около 2 тыс. *т* нефти ежедневно.

В каньоне Плацеритра в Южной Калифорнии, в 30 *км* к северу от Лос-Анжелеса, в долине Санта-Клара, добывалась необыкновенно легкая нефть удельного веса 0,740—0,780 из косослоистых слюдистых кристаллических сланцев. Одна из заложенных здесь скважин давала добычу от 7 до 9 *кг* в день. Нужно думать, что нефть в кристаллические сланцы попала из залегающих по соседству (в расстоянии 200—400 *м*) третичных отложений, именно

из свиты Фернандо, носящей теперь название Репэто, содержащей богатейшие нефтеносные горизонты Калифорнии.

В Канаде, в провинции Альберта, нефть получается из вторично заполненных карманов в кристаллических породах. Здесь были найдены выходы нефти и пробурен ряд скважин до глубины 400 *м*. Одна из них давала около 150 *кг* нефти в день. В нефтяном месторождении Панхэндл в северо-западной части Техаса нефть в огромных промышленных масштабах добывается из аркозовых



Фиг. 47. Разрез нефтяного месторождения Локкарт; показаны скопления нефти (1) в серпентинитах

песчаников и мощного базального конгломерата, возникших за счет выветривания и разрушения подлежащих гранитов. В эти породы нефть попала из перекрывающих их осадочных образований палеозойского возраста. Если вспомнить, что в Мексике нефтяное поле Фурбэро давало немного нефти из вулканической интрузии в третичных мергелях, то вышеприведенными фактами исчерпываются почти все случаи более или менее значительных скоплений нефти в изверженных или метаморфических породах. И все эти случаи, как видно из предыдущего, могут быть объяснены проникновением нефти из соседних нефтесодержащих осадочных пород в трещины, каверны, поры и другие пустоты вторичного происхождения в изверженных или метаморфических породах. Эти факты с несомненностью убеждают, что существуют скопления нефти вторичного происхождения.

Если не считать месторождений Панхендл, Тролл и Локкарт, все прочие перечисленные месторождения, так или иначе связанные с массивно-кристаллическими породами, имеют чрезвычайно ограниченное промышленное значение и можно, как правило, установить, что более или менее значительные скопления нефти и газа отсутствуют в изверженных и метаморфических породах (кристаллических сланцах, гнейсах и т. д.), и поэтому нет основания искать нефть в местах сплошного их развития. Центральные части хребтов и «кристаллические щиты» (Фенно-Скандия, Канадский щит и др.), сложенные по преимуществу именно изверженными и метаморфическими породами, заранее могут быть исключены из сферы нашего внимания при поисках нефти.

Все крупные и богатые нефтяные месторождения приурочены к осадочным породам и среди последних первую роль в этом отношении играют пески и рыхлые песчаники. Поэтому выражение американских нефтяников «где нет песков, там нет и нефти» имеет свой смысл, если под нефтяным песком разуметь более широко всякую рыхлую породу, могущую быть коллектором нефти. Из нефтяных песков и песчаников добывается около 9/10 всей получаемой в мире нефти. На втором месте по своему значению стоят ноздреватые и пористые известняки, или доломиты.

Пески, песчаники, конгломераты и известняки, или доломиты, являются главнейшими нефтяными резервуарами и подземными хранилищами, поскольку они содержат пустоты и поры таких размеров, по которым жидкость может легко циркулировать. Нефть в них легко может собраться, а в известных условиях и легко их покинуть. Это бывает, например, когда они выведены на дневную поверхность и разрушены процессами денудации. Для того чтобы нефть сохранилась в этих породах, необходимо, чтобы они были перекрыты так называемыми непроницаемыми породами.

Роль таких непроницаемых покровов, пород, удерживающих нефть и предохраняющих ее залежи от естественного истощения, играют глины. Мы уже говорили, что пористость этих пород при однородных частицах может достигать 40%, т. е. равняться и даже превосходить пористость более рыхлых пород — песков, конгломератов и т. д., но эти поры имеют субкапиллярную величину, и жидкость в них передвигаться не может. Они являются поэтому, как мы уже выразились, естественным барьером для жидкости, циркулирующей в подстилающих их песчаных породах [42].

Некоторые глины, а также некоторые сланцевые породы, в составе которых играет значительную роль органический материал, т. е. те породы, которые мы отнесли к каустобиолитам, при образовании нефтяных месторождений играют особую роль: они являются материнской породой, исходным материалом, в процессе изменения которого (в так называемом процессе битуминизации) возникают нефть и углеводородные газы. Нефть в таких битуминозных породах (битуминозных глинах и битуминозных сланцах) находится в рассеянном состоянии, распределенной по всей массе породы; она там находится в громадных количествах, но не может быть оттуда извлечена теми методами, которые применяются в добыче нефти из песков и других крупнопористых пород. Только при наличии особых условий (громадного давления, высокой температуры, или же действия сил капиллярного притяжения) в течение ряда геологических эпох она может перейти в переслаивающиеся с глинами рыхлые породы — пески, песчаники и др.

Искусственно можно из битуминозных пород извлечь битумы путем сухой перегонки их в закрытых сосудах при нагреве до той

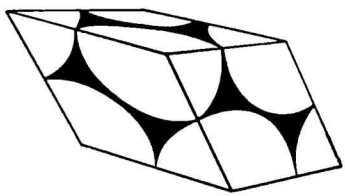
или иной температуры, в результате чего получается так называемая сланцевая смола, из которой путем дальнейшей ее переработки могут быть получены и другие нефтепродукты — бензин, керосин и т. д. Залежи таких битуминозных глин и битуминозных или, как их часто называют, горючих сланцев встречаются во всех частях света: ими особенно богаты Эстония, Соединенные Штаты, а также Австралия. Эти породы представляют как бы «нефтяную руду», из которой может получиться и жидкая нефть в процессе перегонки. Теперь, когда способы гидрогенизации, или бергинизации (на основании опытов Бергиуса), получили уже большое промышленное значение, битуминозные сланцы в качестве будущих источников жидкого горючего получают крупное значение, ибо потенциальные запасы в них жидких битумов во много раз превосходят запасы жидкой нефти в нефтяных месторождениях всего мира.

При образовании нефтяного месторождения редко бывает так, чтобы весь пористый пласт или вся песчаная залежь совпадали в своих очертаниях с нефтяной залежью, которая чаще всего занимает только часть всей песчаной залежи, причем в пределах нефтяной залежи иногда обнаруживается в разных местах различная степень насыщения в зависимости от характера пористости и степени цементации нефтесодержащего песка, о чем уже говорили раньше. Поэтому из всей нефтяной залежи только какая-то часть ее может оказаться имеющей промышленное значение. Эту часть нефтяной залежи американцы называют «промышленным песком», или «промышленным прослоем». Такое распределение нефти в пористых породах зависит от их состава и пористости. Нефть встречается в тех частях песчаного комплекса, которые имеют наибольшую пористость и сложены из более или менее грубозернистого материала. Впрочем, иногда при однородности зерна и тонкозернистые пески обладают большой пористостью и могут включать богатые залежи нефти. Но и из «промышленной» прослойки нефть извлекается далеко не вся. Как уже неоднократно упоминалось, нефть легко входит и свободно уходит (вообще циркулирует) только по отверстиям, имеющим такие размеры, которые мы называли размерами обыкновенных пор. Между тем, строение порового пространства, изображенного на фиг. 48 и 49, показывает, что и у обыкновенных пор имеются такие места (в уголках между зернами), которые по своим размерам приближаются к капиллярным и даже субкапиллярным порам. Из таких коллекторов нефть трудно извлекается. Сколько нефти из породы извлекается и сколько ее там остается — вопрос пока еще малоизученный. Некоторые авторы, например Уошборн, принимают коэффициент извлечения равным 60—75%.

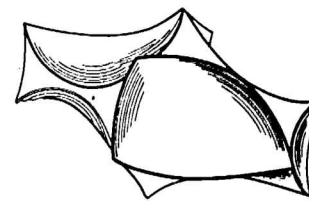
Если принять коэффициент пористости равным 25%, коэффициент насыщения 75% и коэффициент извлечения 70%, то получим $0{,}25 \cdot 0{,}75 = 0{,}13125$, или 13,125%, т. е. окончательно извлекается несколько больше половины того количества нефти, ко-

торая содержится в «промышленной» части нефтяной залежи. По другим данным, ее извлекается несколько меньше.

В Новогрозненском месторождении газ играет в режиме месторождения второстепенную роль (газовый фактор не превышает 40 $м^3$ на 1 $т$ нефти) и основным является фактор гидродинамический. При наличии здесь мощных водоносных горизонтов при эксплуатации идет промывка песчаника горячими (свыше 100° С) минерализованными водами высокого напора (свыше 200 $м$ над



Фиг. 48. Промежутки между зернами сферической формы



Фиг. 49. Модель порового пространства

уровнем моря), так что почти вся нефть из песчаников извлекается и процент отдачи нефти благодаря гидравлическому режиму очень высок.

Данных по другим месторождениям у нас мало, а между тем этот вопрос имеет громадное практическое значение. Проектируется, например, разработка шахтами верхних песчаников спаниодонтелловой свиты в Старогрозненском районе, а между тем, точных данных об оставшейся в них неизвлеченной обычными методами эксплуатации нефти у нас нет. Лишь предположительно количество оставшейся неизвлеченной нефти здесь оценивается в 100 млн. $т$, но возможны всякие неожиданности: шахты дойдут до нефтяных песков, а нефти из них не получат. Один такой неудачный опыт уже был со штольнями на горе Аташкя в Шубанинском районе. Объяснение неудачи этого опыта можно найти в статье А. Д. Архангельского и М. А. Жиркевича «К познанию свойств нефтяных песков» [1], где сказано: «Если нефть в пластах не находится под напором воды или газа, то она будет стекать в галереи, дренирующие пласт, лишь в том случае, когда последний состоит из пород с крупными порами: из крупнозернистых, лишенных глинистых частиц песков, или пород трещиноватых. В тонкозернистых глинистых песках типа песков шубанинской штольни нефть удерживается капиллярными силами, и для выделения ее необходимо применение какой-либо побудительной силы».

---

[1] *Э. Блюмер.* Нефтяные месторождения. Основы геологии нефти, 1929, стр. 97.

Выше нами было сказано, что $^9/_{10}$ всей мировой добычи нефти получается из песчаных пород. Действительно, наиболее богатые, всемирно известные нефтяные месторождения содержат нефть или в песках или в рыхлых песчаниках. Приведем примеры. Многочисленные нефтяные горизонты наших Бакинских нефтяных месторождений представлены мощными песками. В верхнем отделе продуктивной толщи в Балахано-Сабунчино-Раманинском месторождении, или в Ленинском районе, насчитывается не менее 10, а если считать с более детальными делениями отдельных горизонтов (IVa, IVв и т. д.), то и больше, обособленных нефтеносных песчаных горизонтов. На Биби-Эйбате известно 17 нефтеносных песчаных горизонтов. Наиболее богатым здесь является так называемый V нефтеносный горизонт, представленный песками.

В Грозненском нефтяном районе нефть добывается из рыхлых песчаников, достигающих местами весьма значительной мощности (до 60 *м*). В Старогрозненском районе вскрыто разработкой 18 песчаных пластов, в Новогрозненском — 23 пласта. Наиболее знаменитыми являются: в Старом районе — так называемый XII пласт, который в скв. 54/147 в Соленой балке дал свыше 1,3 млн. *т* нефти, а в Новом — XIII и XVI пласты, давшие богатые фонтаны нефти.

Рукавообразная залежь Нефтяно-Ширванского нефтяного месторождения образована песками и галечниками речного происхождения, отложенными в рукаве размыва. Знаменитый пласт *С*, дающий богатые газовые и нефтяные фонтаны, представляет линзообразные песчаные залежи, отложенные или на размытой поверхности фораминиферовых слоев, или же среди глин низов майкопской свиты.

В Урало-Эмбенском районе нефть залегает в песчаных пластах подчиненных средней юре и верхней перми. Наиболее важными являются пески III и IV горизонтов в Доссорском нефтяном месторождении. Нефть в многочисленных месторождениях Средней Азии тоже подчинена пескам и песчаникам третичной системы.

Если далее перейдем за пределы СССР, то убедимся, что и в Румынии, и в Польше нефть залегает в песчаных пластах; в Румынии — песках, подчиненных мэотическому и дакийскому ярусам, а в Польше самым продуктивным горизонтом является добротовский песчаник среднеолигоценового возраста.

В Соединенных Штатах нефтеносные горизонты Восточной нефтяной провинции (Аппалачская область и др.) главным образом представлены песками и песчаниками. В штате Пенсильвания, например, насчитывается не менее 20 песчаных горизонтов, расположенных среди каменноугольных отложений и отложений девонской системы. В каменноугольной системе, в так называемом пенсильванском отделе, — содержится семь нефтеносных песков и в миссисипском отделе не менее пяти. Среди них наиболее значительным является песок Инджэн, мощность ко-

торого колеблется от 15 до 122 *м*. Он является продуктивным во многих местах юго-восточной части штата Огайо. В основании каменноугольной системы залегает так называемый 100-футовый пласт, являющийся одним из богатейших нефтеносных горизонтов юго-западной части штата Пенсильвания. В девонской системе насчитывается не менее 12 нефтяных песков в свитах Кэтскил и Чэмонг. Среди них наиболее знаменитыми являются пески из группы Венэнго, разработкой которых началась американская нефтяная промышленность в 1859 г. на р. Ойл-крик возле городов Тайтусвилля и Ойл-сити в штате Пенсильвания. Это по большей части крупнозернистые пески с конгломератами, залегающими линзами, местами переходящие в песчанистые сланцы. Между песками этой группы по своей продуктивности особенно выделяется гордоновский песчаник, или песок. Среди свиты Чэмонг особое внимание привлекает песок Брэдфорд, который является одним из старейших нефтеносных горизонтов в Северной Пенсильвании в одноименном районе. Этот песок начал разрабатываться одним из первых и разрабатывается до сего времени. Хотя и относимый к песчаному комплексу Венэнго, песок Брэдфорд отличается в местах своего типичного развития (например, в месторождении Брэдфорд) тонкозернистой структурой.

В нефтяных месторождениях Мид-Континента в штатах Канзас и Оклахома нефть содержится тоже в нефтяных песках среди палеозойских отложений, именно в пенсильванском и миссисипских отделах каменноугольной системы. Здесь насчитывается не менее 18 нефтяных горизонтов. Наиболее замечательным из них является бартлесвильский песок, или песчаник, имеющий очень обширное распространение в штате Оклахома и встречающийся более чем в 30 месторождениях этого штата. Как уже упоминалось выше, одно время из него получалось не менее 90% всей добычи Оклахомы. В настоящее время он является уже в достаточной степени выработанным.

В период 1926—1929 гг. необыкновенное промышленное значение в нефтяных месторождениях, Оклахома-сити и Семинола в штате Оклахома получил песок Уилькокс, залегающий среди отложений нижнесилирийского возраста, или среди ордовикской системы (по терминологии американских геологов). Нефтяной кризис в Америке в 1927 г. был обусловлен перепроизводством добычи нефти именно из этого песка, который «залил» американский рынок нефтью.

В не менее известных нефтеносных районах Калифорнии нефть залегает тоже среди песчаных отложений. Главнейшими и богатейшими нефтяными горизонтами являются здесь мощные (достигающие свыше 100 *м*) рыхлые пески, залегающие в свите Фернандо (плиоцен). Эти пески являются продуктивными горизонтами богатейших нефтяных месторождений Лос-Анжелесского бассейна: Лонг-Бич, Хонтингтон-Бич, Сил-Биг, Домингэс и других, дающих главную добычу в штате Калифорния. Богатейшие неф-

тяные залежи Венесуэлы тоже подчинены пескам третичного и мелового возраста. Одним словом, примеры залегания нефти среди песков и песчаников можно было бы увеличить весьма значительно, но думается, что и приведенных данных достаточно, чтобы убедиться, что пески являются действительно главнейшей породой, в которой собирается нефть и образуются нефтяные залежи. Нефтяные пески являются в действительности главнейшими подземными хранилищами нефти, подземными нефтяными резервуарами.

Второе место после песков занимают пористые, кавернозные, пещеристые известняки, или доломиты. Среди них особенно замечательными являются известняки трэнтонской и спиндлтоп в США и Эль-Абра в Мексике.

Трэнтонский известняк залегает приблизительно в середине ордовикской системы и является одним из наиболее распространенных и хорошо изученных геологических горизонтов. Из него добывается и до сего времени в больших количествах нефть знаменитой нефтяной площади Лима-Индиана. Он обнаруживает нефтеносность там, где доломитизирован, поскольку именно в процессе доломитизации в нем и образовалось значительное количество пустот, заполненных нефтью, и является одним из старейших нефтеносных горизонтов. Есть указание, что нефть в нем обнаружена в штате Кентукки еще в 1829 г. В Лима-Индиана он начал разрабатываться с 1886 г. В 1896 г. трэнтонский известняк дал максимум добычи — около 4 млн. *т* в год.

Известняк Спиндлтоп третичного возраста широко распространен по всему побережью Мексиканского залива и содержит главные залежи нефти во многих соляных куполах штатов Южный Техас и Луизиана. Впервые открыт в месторождении Спиндлтоп, в котором был получен один из самых мощных фонтанов Соединенных Штатов. Следует заметить, что он во многих местах доломитизирован, и доломитовые его разности являются более пористыми, чем трэнтонский известняк. Объем пор спиндлтопских известняков исчисляется в 35%.

Известняк Эль-Абра, в широких кругах гораздо более известный под своим старым наименованием Томасопо, является главным нефтеносным горизонтом нефтяных месторождений Мексики. По возрасту своему относится к нижнему мелу, представляет собой сильно пещеристый кавернозный известняк, поры и пустоты которого произошли, по-видимому, за счет растворяющего действия циркулировавших в нем минерализованных вод. Эти пустоты и были впоследствии заполнены нефтью. О богатстве насыщения этого известняка нефтью свидетельствуют следующие факты: из него был получен ряд грандиозных фонтанов — именно знаменитый Дос-Бокас и Хуан-Кассино № 7, выбросивший около 10 млн. *т* нефти, Потреро-дэль-Льяно № 4, давший около 13 млн. *т* (14 млн. *т*), Серро-Асуль и другие гро-

мадные фонтаны. Почти вся добыча Мексики, достигавшая в начале 20-х годов текущего столетия 25 млн. *т* в год, получалась из этого известняка, притом из очень небольшого числа скважин. С 1920 г. он катастрофически обводняется, и добыча в Мексике, начавшая падать с 1921 г., сейчас значительно снизилась, что свело ее на ранг второстепенных нефтедобывающих стран. Таким образом, судьбы мексиканской нефтепромышленности оказались роковым образом связаны с известняком Эль-Абра.

Остается еще упомянуть об одном известняке нижнетретичного возраста, именно об известняке А с м а р и, являющемся богатым нефтеносным горизонтом месторождения Майдан-и-Нафтун в Южном Иране. Это тоже богатый фонтанный нефтеносный горизонт, давший и дающий огромные количества нефти. Он оолитового строения, ячеист, с многочисленными линзовидными пустотами, местами имеет брекчиевидное строение. Ему обязана своим выдвижением в первые ряды среди нефтедобывающих организаций мира «Англо-иранская нефтяная К°» [43].

В СССР нефть в промышленных количествах обнаружена в известняках района Верхнечусовских Городков (Западный Урал). Главный нефтепромышленный горизонт доломитизированных известняков подчинен здесь так называемой брахиоподово-мшанковой толще, залегающей на самой границе перми и карбона — в артинском ярусе. Еще ниже залегает второй по степени насыщенности горизонт коралловых известняков того же возраста. К тому же брахиоподово-мшанковому горизонту доломитизированных известняков приурочены промышленные залежи нефти и в Стерлитамакском (Ишимбаевском) районе Южного Приуралья.

На Северном Кавказе, в Кубанском нефтеносном районе, в 30 *км* к югу от Краснодара имеется Калужское месторождение, где основные залежи нефти также связаны с мощными линзами брекчиевидных доломитов и брахиоподово-мшанковых известняков чокракско-спириалисового яруса среднемиоценового возраста. Это месторождение имеет, однако, второстепенное промышленное значение [44].

В небольших количествах нефть может скопляться и в глинах при наличии некоторых благоприятных условий, например, там, где эти глины являются сильно измятыми, как это наблюдается иногда в центральных частях или ядрах антиклинальных или диапировых складок. Только в чрезвычайно редких случаях подобные скопления получают некоторое промышленное значение. Среди наших нефтяных месторождений подобного рода следует указать на гору Аташкя (Шубанинский район в окрестностях Баку). Здесь в ядре диапировой аташкинской антиклинали из глин диатомовой свиты и из спириалисовых глин добывается небольшое количество очень легкой и высокой по своему качеству нефти. В ядре протыкания глины являются сильно перемятыми, изломанными, вследствие чего они образовали подходящий для скопления нефти резервуар. Очень редки случаи нахождения нефти

в глинах, имеющих моноклинальное залегание. Примером таких скоплений является Хадыженское нефтяное месторождение в Майкопском районе. Здесь нижний нефтеносный горизонт представлен темно-серыми, сланцеватыми глинами майкопской свиты с тончайшими налетами песка на плоскостях наслоения. В этих глинах, сильно битуминозных и пропитанных нефтью, некоторые скважины встретили небольшие, но весьма устойчивые притоки нефти. Эти скважины давали нефть в течение более десятка лет, а в 1934 г. с глинистого горизонта были получены фонтаны с крупным в масштабе Кубани дебитом (500—600 *т*)*.

В заключение настоящей главы следует отметить в качестве примеров некоторые породы, являющиеся первичными источниками нефти — «материнской» породой для нее. На происхождении этих пород и на процессах превращения в них органического вещества в битумы мы уже останавливались в главе о каустобиолитах и еще раз остановимся в главе о происхождении нефти. Для кавказских нефтяных месторождений такой породой считается майкопская свита, являющаяся первично-битуминозной породой, которая тоже могла при известных условиях быть «материнской» породой для нефти, залегающей ныне в песчаных пластах упомянутой продуктивной свиты.

«Материнской» породой для нефти галицийских нефтяных месторождений считаются менилитовые сланцы нижнего олигоцена, а в Румынии, по мнению Мразека, — нижний отдел так называемой соленосной формации, представленный темными глинами и битуминозными сланцами. Для калифорнийских месторождений «материнской» породой американские геологи считают мощную свиту диатомовых сланцев и отчасти сланцы из свиты Вакуэрос. Впрочем, за последние годы «монопольный» характер претензии монтерэйских сланцев на роль материнской породы в Калифорнии заметно поколебался. Для некоторых вновь открытых месторождений путь от этих сланцев до горизонта, где нефть залегает, в настоящее время представляется, по мнению ряда исследователей, слишком сложным, и в качестве материнской породы выдвигаются, наряду с упомянутыми выше, также некоторые другие сланцы. Для месторождений значительной части области Скалистых гор, в частности для месторождения штата Вайоминг, по мнению Уошборна, ту же роль могли играть широко развитые здесь битуминозные сланцы Маури.

Для большинства месторождений Мид-Континента материнской породой считаются, как уже упоминалось, девонские темные сланцы Чаттануга, которые, между прочим, считаются источником нефти залегающих ниже слоев нижнесилурийского или ордовикского возраста — знаменитых песков Уилькокс, являю-

* Примером такого рода месторождений, коллекторами которых являются трещиноватые мергели и глинистые сланцы пермского возраста, является Кинзебулатовское месторождение нефти на западном склоне Урала в зоне Предуральского прогиба.

щихся главным нефтяным горизонтом месторождений Семинол и Оклахома-сити в штате Оклахома.

В Аппалачской нефтеносной области, где в разрезе от карбона до девона включительно широко наблюдается переслаивание нефтеносных песков со сланцами, за материнскую породу обычно считают сланцевые слои, залегающие в более или менее непосредственном контакте с нынешними нефтеносными резервуарами. Так, для залежей, подчиненных девонским отложениям, в частности свитам Чемонг и Кэтскилл, материнской породой считаются черные сланцы свит Гамильтон и Марцеллус того же возраста.

В области Лима-Индиана, где главным носителем нефти является уже упомянутый выше трэнтонский известняк ордовикского возраста, за «материнскую» породу одни считают этот же известняк (первичное залегание), другие — темноокрашенные битуминозные сланцы Утика, залегающие непосредственно в его кровле.

Происхождение нефтей мелового возраста области Голфа (Техас и южные части штатов Луизиана и Арканзас) является предметом оживленных споров среди американских геологов и для отдельных входящих в состав этой области районов толкуется по-разному: так, для большинства «старых» месторождений Техаса (район Корсикана) и для нефтей песчаных горизонтов Блоссом и Накаточ в Луизиане — Арканзасе за материнскую породу признаются залегающие в контакте с песками битуминозные сланцы. Имеется и много сторонников гипотезы первичного залегания здесь нефти, которые привлекают в качестве веских аргументов в пользу последнего предположения крайне своеобразный состав и характер нефтей в каждом отдельном горизонте. Аналогичное толкование дается происхождению нефти в песках Вудбайн и известняках Эдвардс месторождений Мэхия-Пауэлл и Люлинг, а также в соляных куполах Прибрежной равнины.

На предыдущих страницах было показано, что нефть в земной коре образует залежи, заполняя различного рода пустоты в породах главным образом осадочного происхождения, и что такими породами являются прежде всего пески и рыхлые песчаники, галечники и конгломераты, реже — пористые известняки или доломиты и, наконец, еще реже — глины. Осадочные породы, как известно, отлагаются в весьма разнообразных условиях. Одни из них являются отложениями открытого, глубокого моря, другие — отложениями прибрежного, мелководного характера и третьи — отложениями замкнутых частей моря: заливов, лиманов, лагун и т. п., и, наконец, они могут быть отложениями и внутренних континентальных бассейнов.

Изучение литологического характера осадочных пород, с которыми связаны нефтяные месторождения, показывает, что последние главным образом связаны с осадками прибрежного или лагунного характера, а следовательно, с отложениями мелководными. Этим, надо полагать, и объясняется расположение нефтяных месторождений в краевых зонах хребтов, где как раз проис-

ходило колебание моря, где проходила береговая линия, по фронту которой шла борьба между водой и сушей, причем море то отходило, то вновь наступало на сушу. В зоне колебания моря, в береговой его полосе отлагались осадки прибрежного, лагунного, а иногда и озерного характера. Вероятно, здесь как раз и возникали благоприятные условия, способствовавшие накоплению органического материала, послужившего материнской породой для образования нефтяных залежей. Здесь образовались породы, которые потом послужили коллекторами для нефти, проникшей сюда из материнских пород.

Осадки подобного рода характеризуются прежде всего своей изменчивостью по простиранию: они не представляют пластов, которые можно проследить на далеком расстоянии; пласты эти чаще всего имеют вид пологих чечевиц, выклинивающихся во всех направлениях. Месторождения Азербайджана, Грозненского района и другие месторождения СССР включают в себя довольно мощные пласты, которые местами как бы раздуваются, а местами почти сходят на нет, образуя, таким образом, песчаные линзы.

Примером такого мелководного типа осадков является и знаменитая бакинская продуктивная толща. В пределах Апшеронского полуострова ее изменчивость выражается не только формой самих отложений, но даже процентным содержанием песков от месторождения к месторождению. Если в пределах Балахано-Сабунчино-Раманинской площади процентное содержание песков в разрезе доходит до 70—75%, то немного южнее, в пределах площадей Биби-Эйбатской и Аташкя (Шубаны), процент этот снижается до 50%, а в Путинском районе — даже до 40% от общего разреза слоев, слагающих здесь продуктивную толщу. В Грозненском районе песчаные пласты хотя и несколько более постоянные, тем не менее и они имеют характер весьма плоских чечевиц, выклинивающихся во всех направлениях.

Все вышеизложенное, таким образом, согласуется с предположением, что нефть возникала в осадочных породах всех геологических эпох и в тех именно случаях, когда налицо имелись благоприятные условия к отложению осадков лагунного, прибрежного или озерного характера, содействовавших накоплению органического материала, из которого впоследствии и образовалась нефть.

Такова в общем закономерность в образовании нефтяных залежей, вытекающая из рассмотрения литологического характера пород, составляющих нефтяные месторождения. Вместе с ней существует и некоторая другая закономерность в распределении нефтяных месторождений — это приуроченность последних к определенным тектоническим формам.

Глава V

ОБРАЗОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ОБРАЗОВАНИЕ НЕФТИ, ЕЕ МИГРАЦИЯ И СКОПЛЕНИЕ В ВИДЕ ЗАЛЕЖЕЙ

В предыдущей главе было указано, что нефть образует скопления в пористых пластах главным образом осадочного происхождения. Теперь возникает естественный вопрос, каким образом и под влиянием каких причин образуются скопления, или залежи, нефти в земной коре. Нужно заметить, что на этот вопрос не имеется в науке определенного ответа. Некоторые представители нефтяной геологии полагают, что залежи нефти, которые мы в настоящее время разрабатываем, и те, которые лежат в земной коре еще не тронутыми, являются первичными скоплениями, т. е. нефть мы находим в том месте, где она образовалась и никаких, следовательно, перемещений в земной коре не испытала. Эту доктрину защищают некоторые сторонники так называемого органического происхождения нефти.

Более распространенным в геологической науке является другое воззрение, согласно которому нефть образовалась не в том месте, где она в настоящее время находится в виде залежи, а пришла сюда теми или иными путями из мест своего первоначального образования в процессе более или менее сложной «миграции». Следовательно, те залежи ее, которые мы вскрываем в настоящее время в нефтяных месторождениях, представляют собою вторичные ее скопления. На этой точке зрения стоят как сторонники органического происхождения нефти, так и сторонники ее неорганического происхождения, причем между теми и другими устанавливается существенная разница в воззрениях на процесс образования нефтяных месторождений. Сторонники неорганического происхождения нефти полагают, что нефть возникла в недрах земной коры где-то на неведомых глубинах, поднялась оттуда различными путями, по преимуществу в виде газов, и скопилась в верхних, более холодных частях земной коры, где углеводородные газы сконденсировались в пористых породах и образовали залежи жидкой нефти. Так, например, одна из теорий неорганического происхождения нефти, выдвинутая Д. И. Менделеевым, предполагает, что образование нефти произошло в тех зонах земной коры, где было налицо углеродистое железо, на которое действовала проникшая вглубь с поверхности земной коры вода, и

в результате подобного взаимодействия получились углеводороды, поднявшиеся потом в верхние, более холодные части земной коры, где они и сконденсировались и образовали залежи нефти в рыхлых породах. Подобные реакции могли происходить за пределами литосферы в глубоких зонах земной коры, где можно предполагать наличие металлов вообще и углеродистых, в частности. При этом возникшие в результате таких реакций углеводороды должны были перейти через зону, представляющую собою, согласно новейшим воззрениям (Вегенер и Джоли), вязкую массу, на которой плавают материки и в которой, понятно, невозможны никакие трещины, по которым могли бы подняться углеводороды; или же эти реакции имели место в литосфере, в местах возможного скопления углеродистого железа, при этом для правдоподобности предположения надо еще доказать наличие такого железа или природного чугуна в земной коре и этим доказать и самую возможность таких реакций. Однако до сих пор углеродистых металлов вообще и, в частности природного чугуна, не найдено.

Если стоять на точке зрения глубинного происхождения нефти, то ее следовало бы искать в тех местах, где тектонические проявления имели наибольшую силу и где, следовательно, глубокие трещины могли получить наибольшее развитие, т. е. в центральных частях горных хребтов. В действительности же большинство нефтяных месторождений приурочено к краевым зонам горных цепей, к местам, где развита, наоборот, сравнительно слабая складчатость, тогда как в центральных частях горных хребтов не только нефтяных месторождений, но даже и признаков нефти как будто не найдено.

Среди сторонников органического происхождения нефти, как уже указано, выделяется особая группа ученых, которая исходит из представления о всякой залежи нефти как о первичном ее скоплении, т. е. если нефть в данное время мы находим в песках или пористых известняках, значит, в этих породах она и возникла. Известный геолог-нефтяник К. П. Калицкий выявляет в этом отношении наиболее крайнюю точку зрения. В своей книге «Миграция нефти» он говорит, что все сторонники теории передвижки нефти из одного пласта в другой исходят из одной основной мысли, по которой образование нефти в песках невозможно, так как в силу аэрации (проникновение воздуха) органический материал подвергается в них процессу окончательного разложения под действием кислорода воздуха. Он приводит ряд фактов, говорящих за возможное сохранение органического вещества в песках, и, следовательно, за возможность возникновения в них нефти. А раз это так, то нет, по мнению К. П. Калицкого, никакой нужды строить всякого рода предположения о перемещении нефти из одного пласта в другой, тем более о передвижении ее с неведомых глубин. Для того чтобы подобное предположение оказалось соответствующим действительности, необходимо доказать, что в песках или известняках может происходить накопле-

ние органического материала в массовом масштабе. Как на пример такого рода скопления Калицкий указывал на большие подводные луга, образуемые особым растительным видом Zostera, живущим именно на песчаном грунте. По берегу Каспийского моря, несколько южнее Баку, встречаются большие скопления морской травы в виде валов, оторванные от места произрастания и выброшенные на берег при волнении. Морская трава (камка) в больших скоплениях наблюдается и вдоль берега Таманского залива на Таманском полуострове.

Однако нужно заметить, что скопления морской травы, по-видимому, не представляют того органического материала, из которого могла бы образоваться нефть, так как главную составную часть его представляет клетчатка (углевод), которая при наличии некоторых условий подвергается процессу не битуминизации, а обогащения углеродом, что дает начало углям, а не нефти.

По отношению к пескам, возникшим в континентальных условиях, каковыми, например, являются некоторые пески так называемой продуктивной толщи Апшеронского полуострова, очень трудно доказать, что в них могло происходить накопление какого бы то ни было органического материала. Это замечание особенно применимо к грубозернистым конгломератовидным пескам «перерывов» нижнего отдела продуктивной толщи, а между тем как раз эти пески в Балаханском нефтяном месторождении и на Биби-Эйбате содержат громадные скопления нефти. Поэтому многие из сторонников органического происхождения нефти не разделяют взглядов К. П. Калицкого и признают возможность перемещения нефти на более или менее значительные расстояния и нахождения ее во вторичном залегании, не отрицая в то же время, что в некоторых случаях нефть может находиться и в первичном залегании не только в отдельных месторождениях, но и в пределах более обширных нефтеносных районов. Такое толкование мы только что видели на примере области Голфа в США.

Наиболее распространенным в настоящее время следует считать взгляд, согласно которому нефть первоначально возникла в особых материнских породах, откуда впоследствии мигрировала в пористые пласты, в которых и образовала обособленные залежи.

Остановимся на этом воззрении несколько подробнее ввиду того, что за последнее десятилетие оно явилось довольно распространенным среди ряда американских и западноевропейских геологов-нефтяников (Крэг, Эммонс, Джонсон, Лиллей, Блюмер и др.).

Во второй главе первой части этой книги изложено, как происходит накопление органического материала, который впоследствии подвергается процессу битуминизации, и как вообще образуются органогенные породы, получившие название каустобиолитов. Эти каустобиолиты и считаются за «материнскую» породу как углей, так и нефти. Далее, в одной из предыдущих глав

было указано, что подобные породы образуются не только в так называемых внутренних, или континентальных, водоемах (прудах, озерах и т. п.), но и в прибрежных частях морей (в бухтах, лагунах, лиманах и т. д.), где происходит накопление органического материала не в пресной, а в соленой или же в солоноватой воде — в зоне, где происходит смена и чередование отложений; осадки глинистого характера, содержащие часто богатый органический материал, сменяются более грубыми — песками, галечниками и т. п.

Органогенный ил, как и другие осадки, отлагается здесь, пропитанный соленою или солоноватою водою, покрывается потом песками и другими рыхлыми породами, которые тоже содержат воду, но в меньшем количестве, чем илистые осадки. Изменение (битуминизация) органического материала в илистых осадках происходит почти без доступа воздуха в присутствии погребенной воды, в особых условиях, отличных от поверхностных температуры и давления.

Химической сути этих изменений мы уже вкратце коснулись в главе о каустобиолитах и подробнее разберем этот вопрос ниже в главе о происхождении нефти, здесь же отметим, что поскольку процесс битуминизации совершался во всех точках породы, где было отложено органическое вещество, конечные продукты процесса — *нефть и газ — оказались в материнской породе в рассеянном, или диффузионном, состоянии.*

Теперь возникает вопрос, *каким образом диффузнорассеянные в глинах нефть и газ перешли в пористые породы и образовали в них залежи.*

Причинами подобной миграции, по мнению одних исследователей, являются силы давления, а по мнению других, — силы капиллярные.

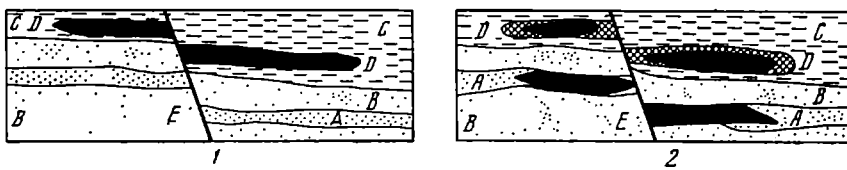
По первой теории, нефть и газ из материнской породы оказываются выжатыми или вследствие уплотнения отложенных на дне водоемов осадков, или же вследствие давления при горообразующих процессах. Уплотнение осадков происходит вследствие постепенно увеличивающейся нагрузки вышележащих пород.

Здесь нужно учесть два обстоятельства: в свежеотложенном иле воды больше, чем в песках, и, кроме того, уплотнение оказывает большее действие на глины, чем на пески по причине их меньшей сжимаемости. Вследствие этого *выжимаемая при уплотнении жидкость будет двигаться от пунктов наибольшего уплотнения к пунктам наименьшего уплотнения, т. е. из глин в пески, где будут скопляться нефть и вода, которые потом расположатся по удельному весу.*

Наибольшее уплотнение пород и наибольшее выдавливание жидкости (воды и нефти) в пески произойдет при горообразующих процессах.

В подтверждение этого взгляда приводят опыты Стэлла, который брал стальной цилиндр и помещал в него на специальной

сетке глину, перемешанную с нефтью. Под сетку помещался просушенный песок. В цилиндр вводился поршень, и глина под сильным давлением уплотнялась. В результате опыта песок оказывался пропитанным нефтью, причем в глине оставалось менее $^1/_3$ взятой для опыта нефти. Хотя этот опыт и не воспроизводит всех условий, возникающих в природе при рообразовательных процессах, тем не менее он дает некоторое основание предполагать, что этими процессами нефть могла быть выдавлена из глин в пористые породы.



Фиг. 50. Диаграммы миграции нефти

1 — перед удалением перегородки *E*; *2* — после удаления перегородки *E*

Существует и другое предположение, в силу которого нефть и газ могут переместиться в пески и без наличия высоких давлений, а под действием капиллярных сил, возникающих вследствие разницы в величине поверхностного натяжения между водой и нефтью. В результате поверхностного натяжения вода и нефть вопреки силе тяжести проникают в отверстия и поры капиллярных размеров (см. об этом выше), примером чего могут служить пропитывание водою губки и подъем керосина по фитилю в лампе. Опытами установлено, что величина поверхностного натяжения воды на границе с воздухом равняется приблизительно 75,6 динам на сантиметр при 0° С и 72,8 динам при 20° С.

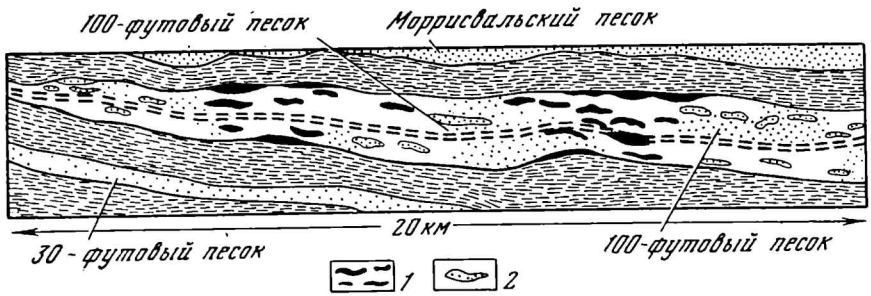
По данным Г. Уошборна [1], поверхностное натяжение соленой воды некоторых нефтяных месторождений равно 79 *дин/см*, а пенсильванской сырой нефти уд. веса 0,851—24 *дин* при 20° С, т. е. вода имеет почти в три раза большее поверхностное натяжение, чем нефть. Следовательно, и сила капиллярного притяжения воды будет в три раза больше таковой у нефти. Вследствие этого вода гораздо легче проникает в наитончайшие поры, вытесняя оттуда и нефть и газ. Последний вытесняется без всякого сопротивления. В этом отношении весьма любопытными являются опыты Мак-Коя [2], помещавшего в стеклянную коробку напитанный водою слой песка *B* (фиг. 50), в котором находился прослой грубозернистого песка *A*. Над песком *B* был помещен слой, напитанный водою глины *C*,

[1] *G. W. Washburne.* The capillary concentration of gas and oil. — ATME Transaction, t. 50, 1914, p. 829—842.

[2] *A. W. McCoy.* Notes on principies of oil accumulation. — Jl. Geol., т. 27, 1919, p. 252—262.

содержащий прослой глины, пропитанный нефтью *D*. В коробке были помещены на разных уровнях две серии тонких слоев, отделенных одна от другой целлулоидным листом *E*, долженствующим изображать сброс. Через час после удаления целлулоидной пластинки нефть начала собираться в грубозернистом прослое песка, имеющем поры и пустоты бо́льших размеров, чем у прочих слоев.

Опыт продолжался несколько часов, и в результате грубозернистые прослои песка по обе стороны плоскости, долженствующей изображать сброс, заполнились нефтью, вытеснившей отсюда воду.

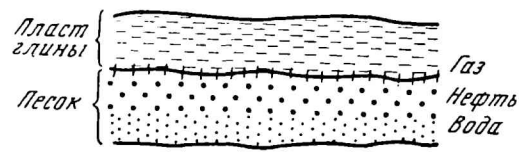


Фиг. 51. Разрез через один из планшетов близ Питтсбурга
1 — линзы с нефтью; *2* — линзы с водой

Конечные результаты опыта показаны на фиг. 51. Нечто похожее на описанное распределение нефти в пористых песках наблюдается и в природе. По данным М. Манна, в одном из планшетов близ Питтсбурга в Пенсильвании разрабатывается так называемый 100-футовый пласт, залегающий в кровле девонской системы. Он представляет собою среднезернистый песок, содержащий линзы грубозернистого песка и конгломерата, имеющие до 1,5 *км* в длину и несколько метров мощности. Вся нефть сконцентрировалась в этих линзах (фиг. 51), именно в тех из них, которые расположены в наиболее приподнятых антиклинальных частях «100-футового» пласта, весь же остальной пласт песка и линзы грубозернистого песка и конгломерата, расположенные или в синклинальных изгибах или же вниз по падению, заполнены соленою водой. Очевидно, нефть в «100-футовый» песок попала из глинистых сланцев, между которыми он залегает, и сконцентрировалась в линзах, обладающих наибольшей величиной пор.

Исходя из опытных данных Мак-Коя и Уошборна, картину перемещения нефти из материнских пластов в пористые пласты можно изобразить в следующем виде. Если в природных условиях мы будем иметь слои материнской битуминозной породы с диффузно распределенной в ней нефтью в переслаивании с песками или другими пористыми породами, напитанными водою, то под действием сил капиллярного притяжения, в силу вышеотмеченной

разницы в величине поверхностного натяжения у воды и нефти начинается перемещение нефти и воды из одного пласта в другой. Именно вода будет занимать капиллярные поры в глине и вытеснять оттуда нефть. Мелкопористая глина, как губка, будет впитывать в себя из песков воду, которая будет постепенно — молекула за молекулой — замещаться в песках нефтью в течение целых геологических эпох; пока вся нефть не переместится в песчаные или другие пористые пласты, располагаясь в них, в случае горизонтального залегания, как показано на фиг. 52. Газ, нефть и вода расположатся по удельному весу: вода займет нижнюю часть



Фиг. 52. Распределение газа, нефти и воды по удельному весу в случае горизонтального залегания

пласта, а газ и нефть — верхнюю. Если налицо будет свободный газ, он займет самое высокое положение в пласте, т. е. скопится в кровле пласта. Следовательно, при распределении нефти и воды в песчаном пласте будет действовать закон тяжести, так как поры в песчаном пласте имеют сверхкапиллярные размеры, а в таких порах, как известно, сила капиллярного притяжения проявляется лишь частично.

Опытами установлено, что капиллярное притяжение изменяется с увеличением температуры, а следовательно, и с глубиной. При геотермическом градиенте, равном 30 *м* на 1° С, приблизительно на глубине в 5 тыс. *м* сила капиллярного притяжения уменьшится на половину в своей величине, а так как по данным ряда исследователей, например Д. В. Голубятникова, относящимся к Биби-Эйбату, во многих нефтяных месторождениях геотермический градиент в два раза меньше нормального (для Биби-Эйбата он равен 12 *м* на 1° С), то указанное уменьшение произойдет в ряде случаев еще на меньшей глубине, примерно на глубине в 3—4 тыс. *м*. Кроме того, нужно принять во внимание, что поверхностное натяжение нефти с увеличением температуры падает медленнее, чем у воды, следовательно, на некоторой глубине силы поверхностного натяжения воды и нефти могут сравняться. У Эммонса [1] указывается, что это произойдет на глубине 4—5 тыс. *м* и что на больших глубинах нефть в глинах и сланцах может находиться в диффузном состоянии, если только она не была вытеснена оттуда в пески в более ранний геологический период, когда соответствующие пласты могли залегать на меньшей глубине от земной поверхности, или же если нефть не была выжата силою давления.

---

[1] *W. H. Emmons.* Geology of Petroleum, 1921, p. 116.

Вышеуказанное распределение нефти в песчаном горизонтально залегающем пласте произойдет в том случае, если этот пласт имеет более или менее однородное строение, т. е. состоит из зерен приблизительно одной и той же формы и величины. Если же пласт песка является неоднородным по своему строению и в своем составе содержит линзы из более грубозернистого материала, то, очевидно, как это показывают опыты Мак-Коя, нефть прежде всего сконцентрируется в наиболее пористых частях песка, примером чего может служить хотя бы вышеприведенный «100-футовый» пласт одного из Питтсбургских нефтяных месторождений в штате Пенсильвания.

Случаи нахождения нефти в промышленных количествах в горизонтально залегающих пластах, вообще говоря, довольно редки. Тем не менее, в Соединенных Штатах (в штате Канзас) имеется несколько месторождений, в которых нефть подчинена почти горизонтально залегающим песчаным пластам и где залежи ее, по выражению американцев, контролируются не наличием той или иной тектонической формы, а литологическим составом породы — ее большей или меньшей пористостью. По-видимому, у нас в месторождении Верхнечусовских Городков нефть также находится в пористых, кавернозных, горизонтально залегающих известняках артинского возраста, и ее концентрация в выдающихся точках погребенного рельефа обусловлена пористостью в известняках.

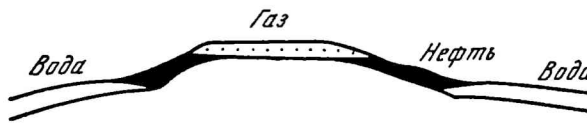
В том случае, если с материнской породой будут переслаиваться так называемые сухие пески, из которых вода по тем или иным причинам ушла или же вовсе в них не содержалась (пески континентального происхождения), нефть в них могла переместиться, по-видимому, вследствие выдавливания ее из глин при уплотнении в процессе диагенетического изменения породы.

В сухом песчаном пласту нефть вследствие силы тяжести будет стремиться занять наиболее низкие его части, а газ, если таковой будет в свободном состоянии, расположится над нефтью.

Теперь посмотрим, какое получится соотношение между газом, нефтью и водой в том случае, если пласты, в которых собрались эти жидкости, будут выведены из горизонтального положения и образуют ту или иную тектоническую структуру. Возьмем наиболее часто встречающуюся форму нарушенного залегания пластов, простую симметричную антиклинальную складку. Многочисленные примеры разработки нефтяных месторождений показывают, что при такой форме залегания нефть скопляется в сводовой части складки, как в наиболее приподнятой ее части, а вода занимает более низкие части складки: она располагается на ее крыльях и подпирает нефть со всех сторон. Такое расположение произойдет под влиянием силы тяжести вследствие разницы в удельных весах воды и нефти. При этом нефть, как обладающая меньшим удельным весом, непременно должна занять наиболее высокие части антиклинально изогнутого пласта. Что касается газа, то он, как наиболее легкий, должен располагаться над нефтью и занять самую верхнюю сводовую часть пласта. Такое идеальное расположение воды,

нефти и газа показано на фиг. 53. Часть месторождения, занятая газом, обыкновенно у нефтяников называется «газовой шапкой». По мнению многих практиков при разработке месторождения эта шапка должна заботливо охраняться, ибо она создает необходимое (для активного притока нефти к забою скважины) давление в пласте.

Указанное распределение нефти и газа в пласте наблюдается, однако, крайне редко, а некоторыми авторами [1] и вообще оспаривается. Ввиду того что залежь нефти, образовавшаяся в сводовой



Фиг. 53. Разрез через бартлесвильский песок Кушингского нефтяного месторождения

части складки, находится под сильным давлением вышележащих пород и воды, которая в силу гидростатического напора давит на нее с крыльев, газ не образует свободных скоплений, а будет находиться в нефти в растворенном состоянии, создавая еще большее напряжение в нефтяной залежи. Поэтому, когда такие залежи вскрываются скважиной, газ с большой силой начинает извергаться из скважины, увлекая за собой нефть и песок. Получается явление, известное под именем нефтяного фонтана, или фонтанирования скважины.

В некоторых нефтяных месторождениях количество газа очень велико или, как говорят, в них очень велик «газовый фактор». Примером может служить пласт *С* в Нефтяно-Ширванском нефтяном месторождении Майкопского района. В других месторождениях, наоборот, при незначительном газовом факторе наблюдается чрезвычайно большой напор крыльевой воды. В таких месторождениях главной движущей силой, гонящей нефть к забою скважины, является гидродинамическая сила, или гидродинамический фактор. Примером такого месторождения служит Новогрозненская нефтеносная площадь, где причиной фонтанов или, вернее, переливания нефти является главным образом гидродинамическое давление, создающее условия истечения нефти, близкие к артезианскому режиму. Роль того и другого из упомянутых двух факторов в режиме нефтеносного месторождения или района является обычным предметом горячих споров. Такие длительные споры велись, в частности, и в отношении Грозненских месторождений.

Если мы имеем моноклинальное залегание пластов, то нефть и газ при условии совместного нахождения с водой будут подниматься вверх по восстанию пласта; если пласт выходит на дневную поверхность, они будут выходить наружу, образуя так называемые поверхностные признаки нефти и газа, связанные с головными

[1] *К. Крэг.* Поиски нефти, 1923.

частями пласта. Если же на пути восхождения нефти и газа вверх по восстанию пласта встретится препятствие или в виде вторичной складки, возникшей на фоне общего залегания (структурная терраса, структурные выступы), или в виде сброса, или же в виде несогласного перекрытия вышележащими свитами, то в местах таких препятствий (барьеры) начнет скопляться нефть, и здесь может образоваться залежь промышленного характера.

Иногда верхние, или головные, части песчаного пласта бывают закупорены образовавшимися здесь отложениями асфальта или кира, и в этом случае создается чрезвычайно затрудненный выход нефти на дневную поверхность и значительно уменьшается ее потеря путем самоистечения и дегазации. Это явление может послужить причиной образования больших скоплений нефти в моноклинально залегающих пластах. Примеры подобных скоплений и богатых залежей нефти представляют нефтяные месторождения внутренней зоны Калифорнии (месторождение Мидвэй).

Описанные формы скопления и распределения воды, нефти и газа в пластах, сложенных в антиклинальные складки и вообще выведенных из горизонтального положения (например, моноклинальное залегание), наблюдаются только в тех случаях, когда пески насыщены водой и нефтью. Если же нефть и газ вступают в сухие или частично насыщенные водою пески, то картина распределения будет иная.

Если нефть и газ вступают в сухой песок или песчаник, то нефть будет стекать вниз по пласту, пока сила тяжести является достаточной, чтобы преодолеть силу трения и капиллярного притяжения. Газ в этом случае будет находиться в свободном состоянии и займет верхнюю часть пласта. В случае антиклинального строения газ поместится в сводовой части и действительно образует то, что называют «газовой шапкой», а нефть займет или дно синклиналей или наиболее низкие крыльевые части складки, прилежащие к синклинали. В случае моноклинального залегания пласта верхняя часть его будет занята газом, а нижняя — нефтью. В случае линзообразного строения пласта нефть будет скопляться в наиболее низких частях линз, а верхние будут заняты газом. Примером подобного залегания может служить линза *С* в Нефтяно-Ширванском месторождении, головная часть которой оказалась богато насыщенной газом, а вниз по падению в ней появилась нефть с чрезвычайно большим газовым фактором.

Если моноклинально залегающий пласт покрывает большую площадь и имеет изменяющийся наклон, нефть при стекании вниз будет задерживаться в тех местах, где наклон наименьший и где, следовательно, сила тяжести не в состоянии преодолеть силу трения.

Если нефть и газ вступают в песчаные пласты, частично насыщенные водою, то получается следующее их размещение: газ займет наиболее высокое место в пласте, перемешавшись с водяными парами; нефть расположится над водою и в виде полосы той

или иной ширины опояшет купол или антиклиналь, сводовые части которых будут заняты газом. В случае, если нефти не хватит, чтобы заполнить всю структуру, получится расположение, близкое к тому, когда нефть заполняет сухие пески. Если же нефти скопится так много, что она в состоянии будет заполнить всю структуру, свободного газа не получится, так как он окажется растворенным в нефти. Получится расположение, аналогичное тому, когда нефть и газ попадают в антиклинально изогнутые пласты, насыщенные водою. Описанные формы скопления нефти и газа подтверждаются данными разработки многочисленных нефтяных месторождений.

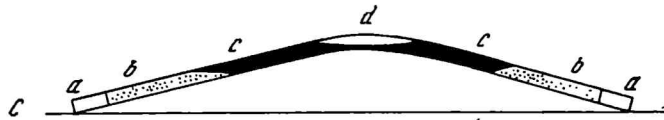
Расположение воды, нефти и газа, наблюдаемое в нефтяных месторождениях антиклинального строения, было воспроизведено и опытным путем. Серия опытов была проделана в лабораториях геологического факультета университета штата Миннесота в США. Эти опыты состояли в следующем: брались стеклянные трубки длиною около 1,8 *м* и изгибались в виде антиклинали с уклоном крыльев около 15° (фиг. 54). Трубки наполнялись песком, пропитанным нефтью и морской водой, которая была слабо подкислена уксусной кислотой. Сюда же вводился и газ. Таким образом, заполненная трубка оставалась в положении, показанном на фиг. 55, *B*, на некоторый более или менее значительный промежуток времени. При этом никакого разделения введенных жидкостей и газа не наблюдалось, кроме местных скоплений нефти в виде небольших капель. После того как в конце трубки было введено небольшое количество доломитового известняка *a*, началось разделение воды, нефти и газа, и через 48 *час* наблюдалось взаимное их расположение, показанное на фиг. 54, *C*. Газ *d* занял наиболее высокое положение над нефтью *c*, которая в свою очередь расположилась над водою *в*.

Росвэлл Джонсон так резюмирует основные причины движения нефти и газа в земной коре.

1. Уплотнение осадков вследствие постепенно увеличивающейся нагрузки вышележащих свит. Движение направляется главным образом вверх, так как уплотнение увеличивается с глубиною и вообще вдоль линий наименьшего сопротивления.

2. Увеличение температуры по мере погружения пород в глубину влечет за собою расширение как породы, так и содержащихся в ней нефти и газа. Вследствие большего коэффициента расширения у жидкости и у газов по сравнению с твердой породой первые должны вытесняться кверху в области с наименьшим уплотнением осадков.

3. С увеличением глубины, а следовательно, и температуры, жидкость может переходить в парообразное и газообразное состояния, вследствие чего значительно возрастает давление в пластах, которое опять-таки заставит и газ, и нефть двигаться по линиям наименьшего сопротивления.



Фиг. 54. Опыт, показывающий скопление нефти, газа и воды в песке

A — стеклянная трубка, изогнутая в виде антиклинали; *B* — стеклянная трубка, наполненная нефтяным песком вместе с морской водой; *C* — то же, но после 48 часов

4. Уплотнение породы может происходить не только за счет возрастающего с глубиною давления, но и вследствие цементации. Это влечет за собою уменьшение объема пустот и вытеснение жидкости и газа из первоначально занятых ими пор. Степень цементации растет с глубиной под действием циркуляции на глубине более насыщенных минеральными солями вод.

5. Многие нефтяные залежи в течение истории их развития в результате колебаний земной коры не изменяли своего положения по отношению к уровню моря, что является причиной изменения и температуры, и давления в залежи и нарушения создавшегося в ней равновесия, что также служило причиной передвижения нефти и газа.

6. Процессы эрозии выводят на дневную поверхность нефтяные пласты, и в местах их обнажения происходит длительное высачивание нефти и улетучивание газа.

7. Процессы тектоники производят разрывы в земной коре; в связи со сбросом, сдвигом и антиклинальным перегибом возникают трещины, которые и являются путями, по которым происходят передвижка и утечка нефти и газа.

8. В нефтяных месторождениях вместе с нефтью обыкновенно находится и вода иногда в одном и том же пласте, иногда в особых водяных пластах. Вода эта не остается спокойной и под влиянием гидростатического и гидродинамического напора движется как в пределах месторождения, так и за его пределами. Это тоже является одной из главнейших причин миграции нефти и газа.

Кроме перечисленных способов перемещения нефти, существует в недрах земли перемещение нефти через всю толщу пласта — своего рода фильтрация через отдельные пласты и целые свиты пластов. Причиной такой передвижки нефти и газа являются силы

капиллярные, обусловленные поверхностным натяжением нефти и воды. Экспериментально этот способ передвижки был доказан Д. Дэем.

Д. Дэй [1] взял U-образную трубку и одну ее половину заполнил измельченной фуллеровой землей или флоридином [2]. Во вторую часть трубки им была налита нефть. Стремясь к постоянству уровней, нефть проходила и через флоридин. На разных высотах из цилиндра с флоридином брали пробу и оказалось, что при прохождении нефти через флоридин происходила настоящая фракционировка нефти. Нефть верхних частей этой трубки отличалась меньшим удельным весом, чем нефть нижних слоев; кроме того, с высотой цвет нефти становился все светлее по сравнению с исходным продуктом.

Подобная естественная фракционировка объясняется специфическими адсорбирующими свойствами флоридина, на которых основано его применение в том же нефтяном деле. Последний извлекал и впитывал в себя все смолистые и асфальтообразные вещества, благодаря чему изменялся удельный вес нефти. Нечто подобное в смысле распределения нефти по удельному весу в пределах одного и того же месторождения отмечено в ряде нефтяных месторождений СССР и США. Блестящим в этом отношении примером является Сураханское месторождение, где по мере углубления были найдены нижеследующие сорта нефти:

	Уд. вес.
Бесцветная	0,769
Белая	0,776
Красная	0,814
Зеленовато-коричневая	0,840
Темная	0,850 и т. д.

Что касается нефтяных месторождений США, то Д. Дэй, например, считает, что нефти штата Пенсильвания являются результатом миграции нефтей силура в вышележащие пласты девона.

Объяснить все вышеизложенное с точки зрения первичного залегания нефти не представляется возможным. В то же самое время с точки зрения возможности фильтрации или продвижения нефти снизу вверх через все пласты — все это и очевидно, и объяснимо, так как здесь мы видим повторение всех тех явлений, какие наблюдал Д. Дэй в U-образной трубке с флоридином. Опыты Дэя вызвали, однако, ряд возражений. Указывалось, что для своих опытов Дэй пользовался измельченным и ранее высушенным флоридином, тогда как в природе мы имеем глины, содержащие влагу, в которых поры между частицами глины заполнены водой, поэтому возникают сомнения в возможности прохождения нефти через такие влажные глины, которые должны быть абсолютно непрони-

[1] *D. T. Day.* Handbook of Petroleum Industry, 1922.

[2] Флоридин — сукновальная глина с п-ва Флорида. С помощью этой глины извлекаются жировые вещества из шерсти. Глина обладает адсорбирующими свойствами.

цаемы для нефти. Но здесь упускаются из виду так называемые явления капиллярности, или поверхностного натяжения. К. Крэг, например, считает, что «. . капиллярное притяжение или, верхнее, поверхностное натяжение, наблюдается во всякой пористой породе, независимо от величины ее пор». Это явление, — говорит он, — не только широко распространено, но встречается повсеместно, где только есть поверхность соприкосновения между веществами: твердыми, жидкими и газообразными. Нет никакой необходимости запутывать наши представления относительно того, что происходит под землей, когда в природе присутствуют вода, нефть и газ. Если бы не поверхностное натяжение, может быть, приходилось бы рассматривать весьма сложные условия, но благодаря ему все упрощается, и перемещение, или миграция, нефти или воды под влиянием газа, силы тяжести или гидростатического давления совершаются с большею легкостью».

Несколько слов о том, в каком направлении совершается миграция. Здесь определенных законов не существует.

Вообще говоря, теоретически возможны два направления миграции, условно обозначенные терминами «боковая» и «вертикальная». В ряде стран, особенно в США, идут бесконечные затяжные споры между крайними сторонниками преобладающего значения одного из этих двух направлений миграции. Интересующихся более подробно этими спорами и развитием тех и других идей отсылаем к специальным статьям на эту тему, в частности к работе Ф. Ляхэ [1], здесь же ограничимся лишь кратким изложением некоторых основных его положений и мыслей.

Прежде всего уточним самые понятия «боковая» и «вертикальная» миграции, страдающие, как уже указывалось, несколько условным характером.

Под именем «боковой» миграции разумеется передвижение нефти, газа или воды обычно по пористым породам в направлении, параллельном их напластованию, или при несогласном залегании по поверхностям несогласия. При таком общем направлении движение может происходить и вверх и вниз, и по простиранию слоев и под некоторым углом к этому последнему.

Под «вертикальной» миграцией разумеется передвижение жидкости и газа в направлении, поперечном напластованию. И тут могут иметь место разнообразнейшие частные случаи дифференциации направления: вверх, вниз, в косом направлении и т. д.

Разумеется, в природе имеются боковая и вертикальная миграция, и нам нет никакой необходимости придерживаться обязательно одной из двух версий. Закон передвижения нефти, в сущности, чрезвычайно прост: нефть выбирает линии наименьшего сопротивления и пробирается в каждом отдельном случае в том направлении, в каком ей это легче сделать.

---

[1] *Frederick H. Lahee.* A study of the evidence for lateral and vertical migration of oil. — Problems of Petr. Geol., 1934, p. 399—427.

Нефть перемещается по линии наименьшего сопротивления. Бесспорно, если мы будем иметь в верхних частях плотный непроницаемый пласт, а внизу рыхлый и перебитый трещинами, нефть всегда пойдет туда, где меньше сопротивлений на пути перемещения и в данном случае вниз, но чаще, как это видно из предыдущего, движение нефти и газа направлено снизу вверх.

Подвергнув критическому анализу все доводы, приводимые в пользу боковой и вертикальной миграции, Ф. Ляхе дает их сопоставление, интересное с той точки зрения, что оно позволяет судить в каждом частном случае, какой именно миграции обязано своим происхождением данное месторождение.

В пользу применения для данного случая гипотезы «вертикальной» миграции могут служить следующие доводы:

1) наличие трещин, нарушающих целость породы и открывающих путь для передвижения жидкости и газа;

2) наличие внешних проявлений (в том числе и угасших) нефти вдоль этих последних;

3) сходство состава и типа нефтей в двух обособленных стратиграфических горизонтах;

4) присутствие газа или легкой нефти в песчаных горизонтах, лежащих над основным продуктивным горизонтом, который в других, смежных районах является непродуктивным;

5) всякого рода температурные аномалии и ненормальная продуктивность скважины;

6) явная недостаточность возможной площади питания месторождения в порядке боковой миграции. Применение в данном случае гипотезы боковой миграции объясняет:

а) видимое отсутствие соответствующих тектонических нарушений (трещин);

б) сосредоточение действующих или угасших нефтепроявлений по краям существующих выходов залежей песчаных или иных пористых пород;

в) различие в составе и характере нефтей различных горизонтов стратиграфического комплекса;

г) наличие сухих или водоносных песков, разделяющих два нефтеносных горизонта;

д) значительная мощность и видимая изолированность отдельных, расположенных друг над другом нефтеносных толщ;

е) присутствие немного ниже нефтяного горизонта слоев гранита или сланцев (кристаллических);

ж) нефтеносность одного и того же горизонта в целом ряде структур, разбросанных на значительной площади, и однородного характера нефти и т. д.

Часто во вновь открытом месторождении обнаруживают светлую, иногда даже прозрачную нефть. Принимая ее как результат фильтрации другой нефти, геологи указывают на возможное нахождение промышленных запасов более тяжелой нефти на больших глубинах, и, обследовав в 1909 г. Сураханское месторождение,

где добывалась в то время лишь белая и красная нефть, Д. В. Голубятников пришел к выводу, что нефть эта является лишь дериватом более тяжелой темной нефти, залегающей на больших глубинах. По его совету была проведена скважина, которая оправдала его предположения. На глубине 480 *м* была обнаружена нефть уд. веса 0,840, несколько позднее с глубины 704 *м* получена нефть уд. веса 0,850—0,860.

АНТИКЛИНАЛЬНАЯ ТЕОРИЯ

Теория гравитационного распределения воды, нефти и газа в зависимости от их удельного веса носит название антиклинальной [1], или, вообще, структурной теории. Как уже указывалось выше, при наличии куполовидного, или антиклинального, строения пластов, слагающих то или иное нефтяное месторождение, нефть в нем будет занимать сводовую часть структуры, а на крыльях ее будет располагаться вода, которая со всех сторон будет подпирать нефть и создавать в залежи вместе с растворенным в нефти газом давление. В некоторых случаях самая вершина антиклинального свода бывает занята газом, образуя упоминавшуюся «газовую шапку».

Антиклинальная теория возникла не сразу, а создавалась в течение ряда лет, по мере того как разработка нефтяных месторождений обогащала геологическую науку новыми фактами, и до полного своего признания эта господствующая теперь теория выдержала большую борьбу.

На первых порах разработки нефтяных месторождений не было известно, существует ли какая-либо закономерность в их распределении, а потому закладывали буровые скважины в большинстве случаев наугад, но по мере развития нефтяной промышленности все крепче и крепче становились ее связи с геологической наукой. В поиски нефти и в разработку нефтяных месторождений начал постепенно проникать принцип закономерности. Небезынтересно отметить здесь некоторые основные даты и этапы в развитии антиклинальной теории.

Связь нефтепроявлений с антиклинальными структурами впервые была подчеркнута директором Канадского геологического комитета Уильямом Логаном при посещении месторождения Гаспэ в устье р. Св. Лаврентия в 1842 г. В 1860 г. Х. Роджэрс в своем докладе в Философском обществе в Глазго, сделанном спустя несколько месяцев после пуска первой буровой скважины Дрэка в штате Пенсильвания, констатировал, что нефтяные месторождения этого штата приурочены к антиклинальным складкам. Вслед затем возникла идея подчинения нефтяных месторождений Пенсильвании некоторым определенным направлениям и расположения их в некоторых определенных поясах, параллельных общему

[1] Это название не вполне правильно, ибо отображает лишь частный, хотя и распространенный, случай гравитационной теории; тем не менее мы его сохраняем как упрочившийся в литературе.

простиранию Аллеганских гор. Так возникла теория поясов, или «бэльтовая теория», создателем которой был С. Анджэлл (1867 г.). Но эта теория, ограничиваясь лишь констатацией некоторых фактов, не объясняла, почему нефтяные месторождения располагаются именно в указанных направлениях. Канадский геолог Стэрри Хант высказал предположение, что нефть приурочена к месту ундуляции, т. е. поднятия и опускания пластов. Потом это свое положение он формулировал более четко в докладе, читанном в Монреале и опубликованном в 1861 г. Он пришел к выводу, что изученные им нефтяные месторождения Петролия и Ойл Спрингс в провинции Онтарио в Канаде содержат скопления нефти в сводообразных изгибах пластов — куполах или антиклиналях.

С. Хант повторно выступал со все более и более конкретизируемым им изложением антиклинальной теории то один, то в сообществе с Роджэрсом и другими ее сторонниками. В 1865 г., резюмируя итоги своих наблюдений в провинции Онтарио, он констатировал необходимость сочетания для образования нефтяного месторождения следующих основных условий:

1) наличие материнской породы (по его мнению, известняков),
2) наличие подходящей структуры (антиклиналь),
3) наличие трещиноватости породы-резервуара и
4) бо́льшая или меньшая изоляция породы-резервуара от возможности высачивания и испарения нефти.

Вскоре зародилась и оппозиция со стороны Лэсли и некоторых других геологов, но лучшего своего толкования образования нефтяных месторождений они представить не могли, и в период с 1861 г. по 1880 г. позиции антиклинальной теории все более и более укреплялись.

Одновременно с этим распределение воды, нефти и газа по их удельному весу было отмечено геологом Эндрьюсом в 1861 г. при изучении им одной антиклинали в штате Западная Вирджиния. Идеи названных американских геологов были восприняты знаменитым западноевропейским (австрийским) геологом-нефтяником Г. Гёфером [1] при изучении им нефтяных месторождений Соединенных Штатов и связаны в стройную систему, в которой антиклинальная теория нашла свою определенную формулировку и своего горячего защитника.

Хотя антиклинальная теория впервые возникла и была сформулирована на основании данных, полученных при изучении нефтяных месторождений Аппалачской области (штаты Пенсильвания и Западная Вирджиния) и района Онтарио в Канаде, тем не менее наибольшие трудности в ее практическом применении и во всеобщем признании она встретила именно в Аппалачском районе. Это объясняется, с одной стороны, тем, что структурные формы — купола, антиклинали и прочее — выражены там очень неясно. Падение на крыльях таких структур измеряется единицами или

[1] Профессор Горной академии в г. Леобен (Австрия).

даже долями градуса (30′, 50′ и 75′ на 1 милю =1,6 км), кроме того, многие песчаные пласты этой области не пропитаны водой, а в таких пластах, как мы видели, нефть занимает пониженные части структуры, располагаясь на наиболее низких частях крыльев антиклиналей или даже в синклиналях. Примеры залегания нефти в синклиналях были отмечены в ряде нефтяных месторождений штата Пенсильвания. Понятно, поэтому, что наибольшую оппозицию антиклинальная теория встретила со стороны геологов Пенсильванского геологического комитета, директором которого был упомянутый выше Лэсли и которые указывали, что в ряде планшетов эта теория не подтверждается. Оживление и дальнейшее развитие этой теории, а главное, практическое приложение ее к разработке нефтяных месторождений создали работы геолога И. Уайта. После этого появился ряд блестящих работ по изучению Аппалачской нефтеносной площади, показавших, что нефть и газ собираются на вершинах структурных поднятий в породах, пропитанных водой, а в более низких частях — в породах сухих, не напитанных водой. Эти соотношения были подтверждены рядом исследований в штатах Пенсильвания и Западная Вирджиния. Так было установлено, что на большой площади в юго-западной Пенсильвании знаменитый песок Биг-Инджэн, содержащий нефть вместе с водою, оказался нефтеносным только в наиболее высоких частях антиклиналей, и, наоборот, ниже его залегающий песок Скуо, не напитанный водою, содержал нефть на крыльях антиклиналей и в синклиналях.

Антиклинальная теория нашла свое подтверждение и при изучении других нефтяных месторождений как западного, так и восточного полушарий: так, изучение калифорнийских месторождений привело геолога Р. Арнольда и его сотрудников к убеждению, что главные нефтяные залежи расположены на антиклиналях и в закупоренных асфальтом или закрытых сбросами моноклиналях.

Изучение условий залегания нефти в месторождениях СССР подтверждает правильность этой теории, суть которой состоит именно в распределении нефти, воды и газа в месторождении по их удельному весу и в том, что большинство нефтяных залежей приурочено к тем или иным тектоническим формам.

Эта теория, которую правильней называть гравитационной, или структурной, в настоящее время признается большинством геологов и большинством работников нефтяного дела, так как она оправдывается фактами, получаемыми из изучения условий залегания нефти в земной коре. Она подтверждается, как мы видели, и рядом экспериментальных данных.

Тем не менее, эта теория до сих пор имеет еще ряд противников и у нас в СССР и в Соединенных Штатах. У нас наиболее последовательным противником этой теории являлся К. П. Калицкий, который, исходя из своих взглядов на первичное залегание нефти, считал, что нефть образовалась и скопилась там, где для этого были налицо подходящие условия для накопления органического

материала. Так как в настоящее время нефть мы находим в песках, следовательно, и органический материал скопился, а впоследствии превратился в нефть именно в песках. Это накопление и превращение не могло считаться с формами залегания пластов. Нефть в песках может быть приурочена и к антиклинальным складкам, и к синклинальным, и к горизонтально залегающим пластам. Ищем же мы нефть на антиклиналях потому, что здесь нефтеносные пласты залегают ближе к дневной поверхности, чем в синклиналях. В подтверждение своих взглядов он приводит следующий фактический материал.

1. Изучение условий залегания нефти на о. Челекен [1] показало, что в ряде обнажений можно наблюдать песчаные линзы, пропитанные нефтью среди совершенно сухих песков. Расположение этих линз ни в какой связи с тектоникой о. Челекен не стоит.

2. Ферганские нефтяные месторождения представляют узкие и острые антиклинальные складки. Нефть в них приурочена не к сводовым частям складок, как требует того антиклинальная теория, а образует изолированные, расположенные на крыльях антиклинали своего рода «висячие» залежи, с тектоникой, видимо, не связанные, например в Сель-Рохо (ныне КИМ).

3. В одной из больших своих работ [2] К. П. Калицкий приводит пример залегания нефти в нефтяных месторождениях, расположенных на четырех планшетах в штате Пенсильвания, несколько южнее г. Питтсбурга. Здесь проходит несколько антиклинальных складок юго-западного — северо-восточного направления, разделенных синклинальным понижением пластов. Разработка этих месторождений показала, что залежи нефти, не считаясь с направлением антиклиналей, переходят с одной антиклинали на другую, пересекая синклиналь, т. е. их расположение как будто ни в какой мере не подчинено тектонике.

Посмотрим, насколько приведенные факты в действительности стоят в противоречии с антиклинальной теорией.

Наличие изолированных песчаных линз совершенно не доказывает отсутствие их связи с тектоникой. Чтобы быть вполне последовательным, К. П. Калицкий должен был доказать, что никаким другим путем, кроме скопления органического материала и последующего его превращения в нефть, песчаные линзы не могли ею заполниться. Между тем, мы с большей степенью вероятности можем допустить, что песчаный пласт до своего обнажения мог быть напитан нефтью и вследствие своей неоднородности был ею пропитан в разной степени. Когда началось разрушение этого пласта, после выхода его на дневную поверхность в результате тектонических движений, началось истечение из него нефти, причем части пласта, состоящие из более грубозернистого материала,

---

[1] *К. П. Калицкий.* Об условиях залегания нефти на о. Челекене. — Труды Геол. ком., новая серия, № 59, 1910.

[2] *К. П. Калицкий.* В какую фазу литогенеза произошла нефть, 1916.

в которые нефть легче проникла, скорее всего ее и потеряли. И наоборот, части пласта, сложенные из мелкозернистых материалов, да еще с примесью глины, в которые нефть проникает с большим трудом, отдают ее гораздо медленнее. В них нефть сохраняется даже тогда, когда окружающая порода потеряла всю нефть. Подобные факты нам пришлось неоднократно отмечать в Бинагадинском месторождении. Наблюдаются и более прихотливые явления: пальцеобразные отростки, захождение нефтяных песков в сухие пески и т. д. Все эти явления легко объясняются литологическими особенностями нефтеносных песков: условиями продвижения в них нефти под влиянием гидродинамических и капиллярных сил и условиями их пропитывания и истощения. Капиллярные силы особенно большую роль играют при удержании нефти в пласте. Эти явления ни в каком противоречии с антиклинальной теорией не стоят.

На месторождении КИМ мы имеем разрушенную и размытую в сводовой части антиклиналь, вследствие чего оказались выведенными на дневную поверхность нефтеносные пласты, а через размытую сводовую часть, как через отдушину, в ряде геологических эпох происходило высачивание нефти. Немудрено, что сводовая часть складки потеряла свою нефть. Но вся нефть из месторождения не ушла: она сохранилась именно в тех частях нефтяных песков, которые имеют наиболее благоприятный для ее удержания литологический характер.

Переходим к третьему аргументу К. П. Калицкого — к условиям залегания нефти на четырех пенсильванских планшетах.

Из исторического очерка развития антиклинальной теории видно, как объясняют американские геологи эти на первый взгляд противоречащие антиклинальной теории факты. Только там, где нефть и вода находятся в одном пласте согласно антиклинальной теории, мы наблюдаем расположение их по удельному весу. Там же, где нефть попадает в сухой, ненасыщенный водою пласт, она, подчиняясь закону тяжести, займет наиболее пониженные части пласта, т. е. синклинали, или наиболее низкие части крыльев складки. Так как в пенсильванских месторождениях имеются пласты, насыщенные водою, и сухие, то мы будем наблюдать факты того и другого расположения нефти. И эти факты ни в какой мере не дают основания утверждать, что нефть при формировании залежей не претерпела никаких передвижек. Кроме того, пенсильванские месторождения представляют чрезвычайно слабо выраженные антиклинальные, или куполовидные, структуры. Собственно говоря, вся Аппалачская нефтяная область в тектоническом отношении представляет большую геосинклиналь, края которой более круто поднимаются по направлению к Аллеганским горам и более полого — по направлению к Цинциннатскому поднятию в штатах Огайо, Кентукки и Тенесси (фиг. 55 и 56). Края этой геосинклинали, имеющей около 1200 *км* в длину и около 300 *км* в ширину, осложнены мелкой второстепенной складчатостью: куполами, струк-

турными террасами и т. п. Падение крыльев этих структур чрезвычайно ничтожное, выражается единицами и долями градуса и за весьма редкими исключениями не превосходит 3°, так что район в качестве примера выбран чрезвычайно нехарактерный. Другое дело, если бы был взят район с резко выраженными антиклиналями и синклиналями и по отношению к нему было доказано, что залежи нефти, не считаясь с этими структурными формами, переходят с одной на другую, пересекая синклинали, тогда мы имели бы факты, над которыми стоило подумать; а пока таких фактов нет, можно считать, что в своей основе антиклинальная, или структурная, теория, как вполне соответствующая тому, что происходит в природе, остается непоколебимой. Нужно только очень внимательно подходить к каждому данному случаю и частному примеру, и тогда возражения сами собой отпадают. Только в закрытых, ненарушенных денудацией складках мы можем встретить вышеописанное распределение воды и нефти в антиклинали, т. е. нефть и газ — над водою и в сводовой части складки, вода — по бокам на крыльях свода. В разрушенных складках или же в складках особого типа, получивших наименование диапировых, или с ядром протыкания, нефти в сводах может и не оказаться.

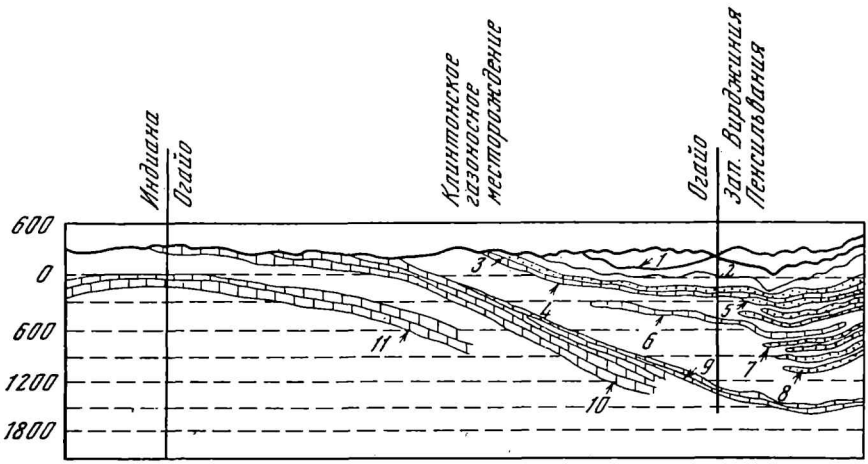
Возьмем для примера Грозненский район. Новогрозненское месторождение представляет закрытую антиклинальную складку. Нефтесодержащие пласты в ней на дневную поверхность не выходят, являясь прикрытыми мощной свитой глинистых образований сарматского возраста. Здесь нефть мы встречаем начиная с верхних песчаников спаниодонтелловых слоев.

Несколько иную картину представляет Старогрозненское месторождение. Здесь в районе Мамакаевой балки на дневную поверхность в сводовой части антиклинали выведены процессами размыва и разрушения складки спаниодонтелловые слои. Через эту отдушину первые четыре спаниодонтелловых песчаника потеряли свою нефть и стали вместо нефтеносных водоносными горизонтами.

Особый интерес представляет Бинагадинская нефтеносная площадь в Бакинском районе. Это месторождение представляет собой диапировую складку. Ядро этой складки, сложенное круто поставленными и перемятыми пластами нижнетретичных отложений (коунская свита), нефти не содержит; нефтяные залежи подчинены пластам продуктивной свиты, слагающей более или менее отдаленные крылья складки. Нефть здесь сохранилась только благодаря тектоническим особенностям диапировой складки. Ядро протыкания при своем движении вверх закупорило ряд нефтяных пластов продуктивной свиты и этим способствовало сохранению в них нефти.

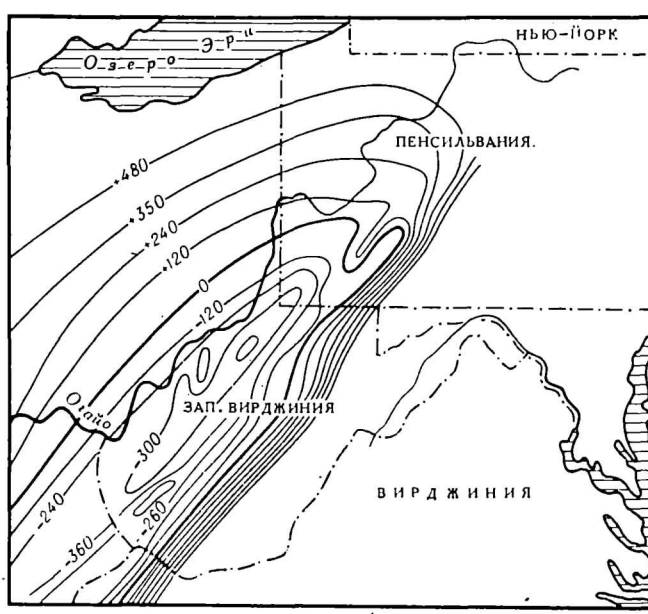
Приведенные факты не отрицают, а подтверждают антиклинальную, или, вернее, гравитационную теорию, расширяя ее содержание.

Условия залегания нефти в антиклиналях мы должны рассматривать, учитывая все их разнообразие, а главное, принимать во



Фиг. 55. Обобщенный поперечный разрез от Цинциннати до Аллеганских гор

К а р б о н: *1* — питтсбургский уголь; *2* — верхний фрипортский уголь; *3* — соленый песок; *4* — мощный известняк; *5* — песок Биг-Инджэн. Д е в о н: *6* — гордоновский песок; *7* — слизаветинский песок; *8* — бредфордский песок; *9* — карниферовый песок. С и л у р: *10* — клинтонский песчаник. О р д о в и к: *11* — трэнтонский известняк



Фиг. 56. Структурная карта части аппалачской геосинклинали, показывающая контуры песка

внимание, в какой стадии своего существования та или иная складка находится. Все они подвержены, как и все в природе, неизбежному изменению. С этими изменениями должны меняться и условия залегания в них нефти.

Антиклинальную теорию надо понимать как структурную теорию в том смысле, что: 1) образование нефтяных залежей в земной коре приурочено к тем или иным тектоническим структурам, среди которых структуры антиклинального характера играют доминирующую роль, 2) в этих структурах вода, нефть и газ скопляются и распределяются под влиянием силы тяжести вследствие разницы в удельных весах и под влиянием капиллярных сил вследствие разницы в величинах поверхностного натяжения воды и нефти.

Остается еще упомянуть о возражениях, которые выставляет против антиклинальной теории М. Манн. Но эти возражения имеют частный характер и касаются применимости ее к месторождениям Аппалачской области, вокруг которых ведется давнишний спор. Он указывает, что величина силы тяжести, возникающая вследствие разности в удельных весах воды и нефти, не является достаточной для осуществления движения нефти в силу законов тяжести по пластам, имеющим ничтожное падение, даже если принять во внимание легкий удельный вес пенсильванской нефти.

М. Манн для примера берет «100-футовый» пласт, о котором мы уже упоминали. Наибольшее его падение равняется 1 футу на 50, а среднее — 1 футу на 75 *км*. Удельный вес нефти из него равен 0,7977, а воды, в нем находящейся, — 1,0623. Разность между ними 0,2646, что составит 0,33 от веса нефти. Если взять максимальное падение в 1/50, то сила, перемещающая нефть, будет равна

$$0{,}2646 \cdot \sin \alpha,$$

где α — угол падения, равный 1°10′, $\sin \alpha = 0{,}02$.

Таким образом, $0{,}2646 \cdot 0{,}02 = 0{,}005292$, что составит 0,0067 веса нефти. Такая величина, по М. Манну, будет недостаточной, чтобы преодолеть силы статического и динамического трения, а также силы капиллярного притяжения и пр. По мнению М. Манна, достаточно небольшой неправильности в кровле пласта, чтобы приостановить движение нефти. Эти возражения, как мы уже сказали, имеют местный характер и основ антиклинальной теории вообще не колеблют.

Интересную сводку различных мнений и представлений, связанных со структурной или антиклинальной теорией и ее приложением для объяснения образования месторождения нефти в США, мы находим в изданной в 1934 г. Американской нефте-геологической ассоциацией книге, посвященной памяти американского геолога Сиднэя Пауэрса. В книге рассматриваются проблемы нефтяной геологии [1] и к ней мы отсылаем интересующихся деталями этой важной теории [45].

[1] Problems of Petroleum Geology. AAPG, Толса—Лондон, 1934.

Глава VI

СТРУКТУРА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В предыдущих главах был освещен вопрос, в каких породах находится нефть в земной коре и каким образом в этих породах образуются залежи промышленного значения. Теперь нам предстоит ознакомиться с вопросом о самом строении нефтяных месторождений и выяснить, какие структурные и прочие условия являются наиболее благоприятными для скопления нефти в земных недрах в больших количествах.

Самый беглый обзор многочисленных данных разработки нефтяных месторождений убеждает нас, что значительные скопления нефти, получившие промышленное значение, приурочены к пластам, претерпевшим то или иное изменение в своем первоначальном залегании и имеющим ту или иную тектоническую структурную форму. В этих случаях, как говорят американцы, скопления нефти «контролируются» (регулируются) структурой пластов. Те же данные говорят, что в некоторых, более редких случаях большие залежи нефти скопляются в пластах с ненарушенным залеганием и «контролируются» литологическими особенностями нефтесодержащих пластов, их пористостью, трещиноватостью, особыми условиями отложения (линзы) и пр.

Из двух отмеченных факторов наибольшее значение в образовании нефтяных месторождений имеет тектонический фактор, создающий структурные формы для скопления нефти.

Все тектонические или структурные формы можно подразделить на следующие основные группы, согласно несколько измененной нами классификации американского геолога Ф. Клаппа.

I. *Структурные формы антиклинального строения.*

1. Большие отдельные антиклинали.
2. Антиклинальные складки наиболее распространенного типа.
   1) антиклинали прямые, или симметричные;
   2) антиклинали косые, или асимметричные;
   3) антиклинали опрокинутые и осложненные явлениями надвигового характера.
3. Куполовидные структуры.
   1) обыкновенные антиклинальные купола;
   2) закрытые и открытые, или «проткнутые», соляные купола;
   3) купола с ядром протыкания, или диапировые складки;

4) купола с ядрами из изверженных пород (вулканические пробки).

4. Погребенные антиклинальные и другого вида структуры.

II. *Рукавообразные залежи на поверхности эрозии типа линзообразных песков, известных под именем «шнурков».*

III. *Структурные формы синклинального строения.*

IV. *Структурные формы, связанные с моноклинальным залеганием пластов.*

1. Моноклинали типа плоских гомоклиналей.
   1) с пологими углами падения;
   2) с более крутыми углами падения;
   3) осложненные сбросами;
   4) закупоренные отложениями битумов, асфальта и пр.;
   5) несогласное перекрытие моноклинальных пластов.
2. Моноклинали с развитой на них вторичной складчатостью.
   1) изгибы с осями, параллельными простиранию;
   а) моноклинальные антиклинали (антигомоклиналь),
   б) структурные террасы, или «недоразвитые» антиклинали,
   в) моноклинальные впадины или ложбины,
   2) изгибы с осями, перпендикулярными простиранию;
   а) погружающиеся антиклинали;
   б) моноклинальные впадины;
   3) куполовидные вздутия, или поперечные антиклинали.

V. *Сбросы и формы, их сопровождающие.*

VI. *Разломы и трещины в изверженных и осадочных породах.*

Уже за рамками этой структурной классификации стоит последняя группа, которую мы для цельности общей картины рассмотрим заодно с предыдущими.

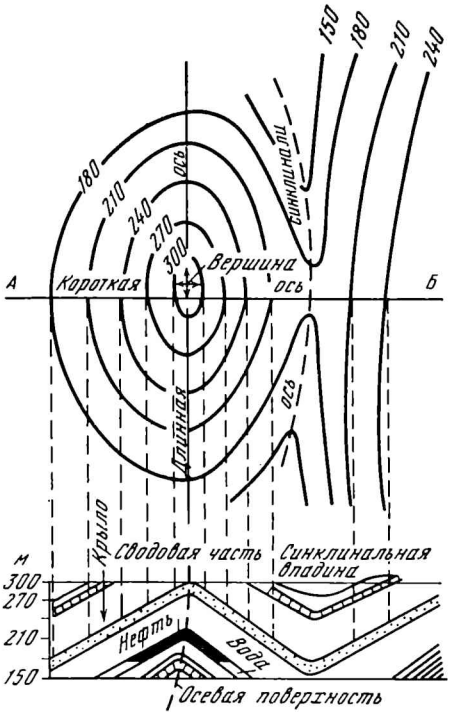
VII. *Скопления нефти, обусловленные преобладающим влиянием «литологического» фактора.*

Нам предстоит ближе ознакомиться с каждой из перечисленных структурных форм с указанием, в каких месторождениях нефти она имеет важнейшее значение. Необходимо заранее оговориться, что мы не найдем почти ни одного месторождения, в котором нефть была бы подчинена той или иной структуре в ее чистой, неосложненной форме. Почти всегда та или иная тектоническая форма бывает осложнена наличием двух форм, например, антиклинальная складка — сбросами, сбросы — участками антиклинального строения и т. д. Поэтому, описывая ту или другую форму, мы имеем ее в виду как форму преобладающую, играющую главную роль в структуре месторождения и определившую скопление в ней нефти.

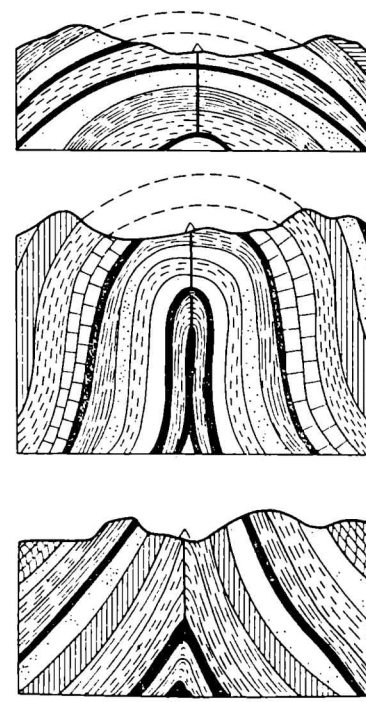
Эти формы являются наиболее распространенными и имеют наибольшее значение в строении нефтяных месторождений. По данным американской статистики, этими формами всех видов охватывается свыше 65% всех нефтяных месторождений Соединенных Штатов; на основании их создана и до сего времени держится так называемая антиклинальная теория. Эти формы столь популярны среди нефтяников, что при поисках и разведке на нефть прежде всего ищут антиклинали. Напомним вкратце, что антиклинальной складкой, или просто антиклиналью, называют сводообразный изгиб пластов в виде двухскатной крыши, только чаще не с острым, а с закругленным гребнем (фиг. 57). Самая высшая точка складки называется ее вершиной, а бока складки, имеющие падение или наклон в противоположные стороны, называют ее крыльями. Если мы соединим все высшие точки перегиба пластов по протяжению складки, то получим линию, которая называется осевой линией, или просто осью складки. Ось складки показывает ее направление. Наиболее приподнятая, прилегающая к осевой линии часть складки носит название сводовой части, или просто свода складки. В складке, как это видно на рисунке, бывает изогнут не один, а целая свита пластов, расположенных один ниже другого; каждый такой пласт имеет свою линию перегиба, или ось. Проведенная через эти осевые линии плоскость носит название осевой плоскости. Если крылья складки имеют в ту и другую сторону равный уклон или одинаковое падение, складка называется прямой, или симметричной (фиг. 58); ее осевая плоскость имеет почти вертикальное положение и делит складку на две симметричные половины. Если же крылья складки имеют разный наклон (одно крыло имеет более крутой угол падения, чем другое), складка называется косой или асимметричной (фиг. 59); перегибы в разных пластах такой складки не будут находиться в большинстве случаев один под другим, как в прямой складке, а будут отклонены главным образом в сторону более пологого крыла. Осевая плоскость тогда получит наклонное положение и величина этого наклона будет зависеть от степени несимметричности складки.

В некоторых более сложных случаях в результате горообразующих процессов другое противоположное крыло складки получает наклон или падение в ту же сторону, что и первое крыло, т. е. оба крыла падают в одну и ту же сторону. Такая складка носит название опрокинутой складки (фиг. 60).

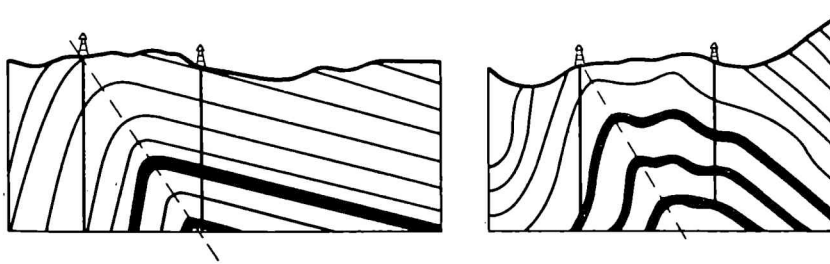
Если опрокидывание выражается столь сильно, что оба крыла складки получают падение, близкое к горизонтальному, складка называется лежачей (левая часть фиг. 60). В случае, если у опрокинутой складки оба крыла складки, падающие в одну сторону, имеют приблизительно один и тот же угол падения (крылья параллельны друг другу), складка получает так называемое изоклинальное строение. Исходя из понятия об осевой плоскости,



Фиг. 57. Название частей складки



Фиг. 58. Формы симметричных антиклиналей



Фиг. 59. Формы асимметричных антиклиналей

как о плоскости, проходящей через все линии перегиба пластов, слагающих складку, осью складки называют линию пересечения осевой плоскости с дневной поверхностью; в этом случае она является совпадающей с линией перегиба пластов, выходящих на дневную поверхность.

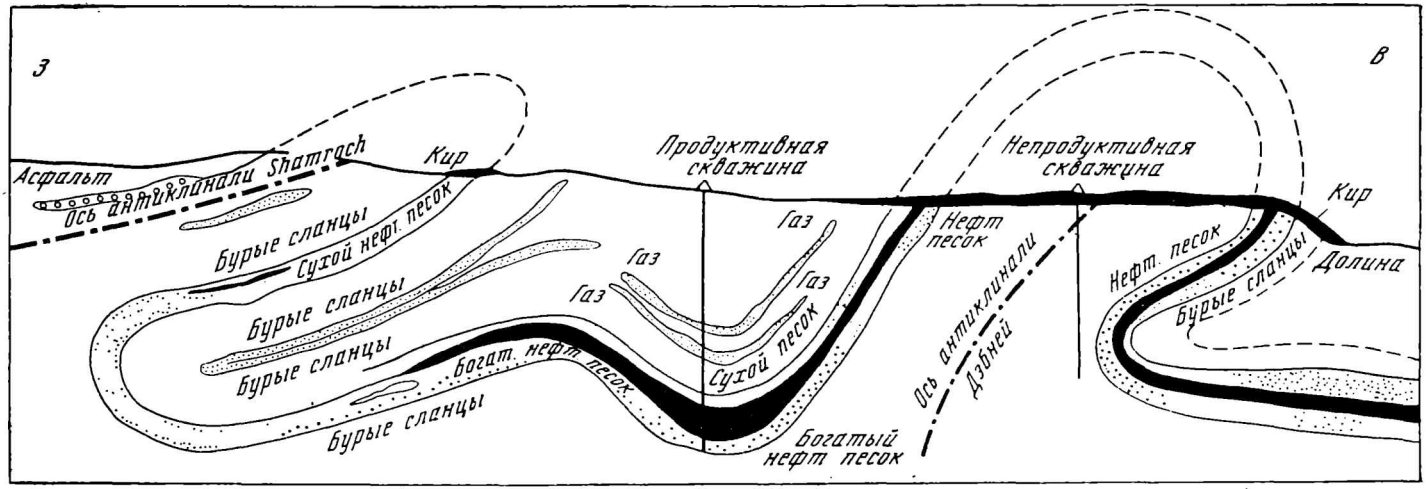
Обыкновенно антиклинальная складка сопровождается по обе стороны структурой, имеющей обратное, чем у антиклинали, залегание пластов, которое получится, если мы антиклиналь перевернем вверх ногами. Такая складка носит название синклинальной складки, или просто синклинали (фиг. 61 и 62). Элементы синклинальной складки те же, что и у антиклинали: бока или крылья складки, осевая линия, осевая плоскость и т. д. В зависимости от тех или иных соотношений между этими частями, синклинальные складки, подобно антиклиналям, бывают прямые, или симметричные (фиг. 61), наклонные, или асимметричные (фиг. 62), и опрокинутые (левая часть фиг. 60).

Вертикальное расстояние между наивысшей точкой (вершиной) в каком-либо пласте, входящем в состав антиклинали, и наинизшей горизонтальной линией в том же пласте, оконтуривающей полностью свод складки, называется высотою складки. На фиг. 57 высотная отметка горизонтали, ограничивающей купол, равна 180 *м*, а для вершины купола — 300 *м*, следовательно, высота складки равна 120 *м*.

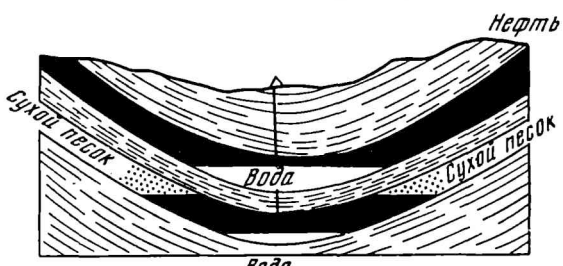
В нефтяных месторождениях штатов Калифорния, Вайоминг и других с резко выраженной складчатостью высота складок колеблется в пределах от 150 до 1500 *м*, тогда как в штатах Оклахома и Канзас она достигает в среднем 12—18 *м* с колебаниями от 3 до 60 *м* (фиг. 63). Иногда она изменяется в пределах одного и того же месторождения, чаще увеличиваясь с глубиной, как это, например, имеет место в месторождении Кушинг в штате Оклахома. Здесь сказывается влияние погребенного рельефа, о чем подробно скажем несколько ниже.

Чтобы покончить с кратким напоминанием об основных формах структур антиклинального строения, следует еще упомянуть об антиклинальных куполах. Породы, слагающие эту форму, имеют наклон или падение во все стороны от высшей точки складки. Условно можно провести следующее различие между антиклиналью и куполом; если длина складки более чем в три раза превосходит ее ширину, структура будет называться антиклиналью. В случае, если (см. фиг. 58) длинная и короткая оси незначительно отличаются по величине друг от друга, мы имеем типичный антиклинальный купол.

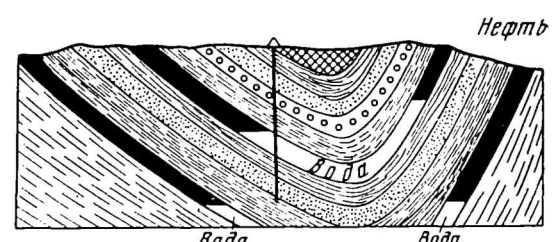
Складка не может продолжаться без конца. На известном расстоянии от своей центральной части она начинает постепенно исчезать или затухать. Оба конца ее опускаются или погружаются по направлению осевой линии, получается погружающаяся антиклинальная складка с периклинальным, по терминологии Ога, окончанием.



Фиг. 60. Формы сложной опрокинутой складки. Разрез месторождения Мак-Киттрик в Калифорнии



Фиг. 61. Симметричная синклиналь



Фиг. 62. Асимметричная синклиналь

Если размеры такой складки невелики (несколько километров), складка называется брахиантиклиналью, или укороченной антиклиналью (например, складка Новогрозненского нефтяного месторождения). Подобные, протягивающиеся на несколько километров антиклинали имеют несколько поднятий вдоль осевой линии складки. Такие поднятия называются тоже антиклинальными куполами. Понижения между этими поднятиями по оси складки называются седлами или седловинами (фиг. 64). Примеров таких



Фиг. 63. Сравнительная высота складок

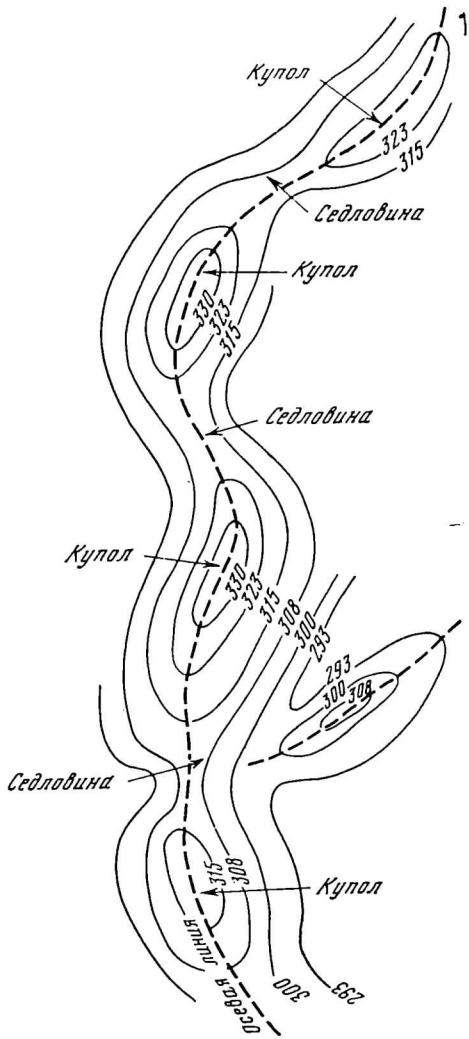
куполов и седловин между ними в нефтяных месторождениях СССР много: например, наши богатейшие месторождения Бакинского района (Балаханы, Сабунчи, Раманы) представлены куполами особого рода (о них речь ниже), расположенными на одном длинном антиклинальном поднятии, пересекающем весь Апшеронский полуостров в направлении с северо-запада на юго-восток от Фатьмаинского солончака на севере до оз. Зых на юге, возле берега Каспийского моря. Месторождения Грозненского района (Старогрозненское и Новогрозненское) представляют собой брахиантиклинальные складки, усложненные куполами и седловинами между ними.

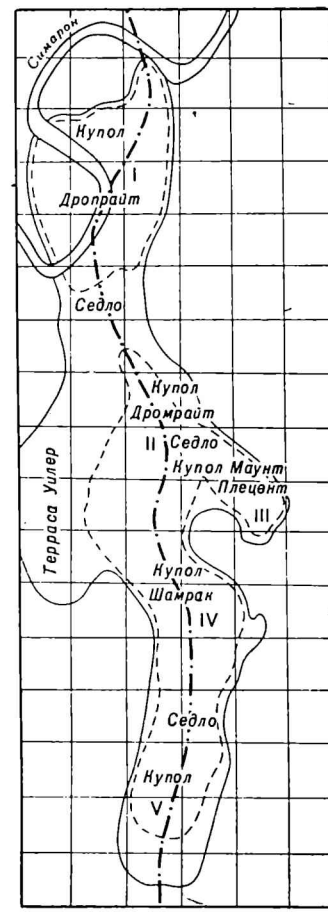
Из месторождений Соединенных Штатов в этом отношении заслуживает внимания нефтяное месторождение Кушинг с его пятью куполами и седловинами между ними (фиг. 65). О других специальных типах куполов более подробно будет сказано ниже.

Большие отдельные антиклинали

Среди структурных форм антиклинального строения в особую группу выделяются большие антиклинальные складки, покрывающие собой площади в тысячи и десятки тысяч квадратных километров; некоторые из них имеют характер настоящих геоантиклиналов [1]. Самым выдающимся примером подобных струк-

[1] Аппалачская горная система представляет такой геоантиклинал. Цинциннатский свод — пример другого геоантиклинала. Между ними располагается аппалачский геосинклинал.





Фиг. 64. Антиклинальная складка с куполами и седловинами вдоль ее оси

Фиг. 65. Карта расположения куполов и седел в месторождении Кушинг (штат Оклахома). Сплошная линия оконтуривает нефтеносную площадь в так называемом бартлесвильском песке, а пунктирная — в более высоких горизонтах. Пунктирная линия с точкой — ось антиклинали

тур является цинциннатский свод, занимающий штаты Огайо и Индиана в США и простирающийся в меридиональном направлении от южного берега о. Эри вплоть до р. Огайо. За этой рекой в том же направлении его продолжением служит нэшвильский свод. Восточное крыло цинциннатского свода осложнено рядом

второстепенных структур: куполов, террас, структурных выступов и т. д. Этим формам и подчинены залежи нефти в месторождениях штата Огайо. Кроме этого, условия залегания нефти здесь осложняются особым характером залегания некоторых пластов. Это замечание в особенности относится к так называемому клинтонскому песчанику, который полого залегает на восточном крыле цинциннатского купола, слабо поднимаясь в западном направлении, и, не достигая свода складки, выклинивается. В верхней части этого пласта скопился в больших количествах газ, а вниз по падению — нефть.

Другой большой структурой подобного рода является свод Бэнд в северной части центрального Техаса. Этот свод прослеживается от поднятия Льяно-Борнет близ г. Остин на юге на несколько сотен километров по направлению к горной системе Арбокль-Ауачита, вплоть до р. Красной. Этот свод тоже осложнен рядом вторичных антиклиналей и куполов, к которым и приурочено несколько нефтяных месторождений. Между ними выделяется месторождение Рэнджер, открытое в 1917 г. и дающее вместе с другими фонтанную добычу; но фонтаны недолговечны и скоро прекращаются. В ряде мелких месторождений нефть и газ своим существованием обязаны не столько структурным формам, сколько литологическим особенностям нефтяных песков — именно линзообразным залеганиям и изменениям пористости песков, по терминологии А. Леворсена, — стратиграфические ловушки [1].

Из небольших отдельных антиклиналей необходимо указать на антиклиналь Ла-Салль в штатах Иллинойс и Индиана. Эта антиклиналь тянется на 300 *км* в направлении с северо-запада на юго-восток (фиг. 66). Она представляет складку погружающегося типа с несколькими куполами. Нефтеносной является ее юго-восточная часть на протяжении приблизительно 120 *км*. Нефть в месторождениях, подчиненных этой складке, тесно связана со структурой, но и колебания в мощности и пористости отдельных горизонтов имеют немалое влияние на ее распределение.

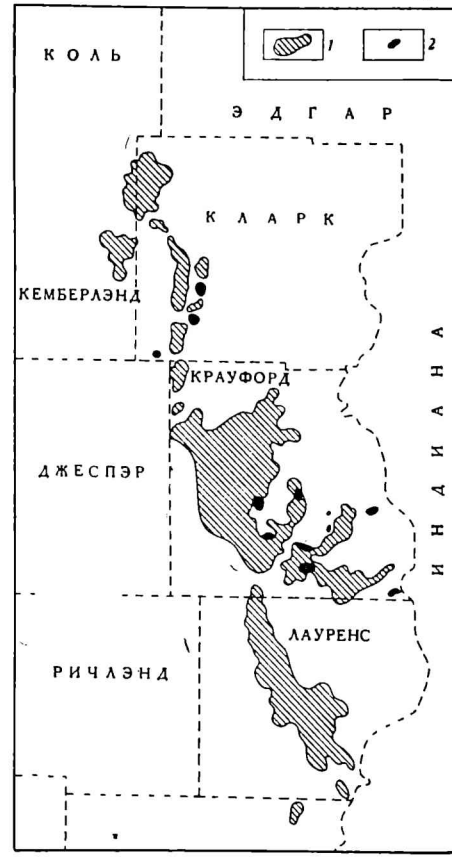
Сравнительно большим отдельным антиклиналям, но уже значительно меньших размеров, чем выше описанные, подчинены нефтяные залежи в некоторых месторождениях штата Вайоминг. Между ними особое значение имеет антиклиналь месторождения Соленого ручья, которое является самым богатым из всех месторождений области Скалистых гор. Эта антиклиналь не вполне правильной формы: ее западное крыло более крутое (угол падения 25—26°), чем восточное (угол падения 10—11°). Антиклиналь состоит из двух отдельных куполов: северного, носящего название купола Солт-крик, и южного Типот, отделенных друг от друга седловиной. И купола, и в особенности седловина разбиты сбро-

[1] *A. I. Levorsen.* Stratigrafic Versus of Structural Accumulation, p. 524. BAAPG, N 5, 1936.

сами. Нефть собралась главным образом в северном куполе. В куполе Типот хотя и найдена нефть, но он считается бедным, так как в нем больше газа, чем нефти (фиг. 67).

У нас в СССР к этому же типу структур можно отнести ухтинскую антиклиналь, занимающую площадь около 3000 *км*^{2} (75×40 *км*). Ухтинский свод и его крылья осложнены рядом второстепенных структур.

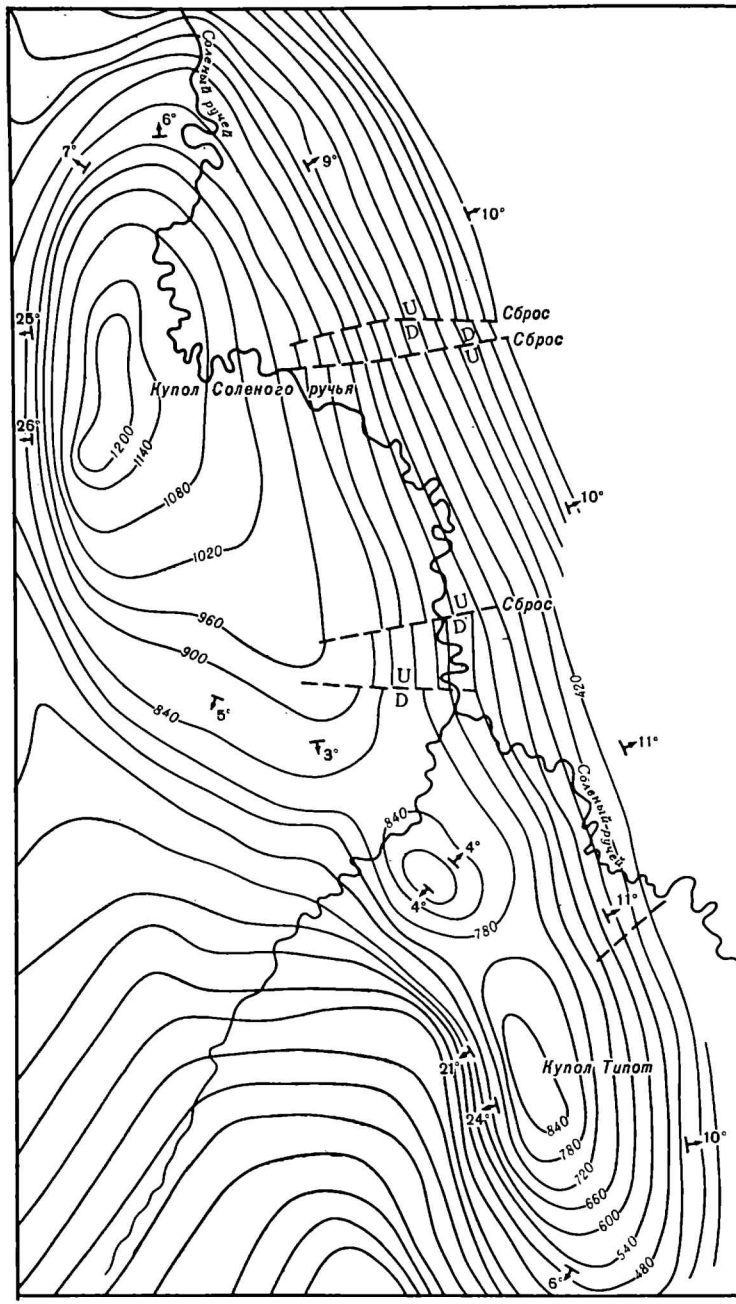
Из предыдущего обзора видно, что своды больших складок не сплошь заняты нефтью, а она занимает в них отдельные места, где образовались те или иные благоприятные для ее скопления условия. Так, продуктивные площади на сводах цинциннатском, Бэнд и других сменяются непродуктивными. Однако это вовсе не означает, что большие складки в целом не имеют влияния на образование залежей нефти. Их значение состоит уже в том, что они дают общее направление миграции нефти, поднимающейся из соседних с этими складками депрессий, собирают ее с самых отдаленных пунктов, а она по пути следования к высшим пунктам свода задерживается различного рода барьерами: второстепенными структурными формами, изменением литологического характера пласта и изменением формы его залегания (линзы). Только там, где резко очерчен гребень складки, как, например, в районе Соленого ручья в штате Вайоминг или отчасти в антиклинали Ла-Салль в штате Иллинойс, скопление нефти и газа приурочивается к площадям, расположенным вдоль гребня структуры *.



Фиг. 66. Карта распределения продуктивных площадей на антиклинали Ла-Салль в штате Иллинойс
1 — нефть; *2* — газ

---

* И. М. Губкин совершенно правильно подчеркивает роль крупных положительных структур в скоплении нефти и газа. Эта роль особенно ясно выявилась после статистической обработки распределения месторождений нефти и газа, проведенной в последние годы.



Фиг. 67. Структурная карта месторождения Солт-крик (штат Вайоминг)

Антиклинальные складки наиболее распространенного типа

К этой группе антиклинальных структур принадлежат: а) антиклинали прямые, или симметричные и б) косые, или асимметричные, и антиклинали опрокинутые и осложненные явлениями надвигового характера. Представление об этих формах дано выше.

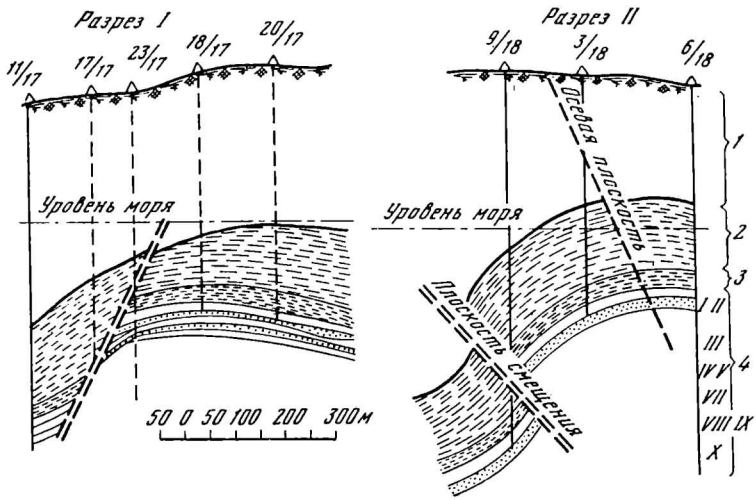
Антиклинали прямые, или симметричные

Симметричные антиклинали большой роли в строении нефтяных месторождений не играют прежде всего потому, что совершенно симметричных антиклиналей, вообще говоря, мало, а содержащих промышленные залежи нефти и еще того меньше.

Среди нефтяных месторождений СССР имеется несколько форм, приближающихся к этому типу. На первом месте стоит Биби-Эйбатское месторождение, представляющее в общем брахиантиклинальную складку с осью направления с северо-запада на юго-восток. Структура ее показана на карте тектонического рельефа (фиг. 68).

Как видно из структурной карты, эта складка осложнена двумя куполами и густой сетью сбросов. В сводовой части ее обнажаются верхние горизонты продуктивной толщи, окруженные выходами акчагыла и нижнего апшерона. Падение на ее крыльях варьирует от 15 до 25°. Нефть занимает сводовые части нефтеносных горизонтов, которых здесь вовлечено в разработку 17 и которые содержат по нескольку нефтяных песков. Складка характеризуется некоторыми признаками диапиризма.

Новогрозненское нефтяное месторождение (фиг. 69) в общих чертах представляет тоже симметричную брахиантиклиналь коробчатого типа, т. е. имеющую широкий и пологий, несколько вдавленный свод и крутые крылья. Складка осложнена двумя куполами, расположенными по ее оси, имеющей простирание с северо-запада на юго-восток. Сводовая часть складки сложена грозненской свитой (верхний отдел среднего сармата). Между куполами, известными под именем западного и восточного (под вершиной Белик-Барц), проходит сброс, пересекающий осевую линию под некоторым углом (фиг. 70 и 71); западный купол на глубине осложнен явлениями надвигового характера типа взброса по плоскости, имеющей падение в общем к югу под углом около 70°. В этой структуре нефть занимает сводовые части пластов и подпирается со всех сторон так называемой пластовой, или краевой, водой, содержащейся в одном пласте с нефтью и располагающейся вниз по падению от купола, занятого нефтью.



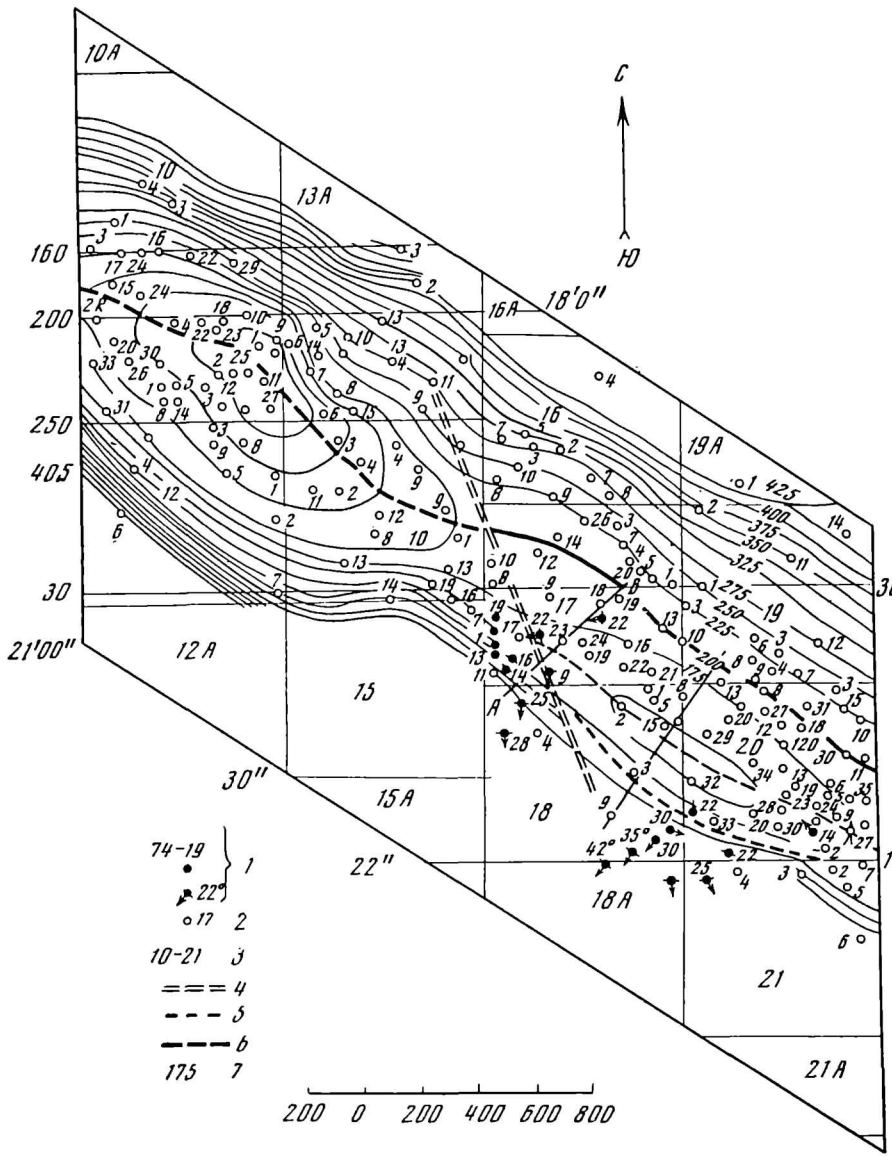
Фиг. 70. Профили через восточный купол Новогрозненского района

1 — грозненские слои; *2* — криптомактровые слои; *3* — синдесмиевые слои; *4* — спанио-донтелловые слои

структур, расположенных вдоль сброса того же наименования. Предполагается, что этот сброс находится на значительной глубине в области древних твердых пород, а на поверхности в более или менее мягких и рыхлых породах свиты Фернандо (называемой теперь Репэто) плиоценового возраста по линии сброса возник ряд куполовидных форм — Лонг-Бич, Хантингтон-Бич и другие, представляющих богатейшие месторождения Лос-Анжелесского бассейна, являвшихся не раз причиной «нефтяных потопов» в Калифорнии и обеспечивших ей одно из первых мест среди других штатов по размерам добычи.

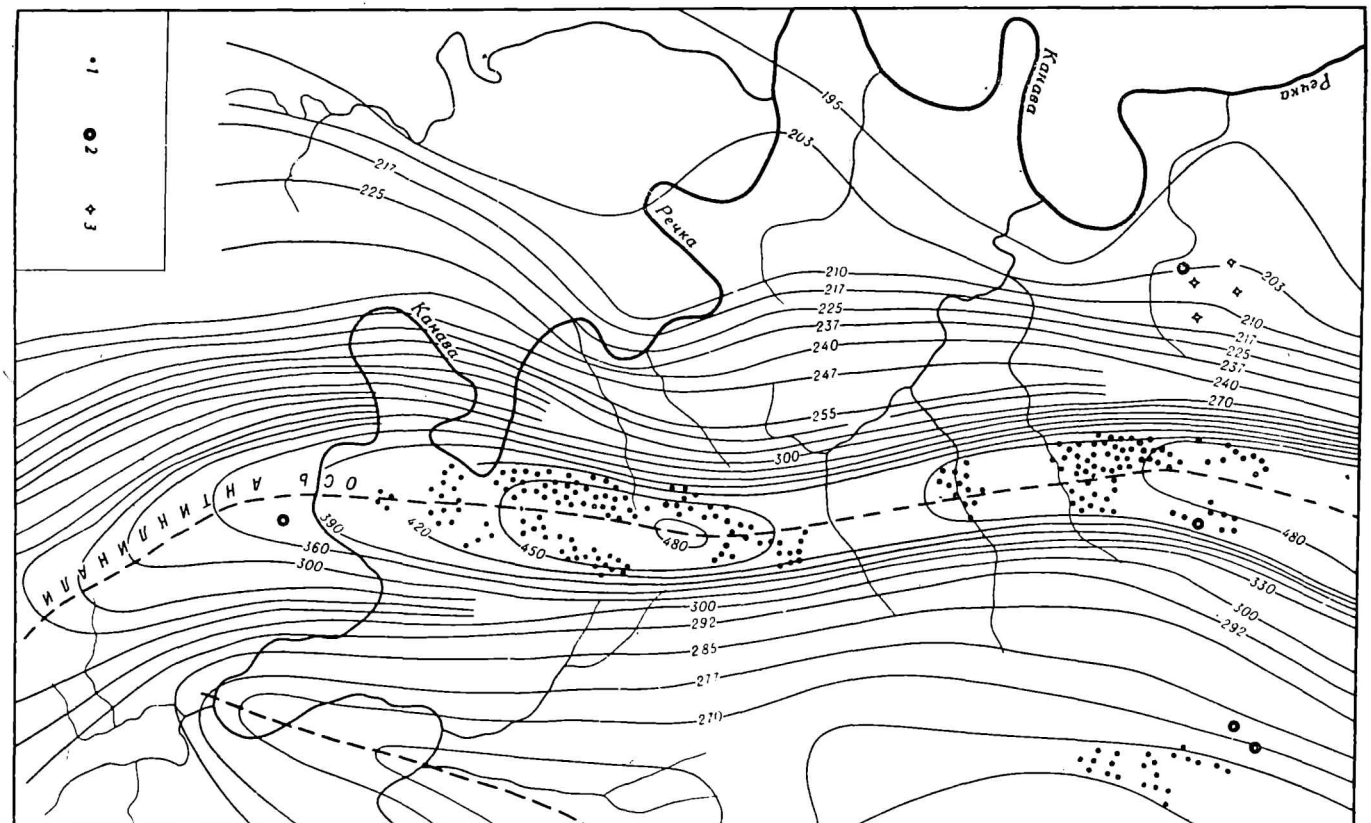
В Скалистых горах также встречается несколько продуктивных структур, имеющих формы симметричной антиклинали, но опять-таки не в чистом ее виде, а осложненной рядом сбросов. Такой формой является, например, антиклинальная складка (фиг. 74) месторождения Элк. Сбросы здесь настолько многочисленны и так осложнили всю структуру, что она с большой натяжкой может быть отнесена в описываемую нами группу антиклинальных структур.

В заключение следует упомянуть, что хорошим примером симметричной антиклинальной складки является одно из старинейших в смысле начала его разработки месторождений — Иенангиат в Бирме.



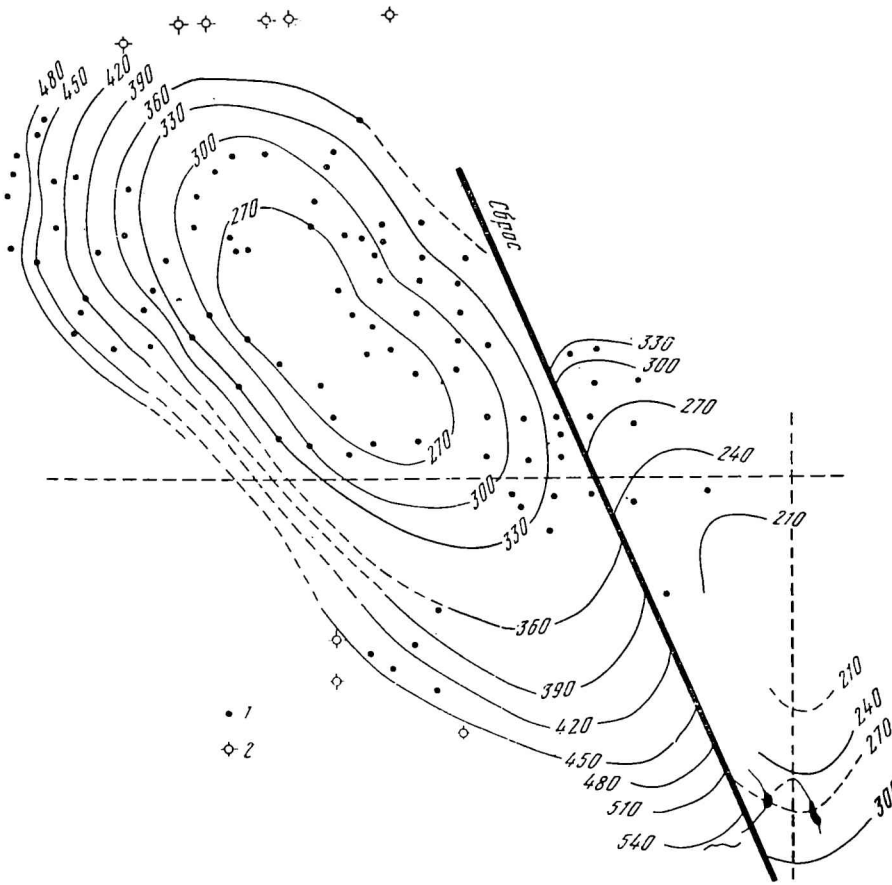
Фиг. 71. Геологическая структурная карта средней части Новогрозненского района

1 — шурфы; *2* — буровые скважины и их номера; *3* — номера участков и их границы; *4* — линия сброса; *5* — ось антиклинали в грозненских слоях; *6* — ось антиклинали по кровле I песчаника; *7* — горизонтали залегания кровли I спаниодонтеллового песчаника под уровнем моря (в м)



Фиг. 72. Геологическое строение части антиклинали Эурека—Волкано—Борнинг—Спрингс в штате Западная Вирджиния

Скважины: *1* — нефтяная, *2* — газовая, *3* — пустая



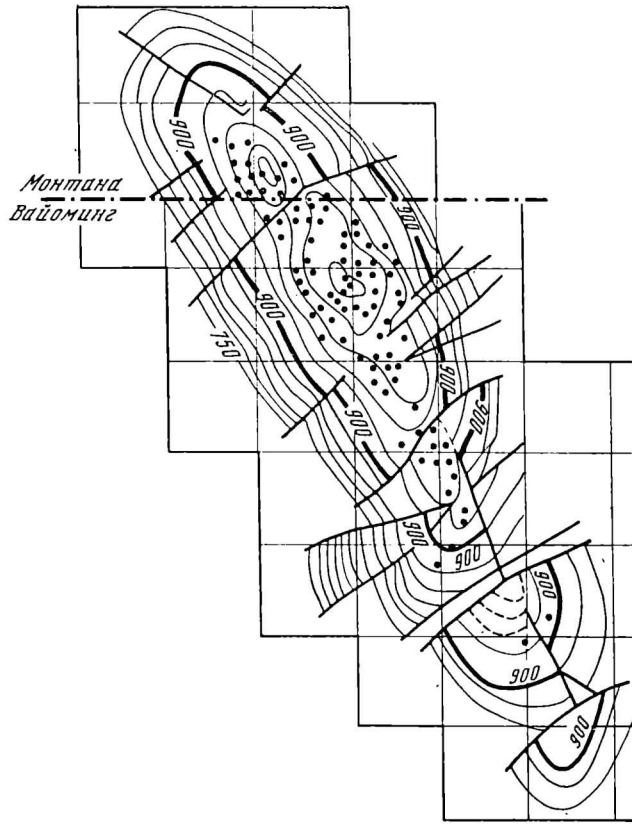
Фиг. 73. Структурная карта месторождения Инглвуд в штате Калифорния
Скважины: *1* — продуктивные, *2* — пустые

Антиклинали косые, или асимметричные

Косая, или асимметричная, антиклинальная складка является одной из наиболее распространенных структур нефтяных месторождений. Американский геолог Э. Лиллэй различает две разновидности этой структуры:

1) прямую асимметричную антиклиналь;
2) наклонную асимметричную антиклиналь.

Первая из этих форм менее обычна, чем вторая, которая является распространеннейшей среди месторождений всего мира. По словам Э. Лиллэя, большинство антиклиналей мира, вероятно, могут быть названы наклонными складками. В ряде случаев наклон осевой плоскости бывает невелик, так что, если он при выборе


Монтана
Вайоминг
900
900
900

в крутое крыло, последствием чего был ряд неудач (пробки, смятие труб и т. д.).

Ряд нефтяных месторождений СССР имеет форму наклонной асимметричной антиклинали.

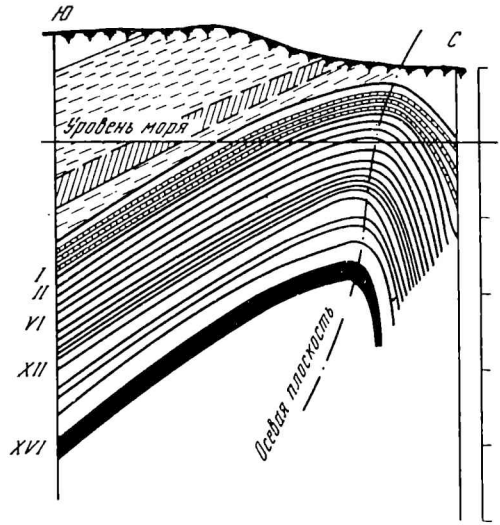
Старогрозненское нефтяное месторождение имеет форму такой асимметричной брахиантиклинали длиною около 15 *км* и шириной приблизительно в 1 *км*. Ось складки имеет направление с западо-северо-запада на восток-юго-восток, т. е. близкое к широтному, и погружается и в одну, и в другую сторону в указанных направлениях. Северное крыло складки — крутое, поставлено на голову, а местами, особенно в центральной части месторождения, даже опрокинуто (фиг. 75, поперечный разрез) и разорвано. Южное крыло более пологое и имеет падение около 30—35°. По оси складки наблюдаются два куполовидных вздутия: одно в Мамакаевской балке, а другое несколько восточнее — в Максимовской балке.

В Мамакаевской балке в своде купола выходят на дневную поверхность верхние горизонты спаниодонтелловых пластов, а в своде более восточного купола (в Максимовской балке) — слои нижнего сармата. Крылья складки и оба ее погружения сложены слоями сарматского и акчагыльского ярусов. Буровыми работами последних лет установлено, что Старогрозненское месторождение имеет более сложное строение: в нем на глубине обнаружено явление надвига южного крыла на северное; слои чокракского яруса (средний миоцен) перекрыли слои так называемой грозненской свиты (верхний миоцен). На восточном погружении складки, в Соленой балке, это явление в одной из скважин южного крыла обнаружено на глубине около 1500 *м* *.

Здесь под XVII нефтеносным горизонтом, залегающим среди чокракского яруса, встречены криптомактровые слои (нижний отдел среднего сармата). Нефть в этой структуре залегает в рыхлых песчаниках надвинутого крыла, достигающих иногда значительной мощности. Всех нефтеносных горизонтов здесь насчитывается 18, из них девять подчинены спаниодонтелловым слоям (караганскому ярусу), а остальные девять — чокракскому ярусу. Нефть в каждом нефтеносном пласте занимает его присводовую часть, причем контуры нижележащих нефтяных горизонтов выходят за контуры более высоких горизонтов. Эта закономерность наблюдается как на южном крыле складки, так и на ее обоих погружениях. Объясняется это явление, с одной стороны, наклоном осевой плоскости, а с другой, — тем, что нижние нефтяные горизонты в большинстве случаев имеют здесь более обширные контуры. В результате такого распределения нефти в описываемой структуре получается как бы концентрическое расположение

---

* Еще более поздними работами, проведенными в 60-х годах, выявлено, что на глубине в меловых горизонтах складка значительно выполаживается.



Фиг. 75. Поперечный разрез Старогрозненской площади свиты спаниодонтелловых и чокракско-спириалисовых песчаников

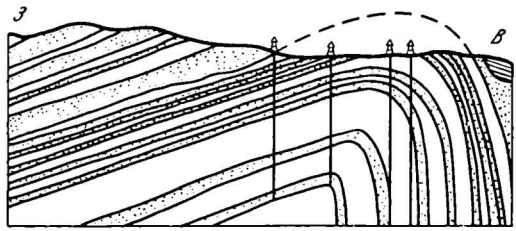
нефтяных залежей. Залежи со стороны крыльев и со стороны обоих погружений подпираются краевой водой. По мере разработки пласта контур промышленной нефтеносности постепенно сокращается, и в конечном счете к забою скважины подступает вода.

В старогрозненском районе надвиг установлен почти вдоль всего месторождения; промышленная нефть найдена и в подналвиговой части месторождения, что значительно увеличивает перспективы нефтеносности Старогрозненской площади.

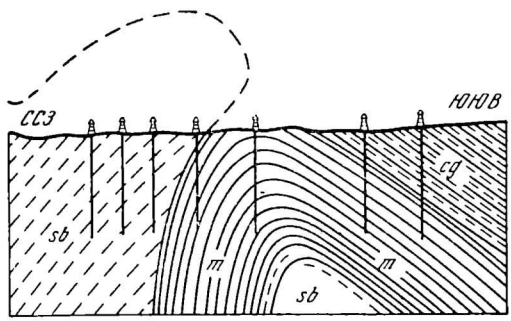
По существу эту структуру следовало бы отнести к следующему типу структур опрокинутых антиклиналей, осложненных явлениями надвигового характера.

Главнейшие среднеазиатские месторождения СССР, как, например, Чимион, КИМ (Сель-Рохо), Шор-су и другие, имеют тоже форму асимметричных брахиантиклинальных складок приблизительно широтного простирания с крутым северным крылом.

За пределами СССР описываемая структура имеет тоже значительное распространение: так, многие нефтяные месторождения штата Вайоминг и вообще района Скалистых гор имеют именно такое строение, например Грасс-крик и уже упоминавшееся нами несколько выше знаменитое месторождение Соленого ручья. Несколько таких месторождений имеется и в штате Калифорния. Месторождения в Лос-Анжелесском бассейне (Лонг-Бич и Домингес) представляют превосходные примеры прямых асимметричных антиклинальных складок.



Фиг. 76. Разрез асимметричной антиклинали в месторождении Иенангиат в Бирме



Фиг. 77. Разрез асимметричной антиклинали в месторождении Кэмпина в Румынии

cg — конгериевые слои; *m* — меотический ярус; *sb* — миоценовая соленосная фракция

Хороший пример асимметричной антиклинали с наклонной осевой плоскостью представляют месторождения Иенангиат в Бирме (по р. Иравади) и месторождение Кампина в Румынии, разрезы которых представлены на фиг. 76 и 77.

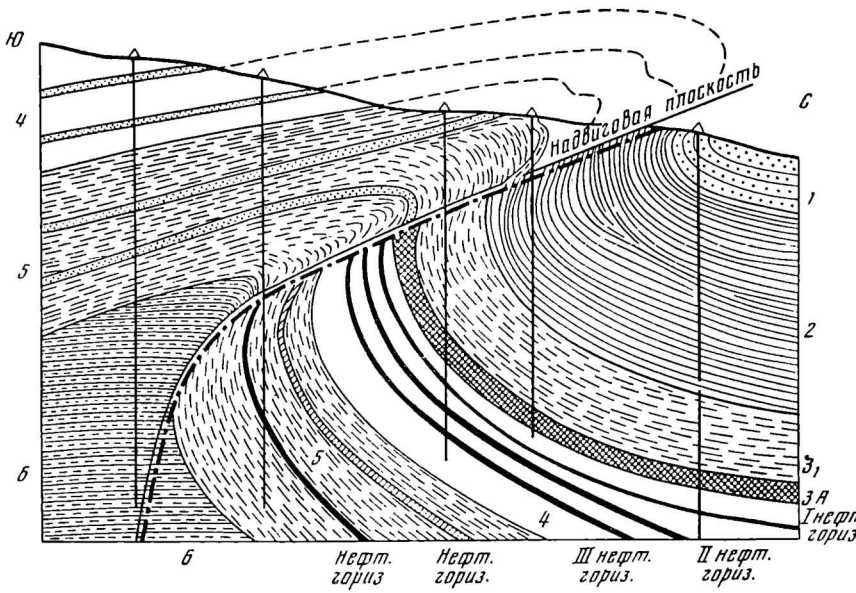
Антиклинали опрокинутые и осложненные явлениями надвигового характера

Опрокинутые антиклинальные складки представляют крайнюю форму развития асимметричных антиклиналей. Если горообразующие усилия, создавшие косую складку, возрастут в своей величине, то при некоторых условиях наклон осевой плоскости складки увеличится, и крутое крыло складки получает наклон в ту же сторону, что и более пологое крыло. Косая складка становится опрокинутой. В некоторых случаях при особо сильных горообразующих процессах опрокинутое крыло растягивается и разрывается по направлению, близкому к направлениям осевой линии складки. По месту разрыва складки одно крыло надвигается на другое. Обыкновенно более пологое крыло надвигается на более круто поставленное, которое опрокидывается и подминается

надвинувшимся крылом. Это явление у немцев получило название Überschiebung (взброс), у американцев — over thrust fault (надвиг); последнее название у нас довольно прочно завоевало права гражданства, особенно после того как обнаружилось, что эта форма тектоники играет выдающуюся роль в строении нефтяных месторождений Грозненского района (Старогрозненское, Новогрозненское, Вознесенское и др.). Эту тектоническую форму мы отличаем от грандиозных надвиговых явлений типа шарьяжа, при которых происходит передвижка пластов на десятки и даже свыше 100 *км*, что наблюдается, например, в Альпах и у нас на Кавказе, где явления типа шарьяжа имели место и сыграли большую роль в тектонике этого хребта. Мы под «надвигом» разумеем перекрытие одного крыла складки другим и передвижку его относительно другого на более или менее ограниченное расстояние, не выходящее за пределы основной тектонической формы. Итак, мы рассмотрим опрокинутые складки простые и опрокинутые складки, осложненные надвигом. Нельзя согласиться с утверждением некоторых авторов (Ф. Клапп, Э. Лиллей и др.), что эта форма среди нефтяных месторождений — редкая. Это утверждение основано, очевидно, на недостаточном знакомстве указанных авторов со строением нефтяных месторождений СССР, данные о которых они получают из источников, или совсем не имеющих значения, или утративших свое значение с течением времени.

Классическим примером нефтяного месторождения, подчиненного опрокинутой складке, осложненной надвигом, является у нас Вознесенское нефтяное месторождение (Артемовский промысел) в Грозненском районе, схема разреза которого изображена на фиг. 78.

Здесь разрыв складки произошел по плоскости, близкой к осевой плоскости, и южное крыло ближе к своду складки, состоящее из спаниодонтелловых и чокракско-спириалисовых слоев, надвинулось на северное крыло. В контакте очутились в центральной части месторождения чокракско-спириалисовые слои южного крыла с акчагыльскими слоями северного. Буровые скважины, заложенные на спаниодонтелловых или чокракско-спириалисовых слоях, пройдя плоскость надвига, попадают в слои грозненской свиты, а потом проходят нормальный разрез северного крыла, т. е. пересекают все нижележащие горизонты до чокракско-спириалисовых включительно (фиг. 79). Основные и наиболее богатые залежи нефти встречены в поднадвиговом крыле в песчаниках, подчиненных спаниодонтелловым и чокракско-спириалисовым слоям, а те же песчаники надвинутого крыла нефти не содержат или содержат ее очень мало. Надвиговые явления в вознесенской структуре прослежены на расстоянии около 20—25 *км* от алхазовского участка на востоке до горы Малгобек на западе. При этом в центральной части месторождения между горами Балаш и Токаревой число надвинутых один на другой участков складки

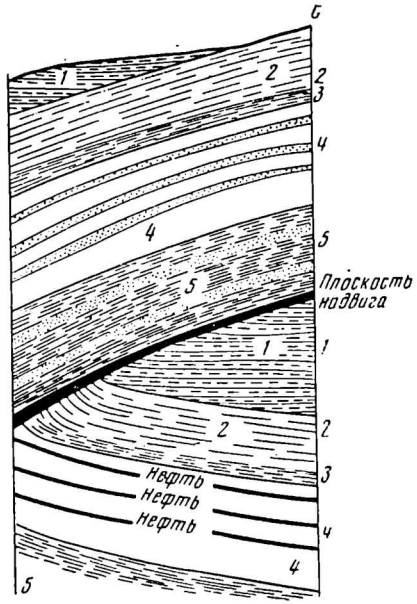


Фиг. 78. Схема строения Вознесенского нефтяного месторождения

1 — акчагыл; *2* — грозненские слои; *3* — криптомактровые слои; ЗА — нижний сармат; *4* — спаниодонтелловые слои; *5* — чокрак; *6* — майкопская свита

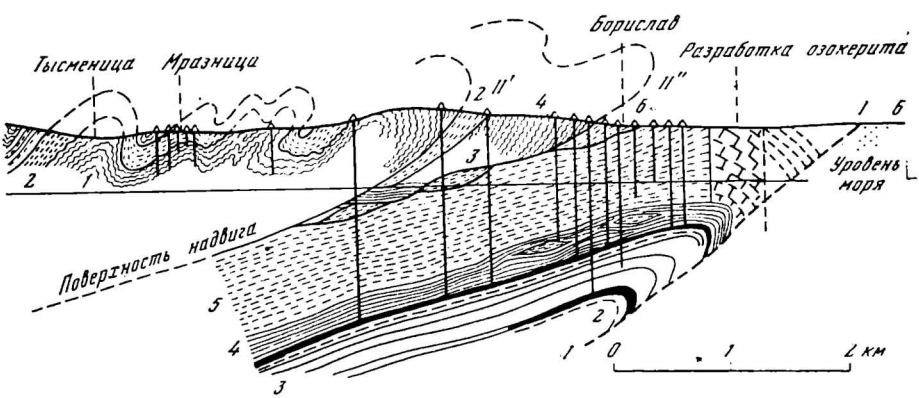
насчитывается до пяти, так что структура здесь получает как бы чешуйчатое строение.

Явление надвига резко выражено в Брагунском разведочном месторождении — на восточном конце Терского хребта (на одном из его отрогов — Брагунском хребте). Здесь, в центральной части месторождения, чокракско-спириалисовые слои южного крыла перекрыли при своем движении на север совсем молодые отложения апшеронского яруса (верхний плиоцен), которые встречаются скважинами, заложенными на слоях среднего миоцена (спаниодонтелловые и чокракско-спириалисовые слои), пройдя плоскость надвига. В этом месторождении небольшое количество нефти встречается в надвинутом крыле, а поднадвиговое крыло до сего времени вследствие значительной глубины его залегания остается неразведанным и нефтеносность его невыясненной. В Старогрозненском нефтяном месторождении также установлен надвиг, амплитуда которого очень значительна, достигая местами 1500—1700 *м*. Максимального своего развития надвиг достигает на востоке (Соленая балка), постепенно затухая в западном направлении. Здесь, как это хорошо известно, громадные запасы нефти скопились в надвинутой части складки, значительно истощенной. Но ниже в поднадвиговой части установлена промышленная нефтеносность.



Фиг. 79. Схема последовательности пластов, проходимых при бурении в Вознесенской антиклинали

1 — грозненские слои; *2* — криптомактровые слои; *3* — нижнесарматские слои; *4* — спаниодонтелловые слои; *5* — чокракско-спириалисовые слои (по Прокопову)



Фиг. 80. Разрез бориславской складки (по Гэйму)

Меловая система: *1* — слои ронянка; *2* — песчаник ямна; эоцен: *3* — нефтеносные пески; олигоцен; *4* — менилитовые сланцы, *5* — добротовские слои; *6* — соленосный миоцен

Имеется ряд скважин, углубленных в поднадвиговую часть и не вскрывших тех же песчаников, которые являются нефтеносными в надвинутой части складки. Явления надвигового характера установлены и для других мест обширного Грозненского района и Дагестана. Некоторые из месторождений Дагестана (Избербаш, Ачи-су) уже получили промышленное значение и потому представляют не только теоретический интерес.

Прекрасный пример опрокинутой складки, осложненной явлениями надвига, представляет бывшее когда-то одним из богатейших нефтяных месторождений — Бориславское (фиг. 80). Здесь опрокинутая складка, сложенная слоями эоцена и олигоцена (менилитовые сланцы и добротовские песчаники), надвинулась по линии I—I′ на миоценовую соленосную формацию, а по линиям II—II′ и II—II′′ менилитовые сланцы — на добротовские песчаники и соленосную формацию, слои верхнего мела — на менилитовые сланцы на протяжении по крайней мере 3 *км*. Наиболее богатой является средняя часть, расположенная между двумя надвиговыми плоскостями, и в ней главным нефтеносным горизонтом является бориславский песчаник, залегающий в основании менилитовых сланцев. Мелкими скважинами нефть добывается в небольших количествах в Мразнице из надвинутого покрова верхнего мела. Вершина свода бориславской антиклинали разбита сетью продольных и поперечных трещин, заполненных озокеритом, который разрабатывается здесь в промышленном масштабе.

Среди нефтяных месторождений Соединенных Штатов классическим примером нефтяного месторождения, приуроченного к опрокинутой антиклинали, считается месторождение Мак-Киттрик, расположенное в штате Калифорния у подножия восточного склона хребта Тэмблор, ограничивающего с запада Калифорнскую долину Сан-Уокин. Эта структура, изображенная на фиг. 60, сложена породами свиты Марикопа, являющейся аналогом диатомовых сланцев штата Калифорния (сланцы Монтерэй верхне- и среднемиоценового возраста).

Характер залегания в ней нефти показан на той же фигуре. Но эта опрокинутая складка представляет надвинутую часть складки, которая сместилась почти по горизонтальной плоскости разрыва и покрыла собой пески и галечники свиты Мак-Киттрик более юного возраста. Нефть здесь добывается как из надвинутой части (из песков, подчиненных свите монтерэйских сланцев), так и из поднадвинутой. Промышленное значение этого месторождения не особенно велико.

Куполовидные структуры. В эту группу структур мы относим все структурные формы, характеризующиеся тем, что пласты, слагающие эти структуры, имеют наклон или падение во все стороны от центральной ее части. Сюда мы не включаем всех форм антиклинального вида, как-то: антиклинальные вздутия, структурные террасы, выступы и прочее, так или иначе связанные с моноклинальным залеганием пластов, которое рассмотрим особо несколько ниже.

В описываемую группу включаются куполовидные структуры весьма различного происхождения:

1) обыкновенные антиклинальные купола;

2) закрытые и открытые, или «проткнутые» соляные купола, купола с ядром протыкания, или диапировые складки;

3) купола с ядрами из изверженных пород (вулканические пробки).

Все эти формы в совокупности, и каждая из них в отдельности, играют громадную роль в строении ряда богатейших нефтяных месторождений мира и потому получают особо важное значение, которое заставляет нас остановиться на рассмотрении каждой из них в отдельности.

Обыкновенные антиклинальные купола. Антиклинальные купола генетически тесно связаны с обыкновенными антиклинальными складками, составляя как бы их разновидность. Трудно бывает провести границу, отделяющую удлиненный купол от укороченной (брахиантиклинальной) складки. Разница между ними устанавливается чисто условно — на основании отношения размеров длинной и короткой осей этих структур. Антиклинальные купола часто сопровождают антиклинальные складки, являясь осложнением их сводовой части. Этих форм второстепенного порядка мы здесь рассматривать не будем, считая достаточным то, что сказано о них выше.

Мы здесь остановимся главным образом на куполах, имеющих или самостоятельное значение, или играющих доминирующую роль в строении нефтяного месторождения и в распределении в нем нефти и газа.

Среди нефтяных месторождений СССР эту форму имеют два богатейших месторождения: Сураханское и Биби-Эйбатское.

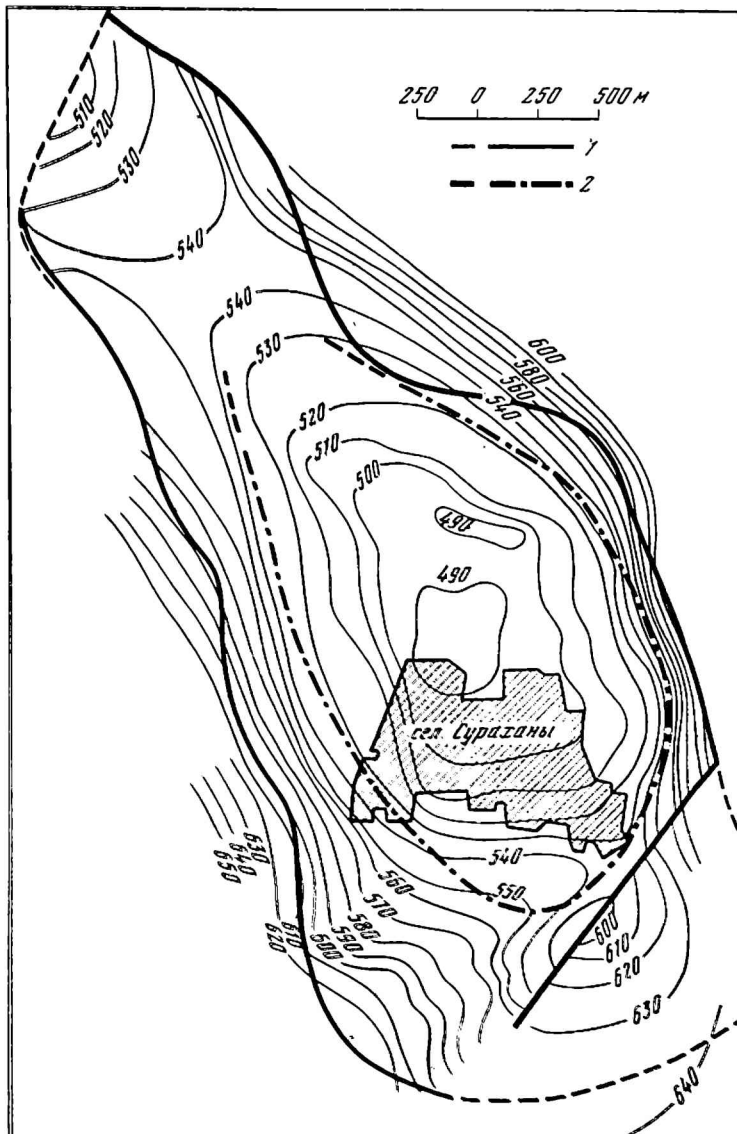
Сураханский купол представляет одно из местных поднятий на уже упомянутой нами выше большой антиклинальной линии Фатьмаи—Зых и находится в 10—12 *км* по прямому направлению от г. Баку к востоку от Балахано-Раманино-Сабунчинской площади.

К сураханскому поднятию приурочено одно из самых мощных нефтяных месторождений Бакинского района, на долю которого приходилось одно время около 20% добычи в Баку и 15—16% — всего в СССР.

Месторождение представляет собой удлиненный купол, длинная ось которого вытянута в направлении с северо-запада на юго-восток, и является несколько искривленной и выпуклой стороной, обращенной к востоку. Центральная часть купола расположена у северного края перенесенного отсюда селения Сураханы. Отсюда складка погружается в северо-западном и почти южном направлениях (фиг. 81). От восточного окончания балахано-сабунчино-раманинской складки, а также и от более южного карачхурского поднятия ее отделяют определенно выраженные седловины.

В юго-восточной части складки проходит сброс северо-восточного—юго-западного направления. Юго-восточная часть сброшена приблизительно на 70—80 *м*.

Карачхурское поднятие тоже разбито многочисленными сбросами, число и амплитуда которых уменьшается с глубиной. В верх-



Фиг. 81. Сурахаиы, структурная карта подошвы I горизонта, по С. В. Шульгину

1 — контур V горизонта; 2 — контур нефтеносности VI горизонта

нем отделе продуктивной толщи таких сбросов установлено около 10. В апшероне ось складки проходит в 1—1,5 *км* западнее оси, проходящей по верхнему отделу продуктивной толщи, которая в свою очередь отклоняется к западу по сравнению с осью по нижнему отделу этого последнего. Нефть здесь залегает в песках продуктивной свиты, заполняя их сводовую часть. Контуры нефтяных залежей имеют эллиптическую форму (см. контуры V и VI горизонтов на фиг. 81).

Сураханская антиклиналь сначала погружается в южном направлении, но затем через 2 *км* вновь поднимается, образуя карачхурское поднятие, в своде которого выходят слои среднего апшерона (фиг. 82). Погружение оси купола на север, в сторону сел. Сураханы, более медленное, к югу, в сторону сел. Зых, — более крутое. Поднятие Кара-Чхур осложнено двумя сбросами меридионального направления, ветвление которых создает весьма усложненную тектонику. Амплитуда сбросов: восточного — 80 *м* и западного — 30—40 *м*.

Биби-эйбатский купол — удлиненной формы, приближающей его к типу брахиантиклинали с осью, вытянутой в направлении с северо-запада на юго-восток. Сводовая его часть сложена акчагыльскими слоями и верхними горизонтами продуктивной толщи, по крыльям же располагаются верхний и средний отделы апшерона. Фиг. 83 дает понятие о глубинном его строении.

Биби-эйбатский купол — двойной. Южный, вторичный купол, несет на себе грязевую сопку. Крылья осложнены рядом поперечных сбросов. Еще из первых карт Д. В. Голубятникова было видно, что на суше находится лишь часть биби-эйбатского поднятия, другая же половина уходит под поверхность моря. Это обстоятельство и дало повод к засыпке части смежной бухты и постановке буровых работ (промысел им. Ильича). Бурение на Бухте позволило установить, что ось складки в пределах подводной части делает изгиб и идет на некотором протяжении почти в меридиональном направлении, затем близ Шиховой Косы, делая новый поворот, возвращается к своему основному направлению (с северо-запада на юго-восток).

Нефть на Биби-Эйбате приурочена к сводовым частям пластов, которых насчитывают 17. Контур нефтеносности уменьшается от самого богатого и постоянного V пласта как вверх, так и вниз. Часть пластов (XV) — только газоносные.

Урало-Эмбенский район состоит из ряда отдельных нефтеносных куполов, разбитых сбросами, но так как эти купола тесно связаны с залежами соли, то о них более подробно будем говорить несколько ниже.

Среди нефтяных месторождений Соединенных Штатов выделяется несколько месторождений, представленных прекрасно сформированными куполами довольно значительных размеров. Несколько таких куполов находятся в штате Вайоминг, и между ними по правильности первое место занимает купол Лост Солджер,

расположенный в центральной части Южного Вайоминга. Он представляет настоящий купол удлиненной формы с осью, вытянутой в направлении с северо-запада на юго-восток и осложненной на северо-восточном крыле несколькими сбросами, которые на сформирование залежей нефти, по-видимому, большого влияния не оказали. Нефть занимает сводовую часть купола и подчинена нижнему отделу верхнего мела, именно свите Колорадо. В промышленном отношении месторождение имеет второстепенное значение. Другим великолепно очерченным куполом является купол нефтяного и газового месторождения Коттон, находящийся в Северной Луизиане. Этот купол сложен слоями верхнего мела и занимает сравнительно большую площадь (приблизительно около 2500 *га*). Вместе с другим большим куполом, получившим вследствие своей значительной продуктивности большое промышленное значение и известным под именем нефтяного месторождения Смаковер, Коттон расположен на большом поднятии Сабин, занимающем северо-западный угол штата Луизиана и южную часть штата Арканзас и имеющем в длину около 135 *км* и столько же приблизительно в ширину.

Третьим большим куполом, занимающим площадь приблизительно около 750 *га*, является Хогбак в месторождении того же имени в штате Нью-Мексико. Он сложен слоями нижнего мела и имеет несколько удлиненную форму. Отличается необыкновенно легким удельным весом нефти (61° Be′).

В вопросе о происхождении куполов как отдельной тектонической единицы нет полного единогласия.

Э. Лиллэй для больших куполов, в которых нельзя установить определенной осевой линии, считает возможным провести троякое объяснение: во-первых, такой купол мог возникнуть в результате двух последовательных процессов складкообразования, действовавших в разных направлениях; во-вторых, скручивающие движения в подстилающих основных породах могли дать вертикальную составляющую, которая вызвала прямое вертикальное поднятие; в-третьих, возникновение купола можно объяснить действием поднимавшихся изверженных масс или же соленых ядер значительной величины, не достигших дневной поверхности и оставшихся скрытыми на значительной глубине за пределами достижения самых глубоких буровых скважин. Поскольку третье объяснение трудно обосновать фактическим материалом, он склонен считать более вероятным первые два [1].

Закрытые и открытые, или «проткнутые», соляные купола. Эта структурная форма получила большое промышленное значение после удачного бурения в Спиндлтопе в Южном Техасе [2] в 1901 г., когда здесь был получен громадный нефтяной фонтан, послуживший началом разработки береговой полосы Мексикан-

[1] *Ernest R. Lilley.* Geology of Petroleum a. Natural Gas. 1928.
[2] В 4—5 *км* к югу от г. Бомонт.

ского залива в штатах Техас и Луизиана. В последующие годы работы раскинулись здесь на огромной площади длиной в 520 *км* и шириной в 225 *км*. Было открыто большое число соляных куполов и несколько куполов, не содержащих соляных масс. Часть куполов оказалась, кроме того, сероносными, и на базе их развернулась мощная серная промышленность США. Признаками при поисках соляных куполов и связанных с ними залежей нефти служили небольшие возвышения среди береговой равнины, выходы газа, примазки парафина и т. п. Большую роль в деле поисков соляных куполов сыграло применение геофизических методов разведки.

Вначале текущего столетия в области Голфа было известно лишь 16 соляных куполов. Только в 1901 г. на примере Спиндлтопа была установлена парагенетическая связь соли с нефтью, что стимулировало дальнейшие поиски аналогичных структур. Особенно интенсивно развернулась поисковая работа в этом направлении с 1922 г. Начиная с этого времени, ежегодно открывали от одного до 15 новых куполов.

Г. Соутэлл приводит интересные статистические данные, рисующие признаки, послужившие поводом к открытию новых куполов, а равно и методы их открытия (табл. 39).

Таблица 39

Количество признаков солянокупольных структур (по штатам), приведших к открытию новых структур

Штат	Видимые поднятия	Выделение парафина в поролах	Поверхностные выделения газа	Сернистые источники	Высачивание нефти на поверхность	Выделения нефти или газа в водяных скважинах	Тектонические поверхностные и подземные признаки	Данные геофизической разведки	Разведочное бурение
Техас	16	10	17	13	—	3	11	57	1
Луизиана	10	10	16	1	2	3	1	48	—
Итого	26	20	33	14	2	6	12	105	1

В области Голфа известно свыше 140 соляных куполов: из них 19 найдены среди маршей, девять — на дне озер, в 11 случаях местность представляла сочетание болот и мелких озер. В 82 куполах бурение достигло «шапки». В двух случаях, а именно в куполах Джип-Хилл и Пайн Айленд, шапка обнаружена непосредственно у поверхности. Соль обнаружена в 93 куполах, в 26 ее присутствие доказано гравиметрической разведкой.

Глубины, на которых была обнаружена «шапка», или непосредственно соляной шток, следующие (табл. 40).

Таблица 40

Количество солянокупольных структур (по штатам), обнаруженных на определенных глубинах

Штат	152	152—304	304—457	457—609	609—914	914—1219	1219—1524	1524—1830	1830—2133	2133—2430	«Шапка» или соль, не достигнутые бурением
Техас	13	17	5	1	1	5	1	1	—	3	33
Луизиана	12	8	7	6	3	4	3	—	2	1	15
Итого	25	25	12	7	4	9	4	1	2	4	48

В 1935 г. из 93 куполов добывалась нефть, из 10 — газ и жидкие легкие погоны; 10 куполов, ранее продуктивных, вышли из эксплуатации вследствие истощения. Из шести куполов добывалась сера, три купола перестали давать последнюю. На четырех куполах ведется добыча каменной соли, на одном — гипса, и из четырех куполов извлекалась соляная рапа. Соляные купола и штоки известны в Европе, а также в Иране, однако с крупными нефтепроявлениями они здесь не связаны и структурный тип их несколько отличен от американского. Соляная тектоника чрезвычайно характерна для нашей Эмбенской области, к которой мы вернемся особо.

Соляные купола подразделяются на две группы: закрытые и открытые, или проткнутые.

В закрытом куполе соляная масса залегает на более или менее значительной глубине под земной поверхностью; сверху она бывает прикрыта слоем ангидрита или гипса, а эти последние в свою очередь перекрываются пористым известняком, или доломитом. Эту верхнюю покрышку соляной массы американцы называют «шапкой». Над соляной залежью наблюдается переслаивание куполовидно изогнутых пластов глин и песков. Края, а иногда верхняя часть соли принимают грибообразную форму, где шапка нависает над стволом и примыкающими к нему осадочными породами, образуя ряд навеса. Пласты, прилегающие к массе соли с боков, по мере приближения к краям купола обнаруживают иногда столь значительный подъем кверху, что по окружности купола они оказываются почти вертикальными или даже запрокинутыми. В куполах, расположенных ближе к берегу залива, соляные массы окружены с боков осадочными породами третичного возраста и перекрываются еще более молодыми осадками постплиоценового возраста. В строении куполов, более удаленных от берега, например, находящихся в Северной Луи-

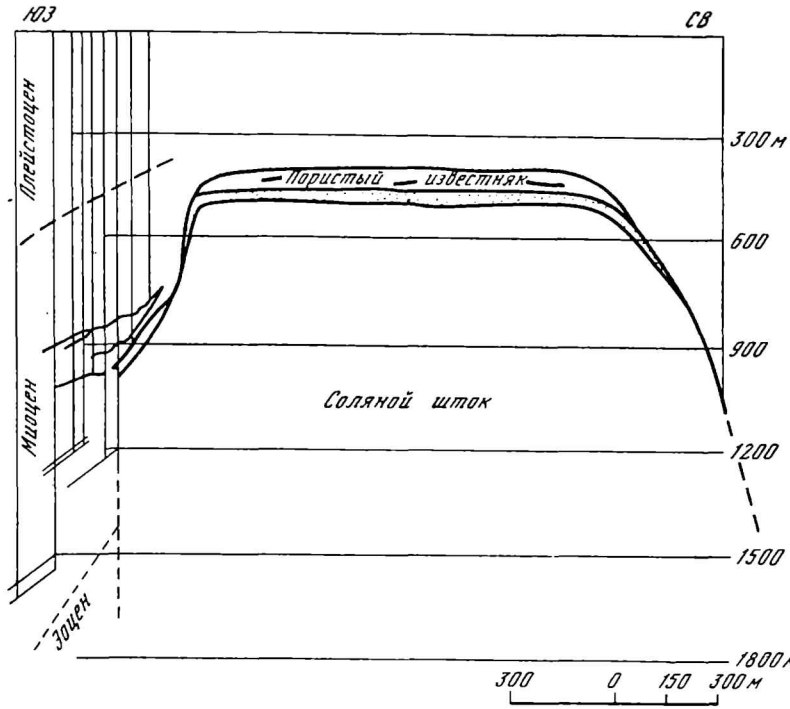
зиане, принимают участие породы верхнего мела, которые подняты соляными массами и в некоторых случаях бывают выведены на дневную поверхность. Форма куполов чаще всего круглая, реже удлиненная; размеры их невелики. Представление о строении соляных куполов дают фиг. 84 и 85. На фиг. 84 изображен разрез купола Спиндлтоп, а на фиг. 85 — разрез соляного купола Аркадия, расположенного вдали от берега на севере штата Луизиана; в его строении, как видно из чертежа, принимают участие слои верхнего мела. В ряде куполов соляная залежь не обнаружена: очевидно, она находится на очень большой глубине, еще не достигнутой скважинами. Примером такого месторождения является Гуз-крик, расположенный недалеко от г. Хьюстона на берегу Мексиканского залива.

Нефть в соляных куполах скопилась, во-первых, в вершине купола — в его «шапке», во-вторых, непосредственно над нею, в вышележащих песках сводообразно изогнутой песчано-глинистой толщи, и, в-третьих, по бокам соляной массы, в песках, подчиненных свите осадочных пород, к ней примыкающих. В Спиндлтопе первоначально разрабатывалась покрышка купола; после ряда лет эксплуатации месторождение было совершенно истощено. В 1926 г. нефть была найдена в глубоких боковых песках на глубине 1500 *м*, и месторождение снова ожило. Начальная добыча из вновь открытых горизонтов была около 1600 *т* в сутки. Добыча из соляных куполов получается, начиная с небольших глубин и до глубины свыше 2 *км*. Глубина ограничивается не техническими возможностями, которые неисчерпаны, а экономическим лимитом глубокого бурения в настоящее время. Американцы верят, что Gulf Coast — неисчерпаемый источник нефти. В Северной Луизиане, Северном Техасе и Южном Арканзасе вся нефть получается из пород мелового возраста. Меловая нефть в соляных куполах едва затронута эксплуатацией, а между тем геофизическими изысканиями куполовидные структуры уже прощупаны до глубины около 3 тыс. *м*.

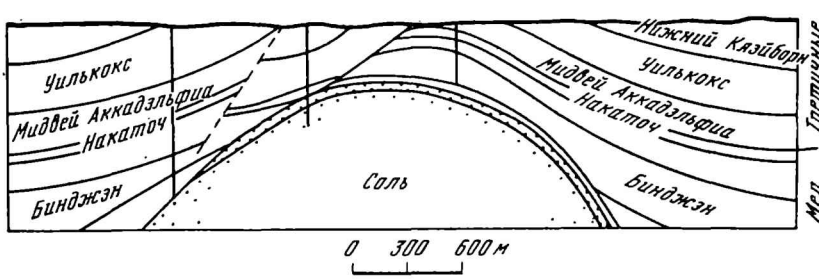
По глубине залегания соляные купола Голфа разделяют на три категории: мелкие купола, купола средней глубины и глубокозалегающие. В мелких куполах «шапка» лежит на глубине до 200 *м* от поверхности, а соль — на глубине 250—300 *м*. Такие купола содержат мало нефти, отражаются на поверхности в виде небольших возвышенностей.

В куполах средней глубины «шапка» залегает на глубине до 400 *м*, а соль — на глубине 400—500 *м*. Поверхностные возвышения над ними выражены чрезвычайно слабо. «Шапка» и вышележащие пески обыкновенно содержат богатую нефть «фонтанного» типа. Примером таких месторождений являются Спиндлтоп и Хомбль, самые богатые нефтью.

Глубокие купола пробурены на глубину свыше 1000 *м*, и все же в них не встречено не только соли, но и «шапки». Они расположены близ берега моря и никаких возвышений над ними



Фиг. 84. Поперечный разрез соляного купола Спиндлтоп в штате Техас



Фиг. 85. Соляной купол Аркадия в штате Северная Луизиана

не наблюдается. Нефть залегает в песках, среди куполовидно изогнутых песчано-глинистых отложений, расположенных, очевидно, выше «шапки», которая, быть может, и снабдила их нефтью. Примером месторождений такого типа является уже упоминавшийся нами Гуз-крик.

На фиг. 86 представлена схематическая карта распространения соляных куполов в штатах Техас, Луизиана и берега

Мексиканского залива с обозначением расположения соляных куполов.

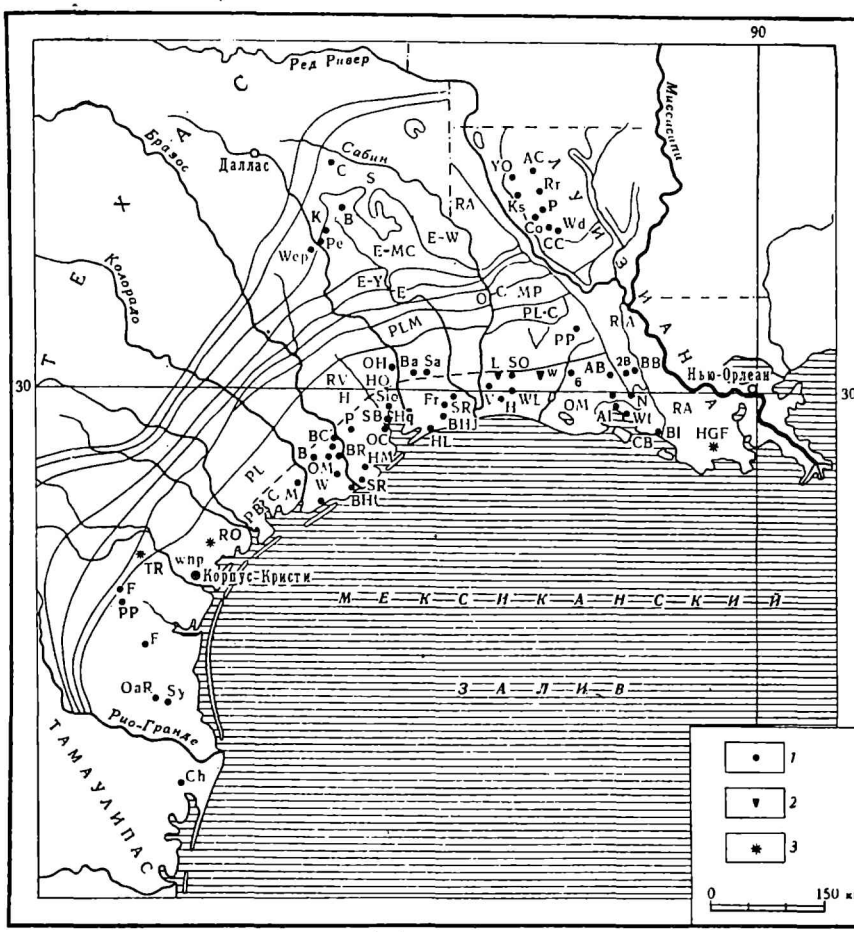
Если взглянуть на карту (фиг. 86), на которую нанесены все более или менее известные продуктивные в той или иной степени соляные купола, то в их расположении намечается как будто некоторая правильность.

Купола располагаются по двум основным направлениям: по линиям, имеющим простирание с юго-запада на северо-восток, и по линии северо-западного — юго-восточного простирания. Оказывается, с этими двумя основными направлениями совпадает развитие сбросовых зон штатов Техаса и Луизиана. Сбросовая зона, включающая сбросовые линии Balcones fault и Мехиа — Хогбак — Люлинг, имеет направление с юго-запада на северо-восток, а сбросовая зона Красной реки[1] имеет направление, перпендикулярное первому. Некоторые американские геологи полагают, что в южном Техасе и южной Луизиане оба эти направления развиты под поверхностью в основных породах, и на пересечении их сидят соляные купола. Самым главным вопросом является, откуда и какими путями попала соль в те места, где она теперь залегает. Для решения этого вопроса потрачено много труда. Пожалуй, ни один вопрос в современной геологии, особенно в нефтяной, не возбуждал такого внимания и интереса, как вопрос о происхождении соляных куполов, поэтому мы остановимся на нем несколько подробнее. Кроме того, он имеет большое практическое значение для нас, поскольку наши нефтяные месторождения Урало-Эмбенского района тесно связаны с соляными куполами.

При обсуждении этого вопроса были сначала выдвинуты в качестве объяснения две основные идеи: одна, гласящая, что соляные купола — явления, тесно связанные с явлениями изверженного порядка, и другая, — что они образованы действием циркулирующих артезианских вод.

Теория, в основе которой лежит первая идея, предложена была еще в 1904 г. американским геологом Ли Хагером и состоит в следующем. Движения в земной коре, имевшие место в начале и конце третичного времени и создавшие основные сбросовые зоны, как, например, большой сброс Балконес, разбили породы мелового и каменноугольного возраста, залегающие в основании Береговой равнины, целой сетью сбросов, которые до поверхности, сложенной мягкими и рыхлыми третичными и в особенности послетретичными образованиями, не дошли и в них затухали. Сбросовые явления сопровождались усиленной интрузивной деятельностью из области развития массивно-кристаллических пород, подходящих здесь, судя по поднятию Льяно-Борнетт, а также выходам базальтовых жил и ядер в соседней к югу Мексике, довольно близко к земной поверхности. Интрузивные массы в виде

[1] Правый приток р. Миссисипи.

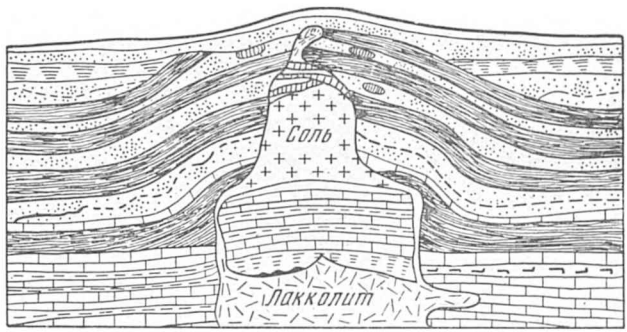


Фиг. 86. Схематическая карта распространения соляных куполов в штатах Техас, Луизиана и берега Мексиканского залива с обозначением расположения соляных куполов

1 — соляной купол; *2* — нефтяное месторождение; *3* — газовое месторождение. Геология — по Дэйссену, Домблю, Гаррису и Мэттсону. RA — речной аллювий; PBC — плейстоцен; PC — плиоцен; PM — плио-миоцен; OC — олигоцен; EJ и EM — эоцен; ML — мел. Сокращенные названия соляных куполов: AB — Anse la Butte, AC — Arcadia, AI — Avery Island, B — Brooks, Ba — Batson, BB — Bayou Boullion; BC — Big Creek, Bo — Boling, BH — Barbers Hill, BHJ — Big Hill Jefferson, BHM — Big Hill Matagorda, Bhn — Brenham, BHt — Bryan Heights, BI — Belle Isle, BR — Blue Ridge, Bu — Bisteneau, CB — Cote Blanche, CC — Cedar Creek, Ch — Chapeno, DH — Davis Hill, DM — Damon Mound, E — Edgerly, F — Falfurrias; Ft — Fannet, G — Grand Saline, GA — Goldonna, Ge — Goose Creek, Ha — Hackberry, He — Humble, HGE — газовое месторождение Gas Field; HI — High Island, HM — Hoskins Mound, Hu — Hull, H — Hockley, JI — Jefferson Island, K — газовое месторождение Kleberg (Kingsville), Ki — Keechi, Ks — Kings, L — Long Pont, M — Markham, N — Nash, ND — North Dayton, NI — New Iberia, O — Orange, Od — Orchard, P — Palangana, Pe — Palestine,

(продолжение подписи-см. на 242)

лакколитов (фиг. 87) подняли расположенные над ними третичные и послетретичные песчано-глинистые свиты в виде куполов, что в некоторых случаях отразилось и на дневной поверхности в виде тех небольших возвышений, о которых упоминалось выше. От расплавленных масс лакколитов по сбросовым трещинам поднялось громадное количество газов, пара и горячей воды. По мере подъема все эти вещества охлаждались, конденсировались, растворы достигали крайней степени насыщения, и из них начали



Фиг. 87. Диаграмма предполагаемого поперечного разреза типичного соляного купола согласно теории изверженного происхождения

выпадать в определенных зонах соль, гипс и доломит. Теплота, исходившая из лакколитов, содействовала, по мнению Ли Хагера, дистилляции лигнитов и других веществ органогенного происхождения, в результате чего возникли жидкие и газообразные углеводороды, которые по тем же путям проникли кверху и сконцентрировались в пористых известняках и доломитах, а также в песчаных породах над соляными ядрами и по их бокам.

Основным камнем преткновения этой теории является тот факт, что присутствие изверженных пород в соляных куполах никогда не было определенно установлено, но пользовавшийся в Соединенных Штатах большой популярностью Лукас, открывший месторождение Спиндлтоп, утверждает, что он при бурении в местности Бэлл-Айль в штате Луизиана ниже соли, на глубине около 1100 *м* встретил изверженную породу.

Другая, так называемая циркуляционная, теория была выдвинута в 1907 г. П. Харрисом. Иногда она известна как теория растущих кристаллов, так как куполовидный подъем осадочных пород над солью считается результатом действия сил кристалли-

---

PiP — Pine Prairie, Pj — Pierce Junction, Pr — Prices, PP — Piedras Pintas, Rn — Rayburn, Ro — Refugio gas well, S — Steens Saline, Sa — Saratoga, SL — Sour Lake, SLD — South Liberty Dayton, SP — Spindletop, SR — Stratton Ridge, Su — Sulphur, SV — Sal Viola, V — Vinton, W — Welsch, WC — West Columbia, Wd — Winnfield, WeP — West Point, WhP — Whites Point, WI — Weeks Island, WL — West Lake, 28 — Section 28

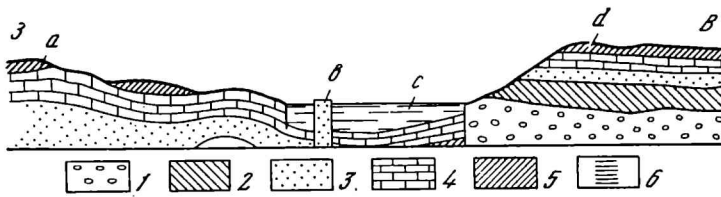
зации, возникающих при выпадении солей из раствора. Согласно этой теории, выпадающие атмосферные воды проникают в песчаные пласты свит, выходящих на дневную поверхность в области, расположенной непосредственно к северу от Береговой равнины, и по ним спускаются в глубокие зоны, лежащие под этой равниной. По мере опускания вниз растет температура вод и растворяющая их способность, поэтому по пути они обогащаются растворенными в них солями, в особенности хлористым натрием (NaCl). Попадая в область сбросовых нарушений, они встречают трещины и в силу гидростатического давления начинают подниматься по ним кверху. При этом, по данным П. Харриса, температура их начинает падать приблизительно на 1° С на каждые 30 *м* подъема. Растворы делаются насыщенными, и соли из них начинают выпадать, а вместе с этим происходит и кристаллизация солей. По данным Харриса, сила кристаллизации по своей величине того же приблизительно порядка, что и сила их сопротивления раздавливанию. Учитывая данные своих опытов, он пришел к заключению, что силы кристаллизации, возникающие при образовании соляных масс, способны приподнять свиту несцементированных глин и песков послетретичного возраста мощностью в 1000 *м* и даже больше и образовать над соляной массой куполовидный изгиб пластов. Эта теория получила довольно широкое распространение и была признана многими, но в связи с новой теорией пластичных интрузий она встретила многочисленные возражения. Из них самым главным является то, что соляные массы имеют огромные размеры: в поперечнике — до $2^1/_2$ *км* и глубиной свыше 2 *км*. Для выпадения таких количеств соли из циркулирующих соленых вод потребовался бы очень длинный период времени. Фактов, подтверждающих это последнее обстоятельство, не имеется. Второе возражение состоит в том, что действие сил, приписываемых процессам кристаллизации солей, не проверено и не доказано в больших масштабах, как это требуется для безоговорочного признания теории.

Тогда родилась третья теория — теория пластических интрузий, которая и является наиболее признанной.

И. Лис для конкретной иллюстрации пластичности соли и ее способности течь под давлением приводит некоторые купола Передней Азии, где соль, испытывая давление вышележащих толщ, мощностью до 750 *м*, измеряемое величиной около 170 *кг/см*^{2}, вытекает в своде купола, образуя нечто вроде соляного глетчера. В Эльзасе отмечено пластичное состояние соли при давлении в 150 *кг/см*^{2}. На фиг. 88 представлен гипотетический разрез одного из районов развития соляных куполов Передней Азии — Джебэл-Уздум.

В условиях Эмбенского района на массу соли давит толща осадочных отложений от верхней перми до кайнозоя, мощность которых измеряется цифрами порядка 1700—2300 *м*, что соответствует давлению 225—370 *кг/см*^{2}.

По отношению к немецким соляным куполам это объяснение не возбуждает никакого сомнения; в отношении румынских складок с ядрами соли внутри оно уже встречает ряд затруднений и является совершенно неприменимым к соляным куполам Береговой равнины Соединенных Штатов, так как в данном случае нужно предположить, что соль выжата из каких-то древних пластов, потому что в третичное время в мезозое не было условий, которые могли бы привести к образованию соли, как это наблю-



Фиг. 88. Гипотетическое сечение Джебэл-Уздум. Длина разреза около 45 км. Вертикальный масштаб в 5 раз больше горизонтального (по Гаррисону)

a — гора Рас-Заувейра; *b* — соляной купол Джебэл-Уздум; *c* — Мертвое море; *d* — Рас-Ханзире; *1* — докембрийские отложения; *2* — кембрий; *3* — сеноман; *4* — нубийский песчаник; *5* — уздумская серия; *6* — сенон

далось, например, в пермский период. Поэтому не мудрено, что теория пластического движения соли так трудно прививается среди американских геологов, которые считают наиболее вероятной «циркуляционную» теорию П. Харриса, а некоторые продолжают придерживаться «вулканической» теории Хагера*. В теорию П. Харриса Э. Нортоном внесена такая поправка: он считает, что отложение солей из поднимавшихся по сбросовым трещинам растворов происходило на дневной поверхности в виде огромных масс травертина и известковых осадков. Позднее, при опускании, они были перекрыты песчано-глинистыми отложениями, которые при уплотнении осели над твердым ядром и образовали куполовидную структуру, в которой потом собралась нефть.

Перейдем к нашей Урало-Эмбенской области развития «соляной тектоники». Геофизические работы, произведенные за последнее время в этом районе, показали нам, что внутри многочисленных куполов здесь также залегают соляные массы. Наличие этих соляных масс подтверждено буровыми работами на Доссоре, в Новобогатинске, Искине, Кейке-Басе и в других местах, причем данные бурения показывают, что соляные массы лежат среди пермских отложений, следовательно, нам не нужно создавать сложных теорий об их происхождении. В большинстве месторождений над солью залегают юрские и другие более молодые

* В настоящее время эти теории не пользуются распространением.

мезозойские отложения, которые имеют чрезвычайно любопытное тектоническое строение, обусловленное наличием в центре структуры на некоторой глубине штоков соли.

Урало-Эмбенские месторождения представляют сравнительно небольшие купола, по-разному ориентированные, но с преобладанием меридионального или близкого к нему направления длинной оси купола (Доссор). Купола нарушены чрезвычайно сложной системой дизъюнктивных дислокаций в виде сети трещин, в расположении которых по отношению к куполу наблюдается известная закономерность.

Если ядро штока выходит на поверхность, вызванная поднятием его система дислокаций типа взбросов располагается или концентрически, охватывая ядро, или расходясь от него в виде радиальных разломов.

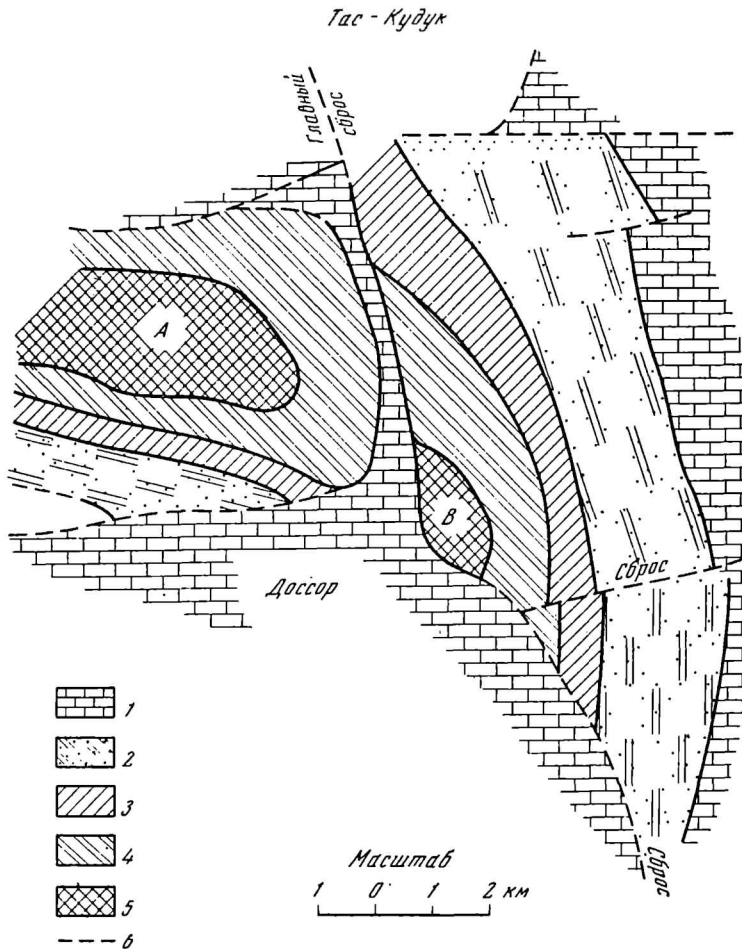
Если ядро штока не достигает поверхности, картина дизъюнктивных дислокаций получается более дифференцированная. В этом случае выделяются главные взбросы с очень большой амплитудой порядка 1000—1500 *м*. По ним поднимающаяся часть, лежащая непосредственно над штоком, отделяется от окружающей поверхности. Простирание этих взбросов различно: на сводах оно совпадает с простиранием пород, на крыльях оно или выдерживает прямолинейный характер, или охватывает дугообразно поднятый участок. Таких главных взбросов на отдельных куполах имеется по два—три. Между ними-то и располагаются характерные для эмбенских куполов грабены, генетически представляющие собою отставшие в своем восходящем движении участки. Далее на погребенных куполах развита сеть радиальных трещин, по которым участки поднятых крыльев бывают смещены друг относительно друга, причем амплитуда их быстро уменьшается по мере продвижения от сводовой части к крыльям.

Помимо таких крупных, имеется обычно сеть мелких трещинок, в ориентации которых нет видимой закономерности. Наконец, изредка появляются взбросы, параллельные главным, разбивающие купол на узкие полосы.

Остановимся более детально на строении купола Доссор, который интересен, с одной стороны, по своей чрезвычайно усложненной тектонике, с другой, — как один из нефтеносных районов в Эмбенской области (фиг. 89, 90).

Обширное доссорское поднятие разделено двумя грабенами, протягивающимися один в меридиональном, другой в широтном направлениях, на части, в свою очередь пересеченные сложной системой сбросов. Эти грабены сложены с поверхности белым мелом. Их, как мы уже сказали, приходится рассматривать как полосы, задержавшиеся в своем вертикальном движении при образовании всего поднятия в целом.

В южной половине поднятия разделенные меридиональным грабеном располагаются западный доссорский купол и восточный доссорский полукупол.



Фиг. 89. Геологическая карта Доссорского нефтяного месторождения

А — западный купол; *В* — восточный купол; м е л о в а я с и с т е м а: *1* — сенон—турон; *2* — сеноман+альб; *3* — апт; *4* — неоком; *5* — юра; *6* — сбросы

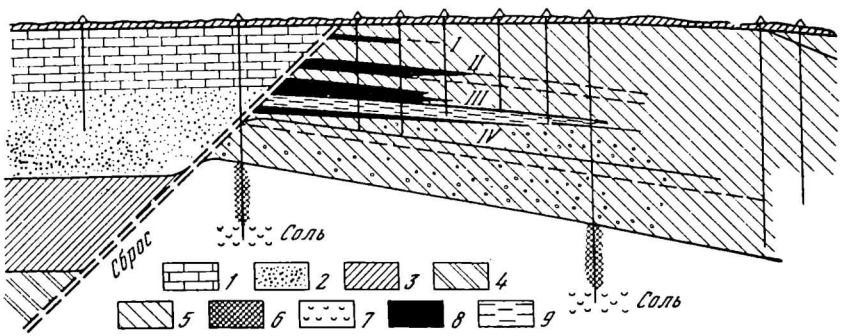
Восточный полукупол вытянут в меридиональном направлении. В сводовой его части залегают среднеюрские отложения: в вершине купола — почти горизонтально, на крыльях — под углом в 7—8°, далее они снова выполаживаются. Угол падения с глубиной увеличивается. Преобладает восточное падение пластов.

Западный, ориентированный в широтном направлениии купол более приближается к правильной форме, с погружением слагающих его сводовую часть пластов по всем направле-

ниям под углом 5—8°. С севера, востока и юга он срезан сбросами.

В сводовых частях приподнятых крыльев соль обнаружена на глубине 400—500 *м*, бурение же на грабене на глубине свыше 1000 *м* соли не обнаружило. Нефть залегает в юрских отложениях, а также в пермо-триасе над солью.

Для эмбенских куполов, вообще говоря, можно отметить как характерный факт последовательного уменьшения угла падения



Фиг. 90. Поперечный разрез Доссорского месторождения нефти

1 — сенон+турон; *2* — сеноман+альб; *3* — апт; *4* — неоком; *5* — юра; *6* — пермо-триас: *7* — соль; *8* — нефтяной песок; *9* — водяной песок

пластов при переходе от нижних к верхним, имеющий известное значение для генетических предположений.

Довольно крутое в юрских слоях падение при подъеме по стратиграфическому разрезу постепенно понижается и в верхнем мелу сходит совершенно на нет. Аналогичное явление выполаживания пластов при приближении к верхнему мелу и затухания складчатости в сеноне наблюдается в куполе Доссор и ряде других. На основании этого наблюдения высказывается предположение, что рост соляных куполов, начавшийся в юрское время, продолжался вплоть до палеогена. Рост этот шел, очевидно, очень последовательно, без скачков и медленно, о чем свидетельствует постепенное смягчение углов падения. Тем не менее, этот рост не был равномерным на протяжении всего мезозоя: он то ускорялся, то замедлялся. Неравномерность роста может быть объяснена местными размывами (юрская эрозия) и вызванными ими разницами в избыточном давлении на соляной шток, о котором мы будем говорить ниже.

Обзор строения доссорского купола и попутно некоторых других привел нас к тому же вопросу о генезисе соляных куполов, которого мы коснулись уже раз на примере куполов Северной Америки. Вернемся к нему еще раз на примере наших собственных, несколько отличных по структуре куполов.

«Соляная тектоника» Эмбенской области, точнее ее южной, темирско-гурьевской, полосы исследована еще слабо, но результаты сделанных здесь наблюдений дали уже нашим исследователям основание для некоторых предварительных и дискуссионных выводов о генезисе соляных куполов.

Так, ими устанавливается, что осадочная толща, слагающая рассматриваемую полосу, довольно отчетливо подразделяется на три стратиграфических комплекса: нижний, представленный отложениями нижнепермского возраста; средний — гидрохимический (соль, гипс), представленный осадками кунгурского возраста; и верхний, представленный отложениями верхнепермского возраста, мезозоя и кайнозоя.

Таким образом, мягкие осадки среднего комплекса зажаты между жесткими отложениями нижнего и среднего комплексов.

Вся рассматриваемая толща испытала на себе ряд орогенических движений, начавшихся, по-видимому, на границе пермского и юрского времени и прослеживаемых до акчагыла. Эти движения происходили в несколько фаз. Возможная последовательность их интерпретируется, примерно, следующим образом.

В интервале времени между пермью и юрой происходило образование мелких складок, охвативших и соль *. В этот период вышележащая толща, представленная верхнепермскими отложениями, имела уже мощность порядка 1000 *м*, вполне достаточную для приведения массы соли в пластичное, текучее состояние. Затем наблюдалась юрская эрозия, которая смыла вершины складок, частично обнажив соляную массу, подвергшуюся благодаря этому местному выщелачиванию. Этот размыв сводовых частей пермских складок вызвал нарушение равновесия и дал толчок восходящему движению солевых масс из глубин к сводам антиклиналей и концентрации в этих последних соли с образованием штоков, способных приподнимать над собою и даже прорывать вышележащие осадочные толщи. По мере поднятия соляного штока все более и более возрастает разность в мощности кроющих пород непосредственно над штоками и в промежутках между ними. Вследствие этого в междукупольных пространствах нарастало избыточное давление, которое содействовало выжиманию соли вверх **.

Заканчивая этим обзор куполов закрытого типа, перейдем к менее распространенному другому их типу.

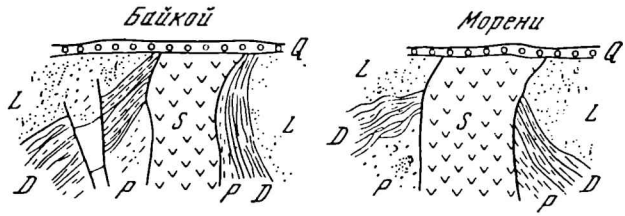
Открытые, или «проткнутые», соляные купола. Эту структурную форму рассматривают как крайнюю фазу развития соляных

---

* Предположение о наличии складок последующими исследованиями не подтвердилось.

** Даваемое И. М. Губкиным объяснение причины роста соляных куполов несравненно более правильное, чем приведенные выше точки зрения американских геологов. Нужно только отметить, что рост куполов начался еще в доюрское время.

куполов. Классическим местом развития этой структурной формы является Румыния, где соленосные массы достигают земной поверхности. При своем движении кверху они настолько дислоцировали прилегающие к ним пласты, что в одних случаях эти пласты оказались поставленными на голову или даже опрокинутыми, в других — выжатыми (фиг. 91) [1]. Первоначально такие структуры были описаны Мразеком, который дал им наименование «диапировых» складок, или «складок с ядром протыкания».



Фиг. 91. Разрез типичных нефтяных месторождений Румынии

Q — современные отложения; *L* — левантинский ярус; *D* — дакийский ярус; *P* — понтический ярус; *S* — соленосная формация

Согласно его определению, «диапировой» является складка, в которой ядро, состоящее из соленосных пород, проткнуло вышележащие пласты. Породы ядра, сопровождающие соль, являются чрезвычайно перемятыми, само ядро изогнутым, причем одна сторона, по обыкновению обращенная к югу, оказывается вогнутой, образуя линию изгиба, составляющую часть логарифмической спирали. Крылья складки возле ядра или поставлены на голову, или же запрокинуты, причем состав пластов на крыльях неодинаков. Некоторые свиты входят в состав другого крыла, или характеризуются другой мощностью, или же являются совершенно выжатыми.

По мере удаления от ядра складки по крылу вкрест простирания падение на крыльях становится все более пологим; то же наблюдается и при движении по оси складки в сторону ее погружения.

Нефть в таких складках образует залежи главным образом на ее крыльях. Движением ядра протыкания нефтяная залежь часто бывает закупорена и предохранена, таким образом, от истощения путем естественных истечения и дегазации.

---

[1] В отличие от соляных масс Германии, представляющих большие штокообразные залежи сплошной соли, соленосная формация Румынии представляет свиту глинистых пластов, содержащую пропластки соли различной мощности. Возраст этой соленосной формации определяется как нижнемиоценовый, а соляные массы Германии связаны с породами пермского возраста.

Очень близко к этим структурным формам примыкают диапировые складки северо-западной и юго-восточной оконечностей Кавказского хребта, которые играют громадную роль в строении нефтяных месторождений Бакинского района. Так как собственно к соляным залежам и соленосным свитам они никакого отношения не имеют, мы их и выделили в особую структурную группу.

Складки диапирового строения, не связанные с солью. В чисто тектоническом отношении эта структурная форма является почти тождественной с «диапировыми складками» Мравека, отличаясь от этих последних лишь тем, что ядро протыкания в них образовано не солью, а другими породами.

На структурные формы этого типа мне пришлось натолкнуться при геологических исследованиях в северо-западной части Кавказа, в частности, между Анапой и Темрюком в 1911—1912 гг. В следующие 1913—1914 гг. аналогичные формы обнаружены были и на противоположном погружении Кавказского хребта — на Апшеронском полуострове. В отличие от румынских, ядро протыкания наших диапировых структур сложено глинами нижнетретичного возраста, по преимуществу майкопской, отчасти коунской, ильхидагской, сумгаитской и другими свитами.

Некоторые такие структуры достигают у нас крупных размеров.

Самой замечательной в этом отношении является складка Балахано-Сабунчино-Раманинской площади, или Ленинского района. Эта складка имеет ясно выраженный диапировый характер. Ядро протыкания, сложенное перемятыми глинами коунской свиты, обнажено на горе Бог-Бога. Эта последняя представляет вместе с тем потухший грязевой вулкан, склоны которого покрыты прежними сопочными излияниями и обильными выходами нефти. Ядро протыкания поднялось снизу через все вышележащие свиты и пришло в непосредственное соприкосновение с низами продуктивной толщи, которая его окружает. Таким образом, при движении вверх оказались выжатыми и не вышли на дневную поверхность слои понтического яруса, диатомовой, спириалисовой и майкопской свит. Центральная часть свода, примыкающая к ядру, сложена песчано-глинистыми отложениями нижнего отдела продуктивной толщи, которые замыкаются вокруг ядра, образуя продолговатый купол. Все более верхние горизонты как продуктивной толщи, так и вышележащих ярусов — акчагыльского и апшеронского — образуют сравнительно пологую антиклинальную складку с осью почти широтного направления, прослеживаемой от горы Бог-Бога на западе до сел. Раманы на востоке. Складка погружается в этом же направлении, и на своем крайнем восточном погружении у сел. Раманы она сложена известняками среднего апшерона, которые в замыкании основной складки не участвуют. Они с южного крыла складки, дугообразно меняя свое простирание, переходят на северное крыло и уходят дальше в северо-западном направлении, входя в состав

восточного крыла следующей к северо-западу кирмакинской складки. Вся сводовая часть складки разбита рядом ступенчатых сбросов. К западу от горы Бог-Бога складка сначала тоже погружается, а потом довольно скоро начинается ее новый и довольно крутой подъем по направлению к горе Кирмаку. Эта часть складки, расположенная на северо-западном склоне Бог-Бога, носит название «урочище Хорасаны». Оно в промышленном масштабе начало разрабатываться в советское время, а до этого здесь велась лишь кустарная добыча.

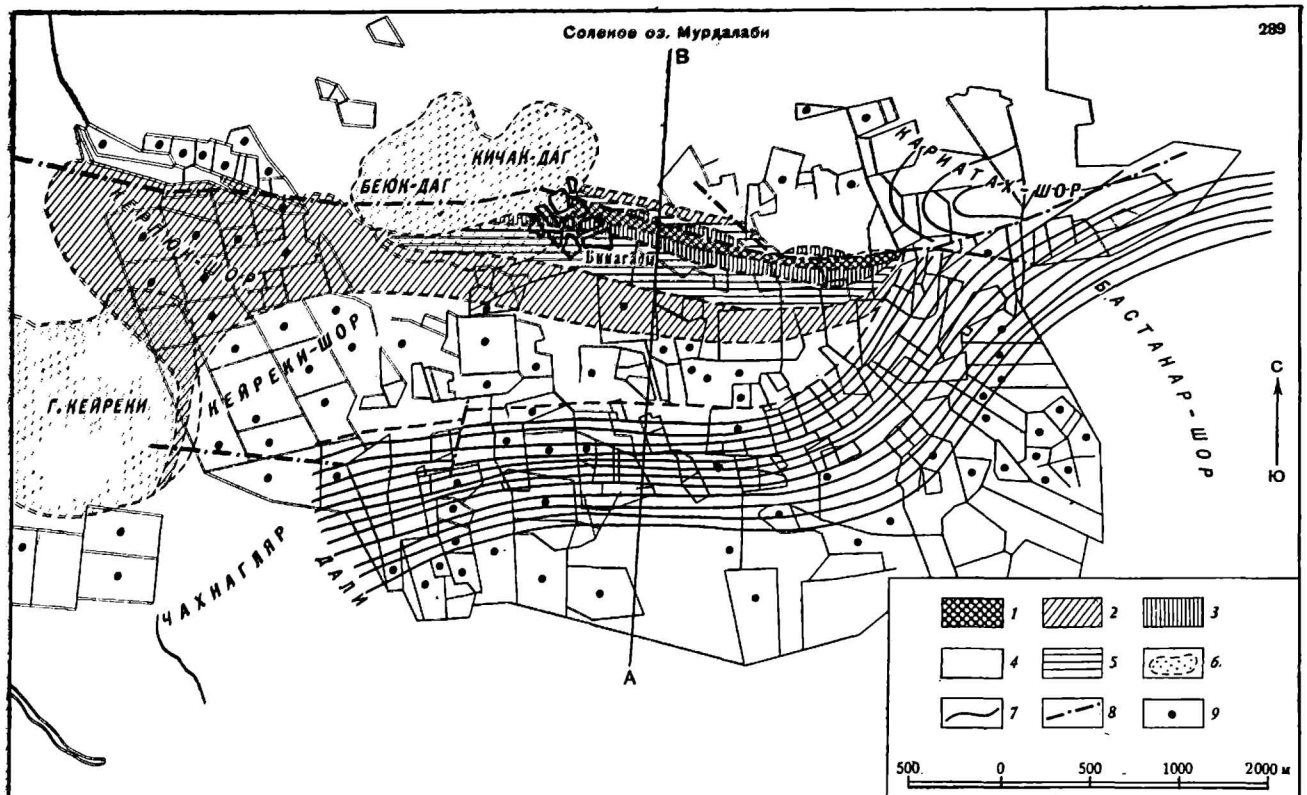
Нефть заполняет все песчаные пласты вдоль сводовой части купола от горы Бог-Бога до сел. Раманы и дальше на восток по направлению к седловине между балахано-сабунчино-раманинской и сураханской складками. С крыльев залежи нефти в пластах подпираются краевой водой. Сбросы осложняют условия залегания нефти, влияя на степень насыщения пластов. Нужно определенно отметить, что нефть скопилась главным образом в восточной части складки на ее погружении. Самое ядро складки, несмотря на обильные выходы в нем нефти, промышленного значения не получило. Хорасаны в нефтеносном отношении имеют второстепенное значение.

По той же линии поднятий, на которой расположена только что описанная нефтеносная структура и ранее упоминавшиеся нормальные сураханская, карачхурская и зыхская структуры, поднимаются еще диапировые купола: кирмакинский и фатьмаинский.

Ядро кирмакинского купола сложено сильно перемятыми глинами коунской и майкопской свит. Продуктивная толща выступает здесь на крыльях и в седловине, расположенной между горами Бог-Бога и Кирмаку. Нефть залегает на западном крыле складки и на ее погружении по направлению к горе Бог-Бога. Нефти здесь немного; до революции она разрабатывалась колодцами. В ядре складки нефти не найдено.

Ядро фатьмаинской складки сложено зелеными глинами коунской свиты, майкопскими и спириалисовыми слоями. Слои диатомовой свиты, понта и в особенности продуктивной толщи отодвинуты здесь далеко на крылья. Вся центральная часть складки не содержит нефти, которая в небольших количествах встречена только на юго-восточном погружении купола и на северо-восточном крыле седловины, разделяющей фатьмаинский купол от кирмакинского. Месторождение до сего времени промышленного значения не получило.

Особенно яркий пример диапировой складки с ядром протыкания представляет складка Бинагадинского нефтяного месторождения (фиг. 92). По оси складки, имеющей в центральной части почти широтное простирание, выходит узкая полоска светлых мергелей нижнего белого коуна, вместе с глинами майкопской свиты составляющими ядро складки. С севера и юга к этому ядру прилегают породы диатомовой свиты. На северном

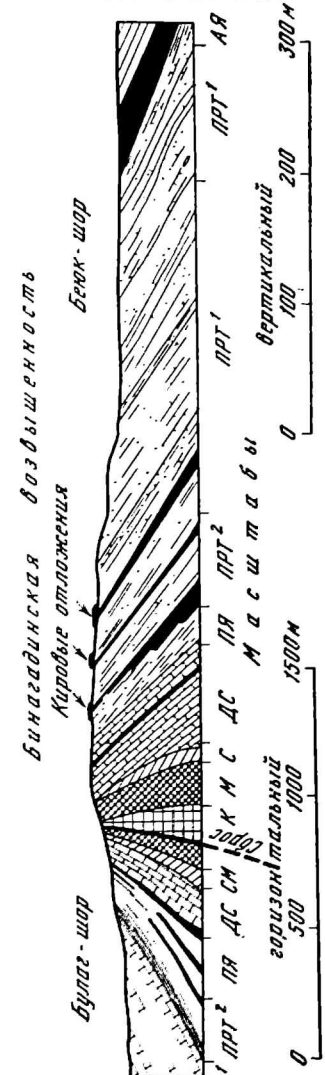


Фиг. 92. Бимагады. Карта тектонического рельефа кровли глин, залегающих в основании верхнего перерыва. Составлена И. М. Губкиным

1 — куюсская свита; *2* — понтический ярус; *3* — майкопская свита; *4* — продуктивная толща; *5* — диатомовая свита; *6* — соляные отложения; *7* — сбросы; *8* — подземные горизонты; *9* — пробуренная скважина

крыле они выходят в виде узкой, местами прерывающейся полосы. На южном в западной части у сел. Бинагады эта полоса довольно широкая, на восток она постепенно сужается и сходит на нет на восточном погружении складки. Нижний отдел продуктивной толщи на северном крыле близко подходит к ядру складки. Здесь он отделен от ядра громадным сбросом, который осложняет бинагадинскую структуру. Этот сброс прослежен на значительное расстояние от сел. Массазыр на западе и вплоть до Бастанар-шора на востоке. По нему сброшено все северное крыло складки, причем от майкопской свиты, диатомовых слоев, понта и даже низов продуктивной толщи остались только сравнительно небольшие клочки, примыкающие к ее ядру. Нижнего отдела продуктивной толщи на северном крыле почти не видно: он оказался в большей своей части сброшенным, зато на южном крыле нижний отдел является более или менее полно развитым. Если на северном крыле складки продуктивная толща почти подходит к ядру, то на южном она оказывается отодвинутой больше чем на 1 *км*.

Если проследить углы падения на южном крыле, получается следующая картина (фиг. 93). В ядре видны перемятые, поставленные на голову пласты коуна и майкопской свиты; в диатомовой свите и в понте углы достигают 60—70°, в нижнем отделе продуктивной толщи они изменяются от 45 до 35°. В верхнем отделе по мере продвижения по крылу вкрест простирания угол уменьшается до 15—10° Уменьшение угла падения наблюдается и по мере продвижения с востока на запад, по простиранию пластов. Таково в общих чертах строение бинагадинской структуры,



Фиг. 93. Бинагады. Разрез по АВ (см. рис. 92)

К — коунская свита; *М* — майкопская свита; *С* — спириалисовые слои; *ДС* — диатомовая свита; *ПЯ* — понтический ярус; нефтеносные горизонты; *ПРТ*¹ — средний и верхний отдел продуктивной толщи; *ПРТ*² — нижний отдел продуктивной толщи; *АЯ* — акчагыльский ярус

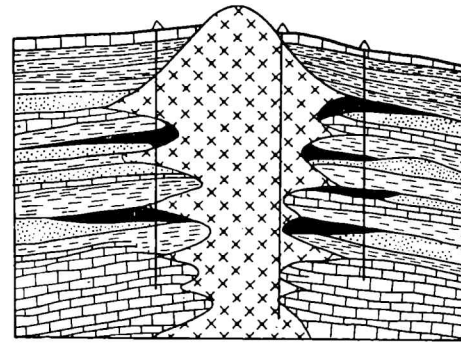
Наиболее богатые залежи нефти обнаружены главным образом в нижнем отделе продуктивной свиты, в его основании, на южном крыле складки. Особенно ее много в тех пластах, которые в результате диапиризма оказались запечатанными и не вышли на дневную поверхность. Нефть найдена и на восточном погружении складки, упирающейся на востоке в кирмакинский купол, а также в сброшенном северном крыле, тоже в низах продуктивной толщи. Центральная часть складки, в особенности ее ядро, оказались совершенно пустыми. Нужно указать еще на то обстоятельство, что в центре бинагадинской структуры сидят два потухших грязевых вулкана.

Месторождения Грязногорское возле горы Кейрики, Зыгиль-Пиринское и Сулы-Тепинское тесно связаны со структурами диапирового типа, точно так же как Путинское и Аташкинское. Характерным признаком всех их является бедность или полное отсутствие нефти в ядрах складок и сосредоточение ее или на крыльях (месторождения Грязной горы, Зыгиль-Пири и Сулы-Тепе), или же на погружении складок — на их переклинальном окончании (Аташкя и Пута). Этому же типу структуры подчинено и месторождение Чаил-даг в Кабристанских пастбищах, где нефть найдена на восточном погружении чаилдагской антиклинали диапирового типа. Многочисленные проявления нефти в названном районе связаны со структурами этого же типа, являющегося на юго-восточном погружении Кавказского хребта преобладающим.

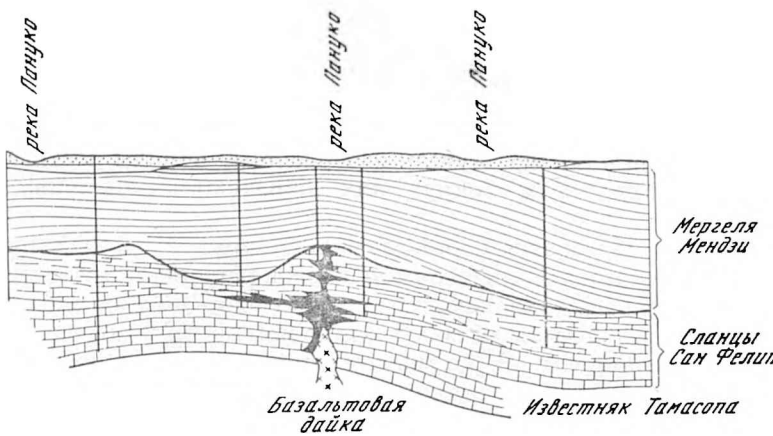
Возможно, что описанные нами как «нормальные» Сураханское и Биби-Эйбатское месторождения являются по существу теми же месторождениями с ядрами протыкания, но лишь скрытыми, напоминающими скрытые (соляные) купола в области Голфа в Соединенных Штатах.

Биби-Эйбатское месторождение носит явные признаки диапиризма: в центральной его части обнаружен ископаемый грязевой вулкан. Верхняя пачка пластов продуктивной толщи, соответствующая так называемой сураханской свите, по сравнению с соседней Ясамальской долиной оказывается сильно сокращенной, что можно приписать только явлениям диапиризма, как и в других подобных случаях (налегание нижнего апшерона прямо на продуктивную толщу с пропуском акчагыла на южном крыле кара-дагской складки и в других местах).

Купола с ядрами из изверженных пород (вулканические пробки). Классической страной в отношении месторождений такого типа является Мексика. Эта структура состоит из базальтового ядра, или пробки. Такие ядра поднялись через меловые и третичные осадочные породы в ряде мест прибрежной полосы Мексики, составляющей непосредственное продолжение береговой равнины Голфа в США. В некоторых случаях подъем составляет несколько десятков метров над поверхностью. Ядра изверженных пород при своем движении вверх приподняли осадочные породы, которые



Фиг. 94. Залегание нефти вокруг вулканического массива в Мексике



Фиг. 95. Гипотетический разрез через месторождение Панукo в Мексике

получили падение во все стороны от ядра. Образовался, таким образом, купол в осадочных породах с сердцевиной из изверженной породы, именно с базальтовой сердцевиной (фиг. 94). Обыкновенно подъем изверженных масс сопровождался образованием больших трещин разрыва, которые тоже были заполнены изверженными породами, и, таким образом, возникли жилы из изверженных пород, которые в геологии носят название даек. В области развития нефтяных месторождений Мексики они протягиваются иногда на значительные расстояния. Базальтовые ядра находятся в соприкосновении с нижнемеловыми известняками Томасопо и с вышележащими сланцами Сан-Фелипе верхнемелового возраста. Базальтовые интрузии и сопровождавшие их термальные воды были причиной образования в известняках и сланцах трещин, каверн и всякого рода пустот (фиг. 95), которые при формировании нефтяного месторождения и были заполнены нефтью. Эта последняя, как предполагают некоторые исследователи,

поднялась не снизу, а собралась из окружающих купол пород осадочного происхождения.

Другие думают иначе: например, де Голие считает, что главная роль интрузий в накоплении нефти состоит в образовании путей, по которым нефть могла мигрировать в вышележащие пласты и даже достичь поверхности.

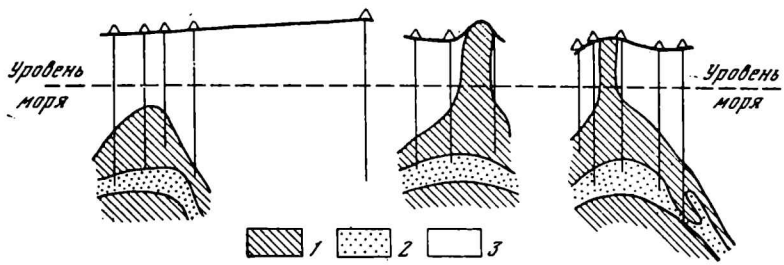
Очень часто на присутствие нефти вокруг вулканических ядер указывают большие выходы ее на поверхность. Например, такие выходы нефти послужили причиной разведки и последующего открытия ряда богатых нефтяных месторождений в Мексике. Некоторые из мексиканских выходов нефти встречаются вдоль дайковых базальтовых пород в третичных отложениях. В тех случаях, когда пористые, или кавернозные, известняки или рыхлые песчаники, соприкасающиеся с изверженными ядрами, не выходящими на дневную поверхность, бывают перекрыты непроницаемыми глинистыми породами, выходов нефти на дневную поверхность может и не существовать. В данном случае поводом к разведке может служить наличие куполовидной структуры в слоях, выходящих на дневную поверхность. Случаи таких закрытых куполов в Мексике наблюдались, но они сравнительно редки, в большинстве же случаев изверженные породы достигают дневной поверхности и вокруг них образуются высачивания нефти.

Если при образовании описываемых структур базальтовое ядро достигало земной поверхности в расплавленном состоянии, то при последующем охлаждении и сокращении объема оно опускалось вниз и увлекало за собой приподнятые им раньше соседние осадочные породы. В результате вокруг изверженного ядра получался своего рода антиклинальный вал, или кольцевая антиклиналь, которая могла служить благоприятным местом для скопления нефти. При остывании базальтового ядра и сопровождавшем его сокращении объема возникали трещины и пустоты в самой изверженной породе, которые потом и заполнялись нефтью. Поэтому скопления нефти, правда, в небольшом количестве, встречаются не только в осадочных породах, окружающих изверженное ядро, но и в самих изверженных породах; но все-таки главная роль их, еще раз повторим это, состоит в содействии миграции нефти, в подготовлении путей для нее и в образовании трещин и пустот в осадочных породах, в которых вокруг изверженного ядра собирается нефть и образуется ее залежь.

Примером месторождений такого рода служит ряд мексиканских месторождений в районе Тампико—Токспам в провинции Вэра Крус, в которых главным нефтеносным горизонтом является знаменитый известняк Томасопо, или, по новейшей терминологии Ц. Бэкера, известняк Эль-Абра, из которого били грандиозные фонтаны, о которых мы уже упоминали выше. На некотором расстоянии к западу в горах Сьерра Мадрэ Ориентал этот из-

вестняк выходит на дневную поверхность, но он не содержит даже и признаков нефти *.

Добыча нефти из изверженных пород представляет крайне редкий случай, о чем нами уже неоднократно упоминалось, но если в силу некоторых благоприятных местных условий изверженная порода обнаруживает высокую степень пористости, то в ней могут скопиться более или менее значительные количества нефти. Одним из наиболее интересных в этом отношении примеров



Фиг. 96. Разрезы через нефтяные месторождения Фурбэро в Мексике

1 — метаморфизованные сланцы Мендэс; *2* — сланцы Мендэс; *3* — пластовая интрузия изверженных пород, содержащих нефть

является месторождение Фурбэро, расположенное на юге района Тампико — Токспам в Мексике. Здесь среди сланцев Мэндес залегает пластовая интрузия изверженных пород из крупнокристаллического габбро или долерита, проникших в них по плоскости наслоения, после того как в них возникла пологая антиклиналь. Интрузия еще резче выявила их антиклинальное строение. Сланцы выше и ниже интрузии оказались сильно метаморфизованными. Вверх вершина метаморфизованных пород поднимается в форме трубы (фиг. 96) вплоть до поверхности. Сопровождавшие интрузию газы и жидкости и ее высокая температура превратили мягкие сланцы в твердую пористую породу, пустоты которой и были заполнены нефтью. Первоначальная добыча некоторых скважин из этих пород достигала около 150 *т*. Другие примеры залегания нефти в изверженных породах приведены в главе V.

С. А. Ковалевский считает, что тектоника закаспийских месторождений о. Челекен, Небит-Дага, Боя-Дага и других, представляющих купола, разбитые густейшей сетью сбросов, тесно связана с залегающими под ними лакколитами изверженных пород. И не только тектоника, но появление и концентрация нефти в этих

---

* Известняк Эль-Абра представляет собой рифовые массивы, которые являются коллекторами и без воздействия изверженных пород. Однако трещиноватость известняков тамаулипас и сан-фелипе в известной мере вызвана воздействием изверженных пород.

структурных формах генетически связываются с такими лакколитами. Эта идея не новая: она была высказана и поддерживалась одним из основателей геологии Кавказа Г. В. Абихом еще в 60—70-х годах прошлого столетия по отношению ко всем нефтяным месторождениям Бакинского района, а также и по отношению к тесно связанным с ним многочисленным грязевым вулканам Кавказской области *.

Погребенные антиклинальные и другого вида структуры

За последние годы в Соединенных Штатах и ряде других стран открыто значительное число богатых нефтяных месторождений, приуроченных к погребенным структурам по преимуществу антиклинального характера или просто погребенным формам древнего рельефа. Эти месторождения были открыты в результате интенсивной разведки глубоких нефтеносных горизонтов в месторождениях, раньше эксплуатировавшихся и обнаруживающих затем значительное, а порою и полное истощение. Такие разведки были произведены сначала на севере штата Оклахома в месторождениях Тонкава и Бёрбэнк, потом в районе городов Окмолги, Сэминола и в 1928—1930 гг. возле г. Оклахома, являющегося самым крупным промышленным центром всего штата. Так как нахождение нефти в такого рода структурах представляет громадный практический интерес и для нас, остановимся на них несколько подробнее.

По мнению Сиднэя Пауэрса, наибольшая продуктивность погребенных структур связана с антиклинальными складками, возникшими вдоль древних складчатых линий. Эти складки возникли прежде отложения нижних свит карбона миссисипского возраста в ордовичскую эпоху (нижний силур) и были в свою очередь связаны с погребенными формами докембрийского рельефа. Потом они были размыты, на них отложились осадки каменноугольного и пермского возраста, впоследствии тоже дислоцированные. Складчатость в силуре нашла отражение в вышележащих образованиях карбона и перми, только в более слабой степени. Над погребенными структурами возникли пологие купола, структурные террасы и прочие формы, которые и разрабатывались. Кроме того, погребенная складчатость и связанный с нею погребенный рельеф оказали влияние на самый характер отложений каменноугольного и пермского возраста. В результате отложений на склонах возвышенностей и вообще над сильно эродированной поверхностью образовались песчаные пласты линзовидного характера. Эти пласты вследствие разной степени уплотнения в разных местах получили, так сказать, естественный наклон, не обусловленный

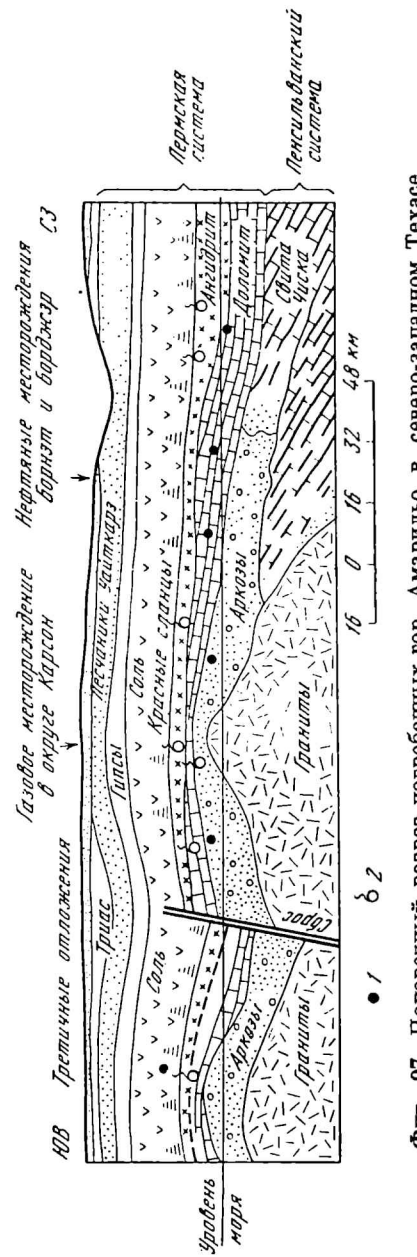
---

* Эта идея последующими исследователями не подтвердилась.

тектоникой. Все эти тектонические и чисто литологические особенности оказали большое влияние на движение нефти и окончательное формирование ее залежей.

Итак, мы имеем: 1) погребенные гранитные выступы докембрийского рельефа, 2) погребенные складки ордовичского возраста и 3) отраженную слабую тектонику верхнепалеозойского возраста (карбона и перми), и со всеми этими формами связан ряд богатейших нефтяных месторождений Мид-Континента (штаты Канзас, Оклахома и северо-западный и западный Техас).

Самым замечательным примером нефтяных месторождений этого типа являются газовые и нефтяные месторождения, приуроченные к антиклинальным складкам, расположенным над пиками гранитных пород в погребенном хребте Амарильо, в крайнем северо-западном углу штата Техас в районе Панхэндла. Здесь (фиг. 97) пермские отложения перекрывают размытую гранитную поверхность — погребенные гранитные холмы. На границе между пермскими отложениями и гранитами залегают аркозовые песчаники, образовавшиеся в результате размыва гранитной поверхности. Эти аркозовые песчаники являются нижним нефтеносным горизонтом. Верхний нефтеносный горизонт подчинен свите мощных известняков и доломитов, над которыми расположена серия химических осадков: ангидритов и гипсов. Комплекс отложений пермского возраста образовал над гранитным хребтом большую антиклинальную складку, в сводовой части которой располагается газ, а ниже по падению — нефть (соотношение в за-

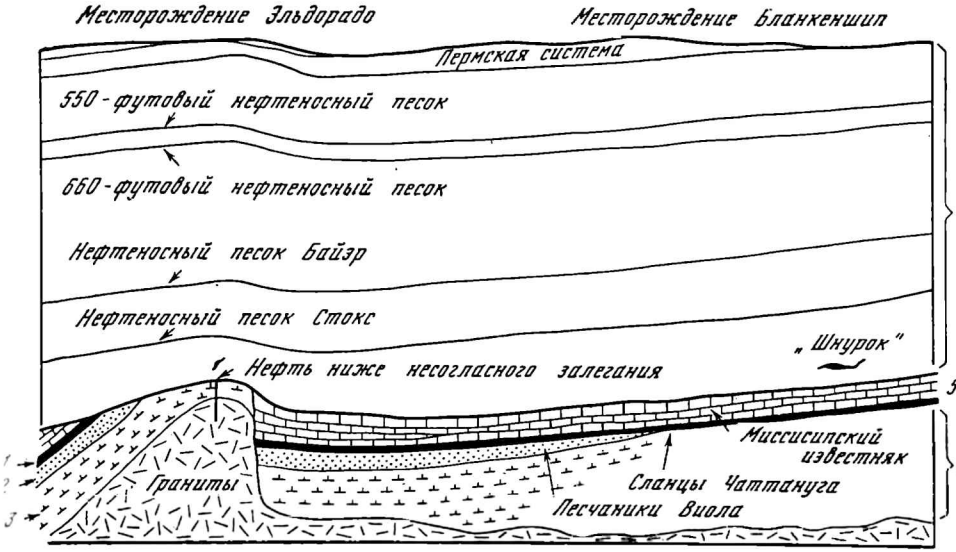


Фиг. 97. Поперечный разрез погребенных гор Амарильо в северо-западном Техасе
1 — нефть; *2* — газа

легании нефти и газа см. на фиг. 97). Контуры поверхностных пластов показывают, что огромная антиклиналь, в которой сводовая часть, занятая газом, имеет по оси протяжение, равное 135 *км*, распадается на ряд куполов, соответствующих высоким пунктам гранитного рельефа; кроме того, структура осложнена еще двумя сбросами, из которых один, расположенный к юго-западу от главной оси, показан на той же фиг. 97.

Другим большим погребенным хребтом является гранитный массив Нэмаха, прослеженный в меридиональном направлении через всю восточную часть штата Канзас от южной границы штата Небраска вплоть до Северной Оклахомы. На севере (штат Небраска) граниты залегают на глубине около 140—150 *м*, в месторождении Эльдорадо (приблизительно посредине штата Канзас) на глубине 820—830 *м*, в знаменитом нефтяном месторождении Кушинг (Северная Оклахома) — на глубине свыше 1 *км* (1050—1100 *м*). К востоку и западу от главного хребта в том же направлении протягивается несколько второстепенных хребтов. Гранитный массив Нэмаха перекрыт породами ордовичского и вообще домиссисипского (нижний карбон) возраста, сложенными в ряд крупных антиклинальных складок, а над этими складками лежат породы пенсильванского (верхнего) отдела карбона с моноклинальным пологим падением к западу, осложненным вторичными куполами, флексурами, террасами, «носами» и пр. Роль погребенных гранитных массивов состояла в том, что они служили опорными пунктами, над которыми возникли складки сначала в породах нижнепалеозойского возраста, а позднее над этими складками возникли купола, террасы и т. п. в свитах верхнего карбона. Описываемой структуре подчинен ряд нефтяных месторождений в штатах Канзас и Оклахома, а именно: Эльдорадо, Оксфорд — в штате Канзас и Браман, Томас, Гавэр, Ловэлл, Сэминол и Оклахома-сити — в штате Оклахома. Нефть в этих месторождениях встречается, во-первых, в песках, подчиненных свитам верхнего карбона, во-вторых, и главным образом в песках и известняках, подчиненных ордовикским свитам. Наиболее богатым оказался песчаный горизонт Уилькокс в свите Симпсон ордовикского возраста. Строение нефтяного месторождения Эльдорадо показано в его поперечном разрезе на фиг. 98.

Знаменитое нефтяное месторождение Сэминол, явившееся очагом перепроизводства нефти в 1927—1928 гг., представляет обширное структурное плато в породах ордовикского возраста в Центральной Оклахоме. На нем расположено несколько антиклиналей, которые нашли свое отражение в перекрывающих его несогласно свитах силуро-девонского возраста и являются почти затушеванными в вышезалегающих свитах пенсильванского возраста, где они отражаются лишь слабыми выпуклостями в виде структур, известных у американцев под именем «носов». Большинство скважин, открывших нефть в Сэминольском районе,



Фиг. 98. Разрез через месторождение Эльдорадо и Бланкеншип в Канзасе

1 — сланцы чаттануга; *2* — песчаники виола; *3* — известняк Арбокль; *4* — пенсильванский отдел; *5* — миссисипский отдел, девон; *6* — ордовикская система

было заложено именно на этих носах. Поперечный разрез через месторождение показан на фиг. 99.

На южном окончании погребенного гранитного хребта Нэмаха, в пределах штата Оклахома, расположено открытое в 1928 г. одно из богатейших нефтяных месторождений, носящее название соседнего с ними города Оклахома-сити. Здесь нефть обнаружена не только в песке Уилькокс, но и в известняках Арбокль, залегающих ниже поверхности размыва в породах ордовикского возраста. Разрез этого месторождения показан на фиг. 100. К тому же типу структур должен быть отнесен и ряд других очень богатых месторождений.

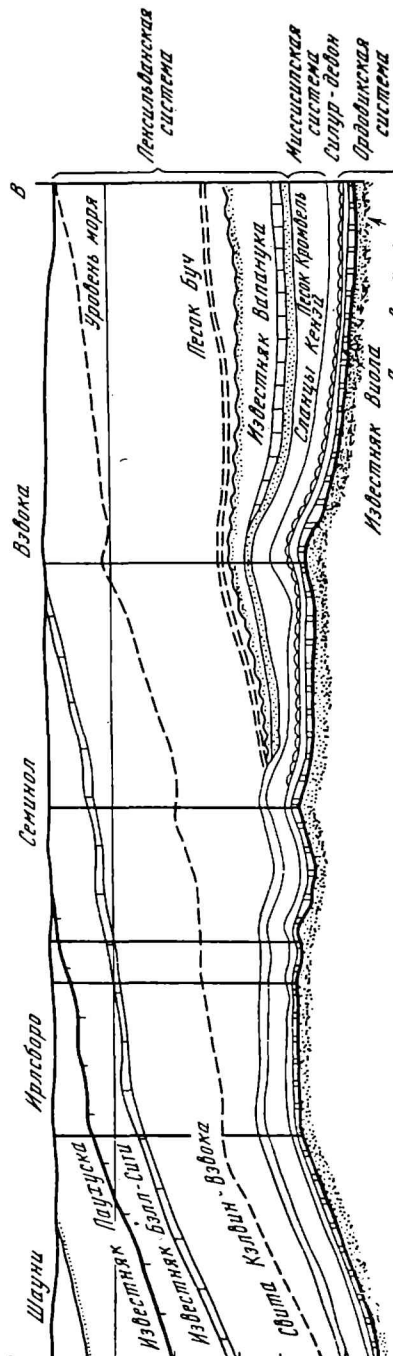
Подобные погребенные структуры известны и в других местах Соединенных Штатов, например, в Южной Оклахоме месторождение Хилдтон и в Западном Техасе месторождения Хэндрикс, Эктор и Большое озеро. Последнее открыто еще в 1923 г. и представляет погребенную структуру из пород пермского возраста, перекрытую горизонтально залегающими над ней породами мелового возраста. Несколько таких структур встречается и в Южной Мексике. Там в некоторых месторождениях—Дос Бокас, Хуан Кассино и других — меловые породы образуют погребенный гребень, разбитый поперечными сбросами и несогласно перекрытый сланцами третичного возраста. Добыча фонтанного типа полу-

чается из верхней кавернозной поверхности известняка Эль-Абра (прежнее название Томасопо) нижнемелового возраста *.

Известное месторождение Майдан-и-Нафтун в Иране относится (как это видно из фиг. 101, представляющей его поперечный разрез) к структурам того же типа.

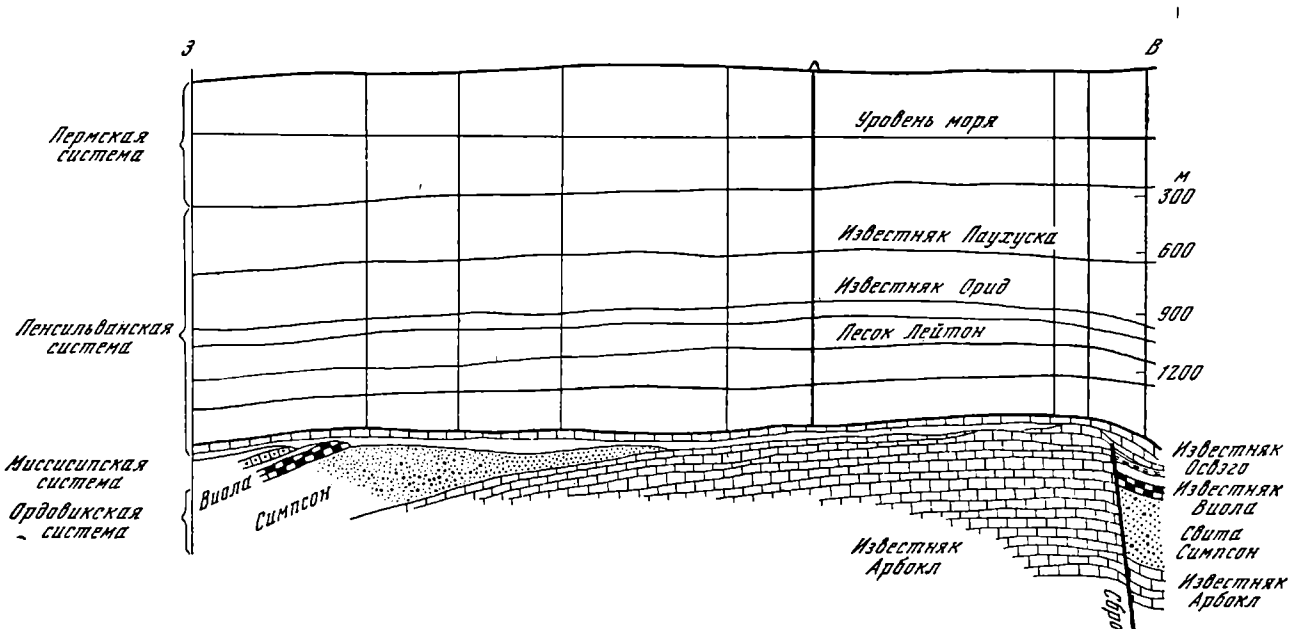
Для нас описанные структуры должны представлять исключительный интерес. Открытая в апреле 1929 г. нефть на Урале в Верхнечусовских Городках подчинена структуре того же типа с некоторыми особенностями.

В Верхнечусовских Городках мы имеем погребенный рельеф в породах нижнепермского возраста **. На размытой поверхности нижней перми, выступающей в виде изолированных холмов, залегает свита химических осадков кунгурского или подкунгурского яруса пермской системы, перекрывшая их почти горизонтально. Тектоника размытых отложений нижней перми нам вообще известна мало, и, в частности, по отношению к Верхнечусовским Городкам получается впечатление, что и породы нижней перми здесь лежат как будто горизонтально или, если и образуют складки, то весьма пологие, которые могут быть установлены лишь при условии использования и обобщения фактического материала с больших площадей.



* См. сноску на стр. 257.

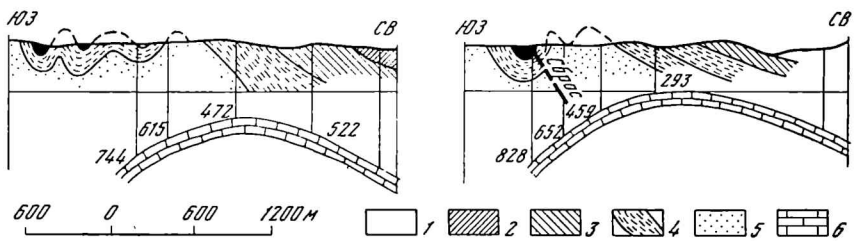
** В последующие годы было установлено, что здесь имеют место не эрозионные останцы, а рифовые массивы. Таким образом, к погребенным структурам, в понимании И. М. Губкина, относятся и рифовые массивы.



Фиг. 100. Поперечный разрез месторождения Оклахома-сити в штате Оклахома

Нефть заняла поры и каверны в известняке артинского яруса и заполнила верхнюю часть выступающей «шишки», тогда как нижняя часть оказывается заполненной водой с весьма высокой концентрацией в ней солей.

Этот факт показывает, что возможно нахождение погребенных структур и в пределах Европейской части СССР, имеющей очень много общего в смысле геологического строения с равнинами Соединенных Штатов, и нахождение в этих погребенных структурах такой же богатой нефти, как и в погребенных структурах США.



Фиг. 101. Поперечный разрез через структуру Майдан-и-Нафтун в Южном Иране

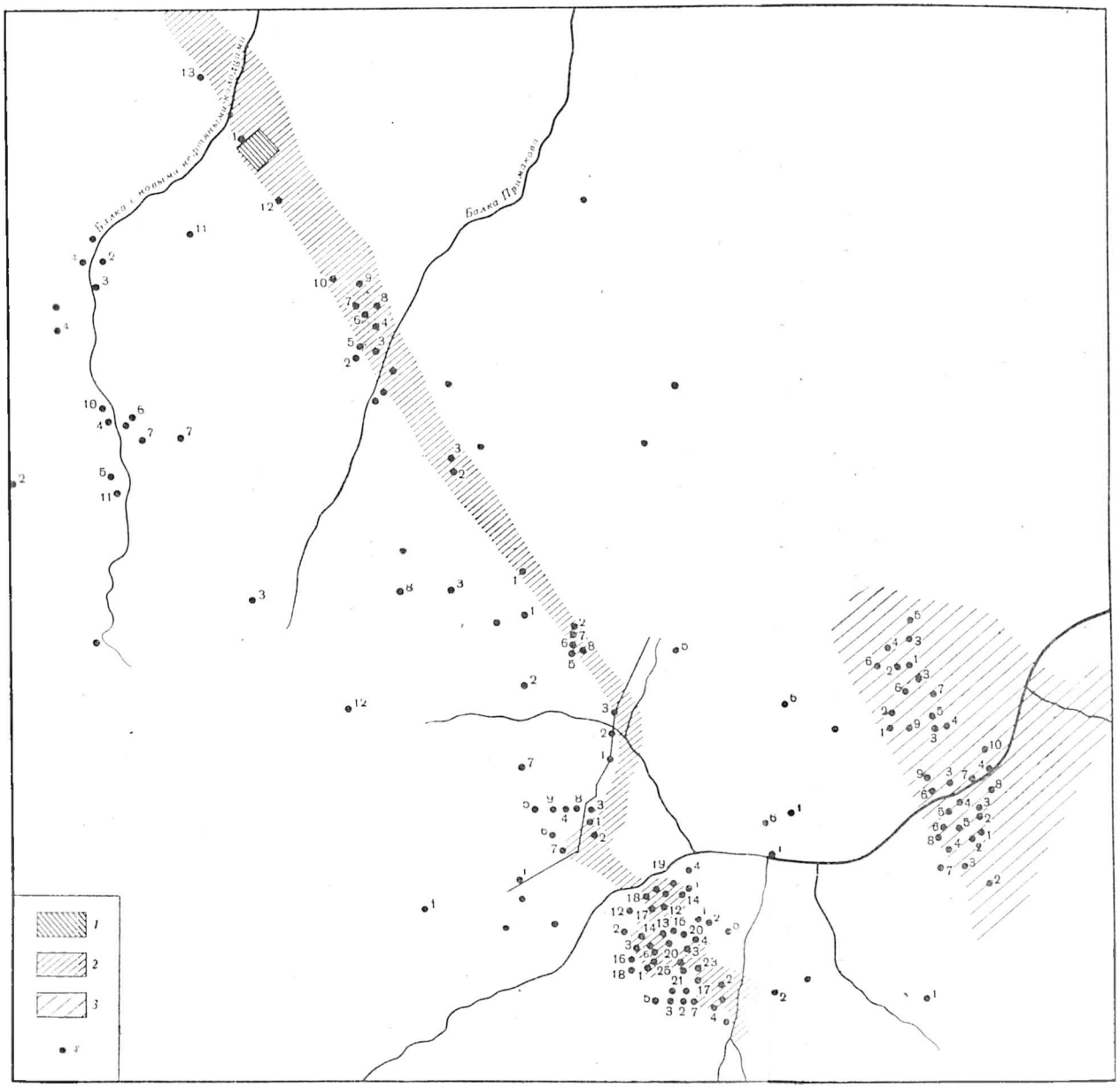
1 — аллювий; *2* — верхний фарс; *3* — средний фарс; *4* — нижний фарс, группа 2; *5* — нижний фарс, группа 3; *6* — асмарийский известняк

Эти предположения оправдались открытием Ишимбаевского нефтяного месторождения у подножия западного склона Урала, Сызранского на правом берегу Волги, Краснокамского на берегу р. Камы и др.

РУКАВООБРАЗНЫЕ ЗАЛЕЖИ НА ПОВЕРХНОСТИ ЭРОЗИИ ТИПА ЛИНЗООБРАЗНЫХ ПЕСКОВ, ИЗВЕСТНЫХ ПОД НАЗВАНИЕМ «ШНУРКОВ»

В связи с нахождением нефти в некоторых формах погребенного рельефа, пожалуй, будет логичным вслед за описанием этих форм остановиться еще на одной форме подземного рельефа, именно на рукавообразных залежах, отложенных на поверхность эрозии в промытых в прежние геологические эпохи руслах древних рек, протоках речных дельт, прибрежных морских заливах, проливах, лагунах и т. п. Вследствие оригинальности месторождений этого типа и поскольку их образование не стоит в непосредственной связи с процессами складкообразования, мы выделили их в особую группу.

Впервые такая структура была открыта автором при исследованиях в Нефтяно-Ширванском месторождении Майкопского нефтеносного района в 1910—1911 гг. Эта структура детально нами описана в вып. 88 Трудов Геологического комитета. При изображении ее применен впервые (до нас не практиковавшийся)



Фиг. 102. Схема Нефтяно-Ширванской майкопской промысловой площади с указанием контура рукавообразной залежи легкой нефти, по И. М. Губкину

1 — площадь эксплуатации горизонта легкой нефти (уд. вес 0,805); *2* — контур рукавообразной залежи легкой нефти (уд. вес 0,840); *3* — площадь эксплуатации горизонта тяжелой нефти (уд. вес 0,940); *4* — нефтяная скважина

метод составления структурной карты месторождения с изображением в горизонталях рельефа наиболее важных маркирующих частей структуры. Наши исследования имели решающее влияние на изменение всего хода разведки Майкопского месторождения. Основные черты этой структурной формы состоят в следующем: здесь имеется моноклиналь с падением слоев под углом в 10—12° на северо-восток, носящая следы древних эрозионных процессов, с образованием рукавов размыва, переходящих в пластовую залежь. Процесс образования их можно представить себе следующим образом.

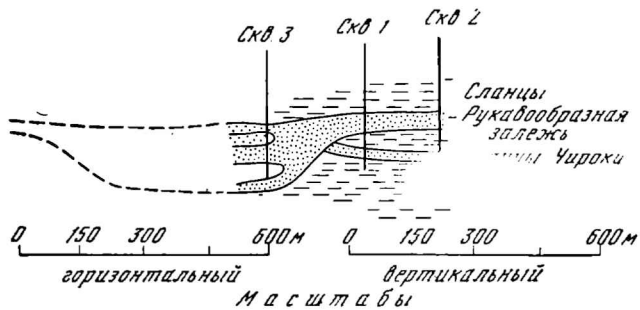
После отложения так называемых фораминиферовых слоев, возраст которых считается ныне эоценовым, в области Северного Кавказа в Майкопском районе наступил перерыв в отложениях. Поверхность фораминиферовых слоев вышла из-под воды и образовала сушу, подвергшуюся процессам эрозии, которая промыла на фораминиферовой поверхности ложе, где отложились речные осадки — галечники и крупнозернистые пески в виде чечевиц, или линз. Перед началом отложения майкопской свиты последовало опускание этого участка, и море постепенно залило рукав с берегами из фораминиферовых 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 осадки, а вместе с ними и рукавообразная залежь, были выведены из горизонтального положения и получили моноклинальное падение на северо-запад 20° под углом от 10 до 14°. Рукав промыт был в направлении с юго-востока на северо-запад (фиг. 102) и получил уклон в том же направлении с углом падения 6—7°. Под так называемой Бабичевой Греблей в верховьях Ушаковой балки в юго-восточном углу месторождения он выходит на дневную поверхность.

На р. Чекох, на старом участке 16, где получен был первый фонтан, кровля рукавообразной залежи была достигнута на глубине около 70—75 *м*. Далее он прослежен почти до р. Тухи. Здесь его глубина в разведочных скважинах свыше 1 *км* (в скв. 25 она равна 1170 *м*). По указанному направлению рукав прослежен приблизительно на 10 *км*. Нефть залегает в нем в песчаных линзах, отложенных на разных уровнях, заполненных осадками русла олигоценовой реки, как это показано на фиг. 103. Особенно богатым нефтью и газом являлся пласт *С* — самый верхний из горизонта легкой нефти. Горизонт *С* представлен чередованием по преимуществу мелкозернистых глин и песков, среди которых встречаются прослои крупнозернистого песка и гравия. Мощность горизонта подвержена широким колебаниям: от раздувов в 50—60 *м* до почти полного выклинивания.

По характеру залегания этот горизонт чрезвычайно похож на те песчаные отложения типа береговых валов, или баров, которые найдены и описаны в США среди каменноугольных отложений штатов Оклахома и Канзас (см. ниже).

Рукавообразное строение залежи «е» легко объясняет те резкие колебания в продуктивности отдельных скважин, какие



Фиг. 103. Шнурковая залежь в кровле сланцев Чироки в юго-восточном Канзасе

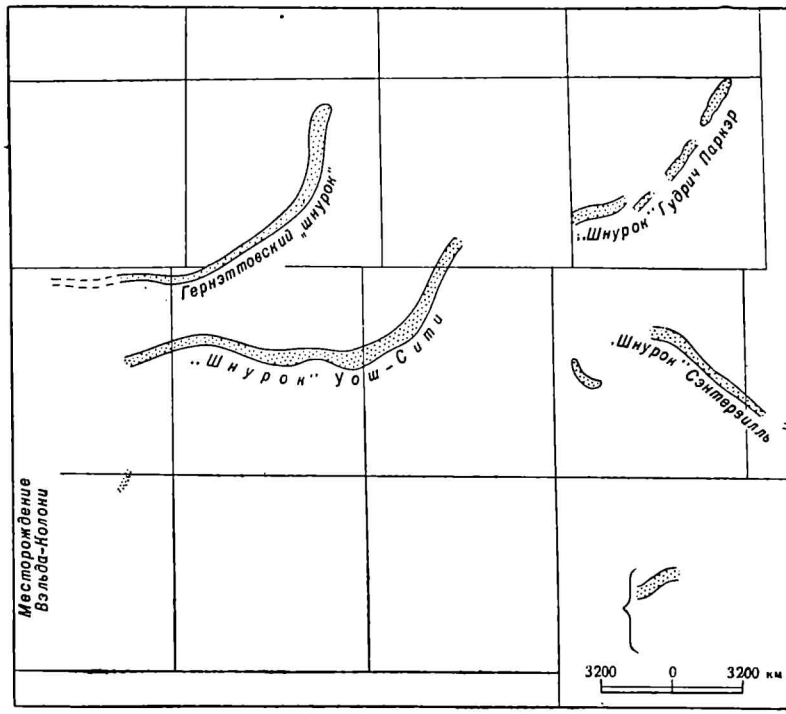
наблюдаются в Майкопе, где рядом с фонтанирующими нефтяными или газовыми скважинами получаются совершенно сухие: фонтанирующие, очевидно, вошли в «рукав», а сухие врезались в непродуктивные породы берега этого последнего.

Подобно всякой реке и рукаву, майкопская рукавообразная залежь постепенно расширяется вниз по течению. Если в первоначально известной части залежи ширина зоны легкой нефти по горизонту «е» не превышала 100—120 *м*, то в 10 *км* ниже она уже достигает примерно 1000 *м*. Скв. 024 и 025 дали горячую, по-видимому, уже краевую, синклинальную воду. Это показывает, что река вышла в море, а отложенные в ней песчаные линзы сменились песчаными залежами типа береговых валов, намытых вдоль древнего морского берега.

Долгое время считалось, что майкопская залежь представляет своего рода мировой уникум, но в США (в штатах Оклахома и в Восточном Канзасе) найдены такие же рукавообразные залежи, которым американцы дали чрезвычайно оригинальное название «башмачных шнурков», и по описанию этих «шнурков» имеется уже своя литература.

Ввиду исключительного интереса, который они представляют для нас, как имеющих свой майкопский «шнурок», мы остановимся несколько подробнее и на этом виде нефтяной структуры.

Шнурковые пески известны в настоящее время в некоторых районах штатов Канзас, Оклахома и Техас, будучи наиболее характерно развиты в первом из названных трех штатов, где

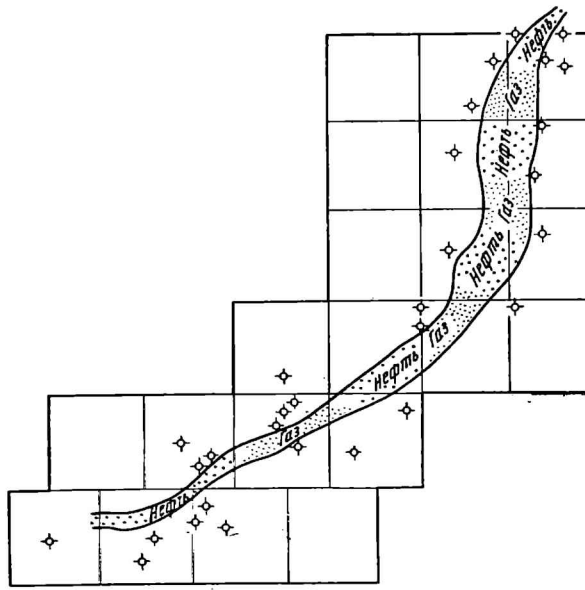


Фиг. 104. Месторождение типа «шнурка» в Восточном Канзасе (песчаные залежи)

к этому структурному типу относятся месторождения в округах Аллэн, Андерсон, Вудсон, Гринвуд, Лайон, Линн и др.

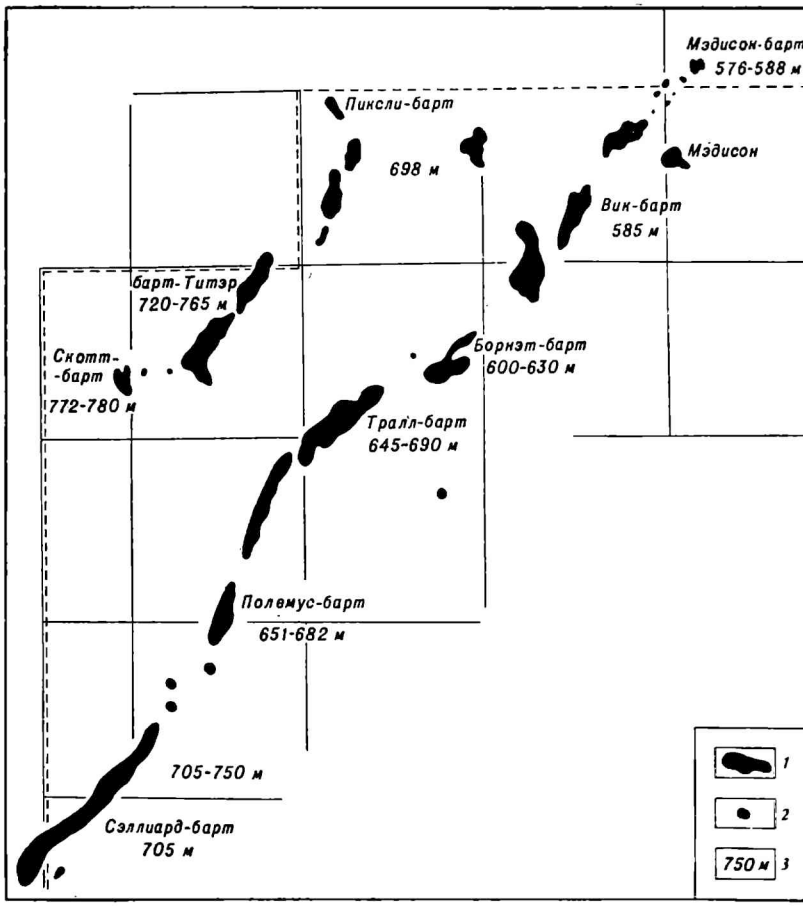
По данным Ф. Лэхи, шнурковые залежи штата Канзас прослеживаются в длину от 3 до 20—22 *км* при мощности песков до 30—35 *м* и ширине отдельных залежей, варьирующей в пределах отдесятков метров до 1 *км* и более.

В юго-восточном Канзасе эти своеобразные образования залегают в кровле знаменитых сланцев Чироки пенсильванского возраста, заполняя вымытые на их поверхности русла. Падение — к западу, согласное с общим падением свит, среди которых они залегают. О величине угла падения можно судить по следующим данным: на восточном конце глубина залегания их равна приблизительно 200 *м*, а на западном — 250 *м*. При длине рукава в 17 *км* это составит около 3 *м* на 1 *км*, т. е. угол падения будет равен приблизительно 10′. Поперечный разрез песчаной залежи представлен на фиг. 103. На размытом ложе сланцев Чироки лежат черные, несколько сланцеватые пески с пиритом, выше их — сравнительно чистые пески, напитанные нефтью. Еще выше пески ста-



Фиг. 105. Разработка месторождения Гарнэтт в Восточном Канзасе (кружками обозначены сухие скважины)

новятся глинистыми, содержание в них нефти уменьшается; верхняя часть залежи покрывается белыми слюдистыми талькоподобными сланцами, приобретающими в некоторых местах песчанистый характер. Ряд сухих скважин оконтурил залежь и определил ее направление. Расположение «шнурков» в Восточном Канзасе показано на фиг. 104. Более детальный чертеж показывает направление «шнурка» в месторождении Гарнэтт (фиг. 105) и распределение в нем нефти и газа. Скважины, расположенные близко к краю «шнурка», отмечают выклинивание песков. Белые слюдистые сланцы непосредственно налегают на голубые сланцы свиты Чироки. Распределение песков в «шнурке» неравномерное: они залегают в виде чечевиц, то утолщаясь, то утончаясь без видимой закономерности. Всеми этими особенностями они до чрезвычайности напоминают майкопскую рукавообразную залежь. Степень насыщения песчаной залежи нефтью не велика. Наибольшая добыча в «шнурках», например, в «шнурке» Бош-сити, получается из наиболее высоких частей залежей, т. е. на восточных концах, где отдельные скважины давали добычу до 27 *т* в сутки. Конечно, это ни в какой степени несравнимо с грандиозными фонтанами из майкопской залежи, где начальная добыча нередко в десятки и даже сотни раз превышала добычу из американских «шнурков». Некоторые канзасские «шнурки», например, гарнэттовский и

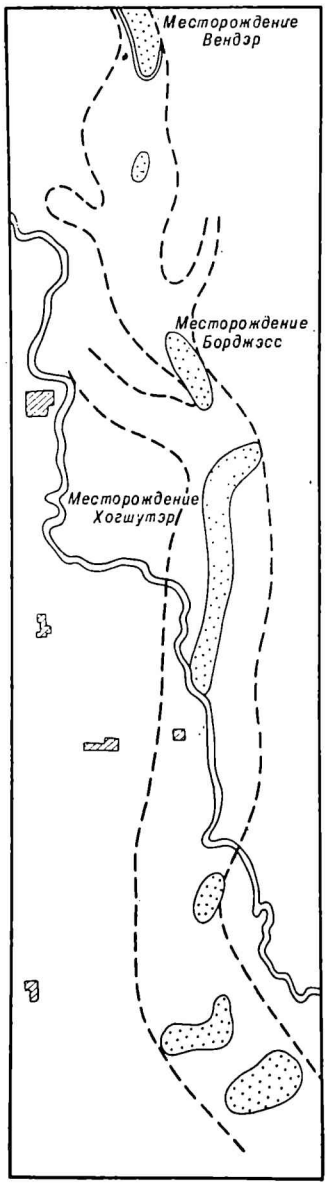


Фиг. 106. Карта «шнуроподобного» месторождения в округе Гринвуд в Канзасе

1 — нефтяные месторождения; *2* — малое количество нефти; *3* — глубина залегания бартлесвильского песка

«шнурок» Бош-сити, характеризуются полным отсутствием воды. Судя по распространению нефти и газа, в гарнэттовском «шнурке» наблюдается как будто чередование скоплений газа и нефти, но все же в наибольшем количестве газ встречается в наиболее приподнятой восточной части «шнурка», а нефть — в более пониженной западной части месторождения. И у нас в майкопской залежи наблюдается, по-видимому, такая же закономерность, особенно для пласта «с».

Большие удлиненные песчаные залежи найдены также в штате Оклахома, в округе Вашингтон. Эти залежи похожи на «шнурки»



Фиг. 107. Схема, показывающая распространение песка Хогсхутэр (штат Оклахома)

Восточного Канзаса, но отличаются от них бóльшими размерами. Например, «шнуроподобная» залежь Сэллиард-Медисон (фиг. 106) имеет в длину около 80 *км*, а залежь Хогсхутэр — около 68 *км* (фиг. 107). Максимальная ширина их достигает до 6—7 *км*, а мощность — до 50 *м*. Отличаются они и своим стратиграфическим положением. Они лежат в основании свиты Чироки и возникли в результате эрозии между концом миссисипского века и началом пенсильванского. Согласно последним данным, эти песчаные залежи являются отложениями, свойственными морским берегам типа песчаных валов.

«Шнурковые» залежи отмечены А. Бэллом в нефтеносной области «восточного внутреннего угольного бассейна» в районе Крауфорда, где такой характер залегания обнаруживают нефтяные пески пенсильванского возраста (верхний карбон).

Чем же управляется, или, по выражению американцев, «контролируется», скопление нефти во всех «шнурках» и шнуроподобных песчаных залежах? На первый взгляд скопление нефти обусловлено в них главным образом их литологическими свойствами и формой самих залежей.

В самом деле, перед нами ленточообразная, относительно ограниченная в ширину и глубину залежь пористой породы, заключенная в плотных сланцах, т. е. в породе непроницаемой.

Однако, учитывая значительную длину залежей и определенное, хотя и очень небольшое, приближающееся к так называемому минимальному, или критическому, градиенту падение в западном направлении (вместе с включающими их свитами), нельзя отрицать роли и тектонических данных, повлиявших на общее напра-

вление движения нефти, поднимавшейся со стороны геосинклиналей. Ф. Лэхи подчеркивает, что в пределах самого «шнурка» распределение нефти, газа и воды, если такая имеется, подчиняется обычным структурным закономерностям.

Относительно влияния моноклинального падения майкопской рукавообразной залежи под углом в 6—7° на формирование залежи и на распределение в ней нефти и газа ни у кого не может быть сомнения.

Ограничивается ли распространение песчаных залежей типа «shoe strings» только указанными местами, или же возможно ждать появления их и в других местах, например, у нас в Европейской части СССР и в предгорьях наших горных цепей? У многих геологов и у автора этих строк существует убеждение, что более углубленное изучение вопроса о подземных условиях залегания нефти, которые управляют образованием нефтяных месторождений, покажет, что рукавообразные залежи имеют гораздо большее распространение, чем им приписывали раньше.

Это предположение оправдалось открытием ряда новых месторождений в Майкопском районе к северо-западу от Хадыжей: Асфальтовая Гора, Кура-Цеце, Балка Широкая и Кутаисское, приуроченных к залежам типа береговых валов, отложенных вдоль древнего морского берега.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ СИНКЛИНАЛЬНОГО СТРОЕНИЯ

Настоящие синклинали, как это было указано выше, по своей форме представляют прямую противоположность антиклиналям. В типичных синклиналях (это, по-видимому, признается почти всеми геологами) нефть не встречается, и места развития таких складок признаются геологами неблагоприятными для бурения. Но там, где синклиналь находится в некоторых исключительных условиях, в ней могут образоваться скопления нефти промышленного значения. Каким же условиям должна удовлетворять синклиналь, чтобы можно было рассчитывать встретить в ней нефть? Когда между геологами шла борьба за определение роли и значения антиклинальной теории, писалось очень много относительно нефтеносности синклиналей. В результате этого длительного спора наметилось разделяемое, по-видимому, большинством геологов мнение, согласно которому нефть и газ, подчиняясь закону тяжести, могут скопиться в синклинали только в том случае, если в слагающих ее пластах отсутствует вода. Это положение было подкреплено многочисленными примерами разработки нефтеносных площадей Аппалачской нефтяной области, из которых было видно, что многие пески из свиты Кэтскил девонского возраста [1] являются сухими, и поэтому даже там, где они образуют

[1] Свита Кэтскил — один из наиболее выдержанных и обильных нефтью членов стратиграфического комплекса в западной и юго-западной частях штата Пенсильвания.

синклинали, в них могла скопиться нефть. Но в областях с чрезвычайно слабо выраженной складчатостью, где складки являются структурными формами второго порядка, осложняющими основные тектонические формы, например, склоны геосинклиналов или моноклинальные крылья громадных антиклиналов, вопрос о роли этих вторичных тектонических форм в образовании нефтяных залежей затушевывается характером отложения песчаных пластов (линзы) и изменением их литологического характера. При наличии, с одной стороны, малых углов падения, измеряемых иногда долями градуса, с другой, — линзообразного строения пласта и колебания в его пористости, возникают сомнения в том, какому же фактору приписать главную роль в скоплении нефти: структурным особенностям пласта, той или иной его тектонической форме или же особенностям его литологического состава?

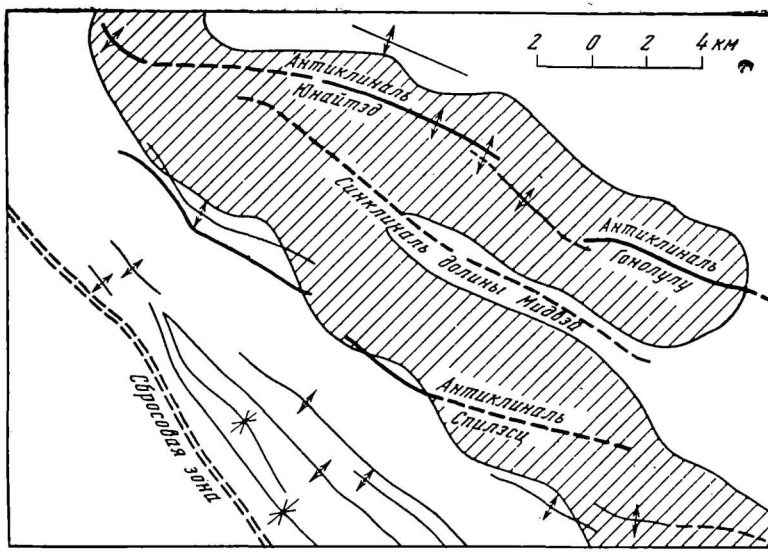
В последнем случае решающее значение приобретают силы капиллярности.

Но все-таки общее направление движения нефти в конечном счете определяется тектоникой, поэтому, если можно спорить о роли тех или иных синклинальных форм на фоне других тектонических структур, то ни в коем случае нельзя отрицать громадного значения и роли больших депрессий регионального характера, названных нами геосинклиналями. Ведь в них-то и происходило накопление первично битуминозного материала — так называемой материнской породы. Здесь под влиянием повышенной температуры и давления и при участии других факторов (анаэробных бактерий) происходило превращение органического материала в диффузно рассеянную в породе нефть, и отсюда началось ее движение: вследствие разницы в удельном весе воды и нефти происходит их разделение и подъем последней вверх по восстанию. На своем пути поднимающаяся из геосинклиналей с места своей родины нефть встречала различного рода препятствия тектонического характера в виде литологических особенностей того или иного пласта, и в этих преградах происходило ее накопление и образование нефтяных залежей *. Отрицая возможность накопления нефти в некоторых локальных структурных типах синклиналей, нельзя забывать огромного значения и роли геосинклиналей в образовании и аккумуляции нефти.

Иногда нефть встречается в синклиналях в областях с резко выраженной складчатостью, например, в Калифорнийских нефтяных месторождениях. На фиг. 66 показана сложная опрокинутая антиклинальная складка; свод этой антиклинали осложнен глубокой, резко выраженной синклиналью. Наиболее сильно насыщенные нефтью пески залегают как раз на дне этой синклинали. Другим примером из того же района является синклинальная

---

* Важно подчеркнуть, что И. М. Губкин совершенно правильно и четко определил роль крупных впадин как основных источников нефти и газа и отделил их от мелких синклиналей.



Фиг. 108. Схематическая карта района Мидвэй в Калифорнии

площадь, известная под именем долины Мидвэй и расположенная между двумя антиклиналями (фиг. 108). Ось синклинали имеет направление с юго-востока на северо-запад. По направлению к северо-западу она поднимается, и по отношению к настоящей синклинали она характеризуется теми же чертами, как погружающая антиклиналь к настоящей антиклинали. Заштрихованная на фигуре площадь показывает, что нефть занимает сводовые части обеих антиклиналей и всю северо-западную восстающую часть синклинали; в этой синклинальной части антиклинальные залежи сливаются, образуя одну сплошную залежь, так что здесь нефтеносность не может быть приписана синклинальным условиям; наоборот, можно сказать, что нефть здесь водворилась вопреки этим условиям под влиянием соседних антиклиналей, в которых скопилось так много нефти, что ее хватило заполнить не только своды антиклиналей, но и наиболее приподнятую часть синклинали. В этом отношении их роль в распределении нефтяных залежей аналогична седловинам, расположенным между куполами, сидящими по осевой линии антиклинальной складки.

СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ, СВЯЗАННЫЕ С МОНОКЛИНАЛЬНЫМ ЗАЛЕГАНИЕМ ПЛАСТОВ

В начале этой главы было указано, что крупные поднятия в виде горных хребтов называются геоантиклиналями, а большие понижения между ними — геосинклиналями. Бока или крылья этих

крупных складок рассматриваются как отдельные структурные единицы и называются моноклинальными складками или моноклиналами *. На пересечении линии Майкоп — Туапсе Кавказский хребет представляет такую геоантиклинальную складку, центральная часть которой сложена мезозойскими породами, а крылья — породами третичного возраста и отчасти верхнего и нижнего мела. На северо-восточном крыле этой складки третичные породы имеют более или менее однообразное падение на северо-восток. Они имеют именно моноклинальное падение, или моноклинальное залегание. Юго-западное крыло этой геоантиклинали находится по другую сторону Кавказского хребта в районе Туапсе — Сочи.

В Грозненском районе на северном склоне Кавказского хребта, известном там под именем Черных гор, третичные породы на значительных протяжениях имеют тоже моноклинальное залегание и входят в состав северного крыла больших антиклиналей этой части Кавказских гор. Моноклинальное залегание на северо-восточном склоне Кавказских гор характеризуется более или менее значительными углами падения, измеряющимися в пределах от 10 до 45° и выше.

Другой вид моноклинального залегания пластов мы встречаем в Соединенных Штатах. Там, например, крылья аппалачской геосинклинали имеют тоже моноклинальное залегание, но падение слагающих их пластов измеряется единицами или даже долями градуса (30—50′ и реже 100′ на 1,6 *км*). Приблизительно такую же величину падения имеют моноклинали Мид-Континента. Здесь набюдается моноклинальное падение пород палеозоя, во-первых, от поднятия Озарк к западу; во-вторых, от горной системы Арбокль к северу. Этому моноклинальному залеганию пластов подчинены нефтяные месторождения штатов Канзас и Оклахома. На других примерах моноклинального залегания пластов мы останавливаться не будем. Впервые этот термин был предложен одним из американских геологов еще в 1842 г. для «пластов, падающих в одном направлении». Другие этот термин потом применили и для обозначения «одностороннего изгиба пластов». Во избежание путаницы канадский геолог Дэли предложил термин «гомоклиналь» для всех пластов, падающих в одном направлении, а для односторонне изогнутых пластов сохранить прежний термин «моноклиналь» [1]. Моноклинальное падение

---

* И. М. Губкин совершенно правильно рассматривает моноклинали как части более крупных положительных или отрицательных структур, хотя и выделяет их в отдельные структурные единицы.

[1] Р. Джонсон, профессор Питтсбургского университета в штате Пенсильвания, признавая, что термином моноклиналь злоупотребляют и им вносится большая путаница, вместе с другими геологами (Андерсоном и Паком) предложил термин «моноклиналь» принять для «пластов, падающих в одном направлении», и термин «моноклинальная флексура» — для односторонне изогнутых пластов. Поскольку новый термин homocline был принят в 1915 г. Американским геологическим обществом и желая внести в терминологию единство, Р. Джонсон согласился с предложением Дэли и в свою очередь

распространяется на обширные площади и потому называется региональным, но оно редко является однообразным на значительном расстоянии: обыкновенно на сравнительно коротких расстояниях оно меняется в своей величине. У нас на северном склоне Кавказа в области развития моноклинального залегания наблюдается, как правило, увеличение его по мере приближения к центральным частям хребта. Наблюдаются изменения и по простиранию. В областях пологого моноклинального залегания пластов на фоне регионального падения развивается вторичная мелкая складчатость, представленная теми структурными формами, которые явились препятствиями, своего рода ловушками, вокруг которых возникли многочисленные нефтяные месторождения Аппалачской области и Мид-Континента в Соединенных Штатах.

Исходя из предыдущего, можно было бы все моноклинальные структуры разделить на две большие группы: 1) моноклинали в тесном смысле слова, — то, что некоторые американские геологи (Р. Джонсон и др.) предлагают называть плоскими гомоклиналями, и 2) пологие моноклинали, осложненные вторичной складчатостью.

Моноклинали типа плоских гомоклиналей

К этому типу относятся: 1) моноклинали с пологими углами падения, 2) с более крутыми углами, 3) моноклинали, осложненные сбросами, и 4) несогласное перекрытие моноклинальных пластов.

Моноклинали с пологими углами падения. Среди них выделяется группа структур, имеющих очень пологое падение в 5—10 *м* на 1 *км*.

Встречаются эти формы почти исключительно в Соединенных Штатах, именно в Аппалачской области, Мид-Континенте и штате Калифорния *. Этот тип структуры в нефтеносном отношении имеет второстепенное значение, так как на плоских моноклиналах, как и в горизонтально залегающих пластах, трудно встретить месторождения большого промышленного значения, так как ни-

---

предложил термин «гомоклиналь» подразделить на три основных типа: 1) плоскую, или ровную, гомоклиналь, 2) антигомоклиналь и 3) сингомоклиналь.

1. Ровная, или плоская, гомоклиналь представляет собой такую структуру, которая в общем всюду имеет один и тот же угол падения, т. е. структуру без тектонических неровностей.
2. Антигомоклиналью называется изогнутая часть гомоклинали, которая представляется выпуклой, если смотреть по направлению, перпендикулярному к простиранию пластов.
3. Сингомоклиналь является изогнутой частью гомоклинали, которая представляется вогнутой, если смотреть по направлению, перпендикулярному к общему простиранию пластов.

* Хорошим примером этого вывода И. М. Губкина служит известное месторождение битумов Атабаска.

каких причин для скопления нефти в больших количествах как в том, так и в другом случае не существует, если не появятся другие, благоприятные для скопления нефти условия *.

С таким взглядом на роль плоских моноклиналей и на их значение в деле аккумуляции нефти не соглашается Р. Джонсон [1]. Он признает, что такие структуры очень трудно искать и разведывать, так как они ничем себя не проявляют на дневной поверхности. Но это вовсе не означает, по его мнению, что таких залежей не существует. Если угол падения увеличится настолько, что явится возможность разделения воды и нефти вследствие разницы в их удельном весе и подъема последней к наиболее высоким пунктам пласта, могут возникнуть залежи на плоских моноклиналях, или гомоклиналях. В этом случае они ни в какой мере не отличаются от залежей на крыльях больших широких антиклиналей. Эти залежи по своим размерам слишком малы, чтобы достичь осевой части антиклинали или спуститься и достичь ось соседней синклинали. А залежей такого рода в Западной Вирджинии, по указанию Джонсона, около 75%. Их положение на крыле антиклинали ничем не отличается от положения залежи на плоской моноклинали. Поэтому Джонсон считает не вполне правильным скептическое отношение геологов к плоской моноклинали как к структуре, неблагоприятной для скопления нефти. По нашему мнению, здесь забыта одна существенная черта плоской моноклинали: если ее падение становится таковым, что получается возможность миграции нефти, то нефть ничем не задерживается (если только пласты вверх по восстанию не будут выклиниваться и переходить в глинистые образования), будет подниматься к головным частям пласта и вытекать из пласта **. При закрытой антиклинали, как бы широка она ни была, этого случиться не может.

В качестве примера гомоклинальных нефтеносных структур можно привести месторождения Мак-Киттрик, Мидвэй-Сансэт, Соммерлэнд и другие в штате Калифорния.

Моноклинали с более крутыми углами падения. В пределах СССР имеется несколько нефтяных месторождений, приуроченных к моноклинальному залеганию пластов, не осложненному вторичной складчатостью и характеризующемуся сравнительно большими углами падения [2].

К таким месторождениям относится прежде всего в пределах Нефтяно-Ширванского месторождения Майкопского района один

---

* Подобные же моноклинали имеются также на Русской и Сибирской плитах.

[1] *B. H. Johnson.* Principles of oil and gas production, т. I, 1916, p. 372.

** Например, в Канаде (штат Альберта) в пределах плоской моноклинали имеется много литологических ловушек и связанных с ними месторождений. Эти наши структуры как раз подходят под первый тип гомоклиналей, именно плоских гомоклиналей, не осложненных тектоническими неровностями, поэтому мы и приводим их в качестве примеров, иллюстрирующих эту структуру.

из верхних горизонтов с тяжелой нефтью, именно горизонт Ширванских колодцев, связанный с моноклинально залегающей в низах майкопской свиты песчано-глинистой толщей. Некоторые скважины характеризовались фонтанными явлениями с первоначальным дебитом около 160—170 *т* в сутки, но таких скважин было немного, а в других добыча затруднялась сильными притоками воды.

Другим районом, где добыча производится из моноклинально залегающих пластов, является район станицы Калужской, расположенной в 30—35 *км* к югу от г. Краснодара. Там добыча ведется из брекчиевидных доломитов, залегающих в виде больших глыб-желваков среди глин чокракского яруса. Здесь начальная добыча тоже достигала 150—160 *т* в сутки, но спорадическое залегание нефти в брекчиевидных доломитах сильно затрудняет правильную разработку этого месторождения.

Третьим районом, где производилась добыча из моноклинально залегающих пластов, является Северский район (пос. Ильский) Краснодарского края.

В районе Черных гор и в Северном Дагестане имеется ряд мест, где есть выходы нефтяных песков и наблюдается высачивание нефти среди моноклинально залегающих свит.

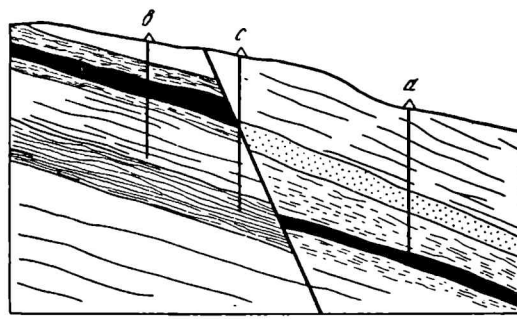
Основными недостатками описанных структур типа плоских гомоклиналей является то обстоятельство, что головные части слагающих их пластов, в том числе и нефтяных песков, выходят на дневную поверхность, что ведет к постоянной утечке нефти и потере газа, если на их пути не возникнет подходящего препятствия. Таким препятствием может быть или сброс (фиг. 109) или закупорка головных частей нефтяного пласта отложениями кира или асфальта.

Моноклинали, осложненные сбросами. Примеры моноклинального залегания пластов, осложненного сбросовыми явлениями, часто встречаются в нефтяных месторождениях штата Калифорния в районе г. Лос-Анжелес.

Моноклинали, закупоренные отложениями битумов, асфальта и пр. При движении к выходу на дневную поверхность нефть приходит иногда в соприкосновение с циркулирующими в месторождении водами, часто содержащими много сульфатов и других солей. Если нефть имеет низкую вязкость и содержит в своем составе парафины, между нею и солями воды никаких реакций не происходит или же они происходят в весьма слабой степени, поэтому высачивание нефти через головные части пластов происходит более или менее беспрепятственно. Там же, где нефть содержит высокий процент смолистых веществ и вообще ненасыщенных углеводородов *, между солями воды и названными веществами воз-

* Ненасыщенные углеводороды (олефины) в современном понимании являются такой редкостью, что не могут влиять на образование и выделение твердых составных частей нефти. Если же И. М. Губкин понимал под не-

никают реакции, в результате которых получаются асфальт и кир в полутвердом, загустелом состоянии, закупоривающие движение нефти наружу, а потом совсем его прекращающие. На выходах пластов образуются большие кировые натеки, покрывающие часто весьма значительные площади. Подобные явления наблюдаются в ряде мест штата Калифорния в верхних горизонтах третичных отложений, содержащих нефть асфальтового основания с высоким содержанием серы и высокого удельного веса. Особенно выдаю-



Фиг. 109. Влияние сброса на сохранение нефти в пласте

a — продуктивная скважина; *в* — скважина встретила сухой нефтяной песок; *c* — непродуктивная скважина

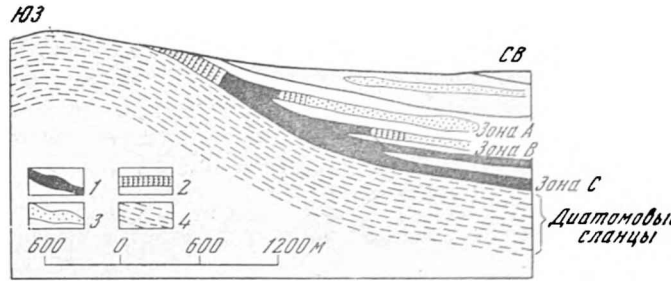
щимся примером подобного рода является месторождение Сонсэт в штате Калифорния. Поперечный разрез его показан на фиг. 110, откуда видно, что на диатомовых слоях (на сланцах Maricopa) лежит моноклинально падающая к северо-востоку свита продуктивных пластов, пропитанная кировыми отложениями на их головных частях.

Кировые натеки на выходах продуктивной толщи в Бинагадинском месторождении Бакинского района тоже, вероятно, сыграли некоторую роль в закупорке пластов и в предохранении месторождения от истощения. По всей вероятности, и в других структурах наших советских нефтяных районов наблюдались явления подобного рода.

Несогласное перекрытие моноклинальных пластов. В некоторых случаях истечению нефти из моноклинально залегающих пластов может помешать несогласное перекрытие их свитами более молодого возраста.

Это происходит в тех случаях, когда нижняя и верхняя свиты отделены перерывом в отложениях, указывающих на горообразовательные процессы, приведшие слои нижней свиты в наклонное

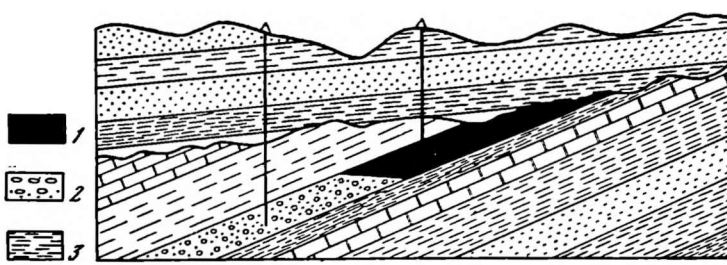
насыщенными углеводородами ароматические, то его заключение о их значении совершенно верное.



Фиг. 110. Схематический разрез через месторождение Сонсэт в штате Калифорния

1 — нефтяной песок; *2* — кировые отложения; *3* — водяной песок; *4* — сланцы

положение. В таком случае более молодая свита, в особенности если она состоит из глинистых образований, может произвести путем перекрытия закупорку нефтеносных горизонтов, залегающих в нижней свите, как это показано на фиг. 111. Примеры подобного залегания нефти нередки и наблюдаются в некоторых месторождениях штата Вайоминг в Скалистых горах, а в особенности в штате Калифорния, во внутренней зоне нефтяных



Фиг. 111. Пример несогласного перекрытия моноклинально залегающей свиты пластов и сохранения в ней нефти

1 — нефтяной песок; *2* — водяной песок; *3* — пласты глины

месторождений, например, на продолжении месторождения Сонсэт, в котором свита диатомовых сланцев, падающая на север под углом 50—63°, перекрывается более молодой свитой с углом падения в 20°, а эта в свою очередь покрыта еще более молодой глинистой свитой, которая, перекрывая среднюю, переходит вверх по восстанию на диатомовые сланцы. Нефтяные пески средней свиты, таким образом, оказались между двумя непроницаемыми свитами и сохранили свою нефть. Но наиболее выдающимся примером подобного залегания нефти является месторождение Восточный Техас, расположенное на западном склоне поднятия Сэ-

бин. Нефть здесь подчинена песчаным пластам свиты Вудбайн, падающей моноклинально к западу. Головные части этой свиты были срезаны эрозией и несогласно перекрыты сланцами и мелом верхнемелового возраста (свитой остинского мела). На границе этого несогласного перекрытия и образовались залежи нефти, занимающие огромную площадь в 44 000 *га*.

Моноклинали с развитой на них вторичной складчатостью

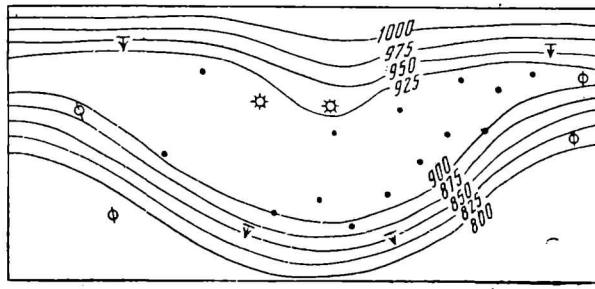
Вторую большую группу моноклинальных структур образуют моноклинали, осложненные вторичной складчатостью. Эти структурные формы имеют громадное промышленное значение. Им подчинены многочисленные нефтяные месторождения Аппалачской области, Восточно-Центральных штатов (Огайо, Индиана и др.) и Мид-Континента. Основными характерными особенностями этой группы являются ее пологое залегание и вторичная складчатость, создавшая преграды движению нефти. Если бы падение этих моноклиналей было большое, вторичная складчатость, если бы даже она и возникла на них, не сыграла бы той роли естественных ловушек, которую она проявила при наличии пологого наклона пластов. Необходимо вспомнить, что при пологом падении пластов достаточно незначительного изменения в величине этого падения, чтобы подъем по пласту или замедлялся, или же совсем приостановился. Это одинаково приложимо как к поднимающейся воде, так и к поднимающейся нефти. Вот почему вторичная складчатость, осложнившая моноклинальное залегание пластов, и послужила ловушками для поднимающейся нефти.

Какие же формы этих препятствий встречаются на моноклиналах? Прежде всего различают два вида изгибов на моноклинали: изгибы, параллельные общему простиранию моноклинально залегающих пластов, и изгибы, параллельные падению пластов.

Изгибы с осями, параллельными простиранию, могут выразиться либо лишь в изменении моноклинального падения в сторону его уменьшения почти до горизонтального, и тогда возникает форма, известная под именем структурной террасы (фиг. 112, 113), либо получается изгиб антиклинального типа, т. е. на фоне общего моноклинального падения возникает обратное падение. Эту форму Р. Джонсон предлагает называть антигомоклиналью.

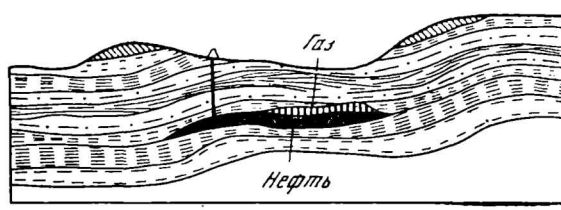
Моноклинальные антиклинали (антигомоклиналь). Это очень распространенная форма, аналогичная обыкновенной антиклинали, и она превратилась бы в таковую, если бы моноклинальное залегание изменилось в горизонтальное. Распределение в ней нефти, воды и газа такое же, как и в обыкновенной антиклинали. Многие месторождения Аппалачской области и Мид-Континента приурочены именно к этой структурной форме, и она признается наиболее благоприятной структурой для скопления нефти.

Структурные террасы, или «недоразвитые» антиклинали. Впервые эти формы были описаны геологом Ортоном в



Фиг. 112. Структурная карта террасы

1886 г. на месторождении Финдлэй на северо-западе штата Огайо, где нефть встречена в верхней и нижней террасах, разделенных короткой и резко выраженной моноклиналью. Верхняя терраса дала газ, а нижняя — нефть и воду. Хотя структурные террасы можно отнести к типу моноклинальных структур, все-таки будет более правильным считать их особыми модификациями этих последних. Ортон назвал их arrested anticlines, т. е. остановленными (в своем развитии) антиклиналями.

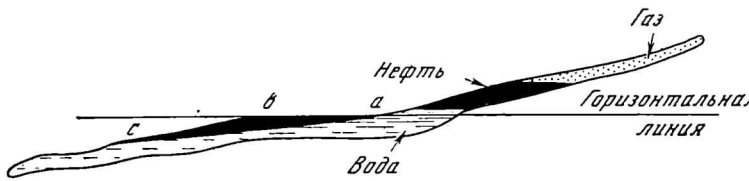


Фиг. 113. Разрез террасы

В штатах Канзас, Оклахома, Техас, на юго-востоке Огайо и в других штатах были открыты сотни структурных террас. Большинство из них оказалось благонадежными в нефтеносном и газоносном отношениях, поэтому вряд ли можно признать правильным замечание Джонсона, что значение террас геологами переоценено, что бурение на террасе представляет лишь некоторое геометрическое преимущество в силу того, что «. . более пологий резервуар является и более обширной мишенью» [1] в смысле более верного попадания в нее при поисках и разведке нефтяных залежей. Но сама по себе терраса как структура никаких преимуществ не имеет ввиду того, что в большинстве случаев она не спо-

[1] *B. H. Johnson.* Principles of oil and gas production, 1915, p. 72.

собна задержать нефть. Такая залежь, если она даже абсолютно горизонтальна, то при мощности продуктивной части пласта не менее чем 5 *м* сама по себе создает градиент, обеспечивающий продвижение нефти по крайней мере на 1—1,5 *км*, так как минимальным, или критическим, градиентом Р. Джонсон считает падение с углом в $^1/_6°$ (фиг. 114). Многие террасы, по мнению Джонсона, имеют ширину менее 0,75 *км* и не являются абсолютно горизонтальными, а имеют падение, приближающееся к критическому. На таких террасах нефть задерживаться не будет: она



Фиг. 114. Структурная терраса

будет или подниматься вверх по восстанию, или же спускаться вниз по падению в случае отсутствия в пласте воды. Поэтому для того чтобы террасы могли оказать действительное препятствие продвижению нефти, они должны быть достаточно широки и не иметь уклона, или погружения больше критического градиента.

Скептическое отношение Джонсона к террасам не оправдалось: открытие многочисленных месторождений, подчиненных этой структуре, доказало, что она является одной из наиболее благоприятных для образования промышленных залежей нефти.

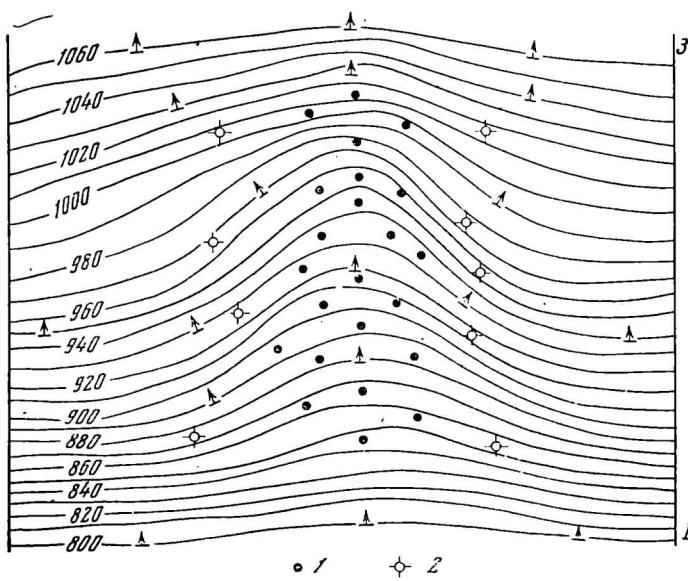
Моноклинальные впадины, или ложбины. И моноклинальная антиклиналь, и структурная терраса являются выпуклостями на фоне моноклинального залегания, но могут быть и вогнутые изгибы, параллельные простиранию, — моноклинальные впадины. Впервые этот термин был применен к структуре, имеющей такое же отношение к наклоненному пласту песка, какое имеет топографическая впадина к склону холма. Джонсон дает им название сингомоклинали; они являются аналогичными обыкновенным синклиналям и отличаются от них только тем, что образовались на фоне общего моноклинального падения пластов. Нефтеносными они являются в том случае, если пески оказываются сухими. Подчиняясь закону тяжести, в таком сухом песке нефть будет стремиться заполнять наиболее пониженные части пласта и заполнять моноклинальные впадины, или сингомоклинали. Месторождения такого строения довольно многочисленны главным образом в Аппалачской нефтеносной области. Эти месторождения и послужили причиной жестокого спора, возникшего вокруг антиклинальной теории.

Изгибы с осями, перпендикулярными простиранию

Кроме изгибов, параллельных простиранию, моноклинальное залегание весьма часто осложняется изгибами вкрест простирания, или параллельными падению. Такие изгибы получили наименование погружающихся антиклиналей. Они имеют ось, приблизительно перпендикулярную общему простиранию моноклинально залегающих пластов, погружающуюся в сторону их падения. Эта структура при небольших размерах называется моноклинальным выступом, или «носом». И погружающаяся моноклиналь, и «нос», если изобразить их в виде структурной карты с изобатами, дадут картину изогнутости изобат в сторону падения (фиг. 115).

Впервые на этот вид структуры было обращено внимание еще в 1910 г., хотя тогда ему никакого специального названия дано не было. Наиболее часто он встречается в газоносных месторождениях в центральной части штата Огайо, в нефтяных месторождениях на севере центральной части штата Техас, штатов Оклахома, Кентукки, Индианы и др.

Погружающиеся антиклинали. Хауэлл отмечает терминологическую путаницу, которая до последнего времени господствовала в применении названия «терраса» и «погружающаяся антиклиналь», особенно в некоторых Восточных штатах (США), где слишком злоупотребляли первым из названных терминов явно в ущерб второму.



Фиг. 115. Структурная карта погружающейся антиклинали, или «носа»
Скважины: *1* — продуктивные, *2* — непродуктивные

Моноклинальные впадины. На моноклинали могут образоваться и впадины с осями, перпендикулярными простиранию и погружающимися в сторону падения, своего рода погружающиеся синклинали, но они особого интереса не представляют.

Куполовидные вздутия, или поперечные антиклинали

Если усилия, изгибающие моноклинально залегающие пласты, действовали в двух пересекающихся направлениях (перпендикулярно к простиранию и вдоль простирания)*, то в результате действия этих сил на моноклинали возникали куполовидные вздутия, или просто купола, ничем по своей форме не отличающиеся от куполов, осложняющих антиклинальные складки. Эти формы иногда называют антиклинальными вздутиями, или же поперечными антиклиналями. Изображение этой формы и в виде структурной карты с изобатами и в разрезе приведено в начале этой главы (см. фиг. 64).

Распространение этой структуры чрезвычайно большое: ей подчинен ряд нефтяных месторождений Аппалачского нефтеносного района, Восточно-Центральных штатов (Огайо, Индиана и т. д.) и Мид-Континента. Она по всей справедливости признается наиболее благоприятной формой для скопления нефти. Возможен естественный вопрос, как могли возникнуть все рассмотренные нами структуры на фоне единого моноклинального залегания пластов.

Причина, по всей вероятности, не одна, но прежде всего нужно иметь в виду, что силы горообразующих процессов, очевидно, в стадии их замирания (постумная складчатость) прилагались и воздействовали на чрезвычайно разнообразный материал, отложенный в различных условиях с неровностями на поверхностях наслоения, возникающими из условий отложения: неровный уклон дна бассейна, где происходило отложение, выклинивание пластов (линзовидность), смена характера осадков и т. д. В совокупности все это и могло привести к разнообразию тех форм, которые прошли перед нами. Кроме того, по отношению к месторождениям Мид-Континента неоднократно указывалось, что погребенные формы гранитного ложа оказали влияние на формирование (тоже теперь погребенных) складок ордовикского возраста, а эти последние в свою очередь нашли отражение в тех куполах, структурных террасах, «носах» и т. д., которые осложняют залегание верхнепалеозойских свит этой области и которые служат как бы указанием на присутствие погребенных структур и погребенного рельефа в недрах земли.

---

* Сейчас такой механизм образования куполов принимается лишь в редких случаях.

Для нас все это является весьма поучительным потому, что на обширных территориях Европейской части СССР и Западной Сибири мы можем рассчитывать встретить все эти формы.

Перспективы поисков и разведок на нефть широко раздвигаются, и нужно думать, что они увенчаются не меньшим успехом, чем в Соединенных Штатах, надо только искать и искать, смело идти в разведку там, где будут найдены указания на наличие той или иной благоприятной для скопления нефти структуры.

Сбросы и формы, их сопровождающие

По словам известного французского геолога проф. Ога, ослабление тангенциальных сил, которые, как известно, являются одной из главнейших причин горообразующих процессов и в частности сопровождающей их складчатости, вызывает опускание обширных площадей земной коры под действием одной только силы тяжести. Чаще всего подобные опускания происходят с разрывом сплошности в залегании пластов. В них образуются трещины и разрывы, по которым происходит смещение масс земной коры. Такие явления носят название сбросов.

Сбросом, следовательно, называется оседание более или менее значительных частей земной коры вдоль трещин. Сброс представляет один из видов вертикальных (радиальных и др.) дислокаций земной коры. Если оседание происходит в значительном масштабе в местности с однородным и простым геологическим строением, например на равнине, сложенной горизонтально лежащими или слабо наклоненными пластами, мы можем различить несколько типов расположения трещин и сбросов. Например, иногда вся область опускания или бассейн ограничивается дугообразно изогнутыми или пересекающимися под углом сбросами. Это — сбросы периферические. Их следует отличать от радиальных, сходящихся в виде лучей к наиболее осевшему месту, и от неправильно расположенных диагональных сбросов.

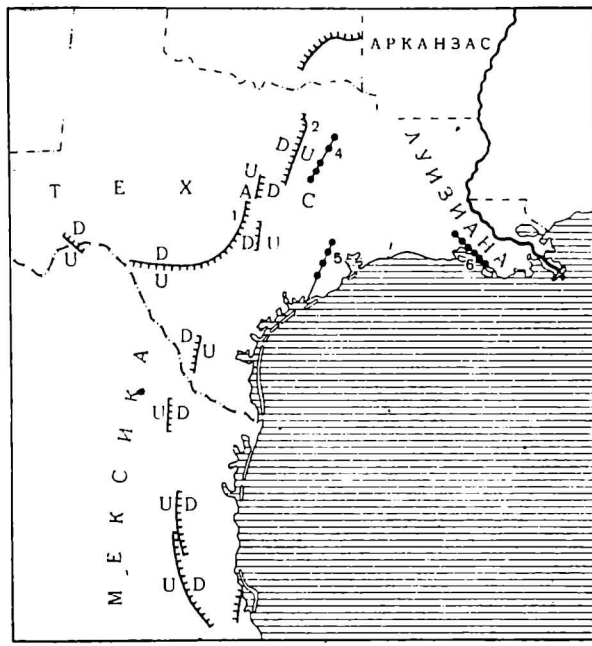
Нередко наблюдается ряд приблизительно параллельных сбросов некоторого определенного направления. Сброшенные массивы в таком случае располагаются в виде ступеней лестницы. Такой сброс получает название ступенчатого сброса. Некоторые сбросовые глыбы, на которые разбиваются пласты, опускаются ниже других, по соседству расположенных глыб. Получается, таким образом, сбросовая впадина, или грабен.

Наблюдается и обратное явление: сбросовые глыбы, расположенные по бокам некоторой находящейся между ними глыбы, опускаются ниже ее. В таком случае возникает сбросовый выступ, или горст. Но кроме этих сбросов нормального характера и происхождения, которые называются некоторыми американскими геологами гравитационными сбросами, существуют еще сбросы, тесно связанные со складчатостью, возникшие в условиях складкообразования. Выше мы указывали на сбросы, осложняющие

антиклиналь Ленинского района (Балахано-Сабунчино-Раманинское месторождение), диапировую складку нос. Бинагады, опрокинутую частично складку Старогрозненского района и т. д. Примеры таких сбросов приведены нами и из иностранных месторождений: сбросы, осложняющие купола месторождений Соленого ручья и бассейна Элк в штате Вайоминг в Соединенных Штатах, или опрокинутую складку Бориславского месторождения в Галиции и др. На этих сбросах мы останавливаться здесь не будем, укажем лишь, что они сыграли большую роль при формировании нефтяных залежей в тех месторождениях, в которых они находятся. Они, во-первых, оказали влияние на возникновение движения нефти в недрах месторождения и, во-вторых, содействовали передвижению ее из одного пласта в другой и через это повлияли на распределение ее в месторождении, в одних случаях содействуя ее концентрации в определенных мерах, а в других, наоборот, помогая истечению нефти из месторождения и обеднению некоторых его участков. Но все-таки в этих месторождениях они не играли доминирующей роли, которая принадлежала основной тектонической форме: антиклинальной складке, куполу, погребенной структуре и т. п.

Мы здесь рассмотрим ту группу сбросов, которые являются определяющими, основными структурными формами нефтяных месторождений, в которых другие структурные формы хотя и встречаются, но играют подчиненную роль, — это сбросы нормального типа; им подчинен ряд нефтяных месторождений, имеющих большое промышленное значение. Такими районами являются: 1) Береговая равнина юго-восточной части Центрального Техаса и 2) бассейн Лос-Анжелеса в Калифорнии. В первом из этих районов установлен ряд сбросовых линий, образующих здесь ряд сбросовых зон, главнейшими из которых являются зоны сбросов Балконес и Люлинг—Мехиа, каждая из них представляет развитие целой серии сбросов разной величины. Эти сбросовые системы продолжаются в Южный Техас, откуда переходят в Восточную Мексику (фиг. 116).

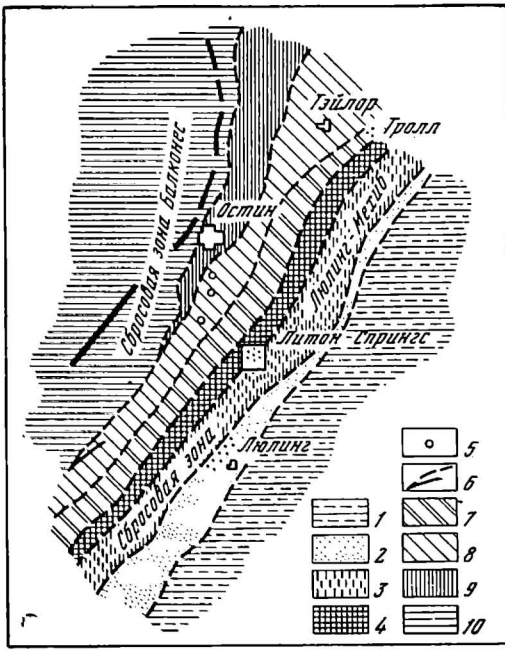
Все сбросовые линии, как это видно из фиг. 117, имеют направление, близкое к меридиональному. На севере оно отклоняется к востоку и получает направление на северо-восток, на юге, в пределах Мексики, наблюдается тоже некоторое отклонение к востоку. Полоса, в которой располагаются сбросовые линии, занимает как раз такое место, где наблюдается переход от площадей, сложенных палеозойскими осадками (поднятие Льяно-Барнэт), к площадям, сложенным более юными осадками, слагающими побережье Мексиканского залива. Эта переходная зона и является, по-видимому периферией большой области опускания, центральные части которой покрыты теперь водами Мексиканского залива. Все эти сбросы, очевидно, являются результатом движений в нижних, погребенных зонах массивно-кристаллических пород, связанных с опусканием области Мексиканского залива. По-видимому, эти



Фиг. 116. Схема, показывающая распределение важнейших сбросов Береговой полосы

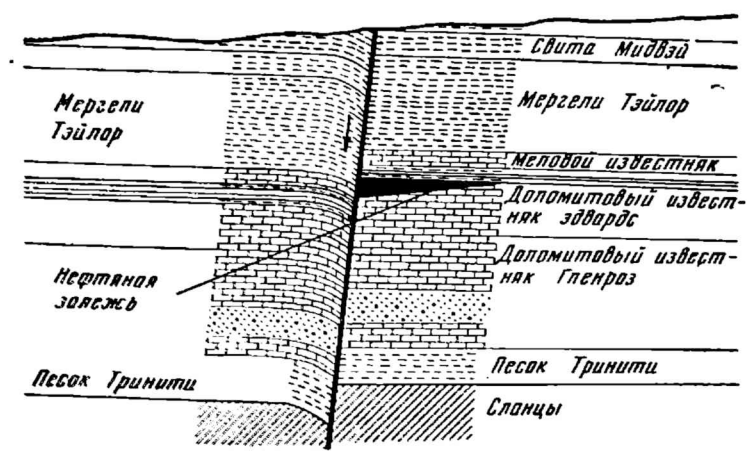
1 — сброс Балконес; 2 — сброс Мехиа; 3 — сброс Люлинг; 4 — линия пяти соляных куполов; 5 — вторая линия пяти соляных куполов; 6 — третья линия пяти соляных куполов; D — сброшенная сторона сброса; U — поднятая сторона сброса

движения имеют значительный геологический возраст и повторялись не раз. По отношению к зоне Балконес это является более или менее достоверным. Выше, в связи с вопросом об образовании соляных куполов, мы говорили о наличии здесь другой системы сбросов, перпендикулярной к первой, — северо-западного — юго-восточного направления. Это, по-видимому, часть радиальной системы сбросов, направленных к центру опускания. Сбросовые зоны Балконес и Мехиа — Люлинг наиболее изучены в структурном отношении. В первой — величина сброса около 145 *м*. Опущенным является восточное крыло. Прилегающие к сбросу с запада площади, расположенные на поднятой стороне сброса, имеют пологий сводообразный изгиб слагающих их пластов. К этим пологим сводам и приурочены нефтяные месторождения. Приблизительно в 60 *км* к востоку от зоны Балконес находится другая зона — Мехиа—Люлинг, которая прослеживается на многие сотни километров от нефтяного месторождения Смаковер на севере (граница штатов Луизиана и Арканзас) до сброса Тепетате-Аламо на юге, находящегося уже в пределах Восточной



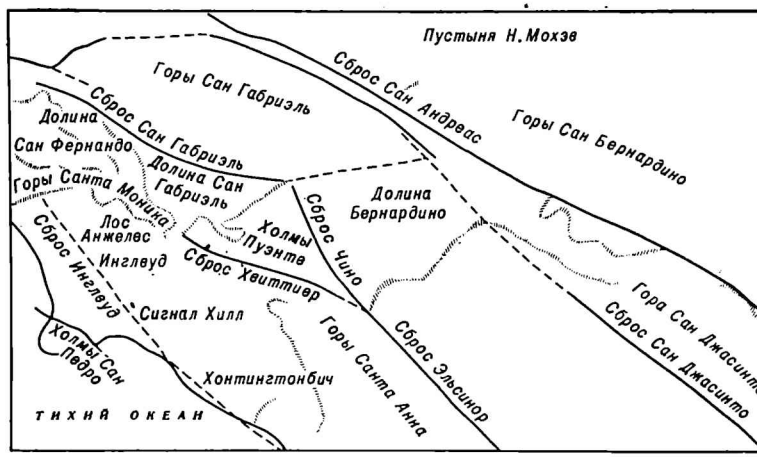
Фиг. 117. Геологическая карта районов сбросовых зон Балконес и Мехиа—Люлинг

1 — свита Зельман; 2 — Карисо (эоцен); *3* — Индиг (эоцен); *4* — Мидвэй; *5* — выход змеевиков; *6* — линия сбросов; *7* — Наварро (верхний мел); *8* — Тэйлор (верхний мел); *9* — Остин (верхний мел); *10* — нижний мел



Фиг. 118. Поперечный разрез через месторождение Люлинг

Мексики. Зона Мехиа—Люлинг содержит ряд богатейших месторождений. В этой зоне на величину 65—130 *м* сброшенной является западная сторона. Полоса, заключенная между этими двумя зонами, является сбросовой впадиной, или грабеном. Строение (стратиграфия и тектоника) сброса Люлинг показано на фиг. 118.



Фиг. 119. Схема, показывающая распределение основных тектонических линий в Южной Калифорнии

Сброс представляет целую серию сбросов. Ширина зоны — от 7 до 23 *км*. Месторождения приурочены к площадям, имеющим антиклинальное строение, расположенным между сбросами. Наиболее замечательными месторождениями являются Пауэлла, Мехиа, Люлинг, Уортхэм и др.

Газ и нефть здесь добываются главным образом из верхнего мела на поднятой стороне сброса из пологих куполовидных структур, сопровождающих сбросы.

Недалеко от сбросовых линий Балконес и Мехиа расположены хорошо известные нефтяные месторождения Тролл, Литтон-Спрингс и Чапмэн, в которых нефть залегает в змеевиках и в трещинах так называемого остинского мела верхнемелового возраста.

Другим большим сбросовым районом является бассейн Лос-Анжелес в Южной Калифорнии. Этот район расположен у подножия юго-западного склона Берегового хребта на восточной периферии большой области опускания. В строении района принимают участие слои плиоцена и миоцена, именно свита Репэто плиоценового возраста, представленная песками, галечниками, песчанистыми глинами, и свита Пуэнтэ миоценового возраста, состоящая из сланцев (аналог диатомовых слоев Калифорнийской долины) с прослоями песчаников. Этим свитам, главным образом свите Репэто, подчинены колоссальной мощности (до 200 *м*) нефтяные пески. Район разбит рядом сбросов направления с северо-запада на юго-восток. Расположение их показано на фиг. 119. Наибольший интерес для нас представляет сброс Хвиттиер, составляющий одну из ветвей большого сброса Эльсинор. На этом сбросе расположены, помимо уже упомянутого выше, еще месторождения Брэа-каньон и Олинда. Эти три месторождения, расположенные

на южной стороне сброса, разработка которых началась в начале этого столетия, в общей совокупности дали около 14 млн. *т*. Этот сброс имеет характер взброса с почти вертикальной плоскостью сбрасывателя. У северного конца сброса опущено северное крыло, далее к востоку сброшенным оказывается южное крыло, и еще дальше к юго-востоку сбрасывание снова становится прежним: опущено северное крыло. Только здесь в поднятом крыле выходят на дневную поверхность слои мелового возраста, а на северном крыле к ним примыкает миоценовая свита Пуэнтэ. Вся юго-восточная часть сброса интереса в нефтеносном отношении не представляет, и только северо-западная часть сброса оказывается частично нефтеносной. Здесь на поверхности в опущенном крыле выходит плиоценовая свита Репэто, а на поднятом — миоценовая свита Пуэнтэ. В месторождении Хвиттиер (наиболее северном) свита Репэто имеет крутое падение к югу под углом 30—45° и почти вертикальное у самого сброса. Месторождения Брэаканьон и Олинда в процессе разработки слились в одно месторождение. Первое из них представляет крупную антиклиналь, оборванную с севера сбросом. Наиболее богатой частью является сводовая часть складки и южное крыло ее; в Олинде, наоборот, продуктивная часть примыкает непосредственно к сбросу, а складка является в этом отношении неблагонадежной. По мнению Сиднэя Пауэрса, добыча во всех трех месторождениях получается из моноклинально залегающих пластов у сброса. К западу от сброса Хвиттиер проходит длинная тектоническая линия, о которой уже говорилось в начале этой главы. На ней расположены знаменитейшие месторождения Лос-Анжелесского бассейна: Лонг-Бич, Хонтингтон-Бич и другие, представляющие собою купола.

Высказывается предположение, что эта линия на глубине представляет сброс, который полностью отразился на поверхности не в виде сброса, а в виде отдельных куполов.

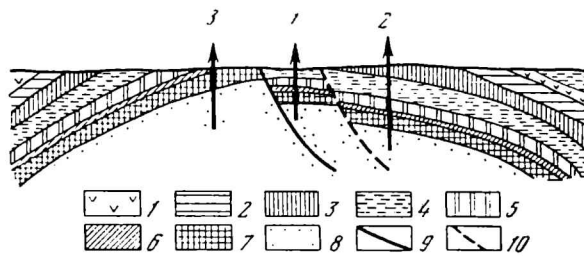
К северу от бассейна Лос-Анжелес, в округе Вентура расположено несколько больших сбросовых линий широтного направления, выгнутых и выпуклой стороной обращенных к северу. На одной из этих линий, называемой сбросом Святой Клары, расположено несколько нефтяных месторождений.

Из месторождений СССР сбросам подчинено несколько нефтяных месторождений как эксплуатирующихся, так и имеющих разведочное значение.

На первом месте здесь должны быть поставлены месторождения, расположенные на п-ове Челекен, на горе Небит-Даг и др. Здесь антиклинальные структуры развиты настолько густой сетью сбросов, что представляет большие затруднения восстановить их первоначальный облик. На распределение нефти в этих месторождениях сбросы имели большое влияние. Сбросы и взбросы бывают очень различной амплитуды, достигая, например, на юго-западном погружении челекенской антиклинали 500—600 *м* и даже более. Здесь слои бакинского возраста (верхи третичной системы)

благодаря сбросам приведены в контакт с красноцветной толщей (аналог продуктивной толщи Апшерона). Амплитуда главного сброса Небит-Дага — около 200 *м*. Этот широтный сброс разбил всю структуру на две обособленные половины — северную и южную.

В Бакинском районе к сбросовым принадлежит месторождение Нефтечала. Сбросы чрезвычайно характерны также для группы месторождений алятской гряды. Здесь, начиная от мыса



Фиг. 120. Поперечный разрез Пирсагата (по Лилиенталю)

1 — верхи среднего апшерона; *2* — середина среднего апшерона; *3* — низы среднего апшерона; *4* — верхи нижнего апшерона; *5* — низы нижнего апшерона; *6* — глины с *Limnea*; *7* — акчагыл; *8* — продуктивная толща; *9* — линия нарушения; *10* — линия нарушения предполагаемая

Алят на Каспийском море, на десятки километров к северо-западу прослеживается сбросовая линия с большим (около 1500 *м*) вертикальным смещением. Низы продуктивной толщи здесь приходят в соприкосновение со слоями среднего апшерона. По этой линии расположена длинная цепь грязевых сопок. С северо-востока к сбросу подходят слои нижнего отдела продуктивной толщи с моноклинальным залеганием и падением к северо-востоку под углом в 25—45°. На головных частях этих пластов и среди сопочного материала наблюдаются многочисленные выходы нефти, кировые натеки, а также газирующие соляные источники.

В частности, осложнено сбросами выдвинувшееся по своей совершенно исключительной мощности Пирсагатское месторождение, разрез которого представлен на фиг. 120.

Южная брахиантиклиналь Пирсагата имеет два сброса: западный, с амплитудой 600 *м*, приводит в контакт низы среднего апшерона с акчагылом.

Та же тектоника характеризует месторождения Мирзааны в Грузии. Мирзаанское месторождение в общем имеет моноклинальное строение с падением пластов к северо-западу с углом от 60 до 30°. Это моноклинальное залегание разбито рядом длинных сбросов с падением в некоторых из них сбрасывателя к северо-востоку и некоторой передвижкой северо-восточного поднятого крыла к юго-западу по плоскости сбрасывателя.

Разломы и трещины в изверженных и осадочных породах

При выяснении условий залегания нефти в земной коре мы стремились с особой силой подчеркнуть, что для того чтобы образовалась нефтяная залежь, необходимо наличие в земных недрах прежде всего пород, содержащих пустоты, т. е. наличие пористых пород, будь то пески, песчаники, известняки и т. п., которые могли бы, как исполинская губка, впитать в себя, в свои пустоты, нефть, собрать ее из первоначального диффузно рассеянного состояния в так называемых материнских породах и сконцентрировать в виде сравнительно ограниченных по площади залежей. Там, где нет налицо таких пористых пород, какую бы благоприятную тектоническую структуру они ни представляли, промышленных залежей нефти образоваться не может, поэтому трещины, разломы и прочие формы пустот в изверженных или осадочных твердых породах не могут заменить основного требования — наличия пористой породы и являются лишь ее суррогатом, но там, где эти трещины в результате разрешения динамических напряжений в земной коре возникли в более или менее значительном количестве, при наличии благоприятных тектонических условий в них может образоваться скопление нефти в количествах, имеющих иногда и промышленное значение. Хотя эти залежи в качестве поставщиков нефти играют чрезвычайно ничтожную роль, все-таки для полноты картины следует на некоторых из них остановиться.

Нефть в трещинах изверженных пород

Нефть в трещинах изверженных пород в небольших количествах находится в ряде мексиканских месторождений, ядра которых содержат изверженные базальтовые породы, о чем уже упоминалось выше. Кроме того, отмечены случаи нахождения нефти и твердых битумов в трещинах траппов, базальтов, гранитов и т. п. в ряде пунктов земного шара, например, в пористых базальтах штата Орегон и в пузырчатых валунах в штате Колорадо США, в траппах и базальтах провинции Квебэк в Канаде, в пустотах вулканических трубок, залегающих среди шотландских сланцев, и т. п. Но все эти нефтяные образования имеют главным образом минералогическое значение.

Несколько иной тип нефтепроявлений обнаружен в гранитах и в сопровождающих их других кристаллических породах Медных гор в штате Вайоминг. Здесь в течение ряда лет жители собирали кир и асфальт для топлива в различных пунктах гранитной горы. Детальное изучение геологии этого района показало, что Медная гора представляет большой купол с гранитным ядром, когда-то перекрытым осадочными породами, смытыми потом эрозией. Еще до разрушения и смыва осадочных пород, покрывавших гранитное ядро купола, в залегавшие среди них песчаники по-

пала нефть. Потом, когда произошли сбросы, нефть по сбросовым трещинам проникла в граниты и заняла в них все трещины и пустоты до глубины приблизительно 600 *м*, причем, очевидно, нефть поступала с боков купола, где нефтяные песчаники приходили в контакт с гранитами и другими кристаллическими породами. Кир, асфальт и тяжелая нефть собирались не только с поверхности, но и добывались шахтами и штольнями, заложенными в верхней части Медной горы.

Нефть в трещинах осадочных пород

Эти скопления имеют несколько большее промышленное значение, чем предыдущая форма нефтяных скоплений.

Самым выдающимся примером может служить нефтяное месторождение Флорэнс в штате Колорадо (Соединенные Штаты), где нефть не подчинена какому-либо одному нефтеносному пласту или свите нефтяных пластов, а скопилась в трещинах и других пустотах в сланцах свиты Пьерр верхнего мела, имеющих мощность около 720 *м*. Нефть здесь получается из трещин, которые имеют, по-видимому, значительное вертикальное и горизонтальное протяжение. Их направление находится в полном согласии с направлением основных тектонических линий этого района. Месторождение имеет форму антиклинали, сводовая часть которой оказалась разбитой трещинами. Промышленное значение его очень невелико.

Приводится иногда другой пример промышленных скоплений нефти в сланцах Сан-Фелипе, играющих такую важную роль в строении мексиканских нефтяных месторождений, где они перекрывают знаменитые известняки Эль-Абра. В ряде скважин эти сланцы показали хорошую добычу, но с довольно неустойчивым режимом; высокое газовое давление и богатый приток нефти довольно быстро снижались и падали до незначительной величины. Скопления нефти в сланцах Сан-Фелипе самостоятельного значения не имеют, являясь производными от мощных залежей ее в известняке Эль-Абра. Относительно происхождения «нефти из трещин» — «нефти из сланцев» [1] полагают, что она возникла в тех же сланцах, откуда она потом мигрировала в трещины и пустоты.

Скопления нефти, обусловленные преобладающим влиянием «литологического фактора»

До сих пор мы рассматривали структурные формы, в которых скопление нефти в промышленных количествах или образование нефтяных залежей обусловилось тем обстоятельством, что горизонтально залегающие пласты были выведены из своего перво-

[1] Так иногда называют нефть, получаемую из трещин в осадочных породах.

начального положения и получили ту или иную тектоническую, ту или иную структурную форму, порожденную тектоникой. Это образование всевозможных структурных форм, с которыми мы более или менее детально ознакомились на предыдущих страницах, и послужило началом миграции нефти, движением ее из мест первоначального ее возникновения, из материнских пород, и последующего формирования залежей нефти в тех местах, где она встречала препятствия дальнейшему своему продвижению. Но в начале этой главы было указано, что в некоторых случаях произошло скопление нефти вне влияния тектонических факторов, в пластах с ненарушенным залеганием, в которых накопление нефти зависело не от тектоники того или иного пласта или свиты, а от их литологических особенностей и свойств, возникших из условий их отложений, иначе говоря, от условий, заложенных в природе самого содержащего нефть пласта.

При рассмотрении вопроса о залегании нефти в трещинах мы указали, что одной тектоники в большинстве случаев бывает мало, необходимо, чтобы в эту тектонику были вовлечены породы, могущие сыграть роль коллекторов для нефти, и чтобы эти коллекторы были перекрыты более или менее непроницаемыми породами или же закупорены другим каким-либо способом (кировые отложения, сброс, несогласное перекрытие и т. д.). Следовательно, литологические свойства пород, принимающих участие в строении нефтяных месторождений, играют наряду с тектоникой огромную роль при формировании нефтяных месторождений. Тектоника создает пути и направления для мигрирующей нефти, создает формы, пригодные для скопления нефти, а литология создает самые резервуары, которые собирают в себя и хранят в себе нефть, образуя ее залежи. Вот почему в настоящее время в США, где чисто структурные формы залежей нефти почти все исчерпаны как объекты для разведки, этим особым формам, только отчасти связанным с тектоникой и называемым часто стратиграфическими ловушками, придают особое значение.

Мы будем говорить о таких залежах нефти, в которых тектоника не играет решающей роли, которые образовались главным образом под влиянием условий, заложенных в природе самого пласта и возникших из условий его отложения и последующего его диагенетического изменения. Существуют ли, вообще говоря, такие залежи, в которых тектоника не играла никакой роли? На этот вопрос прямого, положительного или вполне отрицательного, ответа дать невозможно, так как нам не известны нефтяные месторождения, которые были бы приурочены к областям, совершенно не затронутым тектоникой.

Э. Блюмер разделяет все нефтяные месторождения на две крупные категории: 1) нефтяные месторождения, приуроченные к складчатым областям, и 2) нефтяные месторождения, приуроченные к равнинным областям, и называет первые складчатыми залежами, а вторые — столовыми. Ко второй категории он относит

нефтяные месторождения Аппалачской области, нефтеносного и газоносного районов Лимы и Индианы и всю область Мид-Континента (Канзас—Оклахома и т. д.). Подобное подразделение мы считаем совершенно неправильным. В указанных обширных областях складчатая дислокация и вообще тектоническая дислокация имела место. Это тоже складчатые дислоцированные области, только степень их дислокации более слабая, чем в других областях, например в Калифорнии или у нас в области развития наших нефтяных месторождений. Но мы с самого начала и неоднократно указывали, что нефтяные месторождения приурочены к областям именно с сравнительно слабой дислокацией, развившейся в окраинных зонах хребтов и больших поднятий. Именно в этих областях со слабой складчатостью, в частности, в Аппалачском районе и в Мид-Континенте, тектонические факторы в образовании нефтяных месторождений сыграли колоссальную роль, несмотря на то, что сами тектонические формы были выражены здесь не так резко и определенно, как в других местах. Именно здесь роль тектонического фактора, управляющего всей миграцией нефти, вырисовывается с особой убедительностью. Вспомните, что мы говорили о минимальном или критическом градиенте. Оказывается, достаточно такого ничтожного наклона пласта в $^1/_6{}^\circ$, чтобы могла уже совершаться продвижка нефти. И далее: даже при больших наклонах достаточно более или менее незначительного препятствия, чтобы могла произойти задержка в движении нефти и начаться ее аккумуляция.

Но здесь же, в этих областях со слабой складчатостью, с особой силой выступает и роль другого фактора: условий, заложенных в природе самого пласта. Действительно, бывает часто очень трудно определить, чем обусловлен тот или иной наклон пласта: причинами тектонического характера или же отложением его на полого падающей в сторону моря прибрежной морской террасе. Можно спорить относительно причин уклона знаменитого бартлесвильского песка в месторождении Глэнпул, не соглашаться, что мы здесь имеем пример пологого моноклинального залегания, и утверждать, что пласт имеет естественный уклон, возникший из условий его отложения, но несомненно одно, что общее падение всех свит верхнего палеозоя к западу и осложнение этого моноклинального залегания рядом вторичных форм, о которых мы говорили выше, сыграли в конечном счете решающую роль в миграции нефти и в образовании ее скоплений в этих формах, и это, мы думаем, не подлежит никакому сомнению. При этом, говоря о миграции нефти как об общем региональном процессе, не нужно забывать и той роли, которую играла вода, в большинстве случаев сопутствующая нефти.

Следовательно, речь может идти не об исключительной роли тектонического или литологического фактора, а о преобладании того или другого в формировании нефтяных залежей. Рассматривая вопрос с этой точки зрения, мы должны признать, что суще-

ствуют такие формы нефтяных месторождений, где «литологический» фактор играл преобладающую роль. К таким месторождениям нужно прежде всего причислить рукавообразные залежи типа описанных выше «шнурков». Так как в формировании и этих месторождений тектоника играла определенную роль, особенно в формировании майкопской рукавообразной залежи, то на основании другого классификационного признака в качестве одной из погребенных форм рельефа они описаны нами под другой рубрикой, поэтому мы здесь остановимся на формах, которые еще не рассмотрены, но в которых «литологический» фактор имеет преобладающее влияние; именно, остановимся на линзовидных песках и их роли в качестве возможной формы нефтяной залежи.

Почти в каждой нефтеносной площади палеозойского возраста (в Аппалачской, в Мид-Континенте и т. д.) скважины встречают пески, называемые американцами «блуждающими песками». Распространение таких песков не велико, и добыча из них обыкновенно ограничивается несколькими скважинами. Эти залежи, по-видимому, очень мало связаны с тектоникой, имея самое неопределенное распространение на небольших площадях в несколько гектаров. Является исключением, когда они покрывают площадь в 5—6 $км^2$. В тех же областях наблюдаются песчаные залежи, которые, по мнению Э. Лиллэя, являются недостаточно дислоцированными, чтобы образовать ту или иную структурную форму, в которой могла бы собраться нефть. В таких случаях нефть и газ будут подниматься по пласту вверх по восстанию, пока не уткнутся в выклинивающийся его конец. Такие случаи наблюдаются в песчаных горизонтах, залегающих среди девонских сланцев в Аппалачской области и среди сланцев Чироки на северо-востоке штата Оклахома.

Наиболее выдающимся примером песчаных образований линзовидного характера является песок Клинтон в штате Огайо, который оказался продуктивным в полосе, протягивающейся через всю центральную часть штата Огайо от берега оз. Эри на севере до р. Огайо на юге. Клинтонский песчаник имеет слабый наклон к востоку, определяемый в среднем в 10 *м* на 1 $км^2$. Вверх по восстанию до древней поверхности он не доходит и выклинивается. В верхней части он содержит залежи газа, обильно притекавшего к скважинам. Вниз по падению газовые залежи сменяются нефтяными. Если взять весь горизонт клинтонского песчаника в целом, то распределение в нем нефти и газа зависит от его положения на восточном крыле цинциннатского свода; образование залежей определилось, во-первых, общим направлением движения нефти и газа со стороны аппалачской геосинклинали и, во-вторых, характером самой залежи — ее пористостью. В силу этого газ занял западную, более приподнятую часть песчаной залежи, а нефть расположилась ниже его. В некоторых его местах вне видимой связи с тектоникой образовались скопления газа и нефти, обусловленные изменением его пористости.

Клинтонский песок дал значительное количество нефти.

Воды в этом горизонте мало, чем и объясняется слабое давление газа и широкое распространение нефти и газа по пластам. Все-таки в условиях залегания газа и нефти в клинтонском песчанике нет резкой подчеркнутости преобладающего влияния «литологического фактора» на образование газовых и нефтяных залежей.

Более яркие примеры в этом отношении доставляют нам песчаные залежи в свите Чироки. На северо-востоке штата Оклахома в округе Осэдж находится месторождение, в котором залежь почти в точности совпадает с синклиналью, окруженной антиклинальными участками. Продуктивным горизонтом здесь оказался «блуждающий» песок. На соседних антиклинальных участках этот песок оказался или непродуктивным, или же его совсем не оказалось, и нефть на этих антиклинальных участках была найдена в другом, более глубоком горизонте.

Нефть в синклинали оказалась не потому, что здесь встречена синклинальная структура, а потому, что с ней случайно совпало залегание «блуждающего» песка, которое с тектоникой, очевидно, ни в какой причинной связи не стоит.

Другим примером распределения нефти, не связанного с тектоникой, является песок Бёрбэнк в Северной Оклахоме. Обычно в основании пенсильванских отложений, на самом контакте с подстилающими их миссисипскими, песок Бёрбэнк залегает в тесной ассоциации с красными сланцами, которые обычно появляются там, где выклинивается песок. Возможно, что эти сланцы отмечают собой поверхность древней эрозии, и красный их цвет происходит от продуктов латеритного выветривания нижележащих миссисипских известняков. Главными пунктами разработки бёрбэнкских песков являются месторождения Бёрбэнк в округе Осэдж (штат Оклахома) и Рэнбоу-Бэнд в штате Канзас, давшие богатую нефть. Месторождения здесь были заложены на небольших куполах, осложняющих общее моноклинальное падение пластов к западу, но дальнейшая разработка показала, что нефть не ограничивается сравнительно маленькими куполами, а распространяется между ними к северу и востоку на значительные расстояния, через площади синклинального и моноклинального строения, не считаясь со структурой.

Американские геологи считают песчаник Бёрбэнк дельтовым образованием, отложившимся одновременно с бартлесвильским песчаником, и полагают, что некоторые из вышеописанных «шнурков» стояли с ними в тесной генетической связи, являясь руслами тех рек, которые выносили песчаный материал в дельтовые зоны, где происходило образование песчаных залежей, послуживших потом коллекторами для нефти [1]. Отсутствием связи между залежами нефти и структурой, а также отсутствием связи между отдельными залежами нефти (pools) объясняется слабое газовое

[1] *Sidney Powers.* Occurence of petroleum in North America, 1931, p. 20.

давление в пласте. Продуктивная площадь песчаника Бёрбэнк на запад и юг ограничивается соленой водой, а к востоку и северу он, постепенно уменьшаясь в мощности, выклинивается и переходит в сланцы. Другие, более старые (относительно, конечно) месторождения, как, например, Новата и Птичий ручей, являются примерами скопления нефти в песчаных линзах. Главным нефтеносным горизонтом в месторождении Глэнн является песчаник Глэнн, который некоторыми авторами считается за аналог бартлесвильского песчаника. Он вместе с другими песками выклинивается вверх по восстанию, а на западе, вниз по падению, нефтяные залежи в нем сменяются соленой водой. Скопления в нем нефти «контролируются» изменениями в свойствах песка.

Есть ли в СССР подобные условия залегания нефти, где преобладающим фактором является не тектоника, а литология пласта? Мы полагаем, что кроме охарактеризованного выше майкопского рукава на обширной равнине Европейской части СССР будут найдены условия залегания нефти, аналогичные условиям великих равнин Мид-Континента Соединенных Штатов, а вместе с ними встретим условия, аналогичные тем, которые представляют описанные выше американские нефтяные пески, получившие мировую известность.

Зная, какие структурные формы являются наиболее благоприятными для скопления нефти и при каких условиях та или иная структура оказывается наиболее благоприятной, вообще, зная, в каких условиях нефть залегает в земной коре, мы сможем составить себе ясное представление о тех способах и путях, какие нужно применять при поисках нефти и ее разведке. Геолог должен владеть этими методами. Он должен разбираться в сложной геологической обстановке изучаемой им площади и выделить из нее наиболее интересные места, подлежащие разведке на нефть путем заложения буровых скважин соответствующей глубины, так как в конечном счете ответ на вопрос о благонадежности той или иной структуры дает скважина, но она этот ответ даст только в том случае, если будет заложена в надлежащем месте по указанию геолога, иначе можно пробурить очень много скважин, затратить большое количество труда, материала, оборудования и прочих средств, и все без толку, впустую и в результате месторождение будет опорочено на долгое время. Поэтому до указания места для разведочной буровой скважины должна быть проделана большая предварительная работа геологоразведочного характера. Конечным результатом этой работы должно быть определение той или иной формы структуры, поскольку это можно выяснить, применяя не только методы геологического картирования, сопровождаемые всеми необходимыми вспомогательными приемами разведки (рытье шурфов, расчистка обнажений, рытье канав, бурение мелких, а иногда и более глубоких, так называемых структурных скважин), но и методы геофизической разведки: магнитометрию, сейсмометрию, гравиметрию, электроразведку и пр.

Глава VII

ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ

В предыдущих главах мы познакомились довольно подробно с условиями залегания нефти в земной коре. Неоднократно при этом в соответствующих местах мы высказывали попутно и свои взгляды на происхождение нефти: например, об этом говорилось при рассмотрении вопроса о происхождении и классификации каустобиолитов (ч. I, гл. I), об образовании нефтяных залежей (ч. II, гл. V) и в ряде других мест. Но поскольку вопрос имеет огромное теоретическое и практическое значение, нам кажется недостаточным ограничиться этими отдельными замечаниями: необходимо уделить ему особое внимание и осветить с надлежащей полнотой, изложив все более или менее выдающиеся взгляды на происхождение нефти с их критической оценкой. Сделать это мы считаем уместным именно в этом разделе книги, к которому читатель подойдет уже вооруженным всеми необходимыми для такой оценки общими знаниями.

Теоретическое значение вопроса о происхождении нефти состоит в том, что правильное его разрешение дает нам истинное представление о протекавших в земной коре процессах, в результате которых возникла нефть, как минеральное тело, и образовались в конечном счете ее залежи; оно удовлетворяет нашему стремлению к познанию природы и установлению закономерной связи между происходящими в ней явлениями в процессе их непрерывного развития, знакомит нас на конкретном примере с одной из струй единого великого потока диалектического развития природы и устраняет, таким образом, ряд ложных представлений, имеющих порою характер фантастических выдумок.

Вопрос о происхождении нефти до настоящего времени * остается одним из запутанных и неясных. По этому поводу было наговорено так много всякого вздора и нелепиц, что стремление внести сюда ясность на основе учета всех данных, имеющих научную ценность, заслуживает полного внимания. Знаменитый геолог Ганс Гёфер в качестве забавного примера, ради курьеза, приводит мнение одного варшавского каноника конца XVIII века о «райском» происхождении нефти. Этот «святой» отец в своем «благочестивом» размышлении додумался до следующей оригина-

* Современное состояние вопроса о происхождении нефти освещается в прилагаемых примечаниях.

нальной нелепости. По его представлению, Земля в раю была настолько плодородная, что содержала до известной глубины жировые примеси, которые после грехопадения (так!) отчасти были приподняты солнцем на воздух, отчасти же благодаря тяжести погружались в землю, смешиваясь с разными веществами. Окончательному превращению их в нефть содействовал всемирный потоп.

Еще более курьезное объяснение возникновению пенсильванской нефти выдвинул один из американских нефтепромышленников, не знаем только, всерьез или для смеха. Г. Гёфер сообщает об одном таком чудаке, который считал, что нефть образовалась из мочи китов на дне полярных морей, откуда по подземным путям проникла в Пенсильванию. До таких абсурдов могут додуматься действительно только «святые» отцы, у которых все миропонимание представляет сплошной абсурд, или же невежественные рыцари наживы, у которых вообще никакого миропонимания, не приносящего барышей, не существует. Рядом с этими курьезными нелепостями создано несколько гипотез, имеющих якобы научное обоснование, но на самом деле отличающихся большой фантастичностью. Поэтому правильное разрешение вопроса о происхождении нефти расчистит всю фантастику, которая облепила этот вопрос, и даст возможность построить теорию о ее происхождении на действительно научных основаниях, соответствующую тому, что на самом деле происходило и происходит в природе.

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 разведки. В настоящее время этот вопрос имеет для нас сугубую остроту. Нефть наряду с углем, рудами и другими полезными ископаемыми принадлежит к категории таких природных богатств, которые, будучи израсходованы, не возобновляются, поэтому мы должны заблаговременно позаботиться, чтобы найти новые месторождения на замену старых, постепенно истощающихся, а для этого нужно твердо знать, где и как их искать. Правильное представление о процессах образования нефти дает нам указание и ответ на вопрос о причинах возникновения разного рода нефтей, обладающих, как известно, весьма разнообразными свойствами. На знании этих свойств основана вся переработка сырой нефти; здесь лежит ключ к разрешению всех вопросов наиболее правильного использования этого ценнейшего продукта.

Все гипотезы о происхождении нефти можно разделить на две большие группы: 1) гипотезы неорганического происхождения нефти и 2) гипотезы органического происхождения.

Каждая из названных групп в свою очередь подразделяется на ряд отдельных гипотез, из которых важнейшие:

1. Неорганического происхождения: карбидная, вулканическая, космическая.

2. Органического происхождения: животного, растительного, смешанного—растительного и животного.

В основе большинства этих гипотез лежит фактический материал, полученный в результате обобщения лабораторных опытов. Процессы, которые приводили к образованию нефтеподобных продуктов в лабораториях, отождествлялись с процессами природы, и считалось, что и в природе нефть происходит таким же путем и в результате таких же реакций, как в пробирке, колбе или реторте в лабораторной обстановке. Суть опытов сводилась к получению искусственных нефтеподобных продуктов путем неорганического и органического их синтеза.

Первые гипотезы о происхождении нефти возникали почти одновременно с современной крупной нефтепромышленностью: в 1859 г. была пробурена первая нефтяная скважина в штате Пенсильвания; в 1866 г. Бертело впервые высказал предположение о том, что нефть образовалась в глубинных зонах земной коры из минеральных веществ. Знаменитый французский химик может, следовательно, считаться отцом современной гипотезы неорганического происхождения нефти. Спустя несколько лет начались некоторые исследования, имевшие конечной целью подвести экспериментальную базу под высказанную Бертело в общей форме генетическую гипотезу.

НЕОРГАНИЧЕСКИЕ СИНТЕЗЫ НЕФТИ

Эти исследования направлялись по двум основным линиям, углеводороды получались действием на углеродистые металлы: 1) кислот и 2) воды (гидролиз).

Первые опыты, проведенные в 1877—1878 гг. химиком Cloëz, как будто до известной степени подтверждали мысли Бертело. Эти опыты состояли в действии соляной или серной кислоты на зеркальный чугун, содержащий 4% углерода. В результате получались водород и значительное количество насыщенных и ненасыщенных углеводородов с запахом, напоминающим нефть. Удалив из сырой смеси олефины бромом и крепкой серной кислотой, Cloëz путем фракционировки получил углеводороды метанового ряда: $C_{10}H_{22}$ и другие до $C_{16}H_{34}$.

Еще больший интерес представляют его опыты с ферромарганцем, богатым углеродом и содержащим 38,2% марганца и 56,5% железа, на который он действовал горячей водой. В результате получилась нефтеподобная смесь углеводородов. Этим были

подтверждены предположения о минеральном происхождении нефти другого французского ученого Буассона и его опыты, при которых он в результате воздействия водяных паров на железо при белом калении получил жидкое, похожее на нефть соединение сначала при температуре 300° С, а потом при несколько ином составе сплава (81—85% марганца, 9,5—6% железа), — при более низкой температуре (100° С).

Углеводороды могут быть получены путем и других реакций, например, нагреванием карбида кальция с хлористым аммонием и непосредственным воздействием последнего на железо, содержащее углерод. Поскольку хлористый аммоний часто встречается в вулканических эманациях, положительные результаты экспериментирования с этим реагентом приобретают особый интерес с точки зрения подкрепления ими минеральной гипотезы генезиса нефти.

Опыты К. В. Харичкова доказали, что образование нефтеподобных углеводородов из чугуна может происходить при сравнительно низкой температуре, именно при обработке чугуна на водяной бане растворами хлористого магния и поваренной соли или просто поваренной соли, но в присутствии углекислоты. В результате опыта получались маслянистые продукты, состоящие главным образом из ненасыщенных углеводородов, растворявшихся нацело в серной кислоте [46].

Опыты П. Сабатье и его сотрудника Сандэрана возбуждают заслуженное внимание и представляют наиболее интересный пример неорганического синтеза нефти. Смесь непредельного углеводорода, с водородом подвергается (в присутствии катализатора — никеля) нагреванию при температуре не свыше 180°. Происходит процесс гидрогенизации ненасыщенных углеводородов. В результате получается светло-желтая жидкость удельного веса 0,790, состоящая из предельных углеводородов и напоминающая по своим свойствам пенсильванскую нефть. При несколько измененных условиях опыта получаются и другие результаты: так, если пропускать ацетилен без водорода над никелем при температуре 200°С, получается вещество, богатое ароматическими углеводородами. При вторичном пропускании этого последнего над никелем получается смесь нафтенов, т. е. нефть типа бакинской. Здесь, очевидно, мы имеем процесс полимеризации и образования под влиянием катализаторов циклических соединений. Бертело доказал, что полимеризация ацетилена (C_2H_2) дает бензол (C_6H_6) при температуре размягчения стекла. Далее в литературе встречаются указания, что углеводороды могут получаться и при других реакциях. Например, еще в 1863 г. была известна возможность непосредственного получения ацетилена при пропускании водорода между угольными концами вольтовой дуги, но тогда на это не обратили должного внимания. Еще Бертело указал, что щелочные металлы, реагируя с CO_2, образуют карбиды, или ацетиды и кислород, который потом уходит из сферы реа-

гирования. Когда карбиды приходят в соприкосновение с водой, получается ацетилен (C_2H_2), который, претерпевая дальнейшие изменения (гидрогенизацию) и полимеризацию, дает углеводороды типа нефти.

На основании всех этих опытных данных было построено несколько неорганических гипотез происхождения нефти. На основании опытов Cloëz'a и своих собственных Д. И. Менделеев создал в 1877 г. свою знаменитую карбидную гипотезу [47].

Карбидная гипотеза

Суть этой гипотезы, с которой в самых общих чертах мы уже познакомились, состоит в следующем.

Д. И. Менделеев пришел к выводу, что внутренность Земли состоит из расплавленных металлов (по преимуществу железа), содержащих некоторое количество углерода (карбиды). Расплавленное металлическое ядро земного шара (барисфера) покрыто сравнительно тонкой твердой корой (литосферой).

В литосфере также должны заключаться карбиды металлов, притом как в твердом, так и в жидком состоянии. С этими-то карбидами литосферы Д. И. Менделеев и связывает образование нефти. По трещинам, образовавшимся в земной коре во время горообразовательных процессов, в глубь Земли к металлическим массам проникала вода, которая действовала на карбидные металлы, образуя окислы металлов и углеводороды, согласно реакции Э н г л е р а:

$$2FeC + 3H_2O = Fe_2O_3 + C_2H_6.$$

Углеводороды, возникавшие в газообразном состоянии, поднимались в верхние холодные части земной коры, где они скоплялись и конденсировались во всякого рода пустотах, или пористых осадочных породах (песках, песчаниках, известняках и пр.), образуя, таким образом, залежи нефти. Этот процесс, по мнению Д. И. Менделеева, наблюдался не только в прошлые геологические периоды, но происходит и сейчас, так что залежи нефти, по предположению Менделеева, могут пополняться и возобновляться в случае их истощения.

Эта гипотеза с химической точки зрения является как будто наиболее простой и понятной, однако на основании данных Муассана [1], если не считать карбида алюминия (Al_4C_3), который с водою дает чистый метан, большинство карбидов дают ацетилен, либо смесь последнего с метаном, либо, наконец, метан с водородом. Кроме того, при очень высоких температурах, которые должны господствовать на значительных глубинах в земной коре, проникшая туда вода будет там находиться в виде перегретого водяного пара. Опытами установлено, что в результате воздей-

[1] Comptes rendus. Paris, 1896, 122, 454.

ствия перегретого водяного пара на чугун получается свободный водород и незначительные количества олефинов и других непредельных углеводородов. Следовательно, помимо прямого и непосредственного воздействия воды на карбиды возникает необходимость допустить и последующие реакции и, в первую очередь, возможность явлений гидрогенизации и полимеризации углеводородов в недрах Земли.

При Д. И. Менделееве вопрос получения углеводородов путем каталитического синтеза не был разработан в достаточной степени. С особой показательностью он выступает в вышеупомянутых опытах Сабатье, где роль катализаторов играет никель. В последнее время исследования Бергиуса показали, что гидрогенизация непредельных соединений может происходить и без наличия катализаторов, но при высоком давлении и температуре в 200—300° С. Опыты В. Н. Ипатьева также показали, что в случае высокого давления и присутствия окислов металлов возможны реакции полимеризации ацетилена и его ближайших гомологов и образование ароматических углеводородов, которые при последующей гидрогенизации дают нафтены. Другими исследователями произведен ряд опытов по полимеризации и гидрогенизации разного рода ненасыщенных углеводородов, в результате которых получались углеводороды ароматического и нафтенового рядов. Одним словом, при действии воды на карбиды и в результате последующих реакций полимеризации и гидрогенизации, при наличии катализатора, или высокого давления и температуры могла возникнуть сложная смесь углеводородов, являющихся главнейшей составной частью современных нефтей. Допуская же существование в земных недрах не только карбидных, но и карбонильных соединений железа, никеля и других тяжелых металлов, а также нитридов металлов, и принимая во внимание наличие в земной коре сульфидов, можно вполне объяснить присутствие в нефти азотистых, сернистых соединений, водорода и окиси углерода, т. е. всех второстепенных компонентов современных нефтей и все разнообразие их.

С этой точки зрения карбидная гипотеза как будто представляет довольно стройную и вполне химически обоснованную гипотезу, и, тем не менее, эта гипотеза встретила возражения, наиболее существенным из которых явилось следующее. Проф. Вальден (Рига) отметил забытый факт, что все полученные в результате неорганического синтеза нефти являются оптически неактивными, тогда как все природные нефти, за весьма малыми исключениями, оптически активны: они вращают плоскость поляризации светового луча. Карбидная и вообще все другие минеральные гипотезы не могут дать удовлетворительного объяснения этого факта. Все попытки получить из неактивных веществ активное оптическое вещество кончились полной неудачей. На основании всех этих фактов Вальден пришел к заключению о полной несостоятельности не только карбидной, но и других гипотез минераль-

ного происхождения нефти. Правда, работы Брэдига в 1911 и 1912 гг. как будто показывают возможность получения некоторых активных органических соединений (только не нефтей) из неактивного исходного материала, однако при обязательном присутствии катализаторов органического происхождения (никотин и хинин). Если такие реакции и возможны в ограниченных пределах лабораторного опыта, то надо иметь чрезвычайно смелое воображение, чтобы допустить их существование в огромных масштабах в великой лаборатории природы, и, наконец, в таком виде гипотеза перестает быть чисто минеральной, становясь уже минерально-органической. Но самые главные возражения она встречает со стороны геологии ввиду полного ее несоответствия с основными данными геологического характера.

Прежде всего она предполагает не только наличие расплавленных или мягких металлических масс в земном ядре, но и существование каких-то обособленных очагов таких расплавленных или мягких масс и в пределах земной коры (литосферы). Далее она требует наличия среди этих металлических масс непременно карбидов или углеродистых металлов.

Относительно физического состояния земного ядра, или барисферы, в настоящее время считается доказанным, что оно состоит из тяжелых металлов, которые там находятся не в расплавленно-жидком, а в твердом состоянии. По крайней мере, оно ведет себя как твердое тело, о чем свидетельствуют явления прецессий и нутаций и распространение в нем упругих колебаний, возникающих при землетрясениях. Входят ли в состав этого ядра карбиды, вопрос нерешенный. Нет ни одного факта, конкретно подтверждающего подобное предположение, как нет и фактов, позволяющих делать прямо противоположное заключение. Обособленные очаги внутри затвердевшей земной коры, содержащие жидкие расплавленные массы, существуют вне всякого сомнения: об этом свидетельствуют извержения подобных масс, наблюдающиеся в настоящее время в многочисленных вулканах и бывшие и в прежние геологические эпохи; об этом свидетельствуют и часто наблюдающиеся интрузии массивно-кристаллических пород в виде лакколитов, батолитов, жил и т. п. Но состав интрузивных и изверженных масс ничего общего с составом биосферы или земного ядра не имеет. Интрузивные породы представлены главным образом гранитами, сиенитами, диоритами, габбро, перидотитами, пироксенитами, т. е. породами легкими — удельного веса около 2,5 (средний удельный вес земной коры), а изверженные, или эффузивные, породы представлены порфиритами, дацитами, базальтами, андезитами, т. е. тоже легкими породами приблизительно такого же удельного веса. Металлические соединения в виде руд различных металлов играют в составе их подчиненную роль. Карбидов металлов среди них до сего времени не найдено. Распространены все эти породы в местах интенсивной вулканической деятельности настоящего или прошлого времени,

т. е. как раз там, где скоплений нефти не наблюдается. Эти факты являются сами по себе вполне достаточными, чтобы опровергнуть карбидную гипотезу.

Но допустим, что в земном ядре существуют карбидные металлы. Необходимо, чтобы они пришли в соприкосновение с водой. Нужно, следовательно, допустить или проникновение внутрь земли вод с ее поверхности, или же возможность существования так называемых ювенильных вод, возникших в результате выделений из магмы. Первое и второе предположения вызывают необходимость существования путей, по которым вода могла бы спускаться вглубь до металлического ядра и по которым могли бы подниматься продукты, возникшие в результате воздействия воды того или иного происхождения на карбиды. Необходимо, следовательно, допустить существование двух путей: 1) от земного ядра до поверхности и 2) от магматических очагов тоже до поверхности.

Разберем первый случай. Трещины в литосфере существуют, и по ним возможно, конечно, допустить проникновение поверхностных вод в глубь земной коры. Но эти трещины за пределы земной коры (литосферы) не выходят и не достигают металлического ядра (барисферы), ибо, согласно прежним представлениям, между корою и ядром лежит срединный пояс, который, по предположению Лазо, приближается по своему составу к оливину, и его поэтому можно назвать оливиновым поясом. Предполагается, что оливиновый пояс находится не в совершенно твердом, а в вязком, пластическом состоянии. В таком слое, конечно, должны исчезнуть все трещины. Ван-Хайз теоретически вывел, что поры в породах не могут встречаться ниже глубины в 20—30 *км*. На еще большей глубине горные породы становятся скрытопластичными и, согласно Гейму, уподобляются под большим давлением густым жидкостям: все заметные пустоты в них замкнулись (Э. Блюмер).

Под твердой земной корой лежит базальтовый субстрат, близкий к пластическому состоянию, при наличии которого в субстрате не могут образоваться трещины. Следовательно, этот базальтовый пояс служит непреодолимым препятствием для проникновения воды до земного ядра и подъема из ядра углеводородных эманаций, если бы такие и могли возникнуть в результате воздействия ювенильной воды на карбиды металлов. Следовательно, возникновение углеводородов в земном ядре и подъем их в верхние зоны земной коры можно считать исключенным.

Второй случай. Возникновение углеводородов в магматических очагах и подъем, или возгон их, в верхние части земной коры приводит нас ко второй гипотезе неорганического происхождения нефти, именно к гипотезе вулканического ее происхождения, горячим защитником которой является Юджин Кост (Eugen Coste).

Вулканическая гипотеза

Вулканическая гипотеза признает возможность возникновения углеводородов в магматических очагах, залегающих в основании ныне действующих и потухших вулканов. В газовых эманациях, выделяющихся из магмы, содержатся наряду с другими газами и углеводороды, которые, попадая в верхние части земной коры, конденсируются и скопляются в трещинах, пустотах и пористых пластах. Иногда изверженные огненно-жидкие массы, пересекая при своем подъеме битуминозные породы (угли и сланцы), являются причиной возникновения продуктов перегонки, или дистилляции этих пород (жидкие битумы в шотландских горючих сланцах и др.). Какой же фактический материал привлекается в ее обоснование? Во-первых, близкая связь некоторых нефтяных месторождений с изверженными породами и нахождение нефти в самих изверженных породах; во-вторых, нахождение в вулканических эманациях метана, жидких углеводородов и твердых парафинов в базальтовых лавах близ вулкана Этны; подобное же явление наблюдалось в вулканах Японии; в-третьих, наличие в некоторых нефтяных месторождениях горячих вод глубинного (ювенильного) происхождения. Высокий процент во многих водах нефтяных месторождений хлористых кальция и магния некоторые исследователи склонны объяснить их глубинным происхождением.

Оценим критически весь этот фактический материал, на котором базируется вулканическая гипотеза.

1. Связь между нефтяными месторождениями, имеющими крупное промышленное значение (Мексика, штат Техас и пр.), и изверженными породами, принимающими участие в строении этих месторождений, несомненно, существует. Характер этой связи, однако, совершенно особый. Он выяснен нами в предыдущей главе, где указано, что изверженные породы играли роль в формировании месторождения, в подготовке места для скопления нефти и в образовании путей для ее движения, но материнской породой, давшей нефть, были не они, а другие породы осадочного происхождения. После сформирования месторождения явления, связанные с изверженными породами, оказали влияние на состав газов и характер сопровождающих ее нефти и вод. Например, наличие в некоторых газах нефтяных месторождений гелия и отчасти азота может быть объяснено реакциями только неорганического характера. Впрочем, иногда сильные колебания в содержании азота и сопровождающего его гелия в природных газах могут быть объяснены и реакциями органического характера.

2. Вулканическая теория не указывает, в результате каких же именно химических реакций возникают углеводороды в магматических очагах. Если имеется в виду воздействие воды, проникшей туда с поверхности, или воды, выделившейся из магмы, на карбиды, то мы уже указали, что в продуктах извержения и в ин-

трузиях расплавленных масс до сего времени карбидов не найдено. Другие возможные реакции нам неизвестны. Непосредственное выделение углеводородов из магмы тоже весьма проблематично. Если в газовых эманациях вулканов и встречаются углеводороды, то роль их в составе этих эманаций чрезвычайно ограничена: так, в вулканах сольфатарного типа выделяются газы, в которых преобладающую роль играет углекислый газ, а также сернистый водород. Трудно предположить, чтобы газы, столь бедные углеводородами, могли послужить источником для образования колоссальных залежей нефти. Они могут объяснять только те случайные, крайне ничтожные, скопления битумов, которые изредка встречаются в вулканах (Этна и др.). Если бы вулканические очаги были действительными источниками образования больших скоплений нефти, то максимальные нефтепроявления и скопления нефти совпадали бы с областями максимального развития вулканической деятельности как в прошлом, так и в настоящем. А так как вулканические области и являются в то же время областями максимального проявления дислокационных процессов, то мы должны были бы встречать нефтяные месторождения именно в таких областях, каковыми являются центральные части горных хребтов. Как раз там-то мы и не находим не только значительных скоплений нефти, но и более или менее ясно выраженных ее внешних проявлений. Наоборот, громаднейшие нефтяные месторождения, как это видно из предыдущих глав, находятся на окраинных частях хребтов, в зонах вторичной, часто слабо развитой складчатости, а иногда и вне всякой связи с горными хребтами, в областях с чрезвычайно слабо выраженной тектоникой и удаленных на большие расстояния от очагов вулканической деятельности.

З. Г. Гёфер указывает, что Э. Зюссу представляется весьма правдоподобным тот факт, что вода горячих источников, имеющая постоянную температуру, происходит из магмы, т. е. является водой ювенильного происхождения. Но во всех таких горячих источниках, как, например, в Карлсбадском шпруделе, никаких следов углеводородов не найдено. Весьма вероятно, что в некоторых нефтяных месторождениях сопровождающие нефть воды имеют глубинное происхождение, например, на о. Тринидад. Но это, однако, не означает, что и нефть здесь того же происхождения. Точно так же нельзя из-за высокого содержания хлористых кальция и магния в водах нефтяных месторождений делать заключения об эманационном происхождении нефти, ибо оба эти явления могут быть генетически и не связаны друг с другом.

Иногда в качестве доказательства правильности гипотезы вулканического происхождения нефти приводят общеизвестные случаи дистилляции битуминозных пород (углей и горючих сланцев) в результате воздействия на них пород изверженных. При этом в пустотах пород как битуминозных, так и вторгшихся в них изверженных находят жидкие углеводороды, примером чего могут

служить горючие сланцы Шотландии и доплериты Кару в Южной Африке. В Кару было обнаружено, что на больших пространствах вторгшиеся изверженные породы содержат небольшие количества углеводородов либо в виде жидкой легкой нефти, либо в виде мягких, а иногда твердых, упругих смолистых соединений *. Собранная для анализа нефть показала, что она содержит в большом количестве непредельные углеводороды, получившиеся в результате сухой перегонки углей (доплеритов), и ничего общего с природной нефтью не имеет. Довольно странно приводить такие факты в подтверждение вулканической гипотезы, суть которой состоит в учении о газовых эманациях, содержащих углеводороды и поднимающихся в верхние части земной коры из магматических очагов. Как видно из предыдущего, эта суть не имеет фактического обоснования, и вся гипотеза представляется совершенно необоснованной.

Космическая гипотеза

Гипотеза космического происхождения нефти была выдвинута в 1892 г. русским геологом Н. А. Соколовым. Учитывая факты нахождения битумов в метеоритах и наличие углеводородов в хвосте некоторых комет, Соколов пришел к заключению, что в фазу звездного состояния нашей Земли в ее газовой оболочке находились углеводороды. По мере охлаждения они поглощались и растворялись в жидкой расплавленной магме. Впоследствии, когда Земля окончательно отвердела и образовалась земная кора, магма, застывая, снова начала выделять углеводороды, которые по трещинам в земной коре поднимались в верхние ее части, сгущались здесь и образовывали нефтяные залежи.

Критикуя эту теорию, Г. Гёфер говорит, что она дает больше фантастических данных, чем действительных доказательств. Мы думаем, что она, как и карбидная гипотеза, сплошь построена на предположениях и допущениях, остающихся пока совершенно не доказанными. Есть неоспоримый факт, что магма содержит в себе в растворенном виде небольшое количество углеводородов (метеориты, буровая скважина, пробуренная в дунитовом массиве на Урале и получившая приток газа, содержащего водород и метан). Такие углеводороды при известных условиях выделяются и образуют те незначительные скопления нефти, которые наблюдаются в ряде мест земного шара в массивно-кристаллических породах. Небольшие, не имеющие практического значения скопления нефти могли иметь неорганическое происхождение,

* По-видимому, это все нафтоиды, т. е. нафтидоподобные (сходные по ряду признаков с нефтью или ее природными производными — асфальтом и т. д.) вещества, возникшие в результате геологически весьма быстрой перегонки органического вещества в осадочных породах, в частности в горючих сланцах, под воздействием магматического тепла. Минералы и минералоиды, относящиеся к нафтоидам, описаны в ряде работ В. А. Успенского.

возникая в результате небольших выделений ее из магмы. Но ведь мы ведем все наши рассуждения не об этих эпизодических, ничтожных по своим размерам проявлениях нефти, а о тех массовых ее скоплениях, которые слагают настоящие нефтяные месторождения — сырьевые базы современной мировой нефтепромышленности.

Если же иметь в виду вообще происхождение нефти и ее небольшие, не имеющие практического значения скопления, то нужно признать, что в очень редких случаях и в весьма ограниченных количествах нефть имеет неорганическое происхождение и возникла в результате чрезвычайно небольших выделений из магмы. Только с этой точки зрения космическая гипотеза и заслуживает того, чтобы о ней упомянуть. Но так как она претендует на универсальность, то понятно, она должна быть признана несостоятельной и фантастической в той же мере, как и карбидная и вулканическая и вообще все так называемые эманационные гипотезы неорганического происхождения нефти, основным недостатком которых является то, что все они построены на догадках и предположениях и теоретических рассуждениях, которые с геологической точки зрения не могут быть доказаны. Поэтому от них отказались не только почти все геологи, но большинство химиков, которым факты неорганического синтеза нефти в лабораторных условиях долгое время мешали оценить значение возражений, которые приводились геологами. В природе они искали аналогий условиям лабораторного опыта и, по моему мнению, до сего времени не нашли. По справедливому замечанию К. Крэга, гипотезы неорганического происхождения нефти представляют собою главным образом догадки химиков и кабинетных ученых. Основанные на предположениях и теоретических рассуждениях, они ни разу не проверены на практике и не подтверждены геологическими наблюдениями.

ОРГАНИЧЕСКОЕ ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ*

В то время как в лабораториях ставились опыты по получению нефтеподобных продуктов из неорганических веществ, научная мысль под влиянием фактов геологического порядка стремилась разрешить проблему происхождения нефти другим путем — по ли-

* И. М. Губкин назвал этот раздел «Органический синтез нефти». В настоящее время под органическим синтезом обычно понимается искусственное образование органических (в химическом смысле) веществ из более простых химических соединений, а также из элементов. Например, органическим синтезом является получение органических веществ из CO и CO_2 из солей угольной кислоты и других соединений, обычно причисляемых к неорганическим веществам (БСЭ, т. 39, 1956, стр. 111). Так как в действительности И. М. Губкин, говоря об органическом синтезе (некоторые неорганики допускают образование нефти именно за счет такого рода органического синтеза из газов, в том числе и ювенильного водорода), имел в виду нечто совсем другое, то было решено изменить название этого раздела.

нии получения синтетической нефти из органических материалов. Особо значительными в этом отношении являются опыты К. Энглера и его учеников (1888 г.). Исходным материалом для своих опытов К. Энглер взял животные и растительные жиры. Для первого опыта был взят рыбий (сельдевый) жир. В перегонном аппарате К. Крэга при давлении в 10 *ат* и при температуре 400° С было перегнано 492 *кг* рыбьего жира, в результате чего получились масло, горючие газы и вода, а также жир и разные кислоты. Масла было получено 299 *кг* (61%) уд. веса 0,8105, состоящего на 9/10 из углеводородов коричневого цвета с сильной зеленой флуоресценцией. После очистки серной кислотой и последующей нейтрализации масло было подвергнуто дробной разгонке. В его низших фракциях оказались главным образом предельные углеводороды — от пентана до нонана включительно. Из фракций, кипящих выше 300° С, был выделен парафин с температурой плавления в 49—51° С. Кроме того, были получены смазочные масла, в состав которых входили олефины, нафтены и ароматические углеводороды, но в весьма небольших количествах. Продукт перегонки жиров под давлением по своему составу отличался от природных нефтей. К. Энглер дал ему название «протопетролеум». Образование углистого остатка при этом не происходило, чему К. Энглер придавал особое значение, поскольку при перегонке растительных остатков (углей, торфа, древесины) в перегонном аппарате всегда образуется углистая масса. А так как в нефтяных месторождениях не наблюдается более или менее значительных скоплений угля, К. Энглер сделал вывод, что только животные жиры, без остатка превращающиеся в протопетролиум, могли быть материнским веществом для нефти. Несколько позднее К. Энглер получил углеводороды из масел: репейного, оливкового и коровьего и пчелиного воска [48]. Штадлер получил аналогичные продукты при перегонке льняного семени.

Подвергая жиры продолжительному нагреванию без давления, Кюнклер получил нефтеобразные продукты; например, из оленна при 370° С было получено масло, которое при вторичной перегонке дало дистиллят с запахом керосина (погон при 253—315° С уд. веса 0,823), смазочные масла и асфальтообразный остаток.

В 1921 г. японский геолог Кобаяши получил искусственную нефть, перегоняя жир сельдей и других рыб без давления, но в присутствии катализатора — гидросиликата алюминия.

К. Энглер и Кобаяши получили синтетическую нефть из жиров животного происхождения. Акад. Н. Д. Зелинскому в 1919 г. удалось получить искусственную нефть, близкую к природной, из органического материала растительного происхождения. Он подверг сухой перегонке в аппарате Гольде, не применяя повышенного давления, сапропель Алакольского залива оз. Балхаш, названный по имени этого озера балхашитом. Балхашит представляет сухую пластическую массу с характерным запахом сала и воска и содержанием 96% органического вещества. При пере-

гонке его были получены следующие продукты: сырой смолы — 63,2%, кокса — 16,0% и газа — 20,8%. Газ состоял из метана, окиси углерода, водорода и сероводорода. В полученной смоле удельного веса 0,82 содержалось 48% пирогенетической воды. Безводная смола была еще раз перегнана, причем получилось: бензина удельного веса 0,726 — 17% (до 150°), керосина удельного веса 0,794 — 60% (150—335°) и тяжелых масел — 16% (340°). Выход очищенных рыночных продуктов составлял 55,2% от всей смолы. В состав бензина входили углеводороды ряда C_nH_{2n+2}, циклопарафины или нафтены и ароматические, а в состав керосина — углеводороды ряда C_nH_{2n} типа циклических полиметиленов. Вообще, получился ряд углеводородов, которые близки по составу к природным нефтям, очищенным от смол и непредельных углеводородов. Н. Д. Зелинский утверждает, что «. смесь этих углеводородов может быть названа искусственной нефтью, полученной из органического материала, который не является животным жиром», так как в маслах из сапропеля найдены все типичные представители углеводородов, составляющих природную нефть, а именно, парафины легколетучие, парафины кристаллические, нафтены и ароматические углеводороды.

Высокие погоны, полученные из этой искусственной нефти, оказались оптически слабо деятельными. Сходство между искусственной нефтью и нефтью природной сказывается также в том, что легкие и тяжелые масла из сапропелевой нефти при разложении их хлористым алюминием дали по своему химическому характеру те же продукты расщепления, как и масла из природной нефти.

Опыты перегонки различного рода животных и растительных жиров были после К. Энглера проделаны в многочисленных лабораториях и доставили богатый фактический материал, легший в основу гипотез органического происхождения нефти. Нужно отметить, что лабораторные исследования развивались рука об руку с полевыми геологическими наблюдениями. Достаточно указать, что гипотеза животного происхождения нефти построена К. Энглером совместно с Г. Гёфером, который подвел под нее геологическое обоснование.

Основным пунктом расхождения всех органических гипотез является вопрос, из какого именно органического материала произошла нефть. Одни, как К. Энглер и Г. Гёфер, утверждают, что нефть произошла из животного материала; другие, например, Лэкре, Крэг,— из растений; третьи — что в образовании нефти принимал участие органогенный материал растительного и животного происхождения.

Гипотеза происхождения нефти из животных остатков

Эта гипотеза может быть названа теорией Энглера—Гёфера, так как оба они являются ее творцами и горячими защитниками [49].

Вот как в основных чертах она сформулирована этими учеными.

Нефть возникла из жиров погибших животных, каковыми являются рыбы, рептилии и низшие организмы: фораминиферы (орбулины, глобигерины), радиолярии и пр. Растительные организмы играли подчиненную роль, участвуя в образовании нефти главным образом своими восками, жирами и смолами. Превращение жиров в нефть совершалось в изменявшихся условиях давления и температуры, поэтому процесс мог совершаться в одних случаях быстро, в других крайне медленно. Он имел место во все геологические эпохи, в которые происходило отложение осадков.

В конечном результате после ряда превращений из исходного животного материала получались насыщенные углеводороды метанового ряда, нафтены, олефины, терпены и другие ненасыщенные углеводороды, кислородные соединения (кислоты, кетоны, фенолы, асфальт и др.) и небольшое количество сернистых и азотистых соединений. Различия в условиях образования (изменение температуры, давления) приводили к изменению количественных соотношений составных частей, а это в свою очередь служило причиной возникновения различных нефтей.

Для того чтобы эта гипотеза могла получить общий характер, т. е. объяснить с достаточной вероятностью происхождение всех нефтей и во все времена, надо посмотреть, насколько она удовлетворяет этому признаку всеобщности. Первоначальное требование, предъявляемое к ней, состоит в том, чтобы она дала удовлетворительный ответ на вопрос: *существуют ли в природе условия, обеспечивающие накопление такого количества животного материала, которое могло бы быть достаточным для образования тех громадных количеств нефти, какие сконцентрированы в отдельных месторождениях, входящих в состав целых нефтеносных областей*?

Возьмем для примера Кавказ. Здесь нефтепроявления и отдельные месторождения прослеживаются почти в непрерывной окраинной полосе, окружающей Кавказ со всех сторон. Наша Эмбенская нефтеносная область занимает площадь до 250 тыс. *км*^{2}, площадь более концентрированных нефтепроявлений занимает свыше 130 тыс. *км*^{2}. В пределах ее известно свыше 250 отдельных месторождений нефти с площадью питания отдельных месторождений до 800 *км*^{2}.

Аппалачская нефтеносная область в США имеет площадь приблизительно в 200 тыс. *км*^{2}. В этой старейшей по времени эксплуатации нефтеносной области перебывало в разработке около 350 нефтяных месторождений. В среднем на одно месторождение приходится около 600 *км*^{2} площади питания. Следовательно, если считать гипотезу животного происхождения имеющей универсальное значение, мы должны допустить, что накопление, распределение, изменение и превращение в нефть животного материала должно было происходить на огромных площадях. Поскольку

скопления нефти начали образовываться со времени возникновения нормальных осадочных образований и накопления в них органического материала, этот процесс имел место во все геологические эпохи, начиная с кембрийской и вплоть до нашего времени включительно. Иными словами, процесс нефтеобразования имеет региональный и постоянный характер *. Накопление органогенного материала, из которого впоследствии возникает нефть, совершается и в настоящее время, как оно совершалось во все предыдущие геологические эпохи, когда оказывались налицо благоприятные для возникновения и протекания этого процесса условия.

Что же приводится сторонниками гипотезы в подтверждение возможности скопления больших масс животного материала, могущего послужить источником образования нефти? Прежде всего выдвигается так называемая «теория барров» Оксэниуса, который считает, что в прибрежных частях моря отдельные его части могут отшнуровываться от этого последнего, причем может произойти полная изоляция какого-нибудь залива, вследствие чего биологические условия этой части моря могут резко измениться, и населяющая его фауна в силу неприспособленности к новым условиям жизни должна погибнуть. Эта массовая гибель животных и может дать материал для образования нефти. В качестве примера подобного рода приводится залив Кара-Богаз-Гол, представляющий часть Каспийского моря, отделенную от него песчаной перемычкой. Он представляет собой как бы обширную чашу, в которой вследствие пустынного климата происходит чрезвычайно усиленное испарение воды и выпадение солей из сильно концентрированного рассола, достигающего степени насыщения. В осеннее и зимнее время во время штормов сюда волнением со стороны моря загоняются целые косяки рыбы. Попав в ненормальные условия, они здесь погибают в массовых количествах. Что это именно так и происходит, подтверждают разведочные работы: при неглубоком бурении на дне залива среди донных отложений соли встречены прослойки, состоящие сплошь из погибшей рыбы.

Подходя критически к оценке возможной роли рыб в качестве материнского вещества для нефти, необходимо обратить внимание, что своего более или менее раннего развития фауна рыб достигла в девоне, следовательно, ими трудно пользоваться для объяснения происхождения нефти в более древние геологические эпохи, например, в кембро-силуре.

---

* И. М. Губкин в данной книге, как и в других своих публикациях, неоднократно подчеркивает две важные черты нефтеобразования — *региональность* процесса и его *постоянство* с древнейших времен — «с тех пор, как возникли нормальные осадочные породы» (Губкин, изд. 2-е, 1937, стр. 445; в данном издании — стр. 318). Он писал и о непрерывности процесса (Губкин, изд. 2-е, 1937, стр. 450; в данном издании — стр. 328), а в первом издании употребил даже слово «безостановочный».

Другой пример массового скопления животного материала в результате массовой гибели приводит Н. И. Андрусов, указывающий, что на дне Черного моря лежит целый слой ракуши, представленной главным образом видом *Dreissenia polymorpha*; этот слой нащупан лотом при промерах морского дна. Образование этого донного слоя Н. И. Андрусов объясняет так. По его мнению, в эпоху оледенения Европы на месте нынешнего Черного моря существовал большой пресноводный или полупресноводный замкнутый бассейн, по биономическим условиям напоминавший современное Каспийское море. В нем в изобилии жили пресноводные моллюски, в том числе и *Dreissenia polymorpha*. В этот бассейн через современный Босфорский пролив прорвались соленые воды Средиземного моря и убили всю фауну моллюсков, не успевшую мигрировать к берегам в устье рек. Эта погибшая фауна в виде толстого слоя покрыла дно Черного моря, начала разлагаться и отравила, по мнению Н. И. Андрусова, нижние зоны Черного моря сероводородом. В свою очередь и представители современной фауны, попадая в эти отравленные зоны, погибают и падают на дно моря, пополняя его новым органогенным материалом.

Если явление гибели дрейсенид произошло именно так, как его рисует Н. И. Андрусов, то мы имеем здесь действительно факт массовой гибели животных, последующее разложение остатков которых могло привести к образованию нефти. Но образование слоя дрейсенид на дне Черного моря может быть объяснено и другим, более простым и более вероятным способом. Примеры громадного скопления раковин в пластах очень обычны. Известные мощные устричные банки, залегающие среди пластов песков, глин и прочего, и их отложение произошло не в результате какой-либо катастрофы, а в нормальных условиях существования соответствующих организмов. В таком же обычном порядке, который мы можем наблюдать и в современных морях, могло произойти скопление раковин дрейсенид и на дне Черного моря. К. Крэг указывает, что очень часто раковины двустворчатых носят на себе «знак смерти» в виде небольшого круглого отверстия, просверленного, по-видимому, другим хищным брюхоногим, которое пожрало содержимое раковины, прежде чем оно могло послужить материалом для нефтеобразования. Поэтому громадные скопления раковин зачастую никакого отношения к нефтеобразованию не имеют.

У Г. Гёфера приводятся многочисленные примеры массовой гибели животных либо вследствие изменений жизненных условий бассейна, либо вследствие эпидемий и вообще каких-либо явлений катастрофического порядка, но все эти явления местного и временного характера, а не регионального и постоянного. Исключение составляет только накопление фораминиферовых отложений, которое происходило в региональном масштабе и, так сказать, в нормальном порядке. Для накоплений осадков этого

типа не нужно прибегать к придумыванию каких-то исключительных обстоятельств и причин. В известных нам фораминиферовых слоях, как таковых, залежей нефти промышленного характера пока не встречено, а если и встречаются среди них нефтеносные прослойки, то присутствие в них нефти связывается с другими слоями: например, в Майкопском районе признаки нефти в фораминиферовых слоях связываются либо со слоями майкопской свиты, либо с битуминозным пластом, залегающим среди фораминиферовых отложений. К. Крэг считает погребение в фораминиферовых отложениях животного материала нелепостью вследствие чрезвычайной медленности накопления фораминиферовых отложений. Прежде чем скончавшаяся фораминифера достигнет места вечного упокоения на дне моря, содержимое ее исчезнет, и на дно падает лишь ее известковая оболочка. Поэтому, как бы ни была обоснована гипотеза животного происхождения с химической точки зрения, с геологической точки зрения она не может быть признана универсальной, могущей объяснить все случаи происхождения нефти во все геологические эпохи. Возможно, что в некоторых отдельных случаях местного и ограниченного значения нефть возникла в результате скопления и последующего изменения животного материала, но мы в настоящее время не можем указать, в каких месторождениях или вообще в каких местах нефть возникла из животного материала.

Одно время так называемые менилитовые сланцы Галиции, изобилующие рыбными остатками, рассматривались как прямое доказательство происхождения нефти из рыб. Теперь подобное объяснение возбуждает сомнение, так как в этих сланцах, кроме остатков рыб, встречаются остатки и более низких форм растительной и отчасти животной жизни. Кроме того, там существуют другие битуминозные сланцы, содержащие в изобилии органогенный материал растительного происхождения и находящийся в более близких соотношениях с нефтеносными горизонтами, чем менилитовые рыбные сланцы.

Взгляды, согласно которым нефти калифорнийская, огайская и канадская, богатые азотистыми и сернистыми соединениями, произошли из остатков животных организмов, а пенсильванская нефть почти безазотистая — из растительных, также нельзя считать обоснованными и соответствующими геологическим условиям залегания этих нефтей.

Но гипотеза животного происхождения встречает возражения и с химической точки зрения. К. Крэг никак не соглашается с тем толкованием процесса изменения животного вещества и превращения его в нефть, которое дано К. Энглером и Г. Гёфером. Он признает их гипотезу весьма остроумной и соглашается, что реакции, подобные предполагаемым ими, можно воспроизвести в лаборатории, но считает, что не требуется больших познаний ни в химии, ни в геологии, чтобы доказать, что в большом масштабе в природе эти реакции происходить не могут.

В самое последнее время против этой теории со стороны химии был сделан ряд возражений проф. Г. Л. Стадниковым [1], по словам которого «. эта теория, объясняющая удовлетворительно образование метановых нефтей, не может объяснить нам происхождение нафтеновых». Ею нельзя объяснить обилие низкокипящих циклических углеводородов в этих нефтях, присутствие сернистых соединений, а также смол и асфальтенов в нафтеново-ароматических нефтях, карбоновых кислот с циклическим строением, а также высокую оптическую активность многих нефтей, ибо совершенно непонятно, как из слабоактивных жиров могли образоваться высокоактивные нефти нафтеновых классов. Однако возможно, что изменения условий опыта могут разрешить удовлетворительно и эти вопросы, устраняя и те возражения, которые ставит гипотезе животного происхождения проф. Г. Л. Стадников. Мы указывали несколько выше, что японскому геологу Кобаяши удалось получить из жира сельдей и других рыб в присутствии катализатора — гидросиликата алюминия — нафтеновую нефть с нафтеновыми кислотами. Таким образом, возражения со стороны химии нам представляются еще не столь категоричными и неустранимыми. Но вот геологические возражения, которые противостоят этой теории, являются, по-видимому, неустранимыми главным образом потому, что она не удовлетворяет основному условию залегания нефти в земной коре — ее региональности. В диффузионно-рассеянном состоянии нефть занимает на земном шаре огромные пространства. Всякая теория ее происхождения должна прежде всего удовлетворить этому условию [50].

Гипотеза происхождения нефти из остатков растений

Роль растений в образовании каменных углей в настоящее время является общепризнанной. Процессам изменения растительного материала наземного, болотного и водного происхождения большое внимание было уделено немецким ученым Г. Потонье. И у нас этому вопросу уделено немало внимания в работах М. А. Залесского [2], а в последнее время — в работах Г. Л. Стадникова. Теория происхождения углей разработана не только в общих чертах, но и в ее деталях, и в настоящее время уже делаются попытки дать генетическую классификацию углей, основанную на их происхождении. Установлено, что уголь и нефть являются членами одного и того же генетического ряда, известного под общим названием каустобиолитов. Поэтому само собой напрашивается вопрос: если уголь, один из важнейших представителей каустобиолитов, образовался из растений, то почему не предположить, что и другой важнейший член того же ряда тоже образовался

---

[1] *Г. Л. Стадников.* Происхождение углей и нефти, изд. 2-е, Л., 1933.
[2] *М. А. Залесский.* Очерк по вопросу образования угля. Пг., 1914.

из материала растительного происхождения, хотя бы и иного характера, состава и при других отличных условиях?

Попытки объяснить происхождение нефти из растений возникли давно. Еще в 1866 г. Лэкре считал, что пенсильванская нефть произошла из морских водорослей *. Был создан ряд гипотез, различающихся одна от другой главным образом исходным материнским материалом, из которого предполагалось происхождение нефти. Были выдвинуты следующие основные предположения. Нефть могла произойти: 1) из ископаемых или минеральных углей, 2) из наземных растений, 3) из морских водорослей и вообще морских растений и 4) из диатомовых водорослей. Здесь мы не упоминаем (по существу, тоже теория растительного происхождения нефти) сапропелевой теории Г. Потонье, так как на ней остановимся особо.

Гипотеза происхождения нефти из ископаемых, или минеральных, углей

Суть этой гипотезы состоит в том, что под влиянием высокой температуры в недрах минеральные угли могут перегоняться, подобно тому как они перегоняются в ретортах и кубах в условиях лабораторной или заводской практики, и давать продукты перегонки, напоминающие по своему характеру нефть. Высокая температура, необходимая для процесса, могла получиться, во-первых, вследствие глубокого залегания углей в земной коре, где можно предполагать наличие подземного жара, во-вторых, вследствие химических процессов разложения пиритов и т. д. Перегонка может совершаться даже в присутствии перегретого пара.

Этой гипотезе можно противопоставить два возражения: одно — со стороны химии, а другое — со стороны геологии.

1. При сухой перегонке угля получается каменноугольная смола, или деготь, по своему составу коренным образом отличающаяся от нефти. Правда, вошел в широкую промышленную практику предложенный Бэргиусом метод гидрогенизации угля, при котором из угля получают продукты, аналогичные нефтепродуктам, но нам пока неизвестно, существует ли и в природе «бэргинизация».

2. В результате сухой перегонки угля должен был бы получиться угольный остаток, напоминающий собою тот кокс, который остается от перегонки угля в искусственных заводских условиях. Такого угольного остатка не найдено, однако, ни в одном нефтяном месторождении. Правда, в литературе есть указа-

* В нашей стране идею об образовании нефти из растений впервые высказал М. В. Ломоносов в своем замечательном труде «О слоях земных» (1763), хотя в первоначальном виде ее высказал в 1725 г. фрайбергский профессор Хенкель.

ние, что нефть содержится в угольных пластах у Моара Эним на Южной Суматре, но она сюда попала вследствие высокой пористости этих пластов, как и в любую пористую породу (Э. Блюмер). В штате Пенсильвания угольные и нефтяные пласты занимают одну и ту же территорию. Но угольные пласты лежат значительно выше нефтяных и моложе их по возрасту, что исключает возможность образования пенсильванской нефти за счет перегонки углей.

Гипотеза происхождения нефти из наземных растений

Здесь под наземной растительностью мы будем подразумевать тот растительный материал наземного происхождения, который растет, накопляется и погребается в болотах, дельтах больших рек, в прибрежных лагунах и образует различного рода торфяники, болотные леса, мангровые заросли и т. п. Относительно роли этого материала в образовании углей ни у кого никакого сомнения не возникает. Является ли подобный материал исходным, материнским материалом и при образовании нефти?

Прежде всего решим вопрос о роли торфа, образование которого происходит именно в региональных масштабах; скопляется ли он в количествах, вполне способных обеспечить образование нефти тоже в больших масштабах?

Здесь будет уместным вспомнить о гипотезе Э. Биннэя, который наблюдал в одной из английских торфяных залежей, в ее нижних слоях, своеобразную битуминизированную массу, происшедшую, по его мнению, за счет разложения торфа под влиянием тепла, развившегося в результате медленного сгорания того же торфа. Э. Биннэй полагал, что здесь происходил процесс сухой перегонки, аналогичный сухой перегонке в ретортах, в результате которого образуются углеводороды, и на основании этого источником нефти считал разложившиеся торфяные растения. Возможность самонагревания в скоплениях отмерших растений, вообще говоря, подтверждается рядом фактов. Г. Потонье приводит ряд примеров самонагревания и даже самовозгорания скученного растительного материала: сена, навоза, упавшей и согнанной ветром в кучи листвы и т. д. Он указывает, например, что копна сена может внутри совершенно обуглиться приблизительно так, как это наблюдается при выжигании угля, и даже загореться, если откроется более широкий доступ кислорода при втыкании шестов или устройстве воздушных ходов и т. д.

По гипотезе Э. Биннэя, процесс нефтеобразования должен происходить во всех торфяных болотах, однако сколько-нибудь значительных количеств нефти в торфяниках не найдено. Если здесь совершается процесс сухой перегонки, то должен быть налицо коксовидный угольный остаток. Такого угольного остатка ни в одном из известных нам нефтяных месторождений не найдено. Согласно Г. Потонье, наземные и болотистые растения, в том числе

и торф, подвергаются процессу карбонизации, в результате которого возникают всякого рода угли, процесс же битуминизации происходит с растительным материалом другого рода.

Гипотеза происхождения нефти из наземных растений наиболее полно и обстоятельно развита К. Крэгом. Остроумно и резко критикуя гипотезу животного происхождения и всякого рода дистилляционные гипотезы, он утверждает, что «. единственным источником происхождения нефти, представляющимся в одно и то же время достаточным по объему и допустимым с точки зрения как физической, так и химической возможности, является наземная растительность» [1]. Сущность этой гипотезы сформулирована им следующим образом: «Нефть образуется из остатков наземной растительности, скопляющихся в глинах или песках, или самостоятельных залежах. путем таких естественных процессов, которые не только можно воспроизвести в лаборатории, но относительно которых может быть доказано, что они происходили в прошлом и совершаются и по сие время. В других условиях эти остатки могут дать угли, лигниты, или углистые сланцы». Следовательно, К. Крэг считает, что исходный материал для образования углей и нефти один и тот же, и условия и формы его накопления одни и те же. Дельты больших рек, застойные водоемы, мелководные лагуны, покрытые болотными или мангровыми лесами, — вот те места, где происходило накопление, последующее погребение растительного материала и превращение его в уголь или нефть, смотря по наличию тех или иных условий, сопровождавших самый процесс изменения. Поэтому К. Крэг говорит о двух фазах одного и того же процесса — угольной и нефтяной — и отмечает, что «. путем детального картирования стратиграфии доказано, что одни и те же горизонты, являющиеся углистыми в одной местности, становятся нефтеносными в другой. В некоторых случаях нефтеносная фаза сменяется угольной на протяжении всего 300 ярдов [2] (в Бирме, на о. Тринидад) в тех же самых горизонтах». Разница состоит лишь в том, что везде, где появляется нефтеносная фаза, непосредственно над нефтеносными песками или несколько выше их залегают более или менее значительные толщи непроницаемых глин. Непроницаемость этих слоев, не позволявшая образующемуся газу уходить из залежи, и давление, которое производили вышележащие толщи вместе с давлением газа, и создали те условия, при которых растительный материал превратился в нефть. В этом отношении, по словам К. Крэга, весьма поучителен один из береговых разрезов на о. Тринидад, где обнажены горизонтально залегающие слои третичных отложений, содержащие прослои лигнита со стволами деревьев в вертикальном положении, корни которых находятся в подстилающей глине. Стволы представляют

---

[1] *К. Крэг.* Поиски нефти. 1923, стр. 46.
[2] 1 ярд=0,914 *м.*

блестящий лигнит, а корни только местами носят лигнитовый характер и в большей своей части представляют собою твердую древесную массу. «Если бы такой пласт, — говорит К. Крэг, — подвергся закупорке и высокому давлению после достижения пластом лигнитовой стадии, то древесное вещество, может быть, превратилось бы в жидкие углеводороды, но часть, превратившаяся в лигнит, осталась бы без изменения» [1].

Этот пример очень хорошо поясняет идею К. Крэга, которая состоит в том, что наземный растительный материал, если изменение его происходит в условиях непроницаемого перекрытия и давления вышележащих пород и газа, превращается в нефть независимо от характера и состава органического растительного материала. При этом непроницаемый «покров» играет роль крышки той природной реторты, в которой происходят химические процессы. Если крышка не плотна, газообразные продукты будут улетучиваться, давление никогда не достигнет надлежащей величины и весь процесс нефтеобразования может замедлиться или совершенно прекратиться.

Относительно характера самого процесса превращения в настоящее время можно лишь догадываться, но общее представление об этом процессе все же возможно себе составить. Отрицая дистилляцию растительного материала, требующую наличия высокой температуры, К. Крэг находит, что процесс нефтеобразования совершался при низкой температуре, но зато при высоком давлении. Этот процесс начинался, как только давление достигало известной величины, по-видимому, не менее 100 *ат*, т. е. когда материнский материал, при условии горизонтального залегания и среднем удельном весе пород, равном 2,7, погружался на глубину приблизительно 400 *м*. В области дельтовых отложений, где, как и вообще на окраинах континентов и горных массивов, происходят постоянные движения земной коры, отложения накопляются довольно быстро, и необходимое для образования нефти давление может быть вполне обеспечено. Что касается химизма процесса, то он остается не вполне ясным. Изменение жировых и воскообразных веществ в углеводороды понять не трудно, но когда дело касается изменения клетчатки, которая играет доминирующую роль в составе наземного растительного вещества, задача представляется довольно сложной. При каких условиях совершается разложение клетчатки, в какой оно совершается форме (потеря воды, потеря кислорода), какую роль при этом играют высокое давление и непроницаемость пород, чтобы в конечном счете получилась та сложная смесь углеводородов, которая называется нефтью, все это остается далеко не выясненным. Даже смена фаз (нефтяной и угольной) в одном и том же горизонте по простиранию, такая убедительная с первого взгляда, принимает иное освещение и вызывает иное толкование в связи с неясностью

[1] *К. Крэг.* Поиски нефти. 1923, стр. 37.

химизма превращения растительного вещества. Невольно возникает вопрос, не имеем ли мы здесь явления простого пропитывания нефтью угольной породы, как всякой другой пористой породы в местах их соприкосновения, аналогично тому случаю, который имеет место на Южной Суматре в месторождении Моар Эним, о чем упомянуто выше. Это — большие вопросы и широкое поле для деятельности научно-исследовательской мысли. Здесь экспериментальная работа должна быть тесно увязана с полевой геологической работой. Голое, неувязанное с геологическими данными экспериментирование приведет лишь к сухим, нежизненным схемам, которые не смогут дать ответа на вопрос, как в действительности протекает процесс в великой лаборатории природы [51].

По вопросу о характере изменения остатков наземных растений К. Крэг существенно расходится с другими авторами; в частности с Г. Потонье, который считает, что наземные и болотные растения, главная масса которых состоит из углеводов, преимущественно подвергаются процессам перегнивания, если оно происходит в присутствии влажности при уменьшенном доступе кислорода, и оторфенения, если происходит в застойной воде, сначала при слабом доступе кислорода, а затем — при его отсутствии. Результатом этого процесса является карбонизация, которая завершается превращением торфа и вообще остатков наземных растений в бурые и другие угли. Если бы К. Крэг в сферу своего научного внимания привлек и другую огромную часть растительно-животных остатков водного происхождения, т. е. сапропелитовые и сапропелито-гумусовые отложения, то его гипотеза могла бы претендовать на универсальность, ибо она удовлетворяет ряду основных геологических требований, и, прежде всего, требованию региональности и постоянства накопления исходного материала. Но она имеет один основной недостаток, состоящий в том, что за исходный материнский материал считает только наземные растения. Главная масса этих последних состоит из углеводов, процесс изменения которых, по-видимому, не является процессом битуминизации. Далее совершенно упущено из виду отложение на дне водоемов растительного планктона, состоящего главным образом из одноклеточных водорослей и другой микрофлоры, в составе которых огромную роль играют растительные жиры и воски и не учтена роль бактерий в изменениях и превращениях органического материала.

Эти вопросы более подробно будут освещены несколько ниже, а теперь переходим к обзору других гипотез происхождения нефти из растительного материала.

Гипотеза происхождения нефти из морской растительности

Гипотеза происхождения нефти из морских водорослей, или фукоид, возникла в результате наблюдения над огромными скоплениями морских водорослей вдоль некоторых морских берегов, например,

на побережьях Сицилии, Сардинии, Норвегии и других стран, где эти водоросли разлагаются и образуют «студенистую массу», а также над скоплениями их среди открытого моря, например, в Атлантическом океане (Саргассово море) и среди Тихого океана.

Нахождение водорослей, или фукоид *, в пластах осадочного происхождения — явление довольно обычное. Так, они встречаются в свитах палеозойского возраста, слагающих пенсильванские нефтяные месторождения, в свитах карпатского флиша мелового возраста, принимающих участие в строении галицийских и румынских нефтяных месторождений, и в кавказском флише мелового и эоценового возраста. Но характер их залегания в указанных свитах не позволяет говорить, что мы имеем дело с громадными скоплениями растительного материала; они хотя и часто попадаются в этих осадках, но все же лишь в виде отдельных экземпляров, а не массовых скоплений, и к нефтеносности пластов не имеют, очевидно, никакого отношения. Особенно отчетливо это наблюдается у нас на Кавказе, где содержащие их пласты никак нельзя посчитать за первично битуминозные породы, так как они вообще никакой битуминозности не обнаруживают **.

Что касается так называемых саргассовых морей и других мест, где наблюдается обильное скопление водорослей, то установлено, что эти водоросли на дно не опускаются и накопления там органического материала не образуют. Г. Гёфер сообщает ***, что, по данным экспедиции «Талисмана», в Саргассовом море так называемых скоплений водорослей не существует, что там находятся только единичные остатки мертвых, уже начинающих разлагаться, согнанных морскими течениями и ветрами водорослей. Далее исследования установили, что само дно Саргассова моря состоит только из мелкого пемзового ила с осколками пемзы и других вулканических пород, так что разлагающиеся водоросли, по-видимому, дна не достигают. Иногда наблюдается большое скопление водорослей у скалистых берегов, где они отрываются бурями и выбрасываются на берег. Таким образом, возможность накопления водорослей в достаточном количестве, чтобы быть исходным материалом, не подтверждается фактами. Как раз в таких местах, в которых могло происходить накопление осадков, являющихся в настоящее время нефтеносными, именно в прибрежных частях моря (в эстуариях, дельтах, застойных водоемах и пр.) наблюдается полное отсутствие водорослей, следовательно, мы не можем их рассматривать за исходный материал для образования нефти.

* Необходимо различать собственно водоросли и фитоморфозы, к которым относятся фукоиды. Фукоиды, которыми так богаты флишевые отложения, представляют собой ходы червей-илоедов, только внешне напоминающие водоросли (см. *Н. Б. Вассоевич*. Флиш и методика его изучения. М., Гостоптехиздат, 1948).

** Вывод совершенно правильный, если учесть, что речь идет в данном случае не о водорослях, а о фукоидах (см. предыдущую сноску).

*** *Г. Гефер*. Нефть и ее производные, 1908.

Исследования Д. М. Раузер-Черноусовой [1] над образованием донных осадков Севастопольской бухты в Крыму показывают, что обрывки растущих водорослей заносятся водой и ветром в больших количествах лишь в отдельные участки бухты, почему распределение их в донных осадках должно быть неравномерным и носит случайный, узко местный характер, что также подтверждает высказанное выше положение.

Необходимо отметить большую последовательность и цельность гипотезы происхождения нефти из морских водорослей в интерпретации нашего геолога К. П. Калицкого. Будучи убежденным сторонником первичного залегания нефти, он очень логично увязывает с этим последним и гипотезу ее растительного происхождения.

К. П. Калицкий связывает происхождение нефти с водорослью *Zostera*, покрывающей на широких пространствах дно Каспийского и некоторых других морей. Наиболее заманчивым моментом в этой гипотезе является то обстоятельство, что упомянутая водоросль, во-первых, растет на песчаном грунте и, во-вторых, образует крупные массовые скопления в прибрежных мелководных зонах моря. Мы знаем, что крупные залежи нефти приурочены как раз к мелководным лагунным прибрежным частям прежних морских бассейнов и именно к песчаным отложениям.

Если совпадение таких условий как распространение зон развития зостеры и расположение промышленных скоплений нефти говорит в пользу гипотезы К. П. Калицкого, то имеются и противоположные факты, а именно: остатки водорослей типа зостеры пока обнаружены лишь в относительно молодых отложениях (не древнее юрских). Отсюда эти водоросли не могут быть привлечены к объяснению происхождения всей палеозойской и части мезозойской нефти. Далее против гипотезы Калицкого говорит состав зостеры, в которой преобладающую роль играет клетчатка. Трудно себе представить образование углеводородов из клетчатки в песчаных, доступных действию воздуха отложениях. С химической точки зрения здесь могут быть сделаны те же возражения, которые выставлены против гипотезы происхождения нефти из наземных растений.

Гипотеза происхождения нефти из диатомовых водорослей

Эта гипотеза имеет за собой сильное фактическое обоснование геологического характера. В строении богатейших в мире калифорнийских нефтяных месторождений принимает участие мощная свита диатомовых слоев, которую многие американские геологи

---

[1] *Д. М. Раузер-Черноусова.* Об источниках органического вещества и условиях его накопления в донных осадках морских бухт. — Нефт. хоз., № 11, 1935.

считают за материнскую породу, давшую калифорнийскую нефть. Сланцы Монтерэй и Тэхон, относимые по возрасту первые к низам миоцена, вторые к эоцену, являются выдающимся примером пород, в составе которых диатомеи играют огромную роль. Мощность их достигает местами 1300—2000 *м*. Эти породы находятся в чрезвычайно близких соотношениях с нефтеносными песками. Они играют видную роль в строении ряда нефтяных месторождений штата Калифорния. Среди них залегают важнейшие продуктивные нефтеносные горизонты калифорнийских месторождений Каолинга, Мидвэй, Санта Клара. Принято считать, что там, где диатомовая свита отсутствует или слабо развита, отсутствует и нефть. В основании нефтяных месторождений Бакинского района залегает тоже очень мощная диатомовая свита, непосредственно подстилающая основной нефтеносный комплекс — продуктивную толщу. Непосредственно этой свите подчинено несколько нефтяных горизонтов в Бинагадинском районе и в пос. Шубаны, так что имеется основание говорить о диатомовых слоях как о материнской породе для нефти. Условия отложения и накопления диатомей вполне удовлетворяют требованиям региональности и могут быть признаны вполне достаточными для образования отложений, могущих послужить источником для образования громадных скоплений нефти. Исследования осадков Севастопольской бухты также подтверждают крупную роль диатомей в образовании донных отложений.

Диатомеи — микроскопические растения, широко распространенные и географически, и геологически. Они известны во всем мезозое и в третичных отложениях, но неизвестны в слоях палеозойского возраста. Эта неопределенность может объясняться не их отсутствием, а изменением органических остатков в столь древних породах. Диатомеи являются организмами, живущими в пресной и преимущественно морской воде. Они содержат кремнистое вещество в виде коробочек, или капсул с крышечкой, содержащих протоплазму, которая очень богата жирами и восками. После погребения эти вещества под влиянием несколько повышенной температуры и высокого давления претерпевают такие же изменения и превращения, как и жиры животного происхождения, о чем мы имеем представление из знаменитых опытов К. Энглера; так что и со стороны химии эта гипотеза как будто не встречает возражений. Но К. Крэг все же полагает, что «. . . в подтверждение этой остроумной и привлекательной теории не приведено заслуживающих внимания доказательств. Не доказано погребение органического вещества, как не доказана и сама возможность такого погребения»[1]. Вполне возможно, по Крэгу, что на дно моря, как и в случае с фораминиферами, падает одна пустая коробочка, а содержимое ее исчезает раньше, чем достигнет дна моря. Но против этого сомнения Крэга должен быть про-

[1] *К. Крэг.* Поиски нефти, 1923, стр. 46.

тивопоставлен факт, что диатомеи живут близ морского дна, на свободно плавающих растениях, принадлежащих главным образом планктону. Они содержат протоплазму, по составу очень сходную с той, которая содержится в клетках других микроводорослей, т. е. очень богатую первичными жирами, накопляющимися в иле на дне моря. Правда, диатомеи служат пищей для инфузорий и других фитофагов, но инфузории являются в свою очередь тоже жирообразователями. Мы думаем, что замечания Крэга большой силы не имеют, тем не менее факты эти надо проверить дальнейшим изучением современных диатомей и образуемых ими отложений. Во всяком случае, факт связи диатомовых отложений * с величайшими в мире нефтяными месторождениями имеет гораздо большее значение, чем скептическое, слабо обоснованное замечание Крэга.

Мы рассмотрели и критически разобрали важнейшие гипотезы органического происхождения нефти из остатков животного и растительного характера; нам остается еще остановиться на теории смешанного растительно-животного происхождения нефти.

Происхождение нефти из смешанного растительно-животного материала

Эту гипотезу иначе называют сапропелевой, или сапропелитовой. Сапропель и образовавшиеся из него сапропелиты признаются за материнскую породу, послужившую для образования нефти. Смешанной эта гипотеза называется потому, что в образовании сапропеля принимают участие остатки как животного, так и растительного происхождения, именно остатки зоо- и фитоорганизмов планктона, водной растительности, зоо- и фитоорганизмов бентоса, остатки высших береговых растений, а также остатки организмов и минерального вещества приносного (аллохтонного) [1] происхождения. Иногда ее называют теорией или гипотезой Г. Потонье. Последнее название чисто условное и может быть применено лишь в том случае, если признавать сущностью этой гипотезы отличие исходного материала, из которого она выводит нефть, от исходного материала других гипотез. Действительно, Потонье был первый, видевший в сапропелях первичный материнский материал для нефти. Но всякую гипотезу характеризует не только представление об исходном материале, но и о тех про-

---

* Справедливое замечание. Большая роль диатомовых водорослей в нефтеобразовании теперь не вызывает сомнений. Они часто являются основным компонентом планктона, которому в наибольшей степени обязано своим происхождением органическое вещество субаквальных осадков, обладающее высоким нефтематеринским потенциалом благодаря содержанию полимерлипоидных компонентов, богатых алифатическими и алициклическими структурами (см. редакционное добавление [6]).

[1] Аутохтонное происхождение — местное происхождение (αυτος — сам, χθων — земля). Аллохтонное происхождение — чуждое, приносное (αλλος — другой).

цессах, в результате которых из него получилась нефть, и тут присвоение гипотезе имени Потонье неудачно.

По вопросу о возможных изменениях и превращениях органического материала выдвигаются два основных предположения: по одной версии, он подвергался сухой перегонке при высоких температурах и давлении и давал продукты дистилляции, которые аккумулировались в определенных пластах; по другой — он подвергался процессу постепенного разложения при сравнительно низкой температуре и высоком давлении. Большинство сторонников сапропелитовой гипотезы в этом вопросе более правильной считают вторую точку зрения. Г. Потонье же, по-видимому, был склонен думать, что «нефть в природе является продуктом перегонки сапропелевых горных пород». Такая точка зрения является для нас неприемлемой, так как она рассматриваемой нами гипотезе придает те же недостатки, на которые неоднократно уже указывалось в отношении других гипотез. «Сухая перегонка» дает продукты, сильно отличающиеся от природной нефти по своим химическим свойствам. Кроме того, при всех пирогенических процессах получаются кокс и вообще угольные остатки, которые ни в одном нефтяном месторождении, как мы уже указывали, до настоящего времени не найдены.

Итак, суть сапропелитовой теории состоит в том, что она за исходный материал считает сапропель, или сапропелит, смешанного растительно-животного происхождения, подвергающийся после своего отложения непрерывному процессу изменения, в результате которого сапропелевое вещество превращается в нефть *.

Что такое сапропель, как и где он образуется, об этом мы более или менее подробно говорили в начале этой книги, напомним только, что сапропель характеризуется содержанием жировых и воскообразных веществ, так как в его образовании принимали участие водные растительные и животные организмы, содержащие в своем составе большое количество жиров и жирных масел: известны, например, «жировые водоросли» (oelalgen) *Botriococcus*, *Microcystis* и др. Вся эта микрофлора жила в соответствующих водных бассейнах в виде планктона, нижняя часть которого постепенно отмирала и падала на дно. Покойный акад. В. А. Омелянский высказывал такой взгляд на причины накопления жира в растениях: «. растительные клетки постепенно обогащаются жировыми веществами при росте в условиях недостаточного притока воздуха». Оказывается, старческое жировое перерожде-

---

* По современным данным, нефтеобразование рисуется как длительная, нередко многомиллионнолетняя термическая и (или) термокаталитическая деструкция (дистилляция в мягких условиях) органического вещества, содержащего бо́льшую или меньшую долю органики сапропелевого типа (обогащенного водородом). В нефть превращается только эта часть органического вещества, пантипоидиновая. Оставшееся вещество постепенно становится все более «тощим» (подобно каменным углям соответствующих марок), а затем углефицируется еще сильней.

ние наблюдается не только у высших животных (в стенках артерий, в хрящах и т. д.), но и у растительных клеток. У старых клеток жировые вещества увеличиваются в несколько раз по сравнению с молодыми. Накопление жира может произойти и при плохом питании за счет разрушения белкового вещества клеток, которые «жиреют с голода». Такое же влияние оказывает и недостаток кислорода в нижних слоях водоема, а также самоотравление продуктами обмена в замкнутом бассейне. Но на дне водоема скопляется не только материал из отмершего планктона; сюда смываются струйками воды, ручейками и речками гуминовые вещества из верхнего почвенного покрова; сюда сносятся продукты размыва торфяников, через которые по пути протекает речка, впадающая в водоем. Сюда то в большем, то в меньшем количестве сносится неорганический материал пелитового характера. Все это смешивается на дне водоема с отмирающим планктоном и здесь отлагается в виде сапропелитовых и сапропелито-гумусовых масс.

В зависимости от количества принесенной в водоем примеси органических и неорганических веществ, а главным образом от самого состава планктона зависит тот или иной характер сапропелитовых отложений. По словам проф. Г. Л. Стадникова, «. в зависимости от климатических условий состав многих веществ, участвующих в построении данного растительного организма, может меняться в значительной степени». Особенно это касается состава жиров: «. в течение одного периода жиры данного растения будут состоять главным образом из предельных кислот, а в течение другого периода мы встретим в том же растении жиры, состоящие почти исключительно из глицеридов непредельных кислот».

Накопление этого вещества в разные геологические эпохи происходило в больших масштабах, но оно происходит и теперь, захватывая обширные районы. Достаточно указать, что в современной озерной области Европейской части СССР, охватывающей верхние части бассейнов Волги, Днепра и Западной Двины, на площади во много тысяч квадратных километров, на дне многочисленных озер (Селигер и др.) и сейчас совершается накопление сапропелевого вещества. В некоторых озерах мощность этих отложений достигает 9—10 *м*. В других областях СССР можно привести в пример образование балхашита в Алакольском заливе оз. Балхаш, о чем уже упоминалось выше. Здесь живет маслосодержащая водоросль *Botriococcus* Braunі в таком громадном количестве, что из нее на дне озера образуется сапропель. Другим примером является накопление в соленоводных лагунах близ Куронга в Южной Австралии так называемого куронгита. Здесь живет водоросль *Elaeophiton coorongiana* Thiess, отличающаяся очень высоким содержанием жидких жиров. Она живет колониями из большого числа организмов, образуя на поверхности лагун в конце зимнего времени зеленую пену, которая после усыхания озера в летнее время отлагается на песчаных

отмелях в виде больших слоев каучукоподобной темно-бурой массы, которая и называется куронгитом. Исследования куронгита показали, что он по химическому составу в одной своей части сходен с богхедами, а в другой — с нефтями, не содержащими асфальтенов и смол. Можно привести ряд тоже показательных примеров регионального распространения сапропелевых отложений в прежние геологические периоды: например, Кузнецкий каменноугольный бассейн в Сибири, занимающий площадь в 25 тыс. *км*^{2}, заключает в своих недрах угли, происшедшие из сапропелито-гумусового вещества, образовавшегося на такой громадной территории в эпоху пермо-карбона или перми. Или возьмем уже упомянутые нами в главе о каустобиолитах кукерситы, представляющие сапропелиты нижнесилурийского возраста. Залежи их прослеживаются на сотни километров вдоль южного побережья Финского залива от района Нарвы в Эстонии, через Гдовско-Веймарнский район, доходя на востоке почти до Ленинграда. Отсюда полоса распространения кукерситов, приуроченная к отложениям кембро-силура, тянется, по-видимому, на юг, в направлении Подмосковного бассейна, как можно предполагать по недавней находке этих сланцев близ ст. Чудово (в 120 *км* от Ленинграда в направлении к Москве).

Все это наводит на предположение, что в Иеве, Гдове, Веймарне и Чудове мы имеем дело лишь с отдельными проявлениями огромной области распространения горючих сланцев, охватывающей значительные части территорий Эстонии и Ленинградской, а быть может, и Калининской областей.

Другой, по-видимому, еще более огромный бассейн, где широко развиты горючие сланцы, охватывает Заволжье от Общего Сырта до Волги, переходя и на правобережье этой реки в районах Сызрани и Ульяновска. Последняя находка (1935 г.) горючих сланцев в бассейне р. Хопра заставляет предполагать, что полоса развития сланцев проникает довольно глубоко в западном направлении.

За пределами СССР имеются аналогичные обширные области распространения горючих сланцев: в Шотландии, западной части территории США, в провинции Хэйлунцзян (в Китае) и т. п.

Таким образом, отложения сапропелитового характера имеют в настоящее время (имели и в прошлом) региональное распространение. С этой точки зрения они вполне удовлетворяют основному требованию, предъявляемому ко всякой теории происхождения нефти, чтобы материнское исходное вещество имело региональное распространение, так как сама нефть в недрах земной коры распределена регионально *. Теперь посмотрим, какие изменения претерпевал этот исходный материал, после того как он очутился на дне водоема.

---

* Совершенно правильное важное требование к теории происхождения нефти, не учитывавшееся К. П. Калицким.

До самого последнего времени органогенный материал, являющийся материнским веществом для образования различного рода горючих ископаемых, или каустобиолитов, мы делили на две большие группы, согласно Г. Потонье: углеводный и углеводородный *. Изменение органических материалов первой группы, где клетчатка, или целлюлоза, играет одну из главных ролей, ведет через торфяную стадию к образованию бурых и далее каменных углей. Этот процесс мы называли карбонизацией. Углеводородный материал через сапропелевую стадию ведет к образованию различного рода битуминозных веществ, в том числе и нефтей, и самый процесс изменения обозначался нами как битуминизация. Этот взгляд нашел полное отражение в первой главе этой книги. Большой интерес по этому вопросу представляют некоторые другие исследования.

На основании работ Ф. Фишера и Шрадера Г. Л. Стадников приходит к заключению, что «. целлюлоза отмершего растения легко и быстро разрушается микроорганизмами без образования при этом гуминовых веществ» и что, следовательно, «. . приведенный экспериментальный материал заставляет нас отказаться от прежнего взгляда на целлюлозу, как на материнское вещество ископаемых углей» [1]. Мы не можем оспаривать столь авторитетное заключение, но считаем необходимым привести здесь результат исследовательской работы Н. Д. Штурма [2], который сформулирован так: «. под влиянием аэробных целлюлозу разлагающих бактерий клетчатка превращается в слизеподобное коллоидальное дисперсное вещество, которое обладает общими свойствами с «гумусом» почвы: коллоидальностью, устойчивостью по отношению к воздействию микробов, содержанием органического азота (следствие автолиза) и растворимостью в разведенных щелочах». Противопоставлением результатов этих исследований мы и ограничимся.

Материнским веществом гуминовых кислот и, следовательно, всех гумусовых углей считается лигнин, являющийся одной из главных составных частей древесины (20—30%). По новейшим данным, истинными углеобразователями являются лигнин, жирные кислоты, смолы, углеводороды и воски. Они не разрушаются и накапливаются в местах отложения и потом превращаются в угли. Углеводы, пектиновые вещества и белки разрушаются до газообразных или же образуют соединения, легко вымываемые водой. Исходными органическими материалами при образовании углей были сапропелиты, гумусовые вещества и смешанные сапропелито-гумусовые и гумусо-сапропелитовые. На основе этих исходных материалов с учетом условий их изменения и пре-

---

* В настоящее время не говорят ни об «углеводной», ни об «углеводородной» группах каустобиолитов (см. примечание [6]).

[1] *Г. Л. Стадников.* Происхождение углей и нефти, изд. 1-е, 1931, стр. 59, 60.

[2] *Н. Д. Штурм.* К вопросу аэробного разложения клетчатки бактериями. — Изв. сапропел. комитета, 1928, стр. 4.

вращения строится Г. Л. Стадниковым новая естественная классификация углей взамен старой грюнеровской.

Гипотеза смешанного происхождения нефти устанавливает, что те же самые вещества сапропелитового и сапропелито-гумусового характера были источником и для образования нефти. Если и для углей и для нефти исходный материал был один и тот же, то в чем же разница? Где начало расхождения путей, приведших, с одной стороны, к образованию каменных углей, антрацитов и даже графитов, а с другой, к образованию тяжелых и легких нефтей до бензиноподобных белых нефтей Сураханского месторождения?

В этом отношении особый интерес представляют «новые взгляды на происхождение нефти» проф. Г. Л. Стадникова [1]. По его воззрениям, «. в водных бассейнах прежних геологических эпох должны были образовываться: 1) скопления богатых жирами альг, так называемые сапропелитовые отложения, и 2) скопления гумусового и сапропелитового материала. Если такие скопления образовались в пресноводном или слабосоленом бассейне, то они превращались в богхэды, или угли смешанного происхождения (витритовые). При скоплении же этих материалов в соленоводных бассейнах изменения органических веществ шли в другом направлении и приводили к образованию первичных нефтей». Материнским веществом всех нефтей были жиры. В пресноводных бассейнах изменение жирных кислот шло в сторону окисления и полимеризации; в соленоводных, где придонные области часто заражены сероводородным брожением, процессы окисления непредельных жирных кислот совершенно невозможны; процессы полимеризации тех же кислот протекают медленно. Под влиянием жизнедеятельности анаэробных бактерий часть полимеризатов теряла углекислоту и превращалась в углеводород, или же кетоны. Такому же превращению подверглись и предельные кислоты. Полимеризаты и возникшие из них углеводороды вместе с восками и смолами растворялись в общей массе жирных кислот и, таким образом, подготовляли среду, в которой диспергировались затем гуминовые вещества. На дне соленоводного бассейна создавалась густая однородная смолоподобная масса, обладающая большей вязкостью и большим удельным весом. Она названа первичной нефтью. Эта первичная нефть, оставаясь на дне бассейна вследствие своего высокого удельного веса, подвергается в дальнейшем очень медленным изменениям в направлении полимеризации непредельных соединений и образования циклических полимеров и т. д., пока не будет закрыта мощными минеральными отложениями и вместе с ними не будет поднята горообразующими процессами со дна бассейна. Залегая между осадочными породами, она остается «. без изменения до тех пор, пока с ней

[1] *Г. Л. Стадников.* Происхождение углей и нефти, изд. 1-е, 1931, стр. 242—252.

не придут в соприкосновение газы, образовавшиеся в глубоких недрах земли при действии воды на раскаленный раствор карбидов в ферромангане», как об этом говорит карбидная теория. Водород и окись углерода, поднявшиеся из недр земли вместе с другими газами, вступят в реакцию с составными частями первичной нефти, причем водород будет гидрировать ненасыщенные и кислородные соединения. Все эти процессы будут происходить при сравнительно низкой температуре (около 200° С) и при высоком давлении газов. Поскольку качества исходного материала значительно менялись (то отлагался чисто сапропелевый материал, то преобладал гумусовый материал, а между ними возможны были разные переходы), в результате первичная нефть получалась разных качеств. Гидрогенизация ее под влиянием глубинных газов создала все то разнообразие природных нефтей, которое мы наблюдаем. Гипотеза не допускает ни пирогенетического разложения первичной нефти, ни процессов брожения в ней, так как она была сильным антисептиком.

Выдвинутая Г. Л. Стадниковым гипотеза интересна тем, что она является как бы синтезом органической и неорганической теорий.

Г. Л. Стадников представляет, следовательно, процесс образования нефти как идущий в две последовательные фазы и вводит понятие о некоем промежуточном продукте, который называет «первичной» нефтью. Если первая фаза процесса трактуется вполне в духе «органических» теорий, то в объяснение второй фазы (гидрогенизации первичной нефти) Г. Л. Стадников привлекает старую неорганическую теорию Д. И. Менделеева. Автор, по его собственному выражению, сгруппировал новый фактический материал вокруг трех основных гипотез происхождения нефти и влил их в одну общую гипотезу. Мы намеренно подробно остановились на этой новой гипотезе происхождения нефти, которая является наиболее обоснованной не только с химической, но и с геологической точки зрения. Она основана на тщательном химическом изучении всех веществ, входящих в состав материнского материала и всех происходящих в них процессов.

Тем не менее в этой гипотезе есть несколько пунктов, которые не позволяют ее признать соответствующей тому, что в природе происходит при образовании нефти. Первый ее основной недостаток — это признание существования «первичной» нефти, возникающей на дне водоемов и потом залегающей без значительного изменения среди поднятых пластов осадочных пород. Если с химической точки зрения существование такой первичной нефти может быть обосновано, то с геологической точки зрения его обосновать трудно. В самом деле, найдена ли эта первичная нефть в природе? Всякого рода угли на всех стадиях развития, начиная с торфов, балхашитов и куронгитов и до антрацитов включительно, мы находим в угольных месторождениях. По линии угля,

следовательно, природная действительность как бы подкрепляет доводы соответствующих генетических теорий. Совсем иную картину мы наблюдаем в нефти. Залежей первичной нефти в понимании проф. Г. Л. Стадникова ни в одном из нефтяных месторождений мира неизвестно, а ведь должны же были где-нибудь сохраниться хотя бы обрывки таких пластов первичной нефти в качестве неиспользованного природой наследия длинной геологической истории. Залежи первичной нефти по характеру залегания и постоянству своего распространения должны быть подобны каменноугольным флёцам, тем более что образование их происходило не в прибрежных частях бассейна, а на более или менее значительной глубине, куда затруднён был доступ воздуха и где создавались благоприятные условия для сероводородного брожения. Такие части бассейнов характеризуются большим постоянством в условиях отложения осадков, чем прибрежные части с их частой сменой отложения, выклинивающимися пластами и т. п. Трудно поэтому предположить, чтобы залежи, подобные залежам первичной нефти, целиком были израсходованы на образование природных нефтей. С геологической точки зрения такое допущение имеет чисто гипотетический, не оправданный фактами характер.

Вся совокупность фактов геологического порядка об условиях залегания нефти в земной коре (ее передвижения из мест первоначального образования и скопления в виде залежей в определенных структурных формах пластов, с чем мы подробно познакомились в предыдущих главах этой книги) не вяжется с представлением о существовании густой, однородной, смолоподобной массы, обладавшей большой вязкостью и большим удельным весом, скопившейся между осадочными породами, поднятой горообразующими процессами со дна бассейна и в таком виде остающейся неизменной до тех пор, пока ее не оживила эманация газов, поднявшихся с глубин, согласно карбидной теории.

Вся совокупность этих фактов не вяжется с попыткой Г. Л. Стадникова оживить карбидную теорию Д. И. Менделеева, от которой давно уже отказались почти все геологи, в том числе и полевые. Известный геолог Э. Зюсс, автор «Лика Земли», считает карбидную теорию геологически необоснованной. «В этой теории, — говорит он, — есть вещи, не приемлемые для геолога, привыкшего работать в поле» [1].

Что случилось нового, чтобы пересматривать наше отношение к карбидной гипотезе? Неужели только то, что Бредиг доказал возможность синтеза оптически активного соединения из бензальдегида и синильной кислоты, что как будто, по словам Г. Л. Стадникова, подает надежду найти рациональное объяснение активности нефтей в случае допущения их минерального происхожде-

[1] См. письмо Эд. Зюсса специалисту по химии нефти М. А. Ракузину. — Азерб. нефт. хоз., № 6—7 (№ 90—91), 1929, стр. 27.

ния? Думаю, что надежда — самая безнадежная. Она не колеблет ни одного из тех возражений, которые делают карбидной гипотезе геологи и которые кратко изложены мной на предыдущих страницах. Оживление карбидной гипотезы нужно Г. Л. Стадникову для оживления мертвого пласта первичной нефти. Без глубинных водорода и окиси углерода он должен остаться все время неоживленным, а так как таких эманаций в природе не существует, то и «первичная нефть» и все дальнейшие рассуждения и выводы, связанные с ней, оказываются построенными даже не на песке, а прямо-таки в воздухе.

Очевидно, оставаясь на почве сапропелитовой теории, нужно признать, что в данном случае были другие и характер исходного материнского материала для образования нефти, и условия его отложения по сравнению с условиями отложений углей, и процессы их изменения, но как исходный материал для нефти, так и условия его отложения и превращения были близки и связаны непрерывными переходами с таковыми же для углей. Вот почему остается безусловно правильным утверждение, что и уголь и нефть — члены одного и того же генетического ряда каустобиолитов, на что мы все время настойчиво указывали.

В главе V, в связи с вопросом об образовании нефтяных месторождений, мы кратко остановились на условиях образования каустобиолитов и подчеркнули, что они образуются не только в так называемых внутренних водоемах — прудах, озерах, лагунах и т. п., но и в прибрежных частях морей — в заливах, бухтах, лиманах и даже в открытом море недалеко от берега, в пределах так называемой терригенной 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 и т. п. Здесь отлагаются органогенные илы, пропитанные соленой водой, содержащие значительную примесь неорганического материала. И в море, и в его прибрежных частях кишмя кишит органическая жизнь. Здесь есть свой планктон, за счет отмирания которого образуются биогенные илы: диатомовые, глобигериновые, радиоляриевые и т. п. Представление о размере этого планктона могут дать бесчисленные миллиарды скорлупок диатомей, образующих диатомовые сланцы в Бакинском районе и в Калифорнии. В замкнутых опресненных бассейнах (бухтах, заливах и т. д.) развивался планктон, близкий к планктону пресных водоемов и болот, в море же характер органических осадков был несколько иной. К органическому материалу биогенных илов присоединялся еще органический материал, сносимый впадающими в него реками, который смешивался с биогенными илами. Сюда же попадали и органические остатки из ближайших водоемов прибрежной полосы моря и т. д.

Так, из года в год, из века в век шло в большом региональном масштабе образование осадков и накопление в них органического материала. Образовывались именно такие осадки, которые теперь принимают участие в строении наших нефтяных месторождений. Присутствие в них органического вещества и связанная с ним битуминозность являются их наиболее общими свойствами. Способы образования этих осадков, накопление в них органического материала целиком и полностью увязываются с тем фактом, что нефтяные залежи являются распространенными по всей Земле и их образование происходило во все времена, с тех пор как возникли нормальные осадочные породы. В них-то и началось накопление органических остатков животного и растительного происхождения.

Органические, или биогенные, илы и происшедшие из них органогенные породы являются тем материнским материалом, из которого возникла нефть [52].

Как мы видим теперь, родина нефти не в пресноводных бассейнах, не в болотах, а в областях древних мелководных морей, их заливах и прочих частях, на месте теперешних геосинклиналов, или в краевых зонах этих геосинклиналов, примыкавших к геоантиклинальным поднятиям [53]. По мере того как геосинклинал заносился осадками, море мелело и превращалось в замкнутые пресноводные бассейны, в которых начинали отлагаться сапропели, гумусовые вещества, и родина нефти становилась родиной угля. Так было в Великом Аппалачском геосинклинале, так было и на Великих равнинах Мид-Континента, между поднятием Озарк и горной системой Ауочита-Арбокль, где угленосные свиты покрывают многочисленные нефтеносные горизонты, отделенные от них мощными свитами сланцев и других пород, так было и в ряде других мест Соединенных Штатов. В маленьком масштабе подобная смена наблюдается и в наших озерах Европейской части СССР. В чистом открытом озере отлагается сапропель. Озеро начинает зарастать, затягиваться мхом. Сапропель покрывается торфом. Наконец, озеро превращается окончательно в торфяное болото. На месте его через ряд лет, десятилетий, столетий возникает торфяник, а на дне этого торфяника лежит сапропелит. Пройдут века, и бурый уголь будет покрывать богхэд или какой-либо другой уголь сапропелитового типа.

Через какие же стадии прошло органическое вещество, чтобы стать в конце концов нефтью?

Этот процесс во всей его последовательности и деталях нам еще не известен. Углю в этом отношении более посчастливилось: вопросу происхождения углей посвящен ряд чрезвычайно обстоятельных работ. Из них выделяется своею обстоятельностью и ясностью изложения труд проф. Г. Л. Стадникова. Нефть еще ждет таких исследований. Попытаемся все же систематизировать то, что нам известно по вопросу об изменениях в материн-

ском веществе нефти; познакомимся с теми воззрениями на происхождение нефти, которые разделяются большинством геологов.

Вся совокупность изложенных в этой книге фактов, касающихся условий залегания нефти в земной коре, говорит за то, что все нефтяные залежи, за редкими исключениями, приурочены к образованиям прибрежного характера, отложившимся в морской соленой воде, или же к образованиям континентального характера, но тесно связанным по условиям залегания со свитами морского происхождения, как, например, та же продуктивная толща Бакинского района, которая в ряде мест находится в непосредственном соприкосновении или с диатомовыми слоями, или с майкопской свитой и с другими нижнетретичными битуминозными слоями.

Раз отложение и изменение органического материала происходило в соленой воде, необходимо выяснить роль этой последней в процессах превращения органического вещества. Вопрос этот в науке не является освещенным с достаточной полнотой.

Р. Залозецкий видит роль соли в том, что она задерживает и ограничивает разложение органического вещества, вследствие чего получается достаточное количество времени, в течение которого может произойти превращение этого вещества в нефть. При этом быстрое образование ила покрывало органический материал и прекращало доступ к нему воздуха, вследствие чего кислого брожения или совершенно не происходило, или же оно происходило в самых ограниченных размерах. Его место занимало гнилостное брожение, разрушавшее белки, после чего наступала «битуминизация» жиров, разлагавшихся на жирные кислоты и спирты (глицерин), которые вымывались, а жирные кислоты разлагались по следующей схеме:

$$C_nH_{2n+1} \cdot COOH = C_nH_{2n+2} + CO_2$$
$$C_nH_{2n-1}\ COOH = C_nH_{2n} + CO_2$$
$$C_nH_{2n-1} = C_mH_{2m+2} + C_mH_{2(m-n)}$$ [1] и т. д.

Предположение, что нефть является прямым продуктом особого вида гниения или разложения, совершающегося под задерживающим влиянием морской воды, встречает большую поддержку среди научных работников. Однако большинство американских геологов не разделяют мнения Р. Залозецкого о том, что нефть произошла в результате непосредственного гниения и разложения, и считают, что роль соленой воды ограничивается лишь замедлением разложения органического материала, чем открывается большой простор часто неучитываемому фактору — времени.

Большинство исследователей признают, что образование нефти из органического материала совершается в две стадии. В первой

---

[1] *Г. Гёфер.* Нефть и ее производные, 1908.

стадии преобладают биохимические процессы, в результате которых возникает органическое вещество, известное под именем «керогена», рассеянное в горючих или битуминозных сланцах и принимаемое многими исследователями за промежуточный продукт. Во вторую стадию (геохимическую, или динамохимическую) этот промежуточный продукт под влиянием динамометаморфизма превращается в нефть и газ. Д. Уайт называет первый период разложения органического вещества «биохимическим» и отличает его от более позднего «геохимического», в котором действующими являются другие факторы. Органическое вещество в конце биохимической стадии некоторые называют сапропелем, а глину, содержащую его, — сапропелевой. Чтобы не смешивать сапропеля с пресноводными сапропелями, будем называть его по примеру американцев керогеном [54].

Вслед за отложением на дне водоемов всех указанных выше материалов начинается медленная их переработка, выражающаяся сначала в поверхностном их изменении, а затем в возникновении более глубоких процессов распада органического материала под водой без доступа воздуха и при участии бактерий в условиях повышенных температуры и давления. Эти процессы, известные под именем б и т у м и н и з а ц и и, в конечном результате привели к образованию жидких и газообразных битумов, первоначально, по-видимому, рассеянных по всей массе породы, а потом собравшихся в определенных местах в виде локализованных залежей нефти и газа. Эти процессы находятся в самой начальной стадии их изучения.

Самый поверхностный слой ила мощностью от нескольких миллиметров до десятков миллиметров носит название контактного. Вблизи своей поверхности этот слой имеет жидковатую консистенцию и коричневатый цвет, далее вглубь он приобретает серый цвет и делается более плотным. Такое раздвоение контактного слоя — явление характерное, широко распространенное. Оно отмечено, например, в донных осадках Северного Ледовитого океана М. В. Кленовой [1] и т. д. Разница в цвете обусловлена, по-видимому, тем обстоятельством, что при разложении органического вещества восстановительные процессы, происходящие в нижних горизонтах слоя, захватывают и содержащееся в организмах железо, переводя окисные его формы в закисные. В отличие от этой внутренней «зоны восстановления», верхняя получила название «зоны окисления».

В этих двух зонах развертываются два процесса, идущие во взаимно противоположных направлениях. Окислительный процесс клонится к возвращению органического вещества в виде различных продуктов его окисления обратно в водную среду,

---

[1] *М. В. Кленова.* О выветривании на дне моря. — Природа, № 3, 1927. О геологоразведочных работах морского научного института. — Труды Всесоюзного съезда геологов 1928 г., вып. 3, т. II, 1930.

восстановительные же процессы ведут к накоплению органического вещества в донных осадках.

Скорость, с какой идут эти процессы, различна, находясь в зависимости от совокупности целого ряда факторов, каковы: рельеф дна, скорость обмена воды и окислительная способность ее нижнего слоя, характер исходных организмов и содержание в них органического вещества и пр. В зависимости от сочетания этих условий, складываются различные взаимоотношения восстановительного и окислительного процессов, и в случае резкого преобладания первых над вторыми происходит усиленное накопление органического вещества, т. е. исходного материала для дальнейшего образования нефти.

Замечено, в частности, что наиболее благоприятные условия как для скопления органогенных остатков, так и для их переработки создаются в отрицательных формах донного рельефа. Этот обобщающий вывод делают П. Траск, Г. Хаммер и Ц. Уильямс в исследовании (1932 г.) о происхождении и «окружении» нефтеобразующих пород [1]. Еще раньше на местных конкретных примерах выдвигалось это положение М. М. Книповичем в отчете о работах Азовской научно-промысловой экспедиции (1922—1924 гг.) [2] и Гольдманом [3] на примере бухты Чезпик и др.

Органические остатки подвергаются разлагающему действию анаэробных бактерий. В первую очередь разрушаются белковые вещества с образованием сероводорода и аммиака и других продуктов глубокого распада белковой частицы и распада каких-то устойчивых азотистых соединений. Получается, по словам акад. В. Л. Омелянского, как бы «выгнивший», или, как его неудачно называет Г. Потонье, «минерализованный» сапропель, который не изменяется очень долго даже при свободном доступе воздуха. Во вторую очередь подвергается распадению клетчатка, или целлюлоза, и лигнин и другие органические соединения с высоким содержанием кислорода. Роль анаэробных бактерий состоит в извлечении кислорода и в образовании устойчивых соединений. Первая стадия бактериального разложения заканчивается образованием жиров и других устойчивых соединений. Этим вообще заканчивается стадия биохимических процессов, и органическое вещество обращается в тот кероген, о котором мы уже говорили. По мнению других исследователей, роль анаэробных бактерий на этом не заканчивается. Мэррэй Стюарт и другие английские геологи считают, что бактериальное разложение совершается до конца, до превращения органического вещества в нефть. Жиры, разложенные в жирные кислоты, а эти

[1] *P. D. Trask, H. E. Hammer, C. C. Williams.* Origin and Environment of Source sediments of Petroleum. Houston. Texas, 1932.

[2] *К. М. Книпович.* Работы Азовской научно-промысловой экспедиции 1922—1924 гг. — Труды экспедиции, вып. I, 1926.

[3] *M. L. Goldman.* Black Shale formation in and about Cheasepeake Bay. — Bull. Americ. Ass. Petrol. Geol., N 2, 1929.

последние — в углеводороды, будут собираться на морском дне и там удерживаться. В ответ на возражения, что возникшая нефть может расплыться на поверхности воды и вообще рассеяться на поверхности моря, М. Стюарт указывает, что маленькие частицы глины и кусочки обломочного происхождения обладают своего рода взаимным сродством и притяжением. Образовавшиеся нефтяные шарики облепляются мельчайшими глинистыми частицами и вместе с ними погружаются на дно, где и примешиваются к неорганическому илу, оставаясь там до тех пор, пока не покроются более поздними осадками.

Мы имеем очень мало данных относительно глубины, на которую оказывают свое действие анаэробные бактерии в погребенных осадках. Есть указания, что они были найдены в болотном иле на глубине 20 футов (6 *м*) [1]. По словам акад. В. О. Омелянского, деятельные гнилостные микробы встречались во всей толще ила оз. Белого и Коломны, независимо от глубины, с которой брались пробы [2]. О роли анаэробных бактерий в процессах нефтеобразования особый интерес представляют микробиологические исследования Т. Л. Гинзбург-Карагичевой [3]. Она исследовала свыше 100 проб воды с нефтью, а отчасти и с породой из эксплуатирующихся скважин Апшеронского полуострова (Сураханы, Биби-Эйбат, Балаханы, Бинагады и др.), Грозненского района (Старые промыслы) и Нафталана, и установила наличие определенных групп микроорганизмов, характерных для зараженных сероводородным брожением бассейнов. Жизнедеятельность этих выделенных микроорганизмов, среди которых во всех пробах встречена микроспира, является причиной ряда биохимических процессов, среди которых для нас особый интерес представляют анаэробные процессы брожения с выделением горючих газов: а) метановое и водородное брожение белков (Апшерон, Грозный, Нафталан), причем в чистой культуре выделены возбудитель водородного брожения белков (Биби-Эйбат) и метанового брожения (Грозный, Нафталан); возбудитель обнаружен и почти очищен от примеси других микробов; б) метановое брожение молочной кислоты (Грозный, Нафталан и Бинагады) и др. Следовательно, в нефтяной микрофлоре найдены возбудители брожения, происходящего с выделением горючих газов при распаде веществ как животного, так и растительного происхождения, а также промежуточных продуктов распада тех и других. В составе газов определены CH_4, H, C_nH_{2n}, CO_2, N и O, т. е. газы нефтяных месторождений и грязевых вулканов. Возбудителями являются палочки разной величины со спорой на конце, так называемые барабанные палочки.

---

[1] *W. H. Emmons.* Geology of petroleum.

[2] Акад. *В. А. Омелянский.* Заметки о сапропеле. — Изв. Сапропел. комитета, вып. II, 1925, стр. 11—12.

[3] *Т. Л. Гинзбург-Карагичева.* Микробиологические очерки. М., 1932.

По Т. Л. Гинзбург-Карагичевой, широкая распространенность микроспиры в нефтяных водах и породах из эксплуатирующихся скважин дает основание считать, что слабая сульфатность этих вод является результатом биохимического процесса — восстановления сульфатов под влиянием живых микроорганизмов. Под влиянием нефтяных микробов в лабораторных условиях, по ее мнению, протекают все наиболее яркие и характерные при круговороте живого вещества биохимические процессы, дающие в итоге ряд конечных продуктов, находящихся обычно в недрах нефтяных месторождений. Эти результаты дают основание предполагать, что наблюдаемые в лаборатории биохимические процессы являются отображением процессов, происходящих в грандиозных размерах в прежние геологические эпохи в великой лаборатории природы, где образовывалась нефть.

Эти данные настолько интересны, что представляется необходимым горячо пожелать, чтобы микробиология помогла и химии, и геологии до конца разрешить проблему происхождения нефти и всех сопутствующих ей продуктов.

Ведь результаты работ Т. Л. Гинзбург-Карагичевой делают совершенно излишней необходимость оживления карбидной теории, даже если признать, что «первичная нефть» Г. Л. Стадникова является не мифом, а фактом, существующим в природе.

Микроспира, выделенная Т. Л. Гинзбург-Карагичевой, найдена в некоторых случаях на глубине около 1000 *м* (месторождение Кала), где давление пород — около 270 *am*; полезно вспомнить, что жизнь дрожжей сохранилась даже при 8000 *am*, а давление в 3000 *am* не оказывало никакого неблагоприятного влияния на дрожжевые и плесневые грибы. Упоминание о нефтяных бациллах находим и у Эммонса, который говорит, что серная бацилла (*B. Sulfhurens*) и нефтяная бацилла (*B. Micrococcus petroli*) живут совместно, являясь анаэробными. Упомянем еще, что энзимы (выделения) анаэробных бактерий могут действовать как катализатор и являться одной из причин дальнейших реакций после погребения осадков. Изложенные факты говорят в пользу того предположения, что деятельность анаэробных бактерий не прекращается и после погребения органического материала и даже тогда, когда получилась настоящая природная нефть [55]. Процесс образования нефти есть непрерывный процесс. Изменение нефти, по-видимому, не заканчивается в сформированном нефтяном месторождении.

Обращаясь к воззрениям на роль бактерий в образовании нефти, мы видим, что вопрос этот не представляется еще в достаточной мере ясным.

Г. Хаммер, посвятивший ему специальную работу в коллективном труде по геологии нефти [1], отмечает, что «. . микро-

[1] *Harald E. Hammer.* Relation of microorganisms to generation of petroleum. — Problems of petrol. geology. AAPG, 1934, p. 35.

организмы являются, по-видимому, важным фактором образования природных углеводородов. Однако литература по данному вопросу скудна, особенно в части, касающейся самой сути и условий процесса. Многие авторы выдвигают биохимическую гипотезу происхождения нефти, не подкрепляя ее, однако, никакими экспериментальными данными. ». Тот же исследователь высказывает сам предположение, что роль бактерий сводится лишь к стимулированию процесса нефтеобразования, с одной стороны, понижая количество азотистых и других компонентов осадков, а с другой, вырабатывая простейшие органические вещества, дающие уже в последующем процессе полимеризации более сложные углеводороды.

Большинство американских геологов рассматривают биохимические процессы до погребения органического материала как стадию превращения, завершающуюся созданием вещества с низким содержанием кислорода и переводом органического материала в следующую «керогенную» стадию. Ограниченное получение нефти путем вытяжки растворителями по сравнению с тем количеством, которое может быть извлечено после нагревания керогенной породы, по-видимому, показывает, что при этом произошло химическое изменение, при котором кероген превратился в нефть. Обычная же нерастворимость указывает на отсутствие свободной нефти в большинстве керогенных пород. Согласно этому взгляду, нефть является продуктом постепенного изменения керогенового вещества сланцев, которое само не является нефтью. Оно может сделаться нефтеподобным веществом либо при нагревании (перегонка всякого рода горючих сланцев), либо при высоком давлении.

В этом отношении большого внимания заслуживают опыты Мак-Коя и Трэгера. Суть этих опытов состоит в том, что в стальные цилиндры вкладывались (тоже цилиндрической формы) куски горючих сланцев, или керогеновой породы, предварительно опробованной на вытяжку растворителями и давшей отрицательные в этом отношении результаты, и подвергались настолько сильному сжатию, что порода переходила в размягченное (текучее, пластическое) состояние. После этого вытяжка растворителями давала сильное окрашивание, и на разломе породы в лупу можно было видеть небольшие капельки нефти. Значительного подъема температуры во время опыта не наблюдалось. Из опытов следует, что давление должно быть таковым, чтобы оно могло вызвать молекулярное перемещение, причем порода существенным образом меняет свое физическое состояние, претерпевая глубокий метаморфизм. Нам не известны в разрабатываемых нефтяных месторождениях метаморфические породы типа кристаллических сланцев, возникших, как известно, из осадочных пород под влиянием динамометаморфизма, поэтому и для образования нефти нет необходимости в столь высоких давлениях. Даже в опытах Бэргиуса по ожижению угля при температуре 300—400° С при-

менялся водород под давлением в 200 *ат*, причем исходным материалом могли быть каменный уголь, бурый уголь, торф и древесина. В природных условиях существуют чрезвычайно высокие давления статического и динамического характера. Первые возникают вследствие нагрузки на некоторый пласт, залегающий в земной коре, от всей массы выше его расположенных образований, вторые — при горообразующих процессах. Мы уже не раз указывали, что под влиянием нагрузки, согласно данным Ван-Хайза и Гейма, породы могут переходить в скрытопластическое состояние. Породы из пластических делаются кристаллическими. Убедительным примером этого служат кристаллические сланцы. Нам, конечно, важно знать, под каким давлением могут находиться пласты со скопившимся в них органическим веществом, из которого образуется нефть.

Отложение органогенного материала происходит в прибрежной полосе моря, где идет быстрая смена осадков и быстрое их накопление. Поэтому слой органогенного ила вскоре будет перекрыт вновь отложенными осадками, мощность которых будет постепенно нарастать и давление на органогенный слой постепенно увеличиваться. Под нарастающей тяжестью более молодых отложений прежде отложенные пласты будут претерпевать разного рода изменения: во-первых, они будут уплотняться и из полужидкого, илообразного постепенно перейдут в твердое состояние, т. е. произойдет процесс их отвердения или окаменения (lithification)*. Объем пор сократится при этом весьма значительно. По данным Э. Блюмера, в современном иле р. Миссисипи объем пор достигает до 60%. Объем пор у глинистых и мергелистых пород не превышает 47%, а в песках он падает до 35—25%. При таком сокращении объема пор происходит вытеснение жидкостей (соленой воды) из илов в более пористые породы (в пески), которые являются и значительно менее сжимаемыми, ибо они с самого начала вследствие большой величины и тяжести зерна являются достаточно уплотненными. Вместе с этим будут происходить и процессы цементации, которые приведут к образованию мергелей, песчаников, известняков и прочих твердых пород. Одним словом, после погребения породы наступит сумма процессов, известная под именем диагенеза пород, представляющего предварительную стадию метаморфизма.

Какие же изменения будут происходить в органогенном слое? При постепенном его погружении вместе с давлением будет возрастать и температура. По данным Уиллиса, максимальная температура в наиболее низких слоях аппалачской геосинклинали не превышает 200° С.

---

* Следует отметить правильное понимание И. М. Губкиным термина «литификация» в связи с ошибочным толкованием этого термина как равнозначного литогенезу, или, точнее, катагенезу. Крайне неудачен термин «антралитификация».

До каких размеров может дойти давление в пластах, которые потом превратились в нефтеносные горизонты? Применим для расчета самый грубый метод, исходя из веса столба воды определенной высоты и переводя его на соответствующий вес колонны пород, принимая их средний удельный вес равным 2,7 и горизонтальность их залегания. В Бакинском районе материнской породой, давшей нефть, можно считать, с одной стороны, диатомовые сланцы и майкопскую свиту, а с другой — более глубокие органогенные породы нижнетретичного и мезозойского возраста.

Над диатомовыми слоями залегает свита мощностью около 2250—2500 *м*, т. е. давление равно приблизительно 600 *ат*. В Грозненском районе нефтеносные горизонты переслаиваются со сланцевыми глинами, которые и послужили материнской породой. Верхние пачки спаниодонтелловых слоев при их горизонтальном залегании находились под нагрузкой около 300 *ат*, а верхние горизонты майкопской свиты имели давление около 500 *ат*. В Калифорнийской долине первая верхняя группа нефтеносных горизонтов залегает на глубине 1500—1800 *м*, а нижняя, вторая группа, — на глубине 3900—4000 *м*, чему будут соответствовать давления в 400—500 *ат* для первой, верхней, пачки и около 1000 *ат* для второй, нижней, пачки. Эти давления, так сказать, конечного этапа отложения всех свит, до этого же времени пласт находился под меньшим давлением, которое по мере его погружения постепенно нарастало. Кроме того, нужно всегда иметь в виду возможные перерывы в отложениях и несогласное залегание, которое эти расчеты может изменить весьма значительно. Например, у Д. В. Голубятникова мы находим указание, что в нижнем апшероне встречается галька нефтеносных пород, что к моменту отложения низов апшеронского яруса нефтяные месторождения Бакинского района были уже сформированы и продуктивная толща местами представляла сушу. При формировании этих месторождений давление несуществовавших тогда свит апшеронского и бакинского ярусов, само собой разумеется, не принимало участия. К моменту завершения отложений продуктивной толщи над диатомовыми слоями лежала пачка пластов мощностью приблизительно 1700—1800 *м*, способная произвести давление приблизительно 450—500 *ат*.

Говоря о возможной величине давления, мы хотим только показать, что при образовании нефти пласты, содержащие органогенный материал, находились под таким давлением, которое являлось достаточным, чтобы вместе с неучитываемым фактором (геологическим временем) компенсировать недостаточную, якобы, судя по лабораторным опытам, температуру и обеспечить процессы и гидрогенизации, и полимеризации углеводородов [56].

Здесь нужно учесть еще один чрезвычайно важный фактор, не только способствовавший повышению давления, но и дававший определенное направление всему процессу образования нефти. В результате химических реакций, протекавших в пласте, по-

лучались газы: метан, водород и др. Так как весь процесс образования нефти предполагает наличие непроницаемой перекрышки, то эти газы не уходили из пласта, а под все увеличивающимся давлением в нем растворялись и вступали в химические соединения с прочими углеводородами. Поэтому К. Крэг не без основания считает, что нефть могла из органического материала возникать только там, где было достаточное давление и непроницаемая, удерживающая нефть и газ крыша.

Итак, вслед за относительно кратковременным периодом биохимической их 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. Величины этих факторов находятся в известной функциональной зависимости одна от другой. Так, увеличение давления и температуры сокращает длительность процесса и т. д.

Огромная роль динамометаморфического процесса в образовании нефти уже сейчас никем не оспаривается. Разногласия касаются только деталей: так, Роджэрс не признает большой роли давления.

В оценке значения температуры необходимо ясно учитывать его обратную зависимость от времени. Г. Мейер и Р. Циммерли в процессе лабораторного изучения битуминозных сланцев экспериментально показали, что путем увеличения длительности процесса перевода исходного органического вещества в битум можно понизить необходимую для этого температуру с 365 до 275° С. По их теоретическим подсчетам, для перевода в битум 1% органического вещества при температуре 100° С потребовалось бы 84 тыс. лет, тогда как при снижении температуры до 60° С этот срок сразу удлинился бы до 67 млн. лет.

Огромное значение фактора времени подчеркивает также У. Пратт в своем последнем труде по вопросу о процессе гидрогенизации в природе [1]. Он констатирует, что для осуществления в природе процесса обогащения исходного углеводородного вещества (керогена) водородом и образования настоящей нефти теоретически необходима температура, превосходящая те нормы температуры, какие можно ожидать в недрах при совершении этого процесса, и допускает, что фактически требуемые реакции шли при более низких температурах, но в течение более продолжительного времени [57].

---

* В данном случае И. М. Губкин неудачно применил термин «региональный метаморфизм». В других случаях тот же этап литогенеза он называл «диагенезом» (см. редакционное добавление [7]). На современном литостадиальном языке этот этап именуется *катагенезом* (А. Е. Ферсман, Н. М. Страхов, Н. Б. Вассоевич и др.).

[1] *Wallace E. Pratt.* Hydrogenation and the origin of oil. — Problems of petr. geology. AAPG, 1934, p. 241.

Теперь, после всех пройденных нами деталей, резюмируем еще раз вкратце ход процесса образования природной нефти. Процесс этот был непрерывный; химическая сторона его нам мало известна, но общее направление его можно уже считать более или менее установленным. Начался он в органогенных или биогенных илах и, не прекращаясь, совершался во все время диагенетического изменения как самой органогенной прослойки, так и вмещающих ее пород. Он протекал при не особенно высокой температуре, при все возрастающем давлении и при участии анаэробных бактерий. Образование жидкой или полужидкой нефти началось еще в илах и в не вполне отвердевшей породе, и по мере того как эта порода под влиянием возрастающего давления все более и более уплотнялась, жидкость (т. е. вода и нефть) из нее выжималась в рыхлые породы (в пески, известняки и пр.), именно в те, которые подвергались меньше всего сжатию.

Образование нефти совершалось во всех точках органогенного слоя, где был соответствующий материал, следовательно, нефть в этом пласте все время находилась в диффузно рассеянном состоянии. По мере того как образовавшаяся нефть выжималась в пористые породы, органогенный пласт или первично-битуминозная порода постепенно беднели органическим веществом, и к концу процесса приобрели приблизительно тот характер слабо битуминозных пород, которые мы наблюдаем теперь в глинах майкопской свиты, темно-серых глинах диатомовой свиты Бакинского района и т. п. Выжатая в рыхлую породу вместе с водою нефть первоначально образовывала с нею нераздельную смесь, и потом, вследствие разницы в удельном весе, началось разделение этих жидкостей; причем, как мы уже указывали в главе VI, в кровле песчаного пласта расположился слой нефти с газом, а нижнюю часть заняла вода. По мере того как твердела порода и становилась все более стойкой по отношению к действующим на нее силам сжатия, в процессе вытеснения нефти из глины в пески и вообще в рыхлые породы приняла участие скопившаяся в рыхлом пласте вода, которая, в силу большой величины поверхностного натяжения по сравнению с нефтью, постепенно вытеснила ее из всех мельчайших пор. По мере нарастания мощности осадков, по мере погружения первично-битуминозной породы в более глубокие зоны земной коры приобретали в процессе нефтеобразования возрастающее значение процессы гидрогенизации, которые все более и более улучшали качество нефти. «Чем глубже песок, тем лучше нефть» (the deeper the sand, the better the oil), говорят американцы и не безосновательно. Конечно, условия нефтеобразования столь сложны, что эта поговорка может быть оправдана не в деталях, а только в весьма общем виде. В Калифорнии, например, глубокие пески содержат нефть в 28—35° Bé, тогда как более мелкие продуктивные горизонты в тех же самых месторождениях дают нефть в 18—20° Bé. Точно так же в штате Оклахома наиболее глубокий горизонт, зале-

гающий в силуре, содержит нефть в 40° Bé, а в более молодых свитах пенсильванского возраста нефть имеет плотность 30° Bé. У нас в Баку как раз наоборот: более легкие нефти залегают в верхнем отделе продуктивной толщи, а более тяжелые — в нижнем, а здесь подобное распределение объясняется другими причинами. Процесс нефтеобразования в намеченном направлении совершался до начала горообразующих процессов. Этот момент нужно считать уже началом формирования самого нефтяного месторождения. С этого момента начинается странствование нефти, ее миграция, до тех пор пока она не скопится где-либо в определенном месте в виде обособленной залежи [58]. Как совершаются передвижения нефти и процессы образования нефтяных месторождений и какое строение имеют эти месторождения, об этом мы подробно говорили в главах VI и VII. К начальному моменту миграции нефть должна иметь уже соответствующие физические свойства, которые позволили бы ей мигрировать по пластам и через пласты, т. е. к этому моменту процесс нефтеобразования уже должен быть закончен и должен начаться другой процесс ее изменения под влиянием новых факторов.

Мы проследили направление нефтеобразовательного процесса в одном пласте, но обычно в нефтяных месторождениях мы имеем целую серию нефтеносных горизонтов. Это происходит оттого, что в прибрежной полосе моря совершается, как мы уже указали, смена осадков в горизонтальном и в вертикальном направлениях. Глины сменяются песками, пески — глинами или известняками и т. д. Накопление органического материала в определенном месте тоже имеет прерывистый характер и не является каждый раз точной копией предыдущего. В составе органического материала могут быть более или менее значительные колебания. Эта разница в составе исходного материала и служит причиной того явления, что в одном и том же месторождении мы имеем разные по своим физическим и химическим качествам нефти. С достаточной обстоятельностью этот вопрос рассмотрен Г. Л. Стадниковым, к трудам которого [1] мы и отсылаем интересующихся подробностями этих процессов.

Самый процесс диагенетического изменения породы * имеет также свои отличительные черты по отношению к каждой породе, и это тоже служит причиной, почему в пределах одного и того же месторождения мы имеем разные нефти. Про нефти различных месторождений и говорить не приходится: все они, сохраняя в общем одну и ту же природу, имеют очень много своеобразия,

---

[1] Неоднократно цитируемая нами книга *Г. Л. Стадникова* «Происхождение углей и нефти» (1931 г.) вышла новым изданием.

* Имеются в виду те изменения пород, которые сейчас в СССР называют катагенетическими (или, неправильно, катагенными) и которые приходят на смену собственно диагенетическим изменениям осадков (говорить о диагенезе пород или свит в настоящее время нельзя).

о чем говорят многочисленные факты, изложенные нами в главах, посвященных физико-химическим свойствам нефти.

Так произошла нефть почти всех нефтяных месторождений Соединенных Штатов, так произошла нефть и наших нефтяных месторождений Грозненского, Майкопского, Эмбенского районов и др., где нефть, как говорят, залегает первично, т. е. она возникла в пределах той свиты, где сейчас залегает, и вся ее миграция совершалась в пределах только этой свиты: из глин в пески и по пескам — в своды антиклиналей и в другие места скопления. Но там, где она залегает вторично, не в тех свитах, среди которых возникла и куда пришла после сложного пути странствования, там процессы ее образования несколько неясны. Возьмем нефтяные месторождения юго-восточной части Кавказа, где залежи нефти приурочены к продуктивной толще. Эта свита по своему характеру и по условиям отложения не могла сама по себе быть источником нефти, а могла послужить лишь великолепным коллектором для нее *. Нефть в нее пришла из других свит, но из каких именно? Вот тут-то и начинается область догадок. Все свиты третичного возраста типа диатомовых слоев, майкопской свиты, бурого коуна могли быть материнскими породами. Битуминозные породы залегают и в мезозое. Кроме того, мы здесь видим тесную связь не только территориальную, но и генетическую, между грязевыми вулканами и нефтяными месторождениями.

До начала тектонических явлений миграция нефти ограничивалась главным образом передвижкой ее из глин в пористые пласты. После того как свиты были подняты и выведены из горизонтального направления, изменились условия и статического давления, а главное, получил значение новый фактор — динамическое давление. Совместное действие обоих факторов привело к более глубокому изменению всех осадочных пород, повлияло и на включенные в них органические вещества, в том числе на уголь и нефть. И то и другое полезное ископаемое подверглось значительному метаморфизму, в результате которого весьма сильно изменилась их природа. Бурые угли превратились в каменные, каменные — в антрациты. О влиянии динамометаморфизма на нефть долгое время не подозревали. Впервые этим вопросом занялся американский геолог Д. Уайт еще в 1915 г. Он, во-первых, определил изменение углей в зависимости от степени динамического воздействия на них при горообразовательных процессах; во-вторых, он установил, что угли, наиболее близко расположенные к центрам наибольшего проявления горообразующих процессов, претерпели наибольшую метаморфизацию, по-

---

* В результате исследований В. В. Вебера и азербайджанских геологов и геохимиков выяснилось, что продуктивная толща юго-восточного Кавказа (по крайней мере ее нижний отдел) относится к категории нефтепроизводящих.

казателем степени которой служила величина так называемого постоянного углерода в угле и величина летучих веществ. На основании детального изучения этих констант были составлены карты угольных изовольв, или линий, соединяющих точки с одинаковым содержанием постоянного углерода. На эту карту были нанесены газовые и нефтяные месторождения. Сначала эта работа была проделана по отношению к Аппалачской области, а потом по отношению к нефтяным месторождениям Мид-Континента. Оказалось, что бо́льшая часть Пенсильванских месторождений лежит между изовольвами 55—60% в полосе, параллельной общему простиранию аппалачской горной системы. К востоку от этой полосы простирается полоса с изовольвами в 65—70%, в которой вместо месторождений нефти встречаются месторождения газа. Более поздние исследования показали, что параллельно с изменением угольного коэффициента изменяется и характер углей. Э. Лиллэй дает следующие соотношения для нефтей:

Постоянный углерод, % (fixed carbon)		Постоянный углерод, % (fixed carbon)	
80—100	Никаких углеводородов	55—60	Нефти смешанного основания, 35—40° Be′
70—80	Только сухой газ	50—55	То же, ниже 35° Be′
60—70	Нефти парафинового основания, выше 40° Be′	Ниже 50	Нефти асфальтового основания

Таково влияние на характер нефтей динамометаморфизма *. Теоретически говоря, более древние нефти подверглись и большему его влиянию. В общем, это подтверждается примером нефтей Соединенных Штатов, где палеозойские нефти, вообще говоря, легче мезозойских, мезозойские же — легче третичных. Но из этого правила много исключений, объясняемых особенностями исходного материала и геологической обстановкой того или иного месторождения. Из заводской практики нам хорошо известно, что если нефть будет перегрета, то начинается распадение ее тяжелых молекул на более легкие (на этом основан крекинг нефти). Если применить очень высокую температуру, то мы можем всю нефть превратить в газ, в составе которого главную роль будет играть метан. Вероятно, и в природе, если нефтяные залежи попадали в условия чрезвычайно высокого давления или очень больших температур, начиналось разложение нефти, которое заканчивалось разрушением углеводородов с выделением водорода и углерода. Это — крайняя степень метаморфизма органического вещества. Так, вероятно, образовался графит — один из крайних членов ряда битумов, а водород вследствие его малого атомного веса и крайней подвижности, вероятно, улетучился из литосферы в атмосферу.

---

* Впоследствии выяснилось, что ведущим фактором «метаморфизма» ископаемых углей, определяющих «углеродный коэффициент» (carbon ratio), а также изменения с глубиной свойств нефтей, является температура.

Из предыдущего видно, что мы не разделяем полностью ни точки зрения большинства американских геологов, считающих кероген промежуточным веществом на пути превращения органического вещества в нефть, ни точки зрения, развитой Меррэем Стюартом, считающим, что органическое вещество превратилось в нефть прежде его погребения и что процесс образования свободной нефти есть процесс нарушения прилипания нефти к глинистым частицам и выжимания ее в пористую породу. Мы полагаем, что нефтеобразование, начавшись с разложения жиров в биогенном иле до его погребения, продолжалось и после его погребения при активном содействии анаэробных бактерий во весь период диагенетического изменения породы. Все эти взгляды нуждаются в дальнейшем их уточнении и экспериментальной проработке в лаборатории и увязке их с полевыми наблюдениями. Особенно важными мы считаем исследования по дальнейшему выяснению роли анаэробных бактерий в процессах нефтеобразования.

В заключение нужно коснуться еще вопроса о керогенных породах, или горючих сланцах. Это, по нашему мнению, недоразвившиеся до образования природной нефти породы. Если бы они были развиты в областях погружения в переслаивании с песками и могли попасть в зоны высокого давления, органическое вещество в них, по всей вероятности, превратилось бы в нефть. В некоторых из них процесс битуминизации не успел еще начаться, как они уже были выведены из сферы биохимических и химических процессов поднятием со дна моря. Таким примером являются куккерские сланцы [59]. В них синезеленая водоросль со времени нижнего силура сохранилась почти неизмененной. На покровном стеклышке в капле воды или хлоралгидрата она набухает и развертывается, как живая. В волжских сланцах процесс битуминизации уже начался, часть органогенного вещества уже перешла в битум, на этой стадии превращение остановилось, между тем как те же слои верхней юры, погребенные под меловыми отложениями в Эмбенском районе, дали нефть. В Майкопском нефтяном месторождении ниже основных нефтяных залежей, среди свиты фораминиферовых слоев, залегает пласт сильно битуминозной глины с рассеянными по всему пласту капельками нефти. Когда некоторые скважины достигали этого пласта, в забое скоплялось даже небольшое количество свободной нефти. Если бы его перекрывал или подстилал пористый пласт, мы имели бы нефтеносный горизонт с промышленным скоплением нефти, а сейчас — это только пласт с диффузно рассеянной нефтью. Обращает на себя внимание исключительная нефтеносность майкопских глин в Хадыженском месторождении. Здесь глины настолько насыщены нефтью, что достаточно тончайших песчаных прослоев и смятия среди них, чтобы образовались скопления нефти, дающие хотя небольшие, но довольно постоянные притоки. И здесь, будь среди этих глин хорошие коллекторы, мы имели бы месторождение с большими запасами нефти, теперь рассеянной по всей толще

майкопских глин. Последующая разведка этого месторождения вниз по падению, где среди глин были встречены более или менее мощные прослои песка, подтвердила это предположение. Эти песчаные залежи оказались содержащими богатые запасы нефти. Керогеновая порода остается таковой на разных степенях превращения органического вещества и в том случае, когда в свите пластов, ее содержащих, не находится рыхлых пород, могущих быть хорошим коллектором для нефти.

Мы с достаточной подробностью остановились на вопросе о происхождении нефти, придавая ему большое теоретическое и практическое значение [60]. Полагаем, что последние работы советских и американских ученых поставили этот вопрос на правильный путь, увязав экспериментальную работу химиков с полевыми наблюдениями геологов.

Целью этой книги было желание ответить на следующие вопросы: что такое нефть, какое место она занимает среди длинного ряда горючих ископаемых, или каустобиолитов, как она произошла, как образовались ее скопления в земной коре, которые мы называем нефтяными месторождениями, в каких условиях она теперь залегает в земных недрах и каково ее экономическое значение в системе нашего социалистического хозяйства и вообще в мировой экономике.

ПРИМЕЧАНИЯ

[1] к стр. 11. В период второй мировой войны 1938—1945 гг. и в особенности в послевоенный период значение нефти в мировой политике и экономике возросло еще более. Доля нефти и природного газа в мировом потреблении энергии увеличилась с 32,8% в 1950 г. до 63,6% в 1973 г., а доля твердого топлива сократилась соответственно с 54,1 до 26,8% (Народное хозяйство СССР в 1973 г., статистика. М., 1974, стр. 174). В эти годы усилилась борьба империалистических государств за овладение нефтегазоносными территориями. В то же время в результате развития национально-освободительного процесса развивающиеся страны все более активизировали борьбу против нефтяных монополий. Мощной силой в борьбе против монополий стала Организация стран-производителей нефти (ОПЕК). Ряд арабских стран объединился в Организацию арабских стран-экспортеров нефти (ОАПЕК).

[2] к стр. 14. В наше время развитие и само существование почти всех отраслей экономики промышленно развитых капиталистических и многих развивающихся стран находится в непосредственной жизненной зависимости от удовлетворения потребности в нефти и нефтепродуктах. В современном мире уровень потребления нефти и нефтепродуктов является одним из важнейших показателей развития всей экономики. За годы, прошедшие

Таблица I

Структура потребления нефтепродуктов в промышленно развитых капиталистических и развивающихся странах и отдельно по США (в %)

Нефтепродукт	В целом по промышленно развитым капиталистическим и развивающимся странам (без США)	США
Бензин автомобильный	24,5	35,5
Керосин тракторный и осветительный	2,7	1,7
Дизельное топливо	22,5	18,0
Мазут	28,8	16,8
Прочие	21,5	28,0
Итого	100,0	100,0

после опубликования работ И. М. Губкина, кроме названных им четырех групп нефтепродуктов, в мире значительно развилось производство специальных нефтепродуктов и в первую очередь реактивного топлива и авиационного бензина; значительно увеличились октановые числа автомобильных бензинов (до 100); непрерывно увеличивается использование нефти и газа в качестве сырья для бурно развивающихся нефтехимических производств.

В 1973 г. добыча нефти в промышленно развитых капиталистических и развивающихся странах составила 2337,5 млн. *т*, в том числе в США — 515 млн. *т*, а в 1974 г. соответственно 2316,6 и 433 млн. *т*. Структура потребления нефтепродуктов в этих странах приведена в табл. I, а США — в табл. II.

Таблица II

Структура потребления нефтепродуктов (в %) в США в 1970 г.

Отрасль потребления	Бензин	Керосин	Реактивное топливо	Нефть	Дизельное топливо	Мазут	Сжиженный газ
Транспорт							
автомобильный	98,3						
железнодорожный					10,0	0,9	
воздушный	1,7		100,0				
речной					1,5	3,8	
Электростанции					0,5	26,5	1,0
Металлургия						5,0	
Нефтехимия							30,0
Другие отрасли				100,0		18,0	
Бытовое и коммерческое потребление		68,0			66,0	32,3	34,0
Прочие потребители		32,0			22,0	13,5	35,0
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

[3]. к стр. 15. **Мировое потребление основных видов топливно-энергетических ресурсов в 1973 г. по сравнению с 1935 г. (в млн. *т* у. т.)**

Энергоресурсы	1935 г.		1973 г.	
	По данным И. М. Губкина	Структура (в %)	По данным мировой статистики	Структура (в %)
Уголь	1195	70,0	2260	27,6
Нефть	327	17,9	3640	44,5
Природный газ	83	4,9	1550	18,9
Гидроэнергия	125	7,2	470	5,6
Итого	1730	100,0	8200 *	100,0 *

* Предварительные данные; в том числе торф и дрова — 280,0 млн. *т* у. т., или 3,4%.

За 35 лет мировое потребление энергии увеличилось почти в 4,8 раза. Доля стран, перечисленных И. М. Губкиным (США, Великобритания, Германия, Франция, Италия, Япония), в мировом потреблении основных видов топлива снизилась с 74% в 1935 г. до 50—53% в 1973 г. (учтены данные по ФРГ); доля стран социализма в мировом потреблении топливно-энергетических ресурсов достигла в 1974 г. примерно 28% против 12% в 1935 г. («Известия», 20 февраля 1974 г.; БИКИ, 1974. Приложение № 2).

[4] к стр. 17. Мировая добыча нефти в 1974 г. достигла 2,8 млрд. *т* и превысила добычу нефти 1936 г. в 11,3 раза. За эти годы появились новые нефтедобывающие страны, коренным образом изменилось соотношение государств и континентов в мировой добыче нефти и в добыче нефти промышленно развитыми капиталистическими и развивающимися странами. В Северной Америке в 1973 г. добыча нефти и газового конденсата составила 612 млн. *т* (в том числе США — 515,0 млн. *т*), или около 22% от мировой добычи, в странах Центральной и Южной Америки добывалось несколько более 265 млн. *т* (9,4%), на Ближнем и Среднем Востоке — 1060 млн. *т* (37,8%), в Африке — 270 млн. *т* (9,6%), в Западной Европе — 15,5 млн. *т* (0,5%), в Юго-Восточной Азии — 115 млн. *т* (4%). Страны социализма занимают в мировой добыче нефти около 17%.

[5] к стр. 20. На протяжении 1935—1973 гг. изменение оценок мировых потенциальных ресурсов нефти и природного газа характеризуется высокой динамичностью. Материалы мировых нефтяных, газовых и энергетических конференций, а также исследований ряда советских и зарубежных ученых представлены в табл. I.

Таблица I

Динамика оценок мировых потенциальных и возможных к извлечению ресурсов нефти и газа

Энергоресурсы	1935 г.	1952 г.	1962 г.	1966—1972 гг.
Нефть, млрд. *т*				
Потенциальные	6—7	80—120	350—450	1390
Возможные к извлечению	—	—	—	860
Газовый конденсат, млрд. $м^3$				
Потенциальные	—	—	—	140
Возможные к извлечению	—	—	—	80
Природный газ, трлн. $м^3$				
Потенциальные	—	16	150	860
Возможные к извлечению	—	—	—	540

В результате научно-технического прогресса за треть века произошли гигантские сдвиги в развитии геологии, геофизики и геохимии, обеспечившие быстрое расширение познаний о возможных энергосырьевых ресурсах планеты.

Значительными величинами оцениваются потенциальные мировые запасы нефти в нефтеносных сланцах и битуминозных песках в диапазоне 400—800 млрд. *т* (по различным оценкам), однако вследствие высокой стоимости процессов извлечения нефти из этих пород использование указанных запасов в промышленном масштабе все еще не начато.

Площадь нефтегазоносных территорий Советского Союза (см. стр. 4, 5 указанного ниже сборника) составляет около 11,9 млн. *км*^{2}, или 37,11% мировых нефтегазоносных территорий. Значительно больше половины территории нашей страны сложено осадочными породами, что определяет высокую степень вероятности в них коллекторов нефти и газа. В стране открыто более 1000 нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений, из них около 30 — уникальные и крупные, на которые приходится почти $^2/_3$ всей добычи нефти и газа в стране (Экономика нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности. М., «Недра», 1972).

После 1935 г. резко изменилось географическое размещение нефтяной промышленности. Блестяще подтвердились прогнозы И. М. Губкина о перспективах нефтегазоносности восточных районов нашей страны, в том числе Западной Сибири. Благодаря открытиям и интенсивной разработке крупных и уникальных месторождений нефти доля восточных и северных районов страны в общей добыче нефти СССР (включая газовый конденсат) составила в 1973 г. около 85% против 2% в 1935 г.

Нефтяная и газовая промышленность нашей страны достигла гигантских успехов в открытии крупнейших и уникальных нефтяных и газовых месторождений, в увеличении добычи нефти и газа и в научно-техническом прогрессе всего комплекса средств, методов и способов разведки, разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа (табл. II).

Таблица II

Динамика добычи нефти и газа в нашей стране (1937—1973 гг.)

Энергоресурсы	1937 г.	1940 г.	1960 г.	1970 г.	1973 г.	1974 г.
Нефть и газовый конденсат, млн. *т*	28,5	31,1	147,9	353,0	429,0	459,0
Природный и попутный газ, млрд. *м*^{3}	2,2	3,2	45,3	197,9	236,0	255,0

За 37 лет добыча нефти и газового конденсата в стране увеличилась более чем в 16 раз и природного газа — почти в 116 раз. Государственным планом развития народного хозяйства СССР на 1975 г., утвержденным на второй сессии Верховного Совета СССР, предусматривается довести добычу нефти и газового конденсата до 489,4 млн. *т*, газа — более чем до 285 млрд. *м*^{3} (Плановое хозяйство, 1975, № 2, стр. 3).

В 1970 г. доля СССР в населении земного шара составляла 7%, в мировом промышленном производстве — 20%, в добыче нефти — 16%, в добыче угля — 20%, в выработке электроэнергии — 15% (Народное хозяйство

СССР в 1922—1927 гг. Юбилейный статистический ежегодник. М., «Статистика», 1972).

По темпам прироста добычи нефти (включая газовый конденсат) в СССР достигнуты крупные успехи: за последние четыре года (1970—1974 гг.) среднегодовой абсолютный прирост добычи нефти составил более 25 млн. т. Добыча нефти (включая газовый конденсат) достигла в нашей стране в 1974 г. 458,8 млн. *т* и природного газа 255 млрд. *м*^{3}. По сравнению с 1950 г. добыча нефти увеличилась более чем в 12 раз, а природного газа в 41 раз. Доля нефти и природного газа в топливно-энергетическом балансе нашей страны возросла (в пересчете на условное топливо) с 51,3 % в 1965 г. до 64,9% в 1974 г.

В 1974 г. СССР вышел по добыче нефти на первое место в мире: добыча нефти (без газового конденсата) достигла в нашей стране почти 452 млн. *т*, а в США — 433,0 млн. *т*.

Значительно возросла добыча нефти в ряде стран социализма (табл. III). Благодаря помощи Советского Союза социалистическим странам в разведочных работах и в развитии нефтяной и газовой промышленности добыча нефти увеличилась в Венгрии за 1950—1970 гг. почти в 4 раза, в Румынии — в 2,8 раза.

Таблица III

Соотношение производства различных углеводородных ресурсов и электроэнергии в 1973 г. в странах Совета экономической взаимопомощи (СЭВ) и странах Европейского экономического сообщества (ЕЭС)

Энергоресурсы	Страны СЭВ	Страны ЕЭС
Нефть, млн. *т*	440	10,4
Природный и попутный газ, млрд. *м*^{3}	260	145
Уголь товарный, млн. *т*	1258	286
Электроэнергия, млрд. *квт-ч*	1223	1033

* «Известия», 20 февраля 1974 г.

В ряде социалистических стран в результате геологопоисковых работ выявлены благоприятные перспективы для развития добычи нефти и газа. Советский Союз оказывает огромную помощь социалистическим странам, не располагающим в настоящее время достаточными ресурсами нефти и газа. Это находит отражение в значительных поставках в эти страны советских нефти и природного газа. (Нефтедобывающая промышленность СССР. 1917—1967. М., «Недра», 1968; *Л. М. Томашпольский.* Нефть и газ в мировом энергетическом балансе. 1900—1902 гг. М., «Недра», 1968; Энергетика мира и перспективы ее развития. М., «Энергия», 1970.)

[6] к стр. 23. Те два основных типа органического материала — «углеводный» и «углеводородный», — о которых пишет И. М. Губкин, многие советские геологи и химики именуют гумусовым (обязанным высшим растениям) и сапропелевым (возникающим за счет низших растений и вообще планктона), а некоторые американские авторы — угольным (coal) и нефтя-

ным (oil) типами керогена. Выделяют также смешанные типы — гумусово-сапропелевый (при преобладании сапропелевого вещества) и сапропелево-гумусовый. Это деление вполне приемлемо для большинства концентрированных форм органического вещества (КОВ) — ископаемых углей и ряда горючих сланцев. Его распространили на рассеянное в породах органическое вещество (РОВ), что первоначально оправдывалось недостаточной изученностью преобладающих типов РОВ. В дальнейшем выяснилось, что во многих случаях, особенно в морских отложениях, имеют место существенные отличия состава РОВ от состава концентрированного ОВ (КОВ) того типа, которое свойственно мелководным озерам или болотам. Это обусловлено во многом значительной деструкцией биохимических компонентов (диспергированных до молекулярного состояния) отмерших организмов в водной толще до того, как они достигнут морского дна или дна крупных водоемов.

[7] к стр. 23. *Диагенетическими* И. М. Губкин называл все изменения осадков и пород, которые они претерпевают в результате увеличения глубины их залегания, вплоть до наступления собственно метаморфизма. Он даже называл диагенез «предварительной стадией метаморфизма» (Губкин. Учение о нефти, изд. 1-е, 1932, стр. 403; там же, 1937, изд. 2-е, стр. 452). И. М. Губкин понимал «диагенезис» очень широко. Он относил к диагенетическим изменения, претерпеваемые бурыми углями при переходе в каменные и далее в антрацит (Губкин. Учение о нефти, 1937, изд. 2-е, стр. 24). Так широко трактуют диагенез до сих пор в США и в других американских и западноевропейских странах.

Если перейти на современную «литостадиальную» терминологию, то можно будет сказать, что диагенез И. М. Губкина отвечает *собственно диагенезу* (s. str.) в понимании Н. М. Страхова и большинства советских геологов и *катагенезу* в понимании А. Е. Ферсмана, Н. Б. Вассоевича, В. А. Успенского и многих других. Диагенез s. str. — это стадия превращения осадка в породу, отвечающая торфяной стадии углеобразования. Катагенез, иногда неточно именуемый эпигенезом, охватывает все изменения пород при их опускании до наступления собственно метаморфизма (метагенеза). Это отвечает этапам изменения бурых углей и преобразования их в каменные, вплоть до антрацита. Некоторые авторы искажали смысл ряда высказываний И. М. Губкина из-за того, что ошибочно (не подозревая об этом) приписывали ему узкое понимание «диагенеза» (понятие «диагенез» укоренилось в нашей литературе лишь в послевоенные годы).

[8] к стр. 29. Термин «битумы» отличается исключительной неопределенностью. К битумам не раз относили даже все ископаемые угли. С другой стороны, в течение последнего полувека битумами называли (а некоторые химики и геологи до сих пор называют) экстракты органических растворителей торфа, углей, растений, органического вещества пород (кероген). Это, конечно, усугубило терминологическую путаницу. И. М. Губкин во многом избежал ее. То, что он понимает в «Учении о нефти», как и в других своих трудах, под «битумами», можно на современном научном языке назвать нафтидами (углеводородные газы+нефть и ее естественные производные — озокерит, асфальт и т. д.). Для И. М. Губкина понятие «битумы» было родовым, а «нефть» — видовым. Поэтому он никогда не писал «нефть и битумы», а только — «нефть и другие битумы». Например, в Избр. соч. (т. I. М.—Л.,

Изд-во АН СССР, 1950, стр. 548) можно прочесть «. . . нефти или какого-либо другого битума. . .».

[9] к стр. 29. О преобладании в составе вообще всех каустобиолитов углерода над водородом можно говорить только, имея в виду весовую долю, весовые проценты, но не число атомов. В последнее время все чаще переходят именно на атомные (атомарные) проценты и атомные отношения, так как они дают более доходчивую, более ценную, с химической точки зрения, информацию. Так, например, в метане, наиболее богатом водородом каустобиолите, углерода по весу в три раза больше водорода. Атомарные же проценты позволяют сразу познать химический состав метана и получить даже представление о строении молекулы метана — H/C=4.

Для сапропелевого и подобного ему органического вещества величина атомарного отношения H/C больше 1; для нефтей это отношение чаще всего не выходит за пределы 1,7—2. Отношение H/C для углей и нафтидов, представленных в табл. 6 (см. текст, стр. 30), следующее:

Антрацит		Асфальт	
средний	0,31	тринидадский	1,55
уральский	0,42	Пешельбронна	1,63
Каменный уголь		Грозненские нефтяные	1,75
средний	0,75	остатки	
газовый	0,78	Тяжелая бакинская	1,78
Бурый уголь	0,97	нефть	
Богхэд	1,27	Пенсильванская нефть	1,92

[10] к стр. 32. Слово «петролиты» может служить ярким примером крайне неудачного термина (неправильно образованной аббревиатуры), лишенного ориентировки, — его буквальное («ближайшее», по определению выдающегося филолога А. А. Потебни) значение не отражает сути обозначенных им веществ («дальнейшего» значения): *petra* (др.-греч.) — скала, утес, камень; *lithos* — камень. Некоторые авторы называют петролитами все твердые (и полутвердые) продукты изменения нефтей (асфальты, озокерит и т. д.). Этого «термина», как и почти столь же неудачного названия нефтехимии «петрохимия», следует избегать.

[11] к стр. 33. Новейшие историко-геолого-геохимические исследования продуктов деятельности грязевых вулканов подтвердили, что углеводородные газы являются продуктом термолиза и / или термокатализа органического вещества, содержащегося в осадочных породах, опущенных на глубины, где господствуют термобарические условия, свойственные нижней подзоне мезокатагенеза (начиная с подэтапа углефикации, отвечающего углям марки К и последующим) и даже апокатагенеза (*В. А. Соколов.* Геохимия природных газов. М., «Недра», 1971).

[12] к стр. 36. Газовая промышленность в СССР стала бурно развиваться в послевоенные годы. В 1950 г. было добыто 5,8 млрд. $м^3$, в 1960 — 45,3 млрд. $м^3$, в 1974 г. — уже 261 млрд. $м^3$ газа. Было открыто много газовых месторождений, в том числе крупнейшие на Земле на севере Сибири (Уренгой и др.), в Средней Азии — Газли, Шатлык, Ачак и др., Вуктыльское в Европейской части СССР, Шебекинское на Украине, Оренбургское и др. По общим запасам горючих газов наша страна вышла на первое место в мире. (Справочник. «Газовые месторождения СССР». М., «Недра», 1968).

[13] к стр. 53. В Советском Союзе для определения показателей преломления нефтепродуктов пользуются отечественными рефрактометрами ИРФ-22, типа Аббе, и ИРФ-23, типа Пульфриха. Корректные значения показателей преломления на этих приборах можно получить для бесцветных жидкостей в областях спектра, далеких от полос поглощения испытуемых веществ. Определения показателя преломления светлых нефтепродуктов приобрели особое значение после того, как на их основе удалось создать ряд методов структурно-группового анализа (см. ниже, гл. V) светлых нефтепродуктов. В основе этих методов лежат значения удельной рефракции, обычно выражаемой уравнением Лоренц—Лорентца: $R = \frac{n_D^2 - 1}{n_D^2 + 2} \cdot \frac{1}{\rho}$ и относительной дисперсии, выражаемой уравнением $\omega = \frac{n_F - n_C}{n_D - 1} \cdot 10^3$, числом Аббе $\nu = \frac{n_D - 1}{n_F - n_C} \cdot \frac{1}{10^3}$, или удельной дисперсией $\frac{n_G - n_C}{\rho} \cdot 10^4$. (Индексы при n_x отвечают спектральным линиям натрия — D и водорода — C, F, G).

Удельная рефракция насыщенных углеводородов является функцией отношения углерода к водороду и, следовательно, мерой степени их цикличности. Дисперсиометрические характеристики лежат в основе методов оценки содержания ароматических структур в исследуемых нефтепродуктах.

[14] к стр. 64. Расчетный метод определения теплот сгорания топлив для реактивных двигателей на основании данных о плотности и анилиновой точке испытуемого топлива принят в качестве стандартного (ГОСТ 11065—64). Расчет ведут по формуле $Q_M = 9940 + (t + 17{,}8)\,K$, где t — анилиновая точка испытуемого топлива в °С, а коэффициент $K = \frac{15{,}65}{\rho + 4{,}44\gamma} - 14{,}56$, здесь ρ — плотность топлива при 20° С в $г/см^3$ по ГОСТу 3900—47 и γ — средняя температурная поправка плотности, по тому же ГОСТу.

[15] к стр. 70. «Бакинский способ» определения температуры застывания нефтепродуктов, описываемый И. М. Губкиным, заменен двумя стандартизованными: ГОСТ 1533-42 — способ определения температур застывания масел и темных нефтепродуктов и ГОСТ 8513-57 — метод определения максимальной температуры застывания темных (парафинистых) нефтепродуктов. Последний отличается повышенным диаметром пробирок, используемых при определениях, и предварительным прогревом образцов до 95—97° С. Проводится несколько параллельных определений, каждое со свежим образцом, в чистой пробирке.

[16] к стр. 74. Особый интерес представляют растворы нефти и нефтепродуктов в сжатых газах в области надкритических состояний. В этом состоянии они отличаются повышенной подвижностью. Падение давления ниже критического приводит к выделению из этих растворов сначала наиболее тяжелых асфальтовосмолистых компонентов и к обогащению растворов более легкими углеводородными компонентами. В Советском Союзе исследования в этой области были впервые поставлены чл.-корр. АН СССР М. А. Капелюшниковым и С. Л. Заксом и широко развиты Т. П. Жузе.

Результаты, полученные в настоящее время, объясняют многое в области миграции нефти, образования газоконденсатных месторождений нефти, а также могут быть использованы в оригинальных процессах деасфальтизации и обессмоливания нефтепродуктов, парафинов, церезинов и др.

Несмотря на то, что взаимная растворимость воды в углеводородах и углеводородов в воде весьма мала, скорости поглощения влаги углеводородными топливами очень велики. Часто бывает достаточно нескольких секунд контакта топлива с воздухом обычной влажности для насыщения его водой. Создаваемые этим трудности при криоскопическом определении молекулярных весов по температурам застывания бензольных растворов многократно пытались преодолеть специально конструируемыми приборами, в ко-

Таблица

[17] к стр. 75. **Современные данные элементного состава типичных нефтей по справочнику «Нефти СССР» (1972), в процентах на их органическую часть, принятую за 100%**

Месторождение	ρ_4^{20}	C	H	S	O	N
Красноборское, Калининградская область	0,8298	86,00	13,53	0,21	0,20	0,06
Долинское, УССР	0,8476	84,40	14,50	0,72	0,20	0,18
Леляковское, »	0,8045	85,80	12,95	0,46	0,70	0,09
Вишанское, БССР	0,8651	86,25	12,75	0,22	0,68	0,10
Виленское, МолдССР	0,9414	86,78	11,81	0,36	0,85	0,20
Шупоряйское, Литовская ССР	0,8146	85,18	14,24	0,30	0,04	0,04
Истокское, Пермская область	0,8296	86,00	13,43	0,15	0,37	0,05
Ножовское, » »	0,9596	82,52	11,56	0,48	5,10	0,34
Вятское, Удмуртская АССР	0,8858	84,83	12,23	0,05	2,62	0,27
Нижнеомринское, Коми АССР	0,8225	85,52	14,08	0,11	0,22	0,07
Алакаевское, Куйбышевская область	0,8507	84,60	13,14	0,29	1,88	0,09
Мухановское, » »	0,8480	85,08	13,31	0,21	1,30	0,09
Арланское, Башкирская АССР	0,8918	84,42	12,15	0,06	3,04	0,33
Туймазинское » »	0,8560	85,55	12,70	0,15	1,44	0,14
Ромашкинское, Татарская АССР	0,8620	85,13	13,00	0,09	1,61	0,17
Акташское, » »	0,8621	85,60	12,46	0,07	1,67	0,20
Бобровское, Оренбургская область	0,8112	85,44	13,31	0,20	0,95	0,10
Родинское, » »	0,9331	79,82	11,01	3,70	4,57	0,60
Жирновское, Волгоградская область	0,8541	86,10	13,40	0,17	0,23	0,06
Коробковское, » »	0,8470	85,10	13,72	0,02	1,07	0,09
Карачухурское, АзербССР	0,8418	85,88	13,55	0,32	0,13	0,12
Нефтяные Камни, »	0,8870	86,80	12,30	0,64	0,20	0,16
Восточно-Эхабинское, о. Сахалин	0,8652	85,85	12,83	0,49	0,51	0,32
Некрасовское, » »	0,8082	86,20	13,30	0,18	0,20	0,12
Паромайское, » »	0,8265	86,48	13,09	0,09	0,21	0,13
Катанглийское, » »	0,9400	86,78	11,85	0,39	0,56	0,42

торых предполагалось возможным полное устранение влаги. Однако добиться стабильности результатов при определениях молекулярного веса такими приемами не удалось. По предложению В. Хюккеля, вместо чистого криоскопического бензола рекомендуется пользоваться бензолом, насыщенным водой. При соответствующей поправке на криоскопическую константу с таким бензолом получают гораздо лучшие результаты.

[18] к стр. 79. В нефтях всех месторождений мира присутствуют практически все возможные изомеры парафиновых углеводородов до октанов включительно.

[19] Стр. 80. В настоящее время твердо установлено присутствие нафтеновых углеводородов с различным числом колец практически во всех нефтях. Так же, как для парафинов, основное различие нефтей между собой — по концентрациям нафтенов разного строения, а не по структурам (количественное, а не качественное).

Из нафтенов наибольшее значение как сырье для получения капролактама имеет циклогексан. Большой интерес в качестве мономеров представляют аналоги нафтенов с малыми циклами — циклопропан и циклобутан. В нефтях эти неустойчивые углеводороды отсутствуют, но могут быть получены из нефтяного сырья.

[20] Стр. 86. Производные ряды бензола, нафталана и высших поликонденсированных ароматических углеводородов широко представлены во всех нефтях. Практическое использование их ввиду малых концентраций, сложности смесей и связанных с этим трудностей выделения ограничивалось выделением толуола из некоторых бензинов, сравнительно богатых им. Пиролиз и каталитические реакции дегидрирования и дегидроциклизации позволяют получить из нефтяного сырья ароматические углеводороды в виде, удобном для промышленного выделения наиболее важных из них.

[21] к стр. 91. Самовоспламенение распыленных жидких топлив за счет саморазогрева их при сжатии в смеси с воздухом лежит в основе работы двигателя Дизеля. Термоокислительные превращения углеводородов — основные реакции, происходящие при сгорании нефтяных топлив как в форсунках современных ТЭЦ, так и во всевозможных двигателях внутреннего сгорания — от мотоциклетных до мощных турбореактивных.

Процессам взрывного, быстрого и медленного окисления углеводородов кислородом дано объяснение в перекисной теории Баха — Энглера в сочетании с цепной теорией химических реакций. Последняя детально развивается школой ученых, возглавляемой лауреатом Нобелевской премии академиком Н. Н. Семеновым.

[22]. Стр. 94. Современные данные по содержанию кислорода в составе нефтей (см. таблицу примечания [17] данной главы) показывают, что нефти с высоким содержанием кислорода встречаются также и на больших глубинах. Для нефтей характерно присутствие нейтрального кислорода типа простого эфирного; вероятно наличие тетрагидрофурановых, фурановых и прочих групп соединений с кислородом в гетероцикле. Такие типы кислородных соединений следует отнести к древним, остаточным, веществам, сохранившимся с ранних стадий нефтеобразования.

Вторичное обогащение нефтей кислородом наблюдается в случаях соприкосновения нефтяной залежи с поверхностными водами при нарушениях

герметизации залежи и связанных с этим изменениях окислительно-восстановительных потенциалов. В отчетливо восстановительных условиях, типичных для ненарушенных залежей, набор кислородных соединений, присутствующих в нефтях, отличен от характерного для окисленных нефтей.

[23] к стр. 96. В настоящее время установлено присутствие в нефтях кислородных соединений разных классов. Лучше всего изучены нафтеновые кислоты, около 50 из которых было выделено и охарактеризовано в индивидуальном состоянии. Примерно половина из этого числа относится к нормальным алкилкарбоновым и 10 к изоалкилкарбоновым кислотам. До недавнего времени было выделено и охарактеризовано всего пять циклопентанкарбоновых, четыре циклогексанкарбоновых, четыре циклопентилуксусных кислот и одна циклопентилпропионовая кислота. Сверх того идентифицированы три дикарбоновые кислоты и обнаружены карбоновые кислоты полициклического и гетероциклического строения. По-видимому, преобладающей по концентрации является группа циклопентанкарбоновых кислот.

Кроме кислот, в нефтях идентифицирован ряд фенолов и обнаружены кетоны (следы). На основании наблюдений Разумова можно предполагать присутствие в нефти Сахалина сложных эфиров, фенолов и карбоновых кислот. Для ряда нефтей указаны сложные эфиры, фураны и бензофураны.

[24] к стр. 101. Согласно современным рентгеноструктурным данным и результатам термодеструкционных и химических исследований, в основе структуры асфальтенов лежит четыре-пять полициклических фрагментов. Каждый из них содержит ароматические кольца, обрамленные нафтеновыми, и одно-два гетероциклических звена внутри фрагмента. Фрагменты соединяются друг с другом сравнительно симметрично, главным образом через 1—2 С—С-связи. Алкильное обрамление полициклического ядра асфальтенов невелико и включает сравнительно короткие алкильные цепи, частично с кислородными функциональными группами (В. А. Соколов, М. А. Бестужев, Т. В. Тихомолова. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. М., «Недра», 1972).

[25] к стр. 103. По всему Урало-Волжскому региону были открыты большие залежи нефти, предвиденные И. М. Губкиным. Нефти большинства этих залежей относятся к сернистым и высокосернистым.

[26] к стр. 104. Превращение нефти в асфальт — сложный процесс, включающий потерю летучих компонентов и уплотнение части остающихся непредельных и ароматических соединений. Вероятно участие кислорода.

[27] к стр. 105. К 1972 г. в нефтях установлено свыше 40 микроэлементов. Общее их содержание редко превышает 0,02—0,03% от веса нефти. Последняя сводка данных о микроэлементах в нефтях принадлежит Л. А. Гуляевой и С. А. Пунановой (Изв. АН СССР, серия геол., 1973, № 1). Ими убедительно показано общее сходство распределения элементов в организмах и нефтях. Это лишний раз подтверждает справедливость представлений И. М. Губкина о происхождении нефти.

[28] к стр. 132. Прогнозы И. М. Губкина о возможности открытия в кембрийских отложениях скоплений нефти промышленного значения полностью подтвердились. В настоящее время такие залежи известны на территориях Североамериканской докембрийской платформы и межгорных впадин Скалистых гор (США, Канада), Сахарской плиты Африканской платформы (Ал-

жир и Ливия), Австралийской докембрийской платформы. Местами, как, например, в Алжире на площади Хасси-Мессауд, в кембрийских отложениях обнаружены крупнейшие скопления нефти с запасами, исчисляемыми миллиардами тонн.

Выявленные залежи нефти в кембрийских отложениях приурочены как к терригенным, так и карбонатным коллекторам.

В пределах СССР залежи нефти в кембрийских отложениях открыты в пределах Русской платформы — Прибалтийская синеклиза, Восточно-Сибирской платформы — Прибайкало-Ленская синеклиза.

[29] к стр. 133. В настоящее время скопления нефти и газа промышленного значения в отложениях ордовика и силура известны на территориях Североамериканской платформы (США, Канада), Предаппалачской предгорной впадины (США) и межгорных впадин Скалистых гор (США), Сахарской плиты Африканской платформы (Алжир и Ливия). В СССР залежи нефти промышленного значения в отложениях ордовика и силура открыты в Прибалтийской и Печорской синеклизах Русской платформы.

[30] к стр. 133. В СССР в девонских отложениях ныне известны богатейшие скопления нефти в пределах обширнейшей Урало-Волжской и Тимано-Печорской провинций Русской платформы, региональная нефтегазоносность которых в свое время прогнозировалась И. М. Губкиным. Кроме того, в девонских отложениях значительные залежи нефти открыты в пределах Припятского прогиба Белорусской ССР.

В Канаде значительные по запасам залежи нефти в девонских отложениях обнаружены в пределах Альбертской впадины, в США — в Предаппалачской впадине и в межгорных впадинах Скалистых гор.

В Латинской Америке в девонских отложениях залежи нефти открыты в пределах Предандийской впадины (Аргентина, Боливия), а также в Амазонской платформенной впадине (Бразилия).

На Африканском континенте в девонских отложениях залежи нефти в последние годы открыты в ряде районов Сахарской плиты (Ливия и Алжир).

[31] к стр. 134. К настоящему времени в каменноугольных отложениях залежи нефти открыты в СССР во многих районах Урало-Волжской и Тимано-Печорской провинций, в Днепровско-Донецкой впадине и в Предуральском краевом прогибе. В зарубежных странах — в пределах Западно-Европейской эпипалеозойской платформы (Нидерланды, ФРГ, Англия), во многих областях Североамериканской платформы (США, Канада), в Предаппалачском краевом прогибе и межгорных впадинах Скалистых гор (США). На территории Латинской Америки — в ряде районов Предандийской предгорной впадины и Бразильской платформенной плиты; на Африканской платформе — в пределах Сахарской плиты (Ливия и Алжир) и Суэцкого грабена (АРЕ) и на территории Большого артезианского бассейна Австралии.

[32] к стр. 135. В пермских отложениях скопления нефти и газа к настоящему времени открыты во многих областях Урало-Волжской, Тимано-Печорской, Днепровско-Донецкой и Прикаспийской нефтегазоносных провинций Русской платформы, в некоторых районах Лено-Вилюйской и Предверхоянской нефтегазоносных провинций Восточной Сибири.

За рубежом в пермских породах нефть и газ известны в пределах Западно-Европейской эпипалеозойской платформы (Нидерланды, ФРГ, ГДР,

Польша), в некоторых районах Аравийской докембрийской платформы и Предзагросской предгорной впадины Ближнего Востока, во многих районах Северо-Американской платформы (США, Канада), в пределах Предандийской предгорной впадины Южной Америки. Кроме того, в последние годы залежи нефти в пермских отложениях открыты также на территории синеклизы Большого артезианского бассейна Австралии.

[33] к стр. 135. В отложениях триасовой системы скопления углеводородов ныне известны в СССР в Прикаспийской синеклизе и Днепровско-Донецкой впадине Русской платформы, на территориях Скифской плиты Предкавказья, Лено-Вилюйской впадины и Приверхоянского прогиба Восточной Сибири.

За рубежом нефть и газ из этих отложений обнаружены в пределах Западно-Европейской эпипалеозойской платформы (Нидерланды, ФРГ, ГДР, Франция и Польша), в некоторых межгорных впадинах Альпийско-Карпатской системы складчатости (Австрия, Венгрия, Румыния, Польша, Болгария), Аппенинской системы складчатости (Италия), в восточной краевой части Аравийской платформы и Предзагросской предгорной впадины (Саудовская Аравия, Бахрейн, Иран, Ирак, Сирия, Юго-Восточная Турция), в межгорных впадинах Скалистых гор и приокеанической синеклизы Аляски (США) и Сахарской плиты Африканской платформы (Ливия, Алжир). В триасовых отложениях в перечисленных нефтегазоносных провинциях континентов Земли открыты преимущественно скопления газа. При этом в некоторых областях местами к триасовым отложениям приурочены колоссальные скопления газа, как, например, на площадях Хасси-Р'Мель, Рурд-Нусс (Алжир) и др. Выявленные извлекаемые запасы газа только на площади Хасси-Р'Мель исчисляются свыше 1,5 трлн./$м^3$.

[34] к стр. 137. Истекшие после опубликования капитального труда И. М. Губкина «Учение о нефти» годы характеризуются открытием в отложениях меловой и юрской систем мезозойской группы крупнейших скоплений нефти и газа как в СССР, так и за рубежом, выдвинувших мезозойскую группу в балансе выявленных запасов углеводородов нашей планеты на первое место. За эти годы в меловых и юрских отложениях колоссальные запасы нефти открыты на территориях стран Ближнего Востока (Саудовская Аравия, Катар, Кувейт, Бахрейн, Южный Ирак, Оман, Абу-Заби и др.), а также в пределах Месопотамского краевого прогиба (Иран, север Ирака и Сирия); значительные залежи газа открыты в северных областях Афганистана. Богатейшие скопления нефти и газа открыты в пределах эпипалеозойской платформы юга СССР — на территориях Туранской и Скифской плит (Узбекская ССР, Восточная Туркмения, Мангышлак, Северное Предкавказье). Кроме того, залежи нефти и газа открыты также в Северо-Крымской области.

Блестяще подтвердились прогнозы И. М. Губкина о региональной нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. Здесь, в среднем Приобье, в меловых отложениях открыты гигантские скопления нефти (Самотлор, Мегионское, Феодоровское и др.), а в северных областях — уникальные скопления газа (Уренгой, Медвежье и др.). В некоторых районах Западно-Сибирской низменности скопления нефти и газа открыты и в юрских отложениях.

В последние годы скопления нефти и газа в юрских отложениях открыты также в пределах Днепровско-Донецкой впадины, в меловых и юрских отложениях — в Южно-Таджикской и Ферганской впадинах (Таджикская и Узбекская ССР), в Лено-Вилюйской впадине и в Предверхоянском прогибе Восточной Сибири. За рубежом в мезозойских отложениях нефть и газ открыты в пределах Западно-Европейской эпипалеозойской платформы (Франция, ФРГ и др.), в межгорных впадинах Альпийско-Карпатской системы складчатости, межгорных и предгорных впадинах Китая, на Северо-Американской платформе (США и Канада), в межгорных впадинах Скалистых гор (США), в прибрежной приокеанической синеклизе Северной Аляски (США), в юго-восточной части Примексиканской синеклизы (Мексика), в Прендандийской предгорной впадине (Аргентина, Боливия, Бразилия, Чили), на Африканском континенте в ряде районов Сахарской плиты (Ливия, Алжир), в прибрежных приатлантических впадинах Западной Африки (Нигерия, Габон, Конго, Ангола и др.), в Суэцком грабене Восточной Африки (АРЕ), на Австралийском континенте в ряде районов прибрежных впадин Западной и Юго-Восточной Австралии, а также в синеклизе большого артезианского бассейна.

[35] к стр. 141. Истекшие годы характеризуются открытием в палеоген-неогеновых отложениях новых богатейших скоплений нефти и газа в пределах Месопотамского краевого прогиба (Иран, Ирак), Центрального Иранского срединного массива (Иран), межгорных и предгорных впадин Альпийско-Карпатской системы складчатости Европы (Австрия, Венгрия, Чехословакия, Румыния, Югославия, Польша), альпийской складчатости островных дуг Юго-Восточной Азии (Индонезия, Малайзия, Бруней, Япония), Примексиканской синеклизы Северной Америки (США, Мексика), системы альпийской складчатости западных Кордильер Калифорнии (США), межгорных и предгорных впадин северной части Андийской складчатости (Венесуэла, Колумбия, о. Тринидад, Перу и др.), восточных областей Сахарской плиты Северной Африки и западных приатлантических прибрежных впадин Западной Африки (Нигерия, Габон, Конго, Ангола и др.), Суэцкого грабена Северо-Восточной Африки (АРЕ) и др.

В СССР в неоген-палеогеновых отложениях новые богатые скопления нефти открыты в Азербайджане и Туркмении и в том числе на акваториях Каспийского моря, Прикуринской и Западно-Туркменской впадин, на Сахалине и т. д.

В связи с открытием новых богатейших скоплений нефти и газа в мезозойских отложениях Западной Сибири, Среднеазиатских республик, стран Ближнего и Среднего Востока и в других нефтегазоносных областях мира удельный вес мезозойских отложений в мировом балансе добычи и выявленных запасов нефти и газа за последние два десятилетия значительно повысился, а неоген-палеогеновых снизился.

К началу 1970 г. доля мезозойских отложений в балансе выявленных запасов нефти (промышленных категорий) в СССР достигла 34% против 3% к началу 1959 г., а палеоген-неогеновых снизилась соответственно до 12% против 17% к началу 1959 г. В общем балансе начальных извлекаемых запасов нефти и газа по зарубежным странам в целом к началу 1970 г. доля мезозойских отложений достигла по нефти 62%, по газу 58%, в том числе из меловых отложений соответственно 36 и 43%, из юрских — 25 и 4% и из триа-

совых - около 1 и 11%, а из неоген-палеогеновых отложений составила по нефти около 25% и по газу — порядка 10—11%.

Новые данные о стратиграфическом распределении выявленных на всех континентах и континентальных шельфах нашей планеты скоплений нефти и газа более подробно рассмотрены в следующих книгах: А. А. Бакиров, М. И. Варенцов и Э. А. Бакиров. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., «Недра», 1971. Г. Е. Рябухин и др. Нефтегазоносные провинции и области СССР. М., «Недра», 1969.

[36] к стр. 145. Приуроченность нефтегазоносных территорий в геосинклинальных областях к окраинным частям складчатых сооружений и межгорным впадинам И. М. Губкин определил как основной закон распределения нефтяных месторождений. Вместе с этим он указал на связи регионально нефтегазоносных территорий с определенными типами крупных геоструктурных элементов в платформенных областях. Большие перспективы платформенных областей были особенно ярко показаны в последующей монографии И. М. Губкина «Урало-Волжская нефтеносная область (Второе Баку)», опубликованной уже после его кончины (М., Изд-во АН СССР, 1940).

За прошедшие годы после опубликования книги И. М. Губкина «Учение о нефти» отечественной и зарубежной практикой поисково-разведочных работ на нефть и газ накоплен обширный фактический геологический материал, обобщение которого позволило ряду исследователей дополнить и развить указанные выводы о закономерностях регионально нефтегазоносных территорий и показать, что нефтегазоносные области в геоструктурном отношении приурочены: а) в платформенных областях к сводовым поднятиям, зонам линейно-вытянутых поднятий (мегавалы), внутриплатформенным впадинам и авлакогенам; б) в переходных областях к краевым и предгорным прогибам; в) в геосинклинальных областях к внутригеосинклинальным (межгорным) впадинам, срединным массивам и к зонам погружения складчатых сооружений; г) в эпиплатформенных орогенных областях к межгорным впадинам разного типа и возраста.

Зоны регионального нефтегазонакопления в пределах нефтегазоносных областей могут быть приурочены: а) к валоподобным поднятиям в платформенных и антиклинориям в складчатых областях и передовых прогибах; б) зонам региональных дизъюнктивных нарушений; в) рифогенным образованиям; г) зонам развития солянокупольных структур; д) региональным выклиниваниям отдельных литолого-стратиграфических комплексов — коллекторам или к зонам замещения проницаемых песчаных или карбонатных отложений непроницаемыми глинистыми и другими по восстанию пластов; е) погребенным песчаным прибрежным валам (типа бар) в прибрежных частях древних морей; ж) погребенным песчаным прибрежно-дельтовым образованиям палеорек; з) региональным срезам и несогласным перекрытиям коллекторов относительно непроницаемыми породами более молодого возраста.

[37] к стр. 146. Горные породы, обладающие способностью вмещать газ и нефть и отдавать их в промышленных количествах при том или ином перепаде давлений, называются коллекторами.

Большая часть нефтяных и газовых подземных резервуаров сложена породами осадочного происхождения: песчаниками, известняками и доломи-

тами. Осадочные породы-коллекторы могут быть морского и неморского, или континентального, происхождения. Между ними наблюдается большое количество переходных и смешанных разностей.

По данным изучения 236 крупнейших месторождений мира, за исключением месторождений СССР и стран народной демократии, запасы нефти распределяются в коллекторах следующим образом: в песках и песчаниках 59%, известняках и доломитах 40%, трещиноватых глинистых сланцах, выветрелых метаморфических и изверженных породах 1%. Если из 236 месторождений исключить 21 месторождение Среднего и Ближнего Востока, где добыча нефти осуществляется главным образом из карбонатных пород мезозойского возраста, то запасы нефти распределяются следующим образом: в песках и песчаниках около 77%, известняках и доломитах 21% и в остальных породах 2%.

В СССР на долю нефтяных и газовых залежей, приуроченных к породам-коллекторам терригенного состава (пески, песчаники, алевриты, алевролиты), приходится около 80% и к коллекторам карбонатного состава — около 20%.

[38] к стр. 147. Влияние цемента на коллекторские свойства пород связано не только с уменьшением просветности поровых каналов и их объема, но и определяется сорбционными свойствами минералов цемента и степенью гидрофильности или гидрофобности последних. Особенно большое значение при оценке пород-коллекторов с точки зрения их емкостных и фильтрационных свойств, а также величины их остаточной водонасыщенности имеет сорбционная способность и текстура цементов, сказывающаяся во взаиморасположении и количественном соотношении цементирующего и обломочного материалов в породах. Различия в степени и характере цементации пород в продуктивном пласте по вертикали, а также наличие среди них малопроницаемых или труднопроницаемых пород в виде линз и пропластков разной мощности и протяженности обусловливают анизотропность пласта в отношении фильтрации газа, нефти и воды.

[39] к стр. 147. Насыщенность порового пространства пластовых коллекторов газом, нефтью и водой представляет практический интерес при подсчете запасов газа и нефти и разработке залежей.

Формирование газовых и нефтяных залежей в благоприятной для этих целей ловушке происходит путем вытеснения воды из пористых пород газом и нефтью. Этот процесс протекает длительно за тот или иной отрезок геологического времени. При этом не вся вода вытесняется из пористой системы пород, ибо для этого не хватило в достаточной мере сил капиллярного вытеснения. Вода частично остается в порах породы в виде так называемой остаточной, или реликтовой, связанной воды. Лучший термин — остаточная вода. Ее количество тем больше, чем меньше диаметр пор, и зависит также от минералогии глинистого цемента и его содержания.

Остаточная вода удерживается в пористой среде поверхностно-молекулярными и капиллярными силами и в продукции скважин при их эксплуатации обычно не обнаруживается.

Занимая часть порового объема, остаточная вода тем самым влияет на полезный объем пустотного пространства для газо- и нефтенасыщения. Для установления величины коэффициента газо- и нефтенасыщенности про-

дуктивных пород необходимо прежде всего определить остаточную водонасыщенность. Остаточная вода может быть определена по кернам, отобранным на безводной нефтяной основе, по кривым капиллярного давления и по данным электрометрии.

Значение коэффициента газо- и нефтенасыщенности в песчано-алевролитовых породах колеблется в весьма широких пределах, меняясь в диапазоне от 0,30 до 0,95.

[40] к стр. 158. В пределах Центрального и Восточного Апшерона установлен полный разрез продуктивной толщи, песчаные породы которой характеризуются следующими коллекторскими параметрами (см. табл.).

Изменение коллекторских свойств пород (средние значения)

Свита	Пористость открытая, %	Проницаемость, *мд*
Верхний отдел		
I сураханская	25	80
II сабунчинская	26	180
III балаханская	22	250
Нижний отдел		
I надкирмакинская глинистая (НКГ)	25	400
II надкирмакинская песчаная (НКП)	23	1400
III кирмакинская песчаная (КС)	20	150
IV подкирмакинская (ПК)	21	300
V калинская (КаС)	16	200

Различные условия образований продуктивной толщи сказались на распределении минералогических ассоциаций, сортированности материала и изменении физических свойств, что наблюдается не только в отдельных нефтеносных областях, но нередко и в пределах отдельных промысловых площадей.

В пределах Апшеронского полуострова, Кобыстана и Прикуринской низменности продуктивная толща представляет собой серию переслаивающихся, в основном песчаных, алевритовых и глинистых пород; наблюдается закономерное изменение коллекторских свойств пород в сторону улучшения в восточном и юго-восточном направлении.

Лучшими коллекторами, развитыми в продуктивной толще, являются кварцевые пески. В свитах, характеризующихся многочисленными прослоями песков и песчаников — подкирмакинской (ПК), надкирмакинской песчанистой (НКП) и балаханской, — содержание кварца местами достигает 90% и более; породы здесь характеризуются также хорошей отсортированностью, высокой степенью окатанности зерен и слабой цементацией. Все это отражается на сравнительно высоких коллекторских показателях пород Апшеронской нефтегазоносной области.

[41] к стр. 161. Ниже приводятся два примера различной уплотненности песчаных пород мезозоя в Средней Азии и Западной Сибири. Промышленная

газоносность в Газли (Западный Узбекистан) связана с меловыми осадками. Характерной особенностью продуктивных пластов (IX—XIII) Газлинского газового месторождения является преимущественное развитие в них мелкозернистых, в разной мере алевритистых аркозовых песчаников, малое содержание в них пелитового цемента, слабоуплотненное состояние их, полуокатанность обломочных зерен, наличие в песчаных породах мелких до микроскопических размеров линзочек и включений глин, развитие локальных мелких стяжений карбонатов — чаще кальцита. С глубиной от верхнего IX горизонта к XIII горизонту возрастает глинистость пластов, уменьшается их мощность и возрастает роль алевритовых коллекторов.

Несмотря на сложение пород обломочными зернами с размерностью мелкозернистых песчаных фракций 0,25—0,10 *мм*, с присутствием значительного количества алевритовых фракций 0,10—0,01 *мм*, породы характеризуются крупными доминирующими порами. Образование этих пор можно объяснить исключительно остроугольным характером обломочного материала полимиктового состава, послужившего в процессе седиментации осадка основой для создания крупных пор арочного типа. Очень малое присутствие пелитового цемента в наиболее развитых породах-коллекторах, слагающих газоносные пласты месторождения Газли, также благоприятно сказалось на структуре порового пространства, следствием чего являются высокие значения проницаемости (см. табл.).

Средние данные о коллекторских свойствах газоносных пород мелового возраста Газлинского месторождения (А. А. Ханин, 1969 г.)

Газоносный горизонт	Пористость открытая, в %	Проницаемость, в *мд*	Коэффициент газонасыщенности	Основные группы пород-коллекторов
IX	28	1500	0,73	Песчаники мелкозернистые, алевритистые
X	28	1130	0,70	Песчаники мелкозернистые, алевритистые и алевритовые
XI	26	450	0,63	Алевролиты песчанистые и песчаники мелкозернистые, алевритовые
XIa	23	100	0,62	То же
XII	26	600	0,71	Песчаники мелкозернистые, алевритовые и алевролиты песчанистые
XIII	23	200	0,67	Песчаники мелкозернистые, с прослоями алевролитов глинистых

В Среднем Приобье залежи нефти в основном приурочены к нефтеносным пластам $Б_{VIII}$ и $Б_{X}$ тарской свиты (Мегионское месторождение), относимой к верхнему валанжину. Породами-коллекторами нефти пласта $Б_{VIII}$ в основном являются песчаники мелкозернистые кварцево-полевошпатового состава с примесью среднезернистого песчаного и алевритового материала, характеризующиеся средней плотностью. Суммарное содержание цементирующего вещества в песчано-алевритовых породах колеблется от 5 до 30%.

Наименьшее их количество встречается у песчаников, обладающих высокой проницаемостью, и наибольшее — у алевролитов.

Изучение типичных образцов песчано-алевритовых нефтеносных пород пласта $Б_{VIII}$ показало, что наиболее часто встречающиеся значения открытой пористости составляют главным образом 20—22%, проницаемости — 200 *мд* и остаточной водонасыщенности — 26—34%.

К нижней подсвите готеривского возраста приурочены промышленные нефтеносные пласты $Б_{I-VII}$. Крупные залежи нефти приурочены к пласту $Б_{VI}$ на Самотлорском и других месторождениях. Породами-коллекторами являются песчаники мелко- и среднезернистые, алевролиты, залегающие в толще глинистых пород. Пористость колеблется от 16 до 26%. Для отложений сеномана северной части Западно-Сибирской низменности характерна переслаиваемость песчано-алевритовых пород с глинистыми, которые часто опесчанены на коротких расстояниях. В результате этого толща песчано-алевритовых пород гидродинамически взаимосвязана. Песчано-алевритовые породы рассматриваемой зоны отличаются слабоуплотненным состоянием. В Уренгое мощность песчано-алевритовых пород от разреза отложений сеномана составляет 67%, Губкинском — 72%. Количество кварца колеблется от 35 до 70%. Продуктивный газоносный горизонт сеномана крупнейших месторождений — Уренгойского, Медвежьего, Заполярного и других — сложен пачкой переслаивающихся песчано-глинистых пород. Песчаники мелкозернистые, алевритовые и алевролиты крупнозернистые, аркозовые, слабосцементированные гидрослюдистым материалом. Коллекторские свойства пород очень высокие.

На Заполярном газовом месторождении открытая пористость песчаных пород составляет в среднем 31%, пористость эффективная — 26%, проницаемость по горизонту — 1100 *мд*. Дебит газа составляет до 7 млн. $м^3/сут$.

На Губкинском месторождении пористость открытая колеблется от 22 до более 40%, в среднем — 35%, пористость эффективная — 31%.

На Уренгойском газовом месторождении, самом крупном в мире, на долю песчаников и песков в разрезе продуктивного горизонта сеномана в среднем приходится 41%, алевролитов и алевритов — 22%, глин — 37%. Продуктивная толща представлена чередованием песков, песчаников, алевролитов, алевритов с прослоями глин. Мощность отдельных песчаных пластов изменяется от 0,4 до 21 *м*. Глинистые прослои в среднем составляют 2—3 *м*. Коллекторские свойства улучшаются с глубиной. Если в верхней части толщи проницаемость равна 470 *мд*, то в нижней — 800 *мд*. Средняя проницаемость по керну составляет 500 *мд* и по данным испытания скважин — 700 *мд*. Пористость открытая колеблется от 24 до 38% и более, в среднем — примерно 31%; остаточная вода в среднем равна 35% объема пор.

[42] к стр. 173. По литологическому составу выделяются следующие основные типы непроницаемых толщ, играющих роль покрышек нефтяных и газовых залежей: галогенная, глинистая и карбонатная покрышки. По степени распространения по площади различаются региональные покрышки и локальные (местные). Примером первой группы покрышек являются нижнесреднеальбские глины в южных районах Туранской плиты и второй группы в том же регионе — глины над XIII продуктивным горизонтом аптского яруса Амударьинской и Мургабской впадин. Обычно локальные покрышки

в отличие от региональных характеризуются значительно меньшей мощностью. Покрышки рассматривают исходя из их мощности, состава, физических свойств, развития по площади, степени их расслоенности проницаемыми породами.

В ряде районов Туранской плиты выделяется несколько регионально прослеживающихся покрышек. К ним относятся: 1) соляно-гипсовая, карбонатно-глинистая и глинистая верхнеюрского возраста, 2) глинистая альбская, 3) глинистая нижнетуронская и карбонатная турон-сенонская.

В Волго-Уральской нефтегазоносной области, особенно в восточной части платформы, где глинистые покрышки опесчанены в сводах крупных структур, в распределении залежей нефти наблюдается определенная закономерность. Если в нижних горизонтах залежь нефти небольшая по объему, то обычно в верхних горизонтах встречаются залежи большего объема. Так, при сравнительно небольших залежах в девоне можно наблюдать скопления нефти больших объемов в нижнем карбоне. Или же, если в нижнем карбоне имеется небольшая залежь, то обычно в среднем карбоне она значительней.

В промежуточных толщах-экранах между горизонтами при образовании «литологических окон», возможно трещин, наблюдаются многочисленные нефтепроявления, как бы трассирующие пути миграции нефти из нижних горизонтов в верхние. Подобные примеры особенно характерны для участков территории северного склона Башкирского свода и для Уфимско-Стерлибашевского свода.

Для девонских залежей нефти и газа Саратовской области, расположенных в зоне среднего катагенеза, глинистые толщи служат хорошими покрышками. Встречаются залежи нефти и газа и в зоне позднего катагенеза (жирные и коксовые угли), там, где толщи аргиллитов имеют мощность 100—200 *м* (например, на Шляховской и Кудиновской площадях Волгоградской области). Однако залежи нефти отсутствуют в терригенном девоне Жирновского и Бахметьевского поднятий из-за воздействия динамометаморфизма на аргиллиты в своде этих поднятий. Они изменены здесь больше, чем в других районах Нижней Волги.

На участке широтного течения р. Оби и центральной части Западно-Сибирской низменности в неокоме, а также в верхнемеловых отложениях большей части территории низменности развиты глинистые минералы, содержащие 5—10% песчано-алевритовой примеси. В составе глинистых минералов наибольшим развитием пользуются гидрослюды, в меньшей степени каолинит, монтмориллонит, хлорит и смешанослойные генетические сростки.

Рядом исследователей было показано, что глины по мере глубины их погружения претерпевают структурные изменения, сказывающиеся в отдаче части свободной воды, увеличении плотности и уменьшении пористости. Эти структурные изменения в различных по геологическому строению районах, возраста глин и их состава могут быть неодинаковы. Даже в случае однотипности глин по составу и при одних и тех же глубинах их залегания, но различии в возрасте, изменение плотностной характеристики у глин не будет одинаковым.

[43] к стр. 179. В годы создания «Учения о нефти» еще не были в достаточной степени разведаны залежи нефти, приуроченные к карбонатным породам. В связи с этим И. М. Губкин в большей мере уделил в своей капитальной

работе внимание терригенным породам (пески, песчаники, алевролиты), в то же время указав на высокие потенциальные возможности карбонатных пород. Поэтому он внимательно рассмотрел образование в них различных видов пустотности и дал примеры залегания нефтяных залежей. Некоторые новые примеры по районам США, Канады, Западной Европы, Среднего и Ближнего Востока, Африки приводятся в работах А. А. Ханина за 1965 г., А. А. Бакирова и М. И. Варенцова за 1970 г. и др.

Карбонатные породы, главным образом известняки, являются коллекторами нефти многих залежей в районе Мид-Континента, штатов Канзас, Оклахома, Техас, Западной Канады и других районов.

В штатах Техас (западная часть) и Нью-Мексико многие залежи нефти приурочены к палеозойским (начиная от пермской системы до кембрия—ордовика) известняковым и доломитовым коллекторам. Среди них существенную роль играют коллекторы рифовых массивов (Западная Канада, Пермский бассейн США).

В карбонатных породах встречается много залежей нефти. Так, на месторождении Магнолия (округ Колумбия в штате Арканзас) большое количество нефти добыто из оолитового плотного известняка Смаковер (юра́), характеризующегося пористостью 20% и проницаемостью около 1000 *мд*. Оолитовая формация Рейнольдс, приуроченная к верхней части известняка Смаковер, залегает на обширной площади южного Арканзаса. На месторождении Шюлер оолитовая нефтесодержащая порода имеет пористость 16,7% и проницаемость 1176 *мд* (средние данные).

Основная часть скоплений нефти в Западной Канаде связана с верхнедевонскими рифами и миссисипскими органогенно-обломочными карбонатными отложениями. В Западной Канаде залегает большая свита продуктивных органогенных рифов, тянущихся от районов Арктики почти до северной границы США.

Рифовые массивы являются хорошими ловушками нефти (Ледюк, Иннисфейл и др.). Так, в Западной Канаде около 45% запасов нефти и конденсата и 16% газа сосредоточено в рифах отложений Ледюк девонского возраста. Наибольшие запасы нефти и газа связаны с рифами, расположенными между шельфовой полосой и цепочкой рифов Римбей—Ледюк—Клайд, а также между цепью рифов Римбей—Ледюк и поднятием Пис-Ривер.

На нефтегазовом месторождении Ледюк—Вудбенд (Канада) разрабатывается залежь D-3A (верхний девон), приуроченная к рифовому массиву, сложенному отложениями Ледюк девонского возраста. Средняя глубина залегания продуктивных пород составляет 1628,8 *м*. Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность пород-коллекторов равна 10,8 *м*, газонасыщенная — 15,2 *м*. Пористость пород (средние данные) равна 8%; содержание остаточной воды составляет в среднем 15%; проницаемость (средние данные) по напластованию — 100 *мд*, в вертикальном направлении — 10 *мд*.

Крупнейший рифовый барьер установлен в Пермском газонефтеносном бассейне (западная часть штата Техас). Барьер сложен рифогенными известняками и доломитами и расположен в периферийной части крупной впадины. Длина рифового барьера Капитан достигает 550 *км*, ширина — до 25 *км* и мощность рифовых образований — до 600 *м*. С рифами связаны многие месторождения нефти и газа.

Самое крупное месторождение газа во Франции—Лак—открыто в конце 1951 г. к северу от Пиренеев и к востоку от Бискайского залива. Глубина залегания продуктивного газоносного горизонта на разных участках колеблется в пределах 3200—4500 *м*. Верхняя продуктивная часть разреза сложена известняками неокома и валанжина мощностью 300 *м*. Они характеризуются средней пористостью около 1% и проницаемостью, не превышающей 0,1 *мд*. Средняя основная продуктивная пачка представлена верхнеюрскими известняками, характеризующимися переменной мощностью от 15 до 50 *м*, пористостью (средние данные) от 6 до 7%. Нижняя продуктивная пачка сложена портландскими известняками, мощностью 150 *м*, с пористостью в кровле — 7% и подошве — до 1%, с проницаемостью — доли миллидарси.

Месторождение содержит углеводородный газ с примесью 15% сернистого газа и 9% углекислого газа.

Первоначальное пластовое давление продуктивного горизонта на глубине 3700 *м* составляло 675 *кг/см*^{2}. Забойная температура колеблется от 120 до 135° С в зависимости от глубины залегания продуктивного горизонта.

На Среднем и Ближнем Востоке, главным образом в Ираке, Иране, Кувейте и Саудовской Аравии, наблюдается наибольшая концентрация крупных нефтяных месторождений в мире. Значительная часть нефти содержится в известняковых породах-коллекторах, приуроченных к крупным антиклиналям. Нефтяные месторождения в основном расположены в пределах Месопотамской впадины и в восточных краевых областях погружения плиты Аравийской платформы.

В пределах Месопотамской предгорной впадины расположены нефтяные месторождения юго-западного Ирана и Северного Ирака. Основным продуктивным горизонтом нефтяных месторождений юго-западного Ирана (Месджере-Солейман, Ага-Джари, Хафтгель и др.) и северного Ирака (Киркук, Айн-Зала, Бутма, Нефтжане и др.) является толща известняков асмари (эоцен). В Иране известные залежи нефти приурочены к огромным антиклинальным складкам и ограничены краевой и подошвенной водой. Коллекторы представлены главным образом плотными известняками и доломитами асмари, разбитыми многочисленными трещинами и разрывами, способствующими притоку нефти к забоям скважин.

Коллекторы представляют собой систему, состоящую из пористых блоков и сети трещин. Основные запасы нефти содержатся в малопроницаемых блоках, тогда как трещины содержат незначительные объемы нефти и служат путями фильтрации пластовых жидкостей. В разрезе асмари выделены три группы пород: высокопродуктивные коллекторы, плохие коллекторы и плотные породы не коллекторы. Характеристики пород-коллекторов месторождений Среднего и Ближнего Востока, Сахары, Западной Европы и Северной Америки приведены в книге А. А. Ханина (1965 г.).

В своей монографии И. М. Губкин указывает, что в СССР нефть в промышленных количествах обнаружена в артинских известняках района Чусовских Городков и в Ишимбаевском районе.

[44] к стр. 179. За прошедшие 40 лет после выхода в свет книги И. М. Губкина «Учение о нефти» было открыто много месторождений нефти и газа в карбонатных породах ряда регионов нашей страны.

Промышленная нефтеносность верхнефаменских отложений верхнего девона в Башкирии впервые была установлена в 1957 г. на Субханкуловской площади. В дальнейшем в карбонатных отложениях Туймазино-Серафимовского региона на ряде площадей были открыты нефтяные месторождения. В карбонатных отложениях были открыты залежи нефти в фаменских отложениях Туймазинского, Стахановского, Чекмагушевского, Шкаповского, Югомашевского и других месторождений.

Ряд нефтепроявлений установлен в карбонатных породах франского яруса. Промышленные залежи нефти в карбонатных отложениях девона Башкирии в настоящее время известны в известняках бийского горизонта эйфельского яруса среднего девона, в доманиковом горизонте среднефранского подъяруса верхнего девона, в известняках верхнефранского подъяруса и в известняках верхнефаменского подъяруса.

Наиболее разведанным и геологически изученным месторождением, содержащим промышленные залежи нефти в карбонатных коллекторах, является Субханкуловское месторождение. Нефтеносны отложения верхнефаменского подъяруса, представленные плотными крепкими мелкокристаллическими известняками. Участками известняки трещиноваты. Трещины выполнены глинистым материалом. Нефть приурочена к отдельным прослоям трещиноватых известняков, общая мощность которых достигает 16 *м*.

В Куйбышевском Поволжье до 1950 г. разрабатывались нефтяные и газовые залежи, приуроченные к карбонатным породам пермского возраста, а в дальнейшем были открыты и стали вводиться в разработку залежи пласта ДЛ в кровле данково-лебедянских слоев верхнего девона (Покровка, Зольный).

В Саратовском Поволжье в девонских отложениях с карбонатными коллекторами связан ряд продуктивных горизонтов.

К пласту $Д_2$—IV живетского яруса, сложенному известняками органогенно-обломочными, пелитоморфными, мелкозернистыми доломитизированными, со следами выщелачивания и размыва, приурочены нефтяные залежи Багаевская и Соколовогорская. Встречены нефтяные залежи и в верхней части семилукских слоев, представленных известняками органогенно-обломочными, конгломератовидными, мелкокристаллическими, с пористостью 2—5% и проницаемостью 0,01—0,10 *дарси* (Соколовогорское и др.).

На ряде площадей Волгоградской области в отложениях девона вскрыты залежи нефти и газа. Так, на Бахметьевской площади в евлановско-ливенских слоях франского яруса в известняках, доломитах и доломитизированных известняках, с пористостью в среднем около 11% и суммарной мощностью, равной 12 *м*, встречена газонефтяная залежь. В этом же стратиграфическом горизонте на Жирновской площади в известняках детритусовых, мелкообломочных, с пористостью 1,5—13% в средней пачке, мощностью от 25 до 38 *м*, также обнаружена газонефтеносная залежь.

В каменноугольных отложениях Куйбышевского Поволжья за последние годы выявлено много залежей нефти, приуроченных к карбонатным породам турнейского яруса окского подъяруса и верхней части башкирского яруса.

Характерной особенностью залежей в карбонатных коллекторах, развитых на площади Среднего Поволжья, является наблюдаемая в большин-

стве случаев изолированность их в подошве вторичным кальцитом и вязким битумом от нижележащих пластовых вод.

Условиями вторичной цементации следует объяснить и наблюдаемую обычно закономерность ухудшения коллекторских свойств карбонатных пластов к подошве залежей, поэтому менее благоприятные условия для разработки залежей создаются на пологих крыльях поднятий.

На месторождениях Оренбургской области также начали широко вовлекать в разработку залежи нефти, приуроченные к карбонатным породам в девоне и карбоне, а также залежи газа в карбоне и перми. Породами-коллекторами газа Оренбургского газоконденсатного месторождения являются известняки органогенно-обломочные, микрозернистые и другие нижнепермского и каменноугольного возраста. Коллекторы газа по типу пустотного пространства характеризуются межзерновой и трещинной пористостью.

Смешанный тип пустотного пространства карбонатных пород Оренбургского газоконденсатного месторождения, неодинаковая интенсивность проявления межзерновой и трещинной пористости как по разрезу, так и по простиранию сказались на различии емкости и проницаемости отдельных участков разреза. Этому способствовала различная интенсивность проявления тектонической напряженности и разрядки на площади месторождения. В основном трещиноватость более развита в купольной части и южном погружении структуры и в меньшей степени в северном. В разрезе наблюдается перемежаемость прослоев пород пористо-проницаемых и весьма слабо проницаемых, способствующих возникновению вертикальной зональности коллекторских свойств. Пористо-проницаемые породы характеризуются проницаемостью (по керну) от 0,10 до 100 *мд* и пористостью открытой (взаимосвязанные поровые каналы) от 10 до 20%. Слабопроницаемые породы отличаются низкой пористостью матрицы (участка породы, не рассеченного трещинами) от долей до 5% и проницаемостью менее 0,10 *мд*. Трещинная пористость и раскрытость трещин изучалась в больших шлифах и образцах керна различными методами. В силу интенсивной раздробленности пород трещинами последние характеризуются повышенной трещинной емкостью, составляющей от 0,20 до 2%.

Крупное в Тимано-Печорской провинции Вуктыльское газоконденсатное месторождение характеризуется огромным (1350 *м*) этажом газоносности и сложным строением залежи, приуроченной к породам-коллекторам порового и трещинного типов различного возраста и литологического состава.

Промышленная газоносность Вуктыльского месторождения связана преимущественно с карбонатными отложениями от нижнеартинского подъяруса нижней перми до визейского яруса нижнего карбона включительно. К ним относятся различные типы известняков, доломитов и доломитизированных известняков от сильно уплотненных глинистых, окремненных и тонкокристаллических до высокопористых, проницаемых и сильно выщелоченных кавернозно-карстовых доломитов, распространенных в верхнемосковском подъярусе среднего карбона.

Газоносные породы залегают на глубинах от 2000 до 3500 *м*. Средняя мощность продуктивного разреза более 1000 *м*. Породы, слагающие продуктивный пласт, с той или иной степенью интенсивности разбиты микро- и макротрещинами. Породы-коллекторы по пустотному пространству харак-

теризуются межзерновой, трещинной и в меньшей степени кавернозной пористостью. Мощность отдельных пористо-проницаемых прослоев обычно составляет 1—5 *м*, иногда достигая 10—15 *м*. Суммарная мощность этих прослоев для среднего карбона изменяется от 60 до 120 *м*.

Трещины в основном развиты в плотных разностях карбонатных пород, пористость которых обычно составляет 1—2%, редко возрастая до 3%. Проницаемость матрицы, определенная стандартными лабораторными методами, измеряется тысячными и сотыми долями миллидарси. Трещины имеют, по Я. Н. Перьковой, раскрытость 7—30 *мк*, чаще — 10—20 *мк*. Порообразные расширения (до 300 *мк*) среди трещин имеют округлую или эллипсоидальную форму. В разрезе в основном присутствуют следующие типы коллекторов (средние данные): тонко-порово-трещинный (70%), порово-трещинный (15%) и трещино-поровый (15%).

Открытая пористость пород с межзерновой пористостью изменяется от 0,1 до 27,2%, проницаемость — от менее 0,001 *мд* до 4500 *мд*. Распределение коллекторов в разрезе месторождения неравномерное. Отложения московского яруса среднего карбона, являющиеся основным эксплуатационным объектом, характеризуются большим диапазоном изменения пористости и проницаемости. Они представлены доломитами зернистой структуры, в различной степени пористыми и мелкокавернозно-пористыми; известняками органогенно-детритусовыми и органогенно-обломочными; доломитизированными известняками и известковистыми доломитами. Наиболее высокими коллекторскими показателями обладают равномернозернистые и кавернозные доломиты.

[45] к стр. 205. И. М. Губкин разработал одну из первых подробных классификаций ловушек нефти и газа, охватывающую все известные в то время типы ловушек и основанную на анализе материала по всем нефтеносным провинциям мира. В классификации разделены структурные и литологические (тектонически не нарушенные) ловушки. Наиболее дробно подразделены тектонические, или структурные, формы, которым И. М. Губкин совершенно правильно придавал ведущее значение. Известно, что в классификации заложено начало подразделению структур по размерам (порядкам) с разделением антиклиналей на большие и малые (складки наиболее распространенного типа). Структуры разделены также по степени их удлинения, при этом границей между вытянутыми и куполовидными складками служит соотношение осей 1 3 — именно такое, которое обычно принималось в гораздо более поздних классификациях.

Важным является вывод И. М. Губкина о том, что ловушки редко бывают чистого типа. Почти всегда они несут признаки двух или нескольких типов.

Однако классификация не является логически выдержанной до конца, но следует иметь в виду, что, когда И. М. Губкин писал эту книгу, в геологии почти не было строгих классификаций, да и сейчас они еще редки. Например, литологические ловушки тоже располагаются на моноклиналях и по этому признаку должны бы быть включены в рамки структурной классификации, подобно стратиграфическим и рукавообразным ловушкам. Некоторым оправданием этому может служить бытовавшее в то время мнение о существовании горизонтально лежащих ненарушенных слоев.

Рукавообразные залежи правильнее было бы относить к группе литологических ловушек.

Хотя классификация И. М. Губкина и отлична от принятых в настоящее время классификаций, но она имеет право на существование наряду с современными, так как в основу положены ясные принципы выделения ловушек, связанных с тектоническими структурами, а также ловушек, расположенных на моноклиналях вне связи с замкнутыми тектоническими формами.

[46] к стр. 302. Продукты, полученные в результате осуществленных К. В. Харчиковым опытов, остались мало изученными. К. В. Харчиков и другие экспериментаторы второй половины прошлого века (и первого десятилетия нашего) очень легко относили разного рода «маслянистые» вещества если не к нефтям, то к нефтеподобным продуктам. Между тем детальное изучение последних, осуществленное позже, когда химики располагали несравнимо бо́льшими аналитическими возможностями, показало, что в этих продуктах доминируют не черты сходства, а черты различия с природными нефтями.

[47] к стр. 303. Впервые сжато свою гипотезу Д. И. Менделеев доложил 15 октября 1876 г. на заседании Русского химического общества. В своих «Основах химии» Д. И. Менделеев, ссылаясь на опыты Клоэца, исследовавшего углеводороды, происходящие из чугуна при растворении его соляной кислотой, сообщает также о своих опытах по обработке кристаллического марганцовистого чугуна (с 8% углерода) той же кислотой, в результате которых он «. получил жидкую смесь углеводородов по запаху, виду и реакциям совершенно такую же, как природная нефть» (т. I, изд. 13-е, М.—Л., Гос. н.-техн. изд-во хим. лит., 1947, стр. 564.)

Много лет спустя, в 60-е годы нашего столетия, методом газовой хроматографии был изучен состав углеводородной фракции, полученной при действии соляной кислоты на карбид железа. И оказалось, что эта смесь углеводородов состоит из тысяч различных изомеров. Не отмечается никаких аномалий в отношении заметного преобладания каких-либо индивидуальных соединений, что так примечательно для природных нефтей, где из необозримого множества возможных углеводородов встречаются лишь единичные. Например, из 366 319 изомеров углеводорода $C_{20}H_{42}$ в природе найден только фитан и еще два других углеводорода. Для нефтей, как и для микронефтей, примечательна резкая, «аномальная», обогащенность отдельными углеводородами, обязанными своим происхождением определенным, широко распространенным биохимическим соединениям, например стероидам, пигментам и др.

Гипотеза Д. И. Менделеева вообще никогда не пользовалась большим успехом у геологов, всегда предпочитавших различные варианты органических теорий. С начала нашего века карбидная гипотеза Д. И. Менделеева стала быстро терять приверженцев среди химиков. Этому способствовало изучение оптической активности нефтей, результаты экспериментов по получению нефтеподобных продуктов из различных биоорганических веществ, установление зависимости свойств нефти от свойств углей во вмещающих ее (или в смежных) свитах и другие доказательства образования нефти в осадочной оболочке Земли за счет захороненного в ней органического вещества.

Все выдающиеся русские и советские геологи и геохимики стояли на позициях органической теории, придерживаясь несколько различающихся ее вариантов. Достаточно назвать академиков Н. И. Андрусова и А. Д. Архангельского, Г. Михайловского, Д. В. Голубятникова, К. И. Богдановича и многих др. То же можно сказать и о нефтяниках других стран.

[48] к стр. 311. Следует добавить, что вскоре после этих опытов К. Энглер стал придерживаться «смешанного» варианта своей жировой гипотезы, т. е. образования нефти из жиров как низших растений, так и животных, входящих в состав планктопа.

В нашей литературе 30-х—40-х годов часто приписывают К. Энглеру (или К. Энглеру и Г. Гёферу) мнение об образовании нефти из чисто «животного материала». Так, например, Н. А. Орлов в 1933 г. писал в «Природе» (№ 12, 1933), что «. теория Энглера—Гёфера. считает единственным материалом. . животные жиры» (стр. 14). И дальше говорится, что развитие науки «. . . приведет к полному вытеснению старых представлений Энглера о роли животных жиров в этом процессе. .» (стр. 25).

Аналогично представлял себе гипотезу К. Энглера и А. Ф. Добрянский.

Следует разъяснить, что идею об образовании нефти из остатков животных химик К. Энглер заимствовал у геолога Г. Гёфера, с мнением которого он очень считался. Свою статью 1888 г. «К вопросу о происхождении нефти» К. Энглер начинает ссылкой на «прекрасную работу» Г. Гёфера «Нефть и родственные с ней вещества» и с напоминания, что гипотезу животного происхождения высказывал еще Леопольд фон Бух.

Именно под влиянием Г. Гёфера К. Энглер отверг гипотезу растительного происхождения нефти. Геологические доводы в пользу образования нефти из остатков животных были для К. Энглера приматом. С чисто же химической точки зрения он не мог исключить растения из числа веществ, исходных для нефти. «Мы химики, — писал он в своей статье, — склонны считать растительные вещества субстратом для образования нефти. Но если палеонтологи представляют нам неизмеримые количества животного вещества, что они могут свободно сделать ввиду огромных масс ископаемых остатков животных, то вопрос о происхождении нефти из животных остатков, помимо геогностических отношений, станет настолько же законным, как и о происхождении из остатков растительных» (цит. по переводу из «Горного журнала», 1888, т. III, стр. 311).

В данном случае мы имеем пример отрицательного влияния геолога на химика, влияния, от которого К. Энглер потом освободился, — он стал считать повинными в нефтеобразовании и растительные, и животные жиры.

Поэтому нельзя считать, что К. Энглер был сторонником «животного происхождения нефти».

[49] к стр. 312. Как уже сообщалось выше (примечание [48]), К. Энглер потом изменил свою точку зрения. Раньше он действительно считал основным источником нефти животные жиры, но и тогда допускал, в виде исключения, возможность образования нефти из жира и диатомовых водорослей. На К. Энглера не могли не оказать влияния работы Г. Кремера и А. Шпилькера, связывающие образование нефти с жирами и восками в составе диатомовых. Позже К. Энглер расширил свою гипотезу и в новом виде ее правильней всего называть жировой («смешанной»).

[50] к стр. 317. Этот один из принципиально важных тезисов органической теории происхождения нефти в первом издании книги был приведен без разрядки. Появление разрядки во втором издании показывает, что И. М. Губкин за минувшие 5 лет еще больше укрепился в справедливости и особой важности рассматриваемого положения. Данная им формулировка просится в эпиграфы ко многим публикациям последних лет, посвященных проблеме происхождения нефти.

Представление о широкой распространенности «диффузно-рассеянной нефти», как называл ее И. М. Губкин, или «сланцевой нефти», по В. И. Вернадскому, (1924 г.), или рассеянной нефти, по Г. Михайловскому (1906 г.), К. И. Богдановичу (1921 г.) и другим, или «микронефти», по Н. Б. Вассоевичу, полностью подтвердилось во второй половине нашего столетия. Среднее содержание рассеянных углеводородов в осадочной оболочке Земли (вне океанического сектора) составляет 350—400 *г/м*^{3}. Соответствующие сведения приведены в «Вестнике МГУ» (геология, № 1, 1973).

[51] к стр. 322. Это указание И. М. Губкина имеет большое методологическое значение. Различные экспериментаторы получили нефтеподобные продукты (нередко очень далекие по молекулярному составу от природных нефтей) из самых разнообразных веществ — из рыб, растений, различных твердых каустобиолитов и т. д., а также путем органического синтеза или комбинированным путем. Однако в большинстве случаев эти опыты не моделировали природные условия. Только в самые последние годы удалось осуществить ряд экспериментов по получению нефтяных углеводородов путем термолиза и (или) термокатализа природного сапропелевого органического вещества. Эксперименты проводились в условиях, близких к природным, и дали весьма ценный материал. (См. книгу «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений. Материалы VII Международного нефтяного конгресса». Под ред. акад. А. А. Трофимука. М., «Недра», 1970).

[52] к стр. 335. Приведенная формулировка не совсем точна. Подавляющая масса нефтематеринских отложений не может быть названа «органическими», или «биогенными». Обычно это глинистые или мергелистые породы, иногда с примесью алевритового материала, содержащие к началу главной фазы нефтеобразования (когда степень углефикации органического вещества достигает подэтапа «Д») от $n \cdot 10^{-1}$ до n % органического углерода; значительно реже содержание $C_{орг}$ в нефтематеринских породах превышает 10—15%.

[53] к стр. 335. Позже И. М. Губкин стал допускать возможность образования нефти и в отложениях, формировавшихся в пресноводных бассейнах. Так, в своем незаконченном труде, посвященном Урало-Волжской нефтеносной области (этот труд можно датировать 1939 г.), И. М. Губкин рекомендовал для решения вопросов, связанных с нефтеобразованием, изучение «. . . донных отложений сапропелевого типа в современных водоемах как пресных, так и в особенности с пониженной или нормальной соленостью воды» (Избр. соч., т. I, 1950, стр. 549).

[54] к стр. 337. И. М. Губкин один из первых ввел в нашу литературу термин «кероген», предложенный в 1912 г. английским профессором (A. Crum-Brown) для органического вещества шотландских горючих сланцев. Позже некоторые американские химики стали неправильно называть керогеном только дебитуминированную часть органического вещества пород. Эту ошибку

разделила часть советских исследователей, распространяющих некоторые чисто химико-аналитические термины (иногда вообще неудачные, например, «остаточное органическое вещество» для нерастворимой в чем-либо части углеродистого органического вещества) на природные объекты в их естественной обстановке.

[55] к стр. 340. Т. Л. Гинзбург-Карагичевой, на которую ссылается И. М. Губкин, принадлежит приоритет в открытии микрофлоры в водах нефтяных месторождений. К сожалению, Т. Л. Гинзбург-Карагичева не представляла себе отчетливо роль этой микрофлоры в недрах, допуская, например, ее участие в генерации нефтяных углеводородов. Между тем в этом процессе, как и в образовании липоидов, этих предшественников углеводородов, повинна микрофлора, обитающая в илах в зоне диагенеза. Те же бактерии, в частности сульфат-редуцирующие, которые населяют «нефтяные воды» в зоне гипергенеза, не творят, а уничтожают нефть.

Таким образом, в длительном и многогранном процессе нефтеобразования микробиальные процессы дважды выступают как важный фактор — первый раз на раннем, диагенетическом, этапе и второй раз — на позднем, гипергенетическом, этапе.

[56] к стр. 343. И. М. Губкин придавал давлению, как одному из факторов нефтеобразования, большое значение. Роль давления была рассмотрена им всесторонне. Он считал, что «силы давления», возможные величины которых на соответствующих глубинах в недрах оценивались им в 300—1000 *атм*, способствовали переходу «диффузно-рассеянных в глинах нефти и газа» в пористые породы. Но И. М. Губкин считал повышенное давление фактором, стимулирующим «битуминизацию органических материалов». В этом отношении на него оказали влияние опыты Мак-Коя (McCoy) и Трэгера (Trager) над керогеном.

[57] к стр. 344. Температурному фактору в нефтеобразовании (хотя он является в сущности ведущим) И. М. Губкин уделил меньшее внимание, чем давлению. Как сейчас твердо установлено, главная фаза нефтеобразования может развиваться в зоне с температурой более 50—60° С (в среднем температура в этой критической зоне — $100 \pm 35°$ С).

Важно подчеркнуть, что И. М. Губкин правильно заострял внимание на необходимости рассматривать *фактор температуры совместно с фактором времени*. Он привел высказывание ряда исследователей об «. . обратной зависимости значения температуры от времени». Позже идею о том, что геологическое время может компенсировать температуру, развивал в своих трудах В. А. Соколов, а в самое последнее время — Н. В. Лопатин.

[58] к стр. 346. Из всего сказанного очевидно, что И. М. Губкин представлял себе процессы нефтеобразования длительными, непрерывными и, в то же время, стадийными. Судя по докладу, прочитанному в 1937 г. на XVII сессии Международного геологического конгресса, он выделял две основные стадии — первую, основную, охватывающую весь процесс от отложения осадков с органическим веществом до формирования залежей нефти, и, вторую, стадию разрушения залежи (Избр. соч., т. I, 1950, стр. 489). Из описания первой стадии с очевидностью вытекает, что внутри ее И. М. Губкин различал «подстадии» (не употребляя этого термина), именуя их в книге «Учение о нефти» иногда «периодами», иногда «стадиями». Хотя и не так

просто перечислить все выделявшиеся им подстадии, так как они не нумеровались по порядку и для них И. М. Губкин не дал какой-либо общей схемы, можно все же, вчитываясь в его труды, выяснить, что во всем процессе нефтеобразования в целом, включая и формирование и разрушение залежей, И. М. Губкин различал следующие этапы:

1. Накопление органического материала в осадках.

2. Краткий «биохимический период». По-видимому, отвечает диагенезу (s. str., в понимании Н. М. Страхова).

3. Длительный «геохимический период», связанный с погружением пород в более глубокие зоны с более высокой температурой и давлением, где образуется диффузно-рассеянная нефть. Отвечает катагенезу.

4. Перемещение «диффузно-рассеянной нефти и сопровождавших ее газов» в песчаные пласты, известняки и другие породы. «Весь этот процесс происходил до возникновения антиклинальных складок».

5. Образование нефтяных залежей в поднятиях за счет миграции нефти из соседних депрессий, являющихся «нефтесборной площадью». Формирование скоплений нефти связывалось с «горообразующими процессами».

6. Поднятие зоны нефтенакопления, ее размыв и «разрушение наиболее денудированных нефтяных структур». (Избр. соч., т. I, 1950, стр. 489).

В целом все «этапы» (подэтапы) представляют собой цикл. И. М. Губкин, однако, не употреблял этого термина. Никогда он ничего не говорил ни о цикличности нефтеобразования (да еще в неправильном понимании цикличности как повторяемости), ни тем более о периодической повторяемости этого процесса, как ему недавно стали приписывать некоторые авторы. Наоборот, И. М. Губкин подчеркивал целостность и непрерывность процесса нефтеобразования.

Представления И. М. Губкина об этапности этого процесса рассмотрены Н. Б. Вассоевичем в двух статьях, опубликованных в журналах «Геология нефти и газа» (1971, № 9 — «Концепция, выдержавшая испытание временем (о взглядах И. М. Губкина на происхождение нефти)») и «Известия АН СССР», (серия геол., 1971, № 12 — «Представления И. М. Губкина о стадийности нефтеобразования»).

[59] к стр. 349. Примеры с кукерситом, волжскими горючими сланцами, «сильно битуминозной глиной» в разрезе фораминиферовых слоев (кумская свита) и другими породами очень поучительны. Они позволяют получить более правильное представление о том этапе литогенеза, на котором, по мнению И. М. Губкина, происходит собственно нефтеобразование. Это, конечно, не ранний диагенез, как допускали некоторые истолкователи взглядов И. М. Губкина, а более поздний этап, так как, по словам И. М. Губкина, для образования собственно нефти требовались «особые условия (громадное давление, высокая температура. .)». Важно отметить, что И. М. Губкин допускал возможность задержки главного этапа на многие миллионы и десятки миллионов лет. Эти и другие указания И. М. Губкина позволяют считать его одним из основоположников учения о стадийности нефтеобразования.

[60] к стр. 350. И. М. Губкин нарисовал правильную в своей основе картину нефтеобразования, подкупающую своей полнотой, многогранностью и органической цельностью. Его концепция способствовала распространению в СССР правильных представлений о генезисе нефти и формировании ее залежей и с честью выдержала 40-летнюю проверку временем.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие редколлегии к третьему изданию книги академика И. М. Губкина «Учение о нефти» 1

Предисловие ко второму изданию [1937 г.] 4

Из предисловия к первому изданию [1932 г.] 5

Введение 11

Значение нефти как полезного ископаемого в мировом хозяйстве 11
Мировая добыча нефти 16
Добыча нефти в СССР 18

Часть первая

ФИЗИЧЕСКИЕ И ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Глава I. Каустобиолиты как исходный материал горючих ископаемых: нефти, угля и сланцев 21

Состав и происхождение каустобиолитов 21
Накопление в природе органического материала углеводного и углеводородного типов 23

Глава II. Битумы и их классификация 29

Понятие о битуме и принципы классификации 29
Понятие о природных, или естественных, газах и их классификации 32
Группа природных горючих газов 33
Газы газоносных месторождений 33
Газы нефтяных месторождений 36
Газы грязевых сопок и вулканов 39

Глава III. Физические свойства нефти 40

Плотность и удельный вес 40
Вязкость 43
Поверхностное натяжение 46

Оптические свойства нефти 49
Цвет 49
Флуоресценция 51
Лучепреломление (рефракция) 52
Оптическая активность 53
Электрические свойства нефти 55
Электропроводность 55
Тепловые свойства нефти 58
Теплоемкость (удельная теплота) 58
Тепловое расширение (коэффициент расширения) 61
Теплопроизводительность 62
Испарение нефти 65
Вспышка и воспламенение 67
Застывание нефти 70
Растворимость и растворительная способность нефтей и нефтепродуктов 72

Глава IV. Химические свойства нефти 75

Элементный состав нефти 75
Химический состав нефтей 76
Метановый ряд 77
Нафтеновые углеводороды 80
Ароматические углеводороды (бензольный ряд C_nH_{2n-6}) 86
Химические реакции углеводородов нефти 89
Реакции с кислородом 89
Реакции с серой 91
Полимеризация 92
Действие света 93
Гетероатомные компоненты нефти 93
Кислородные соединения 93
Нафтеновые кислоты 94
Асфальтовые и смолистые вещества 97
Нейтральные нефтяные смолы 99
Асфальтены 100
Асфальтогеновые кислоты и их ангидриды 102
Природные асфальты 102
Сернистые соединения 103
Азотистые соединения 104
Минеральные вещества 105
Воды нефтяных месторождений 105

Часть вторая

УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ НЕФТИ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Глава I. Понятие о нефтяном месторождении 111

Признаки нефти на поверхности 113
- Высачивание нефти 114
- Отложение асфальта 116
- Выделение газа 118
- Грязевые вулканы 120
- Выходы пропитанных нефтью пород 125
- Озокеритовые и мэнджэковые жилы 127
- Признаки нефти в скважинах 129

Глава II. Распределение нефтяных месторождений по геологическим системам 131

Палеозойский возраст 131
- Кембрийская система 132
- Ордовикская система 132
- Силурийская система 133
- Девонская система 133
- Каменноугольная система 133
- Пермский отдел 134

Мезозойский возраст 135
- Триасовая система 135
- Юрская система 135
- Меловая система 136

Третичный возраст 137
- Эоцен 138
- Олигоцен 138
- Миоцен 139
- Плиоцен 140

Закон распределения нефтяных месторождений 141

Глава III. Литологический состав нефтеносных пород 146

Глава IV. Подземные хранилища нефти 170

Глава V. Образование нефтяных месторождений 183

Образование нефти, ее миграция и скопление в виде залежей 183
Антиклинальная теория 198

Глава VI. Структура нефтяных месторождений 206

Структурные формы антиклинального строения 208
- Большие отдельные антиклинали 212
- Антиклинальные складки наиболее распространенного типа 217
  - Антиклинали прямые, или симметричные 217
  - Антиклинали косые, или асимметричные 222
  - Антиклинали опрокинутые и осложненные явлениями надвигового характера 226
  - Погребенные антиклинальные и другого вида структуры 258

Рукавообразные залежи на поверхности эрозии типа линзообразных песков, известных под названием «шнурков» 264
Структурные формы синклинального строения 271
Структурные формы, связанные с моноклинальным залеганием пластов 273
Моноклинали типа плоских гомоклиналей 275
Моноклинали с развитой на них вторичной складчатостью 280
Изгибы с осями, перпендикулярными простиранию 283
Куполовидные вздутия, или поперечные антиклинали 284
Сбросы и формы, их сопровождающие 285
Разломы и трещины в изверженных и осадочных породах 292
Нефть в трещинах изверженных пород 292
Нефть в трещинах осадочных пород 293
Скопления нефти, обусловленные преобладающим влиянием «литологического фактора» 293

Глава VII. Происхождение нефти 299

Неорганические синтезы нефти 301
Карбидная гипотеза 303
Вулканическая гипотеза 307
Космическая гипотеза 309
Органическое происхождение нефти 310
Гипотеза происхождения нефти из животных остатков 312
Гипотеза происхождения нефти из остатков растений 317
Гипотеза происхождения нефти из ископаемых, или минеральных, углей 318
Гипотеза происхождения нефти из наземных растений 319
Гипотеза происхождения нефти из морской растительности 322
Гипотеза происхождения нефти из диатомовых водорослей 324
Происхождение нефти из смешанного растительно-животного материала 326

Примечания 351

И. М. Губкин

УЧЕНИЕ О НЕФТИ

Утверждено к печати Институтом геологии и геофизики
Сибирского отделения АН СССР

Редактор издательства Л. В. Миракова
Художник В. В. Пузанков. Технический редактор Р. М. Денисова
Корректор Н. Г. Васильева

Сдано в набор 27/II 1975 г. Подписано к печати 16/V 1975 г. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага № 2.
Усл.-печ. л. 25,25. Уч.-изд. л. 26,1. Тираж 3000 экз. Т-07063. Тип. зак. 40
Цена 1 р. 97 к.

Издательство «Наука». 103717 ГСП. Москва, К-62, Подсосенский пер., 21

1-я типография издательства «Наука», 199034, Ленинград, В-34, 9-я линия, д. 12