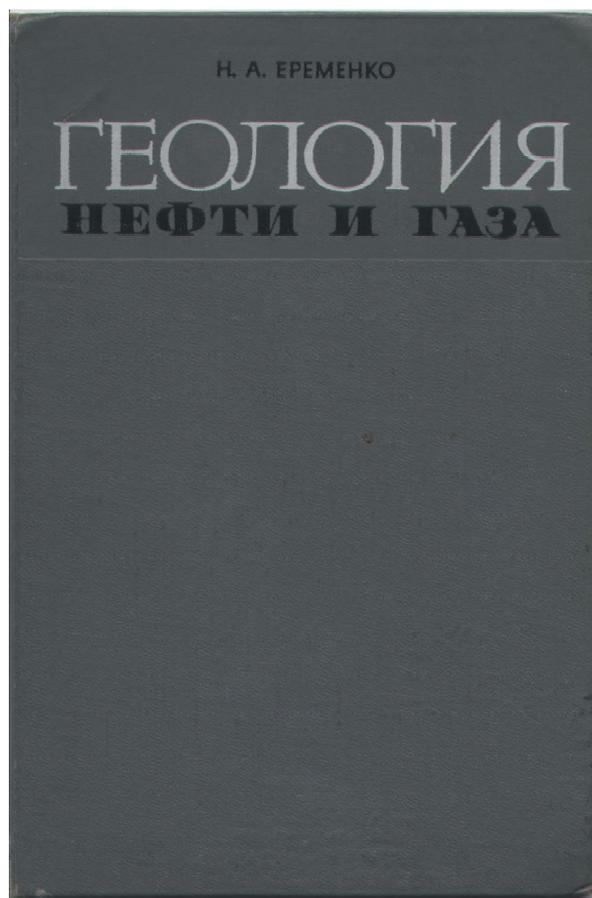


Н. А. ЕРЕМЕНКО

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Под редакцией д-ра геол.-минер. наук,
проф, С. П. Максимова

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



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва • 1968

[далее](#)

УДК 553.98(0.71.1)

Геология нефти и газа. Еременко Н. А. Изд-во «Недра», 1968 г., стр. 385.

Книга составлена как учебник для нефтяных и геологоразведочных вузов, а также геологоразведочных факультетов университетов. Содержание учебника несколько шире программы курса «Основы геологии нефти и газа».

В книге освещены основные теоретические и практические проблемы геологии нефти и газа, рассмотрены свойства нефти и газа, их происхождение, миграция и закономерности распространения в земной коре.

Во втором издании в новом свете изложено распространение нефтяных и газовых месторождений в земной коре, особенное внимание уделено теоретическому обоснованию выявленных закономерностей и их практическому использованию.

Как показал опыт предыдущего издания, книга представляет большой интерес не только для учащихся, но и для специалистов, работающих в области поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Иллюстраций 159, таблиц 64, библиография 6 наименований.

Рецензенты: кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ и доктор геолого-минералогических наук, профессор *С. П. Максимов*

2-9-4
460—67

ВВЕДЕНИЕ

Слово «нефть» происходит от греческого слова «нафта». Нефть и природный горючий газ известны с давних времен. Древние народы называли выделения природного горючего газа на поверхности «вечными огнями». Упоминание о нефти можно найти в различных древних рукописях и книгах, дошедших до нас. Выделения нефти и природного газа считались священными. Поклонение огню было широко распространено в Азии. Этот культ существует и сейчас в различных районах Юго-Восточной Азии, например в Индии.

Нефть и ее производные в древности использовались для разнообразных целей. Ее употребляли как лекарство, как смазку, для освещения, как зажигательное средство во время сражений, строительный материал и т. д.

До второй половины XIX в. нефть добывали в очень небольшом количестве кустарным способом у ее естественных выходов. Глубина колодцев обычно не превышала 1—2 м, лишь изредка достигая нескольких десятков метров.

Несмотря на то, что с древних времен нефть и получаемые из нее продукты были известны как прекрасное топливо и лучшие осветительные и смазывающие средства, она до середины прошлого столетия не разрабатывалась в промышленных масштабах.

Решающую роль в развитии нефтяной промышленности сыграло бурение. Бурение как метод углубления в недра земной коры было известно очень давно. В Китае, в провинции Сычуань, более чем за 200 лет до н. э. бурились скважины при помощи бамбуковых штанг для добычи рассолов. Некоторые из этих скважин углублялись на несколько сотен метров. Вместе с соленой водой иногда получали и горючий газ.

В середине XIX в. бурение начали применять для получения нефти. Одна из первых попыток получения нефти из скважин была сделана техником Семёновым в Бакинском районе в 1848 г. Но промышленная нефть из скважины в этом районе была получена лишь в 1871 г. Первые скважины на Северном Кавказе были заложены А. Н. Новосильцевым в 1864 г. у г. Анапы, на Тамани и в долине р. Кудак. Последняя скважина при глубине 80 м фонтанировала

[Продолжение...](#)

нефтью с дебитом от 10 до 15 тыс. ведер в сутки. В связи с этим к концу 1865 г. на р. Кудако уже бурилось около 50 скважин.

Бурение скважин на Челекене впервые было начато в 1876 г. Скважины имели глубину 60—100 м и давали 3—8 т/сутки нефти.

Первая разведочная скважина на Ухте и на Крайнем Севере России была заложена сибирским золотопромышленником М. К. Сидоровым в 1870 г. в районе ранее существовавшего кустарного промысла.

Разведочные работы с применением ручных буровых станков на Эмбе впервые были организованы С. Н. Никитиным в 1892 г.

Некоторые сведения о времени получения первых промышленных притоков нефти из скважин по разным странам приведены в табл. 1.

Таблица 1

Получение первых промышленных притоков нефти из скважин по странам в XIX в.¹

Страны	Год	Страны	Год
Алжир	1880	Румыния	1861
Бирма	1885	Италия	1860
Германия (Витте)	1859	Канада (Онтаро)	1857
Индия (Дигбой)	1888	Куба	1880
Индонезия (о. Суматра)	1885	Мексика	1882
Россия		Перу	1896
Бакинский район	1871	Польша	1874
Борислав	1893	США	
Грозненский район	1893	Галф-Кост	1896
Грузия	1887	Лима-Индиана	1885
Кубань	1864	Пенсильвания	1859
Небит-Даг	1882	Огайо	1887
Ухта	1872	Канзас	1889
Челекен	1872	Техас	1876
Эмба	1899	Вайоминг	1889
		Франция	1881
		Югославия	1890
		Япония (о. Хондо)	1872

¹ Начало добычи нефти в шахтах и штольнях в таблице не учитывается.

Развитие нефтедобывающей промышленности в широких масштабах началось лишь после освоения способов переработки нефти. Одной из первых в мире нефтеперегонных установок был «завод», сооруженный в 1821 г. крепостными графини Паниной, братьями Дубиниными в Моздоке. Нефтеперегонный завод на Ухте был построен в 1845 г. архангельским купцом Федором Прядуновым. Значительно более совершенный нефтеперегонный завод был построен в 1859 г. В. А. Кокаревым на Апшеронском п-ове, близ

сел. Сураханы. На этом заводе под наблюдением великого русского химика Д. И. Менделеева были налажены очистка нефти п производством из нее осветительных масел. Роль Д. И. Менделеева в развитии отечественной нефтяной техники и науки о нефти исключительно велика. Под его наблюдением строились первые нефтеперегонные заводы, под его руководством впервые в мире началось изучение химического состава нефти.

На первом этапе развития нефтедобывающей промышленности основная часть нефти использовалась для переработки на керосин. Большое количество добываемой нефти из скважин, простота ее переработки, высокое качество получаемого керосина обеспечили такой быстрый темп развития нефтяной промышленности, какого не знала до этого ни одна отрасль промышленности по добыче полезных ископаемых. В этом отношении нефтяная промышленность намного обогнала даже угледобывающую, которая чрезвычайно быстро развивалась в XIX в. Если до 1860 г. на земном шаре добывалось всего 2000—5000 т нефти в год, то в первые же годы применения бурения начали добывать десятки тысяч тонн, а в 1862 г. было добыто уже более 30 000 т. В первые 50 лет применения бурения мировая добыча возросла до 40 млн. т, а в 1965 г. она достигала более 1,5 млрд. т нефти. Можно полагать, что к 1970 г. добыча нефти в мире превысит 2 млрд. т. Несмотря на бурный рост нефтедобывающей промышленности, спрос на нефтяное топливо значительно превышает его предложение. Параллельно с нефтедобычей, хотя и значительно менее интенсивно, развивалась добыча и потребление природного газа.

Уже в конце XX в. нефть широко применялась как топливо для фабрик и заводов. Перевести морской флот на нефтяное топливо в России первым предложил Д. И. Менделеев. Испытания, давшие весьма положительные результаты, производились в 1887 г. на миноносцах «Сова» и «Лук» в Черном море. Однако морской флот был переведен на нефтяное топливо лишь в XX в. сначала в Англии, а затем и в других странах.

Появившиеся в конце XIX в. двигатели внутреннего сгорания стали новым потребителем нефтяных продуктов, однако удельный вес расхода нефти на производство моторного топлива оставался еще низким.

Для того чтобы удовлетворить возрастающие потребности мирового рынка на нефть и ее продукты, потребовалось введение в разработку многих новых месторождений, расположенных не только в старых известных районах добычи нефти, но и в совершенно новых, где нефть как полезное ископаемое ранее не добывалась.

В последнее десятилетие нефть и ее продукты применяются не только как топливо для двигателей или смазочных масел, но и как сырье для химической промышленности. Из нефти добывают сейчас

свыше 2000 видов нефтепродуктов, используемых в быту и в самых разнообразных отраслях промышленности. В настоящее время нефтяная промышленность стала ведущей в экономике многих стран. В нашей стране ее развитию уделяется огромное внимание. Чтобы поставить нефть и природный газ на службу человеку, надо не только знать их свойства и пути переработки, но и уметь обнаруживать их скопления в недрах земли и извлекать их оттуда. Как и где залегают нефть и газ в недрах земли? Как образуются и сохраняются их скопления? Каковы закономерности размещения скоплений нефти и газа на земном шаре? Как нефть и газ возникают в природе? — вот основные вопросы, определяющие содержание курса «Геология нефти и газа». Таким образом, задача курса — изучение форм скоплений нефти и газа в недрах земли, закономерностей их размещения, условия их возникновения, преобразования и разрушения.

В геологии нефти решение теоретических вопросов имеет большое значение. К основным теоретическим проблемам относятся следующие: 1) происхождение нефти и газа; 2) условия образования их скоплений; 3) изучение законов, контролирующих размещение скоплений нефти и газа в земной коре.

Вопрос о происхождении полезного ископаемого очень сложен и часто не имеет однозначного решения. Всестороннее освещение его выходит за пределы отдельных наук и базируется на данных всего естествознания. В частности, разбирая вопрос происхождения нефти и природного газа, следует привлечь данные геологии, геохимии нефти, палеоботаники, петрографии, биохимии, биогеохимии, микробиологии, физической и органической химии. Если рассматривать проблемы образования скоплений нефти и газа и законы, контролирующие их размещение в земной коре, то круг смежных наук значительно расширяется за счет геофизики, гидрогеологии, гидродинамики и т. д.

С одной стороны, геология нефти и газа опирается на отдельные отрасли науки. С другой, — некоторые отрасли науки, например, промысловая геология, непосредственно развивают данный курс, продолжают и углубляют его. Развитие всех смежных наук взаимобусловлено, и продвижение любой из них вперед увлекает за собой смежные. Изображенная на рис. 1 связь геологии нефти со смежными науками в значительной мере условна.

Геология нефти и газа — геологическая дисциплина, поэтому она опирается на науки геологического цикла. Нефть и газ возникают и образуют скопления в недрах земной коры. Их дальнейшее существование и разрушение теснейшим образом связано с жизнью и строением земной коры. Закономерности распространения скоплений нефти и газа в земной коре отражают общие геологические закономерности ее развития

Нефть — сложное химическое соединение, изучение строения и происхождения которого невозможно без глубокого познания наук химического цикла, в частности органической химии.

Существенное значение для познания строения и состава вещества имеет изучение строения атомов. Возможно, именно в их строении



Рис. 1. Связь геологии нефти со смежными науками. В нижнем ряду показаны отрасли науки, на которых основывается геология нефти, в верхнем ряду — специальные дисциплины, базирующиеся на курсе «Геология нефти».

(как указывали еще В. И. Вернадский и А. Е. Ферсман) следует искать разгадку особенностей распространения в земной коре многих элементов и связанных с ними полезных ископаемых.

Нефть и газ — подвижные вещества. Перемещение их в земной коре регулируется законами физики и физической химии.

Большинство ученых связывает возникновение нефти и газа с органическим миром. Биология и биохимия могут послужить опорой для решения проблемы происхождения этих полезных ископаемых. Установлено, что разрушение скоплений нефти и газа в некоторых случаях идет биологическим путем, следовательно, и здесь могут существенно помочь науки биологического цикла.

**ПОЛИТИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ
НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА**

**§ 1. ПОЛИТИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ
НЕФТИ И ГАЗА В МИРОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ**

В XX в. роль нефти и газа в мировом хозяйстве исключительно возросла. Нефть, природный газ и получаемые из них продукты проникли во все отрасли промышленности, транспорта и сельского хозяйства. Смазочные масла, получаемые из нефти, необходимы для работы любой машины. Чем совершеннее машина, тем более совершенные масла требуются для ее работы.

Все чаще и все в больших количествах нефть и природный газ используют как сырье для химической промышленности. Из них получают сейчас самые разнообразные химические продукты и товары широкого потребления. Синтетические текстильные волокна, пластмассы, органические кислоты, спирты, различные растворители, синтетические жиры, синтетический каучук, взрывчатые вещества, удобрения, яды, дезинфицирующие средства, лекарства и др. — все это вырабатывается из нефти и необходимо для развития экономики любой страны. Огромная потребность всех стран мира в дорожных покрытиях также в значительной мере удовлетворяется дорожным битумом, получаемым из нефти.

Основное количество химических органических продуктов в мире получают из нефти. Это положение по США и Западной Европе хорошо иллюстрирует рис. 2.

Только незначительная часть нефти и природного газа используется в указанных направлениях. Главным направлением в использовании нефти и природного газа до сих пор остается энергетическое. Нефть и природный газ все еще незаменимые источники энергии, они обладают высокой теплотворной способностью и дешевы по сравнению с другими видами топлива.

На рис. 3 приведено соотношение в использовании различных видов энергий в США. Как видно из этого графика, в энергетическом балансе США доля нефти и газа составляет сейчас более 70%, а к 1970 г. намечается еще большее увеличение ее, главным образом за счет газа.

Преимущество жидкого и газообразного топлива по сравнению с твердым заключается также и в его транспортабельности. Пере-

качка нефти и газа по трубопроводам обходится во много раз дешевле, чем перевозка по железной дороге и морскими судами. Этим объясняется большой размах строительства нефтепроводов, продуктопроводов и газопроводов во всем мире.

Использование мазута и газойля на морских судах позволило увеличить время пребывания судов в море без захода в порты благодаря сокращению веса и объема топлива.

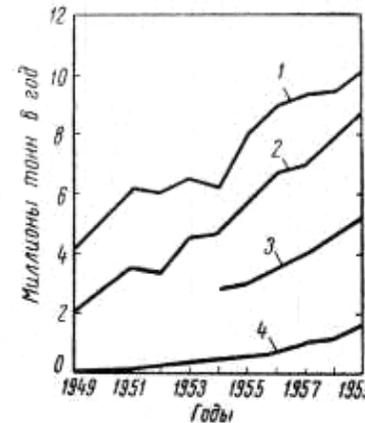


Рис. 2. Годовая продукция органических продуктов химии в сравнении с органическими продуктами, получаемыми из нефти в США и Западной Европе (по П. В. Шервуд).

1 — общее количество органических продуктов, получаемых в химической промышленности США; 2 — органические продукты, получаемые из нефти в США; 3 — общее количество органических продуктов, получаемых в Западной Европе; 4 — органические продукты, получаемые из нефти в Западной Европе.

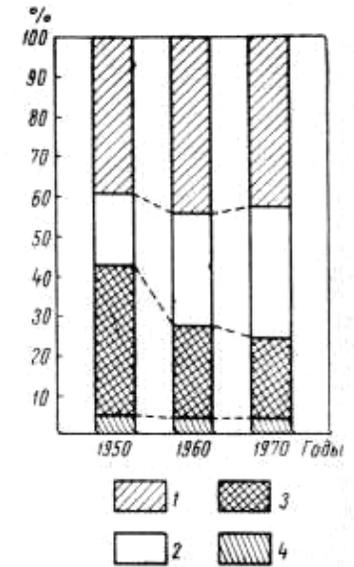


Рис. 3. Изменение удельного веса энергии различного вида в энергетическом балансе США (по Е. Симондс).

1 — жидкое горючее; 2 — природный газ; 3 — уголь; 4 — другие виды энергии.

Большое количество нефти и продуктов ее переработки потребляют двигатели внутреннего сгорания, железнодорожный транспорт, особенно тепловозы.

Огромное экономическое и военно-стратегическое значение нефти вызывает острую борьбу между капиталистическими странами. В табл. 2 приведена добыча нефти в капиталистических странах.

Значительный прирост добычи нефти в 1965 г. произошел в Ливии, в Саудовской Аравии, в Иране и в Нигерии. Увеличение количества добываемой нефти по сравнению с 1964г. произошло в Турции и Договорном Омане.

Добыча природного и попутного газа в зарубежных странах с развитой газодобывающей промышленностью приведена в табл. 3.

Таблица 2

Добыча нефти в капиталистических странах за 1920, 1940, 1960, 1965 гг., тыс. т

Страны	1920 г.	1940 г.	1960 г.	1965 г.
Северная Америка				
Канада	27	1461	25700	39500
Мексика	22	6301	14500	17200
США	61	182873	345000	383000
Южная Америка и район Карибского моря				
Аргентина	236	2945	9000	14000
Боливия	—	38	420	420
Бразилия	—	0,3	4000	4300
Венесуэла	66	27150	151000	181500
Колумбия	—	3589	8070	10300
Перу	376	1615	2400	3100
Тринидад	302	3212	6050	6800
Чили	—	—	1000	1650
Эквадор	Ю	309	365	380
Европа				
Австрия	—	415	2400	2850
Англия	0,4	17	90	80
Италия	5	11	2000	2600
ФРГ	30	1042	5500	7900
Франция	51	71	2000	3000
Нидерланды	—	—	1790	2380
Западная Азия				
Бахрейн	—	967	2250	2800
Израиль	—	—	140	200
Ирак	—	3235	48000	64600
Иран	1633	8857	52000	94000
Катар	—	—	8300	10500
Договорный Оман	—	—	—	13500
Кувейт	—	—	84000	109000
Нейтральная зона	—	—	7000	19000
Саудовская Аравия	—	678	61500	99000
Турция	-	-	360	1500
Африка				
Алжир	1	0,3	8400	26000
Ангола	—	—	70	700
Габон и Конго (Браззавиль)	—	—	850	1350
Марокко	-	4	100	100
Нигерия	-	-	900	13000
ОАР (Египет)	151	941	3068	6400
Ливия	—	—	—	58500

Продолжение табл. 2

Страны	1920 г.	1940 г.	1960 г.	1965 г.
Восточная Азия и Океания				
Б и р м а	973	1075	520	600
Бруней и Саравак	140	1020	4650	4140
Индия	143	70	440	3000
Индонезия	2368	8385	19500	24000
Пакистан	—	105	321	500
Япония	318	378	500	650
Австралия	—	—	—	300

Таблица 3

Добыча природного и попутного газа в зарубежных странах с развитой газодобывающей промышленностью, млн.

Страны	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.
Австралия	600	749	1470	1730
Аргентина	—	—	1380	4400
Венесуэла	—	2748	4600	—
Италия	510	3625	6400	7800
Канада	1921	4272	14300	41100
Мексика	—	3480	6000	13900
Пакистан	—	—	840	—
США	177 800	266 400	361 700	459 900
Франция	246	266	4440	5000
Япония	—	—	816	—

Более чем в 60 странах мира добывается нефть, и, казалось бы, именно этим странам принадлежат добываемые из недр богатства. На самом деле это не так. Большая часть нефтяной промышленности капиталистических стран находится под контролем нескольких крупных монополий. Эти монополии сосредоточили в своих руках источники нефти, нефтеперерабатывающие заводы, средства транспорта и сбыта. Интересы отдельных фирм и монополий переплетаются с интересами капиталистических стран.

Ключом к внешней политике многих капиталистических стран в районах восточного и западного полушария является нефть.

§ 2. РОЛЬ НЕФТИ И ГАЗА В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ СССР

Нефтяная промышленность — одна из главных отраслей тяжелой индустрии, которая служит основой социалистической экономики.

Принятые XXIII съездом КПСС Директивы по пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР на 1966—1970 гг. предусматривают, в частности, ускоренное развитие нефтедобывающей и газовой промышленности СССР.

За годы прошедшей семилетки (1959—1965 гг.) были выявлены и введены в эксплуатацию новые нефтяные и газовые месторождения. Добыча нефти в 1965 г. достигала 243 млн. т, а газа — 129,2 млрд. м³. Доля нефти и газа в топливном балансе возросла с 32 до 52%. По новому пятилетнему плану добыча нефти к 1970 г. должна достигнуть 345—355 млн. т, а добыча и производство газа — 225—240 млрд. м³. В 1967 г. добыча нефти составила 288 млн. т, а газа — 159 млрд. м³. Добыча нефти и природного газа в СССР и по союзным республикам приведена в табл. 4.

Таблица

4 Добыча нефти и природного газа в СССР и по союзным республикам

Республика	1959 г.		1965 г.	
	нефть, тыс. т	газ, млн. м ³	нефть, тыс. т	газ, млн. м ³ (без попутного)
СССР	129556	28 852,3	242 888	111 173,6
РСФСР	102792	13 690,2	199 850	53 691,6
Азербайджанская ССР	17076	3 744,0	21 500	3 030,4
Украинская ССР	1627	11 263,5	7580	37 783,0
Узбекская ССР	1465	150,1	1 799,9	16 367,0
Туркменская ССР	4577	4,1	9 636	102,8
Таджикская ССР	17	—	46,6	52,0
Киргизская ССР	424	0,4	305	146,8
Казахская ССР	1544	—	2022	—
Белорусская ССР	—	—	38,9	—
Грузинская ССР	35	—	30,0	—

Из 3,250 млрд. т нефти, извлеченной из недр земли к нашей стране за сто лет, 2,980 млрд. т извлечено за годы Советской власти, при этом за последние пять лет (1962—1966 гг.) было добыто 1,35 млрд. т нефти.

За годы настоящей пятилетки (1966—1970 гг.) суммарная добыча нефти в СССР составит более 1,5 млрд. т. Удельный вес нефти и газа в общей добыче основных видов топлива в 1967 г. увеличился до 56% против 53,9% в 1966 г. Доля нефти и газа в топливном балансе страны достигнет в 1970 г. 60%.

Нефтяная промышленность тесно связана с общим машиностроением и черной металлургией. Она поставляет топливо, необ-

ходимое для этих отраслей промышленности, и сама потребляет много металла; для ее развития необходимы специальные машины, оборудование и приборы. Нефть и природный газ — ценнейшее химическое сырье. В то же время при бурении на нефть и при ее переработке потребляются различные химикаты. Тесно связана нефтяная промышленность с транспортом. Для перевозки нефти и получаемых из нее продуктов, помимо специальных нефте- и продуктопроводов, используются автомобильный, железнодорожный, речной и морской транспорт. Вместе с тем нефть или получаемые из нее продукты являются источником энергии для многих видов транспорта. Особенно велико значение нефтяных продуктов для авиации, в том числе для реактивных самолетов. Механизация сельского хозяйства также непосредственно связана с нефтью и нефтяными продуктами.

Велика доля нефти и газа в топливном балансе страны. Топливо входит в себестоимость почти любой выпускаемой в стране продукции: чугуна, цветных металлов, кокса, цемента и т. д. Оно входит в расходы по всем видам транспорта и существенно влияет на себестоимость продукции сельского хозяйства. Затраты на топливо составляют 54—63% общих издержек производства на тепловых электростанциях; 23—24% в черной металлургии; 30% в цементной промышленности; 16—18% в промышленности других строительных материалов. Себестоимость 1 т нефти (в пересчете на условное топливо) в 1955 г. была в 2,5—2,7 раза меньше себестоимости угля и в 5 раз меньше сланца, а себестоимость газа в 7,3—8 раз меньше себестоимости угля. В 1957 г. себестоимость нефти была почти в 4 раза, а газа в 13 раз меньше угля.

Затраты труда на добычу 1 т природного газа (в пересчете на условное топливо) ниже затрат на добычу угля примерно в 20 раз, а нефти соответственно в 6 раз. Экономическая целесообразность применения в качестве топлива нефти и газа очевидна.

Объем производства различных видов топлива в СССР приведен в табл. 5.

Таблица 5

Производство разных видов топлива в СССР, %

Вид топлива	1950 г.	1955 г.	1960 г.	1965 г.	1970 г. (план)
Уголь	66,1	64,8	53,9	42,8	36,0
Нефть	17,4	21,1	30,5	36,6	38,9
Газ	2,3	2,44	7,9	16,1	21,2
Дрова	9,0	6,7	4,1	2,1	1,1
Торф	4,8	4,3	2,9	1,7	2,1
Сланцы	0,4	0,7	0,7	0,7	0,7

В 1961 г. XXII съезд КПСС впервые в истории человечества принял программу построения материально-технической базы коммунизма в СССР на период 1960—1980 гг. Добыча природного и нефтяного газа в СССР приведена в табл. 6.

Т а б л и ц а
6 Добыча природного и нефтяного (попутного) газа в СССР

Год	Добыча, млн. ч*	Год	Добыча, млн. м*	Год	Добыча, млн. м*	Год	Добыча, млн. л*
1928	304	1939	2531	1950	5 761,0	1961	58981,3
1929	330	1940	3219,1	1951	6 252,0	1962	73 525,0
1930	520	1941	3 463,1	1952	6 384,0	1963	89831,8
1931	845	1942	2 045,3	1953	6 869,0	1964	108 566,8
1932	1049	1943	1 852,2	1954	7 512,1	1965	127 658,5
1933	1063	1944	2 405,3	1955	8 980,9	1966	146318,0
1934	1531	1945	3 277,8	1956	12 067,2	1967	159 000,0
1935	1806	1946	3 902,4	1957	18 583,0	1968 (план)	173 000,0
1936	3050	1947	4 829,8	1958	28 084,6		
1937	2179	1948	5 219,3	1959	35 391,0		
1938	2208	1949	5 395,6	1960	45 303,2		

Выполнение поставленных задач должно принести большую экономию стране. Большинство союзных республик получит газ для промышленности и быта. В 1964 г. уже пользовалось газом около 1066 городов и 795 населенных пунктов с населением 44 млн. человек.

Для выполнения поставленных задач в области нефтяной и газовой промышленности необходимо, прежде всего, обеспечить страну разведанными запасами нефти и газа. Предстоит резко увеличить объем разведочных работ. Следует обратить особое внимание на открытие крупных скоплений нефти и газа. Такое открытие не только обеспечит необходимую скорость прироста добычи нефти и газа, но и позволит сделать это с наибольшей экономией. Для этого надо установить закономерности размещения крупных скоплений нефти и газа в земной коре и выяснить условия их формирования.

Успешное решение поставленной партией задачи об опережающем развитии нефтяной и газовой промышленности во многом зависит от подготовки площадей к разработке и рационального территориального размещения предприятий по добыче и переработке нефти и газа. Это в свою очередь определяется выбором наиболее перспективных направлений геологопоисковых и разведочных работ и их эффективностью.

Известно, что основная добыча нефти в 1959—1965 гг. производилась в Волго-Уральской области, на Северном Кавказе, в Азербайджанской ССР и Туркменской ССР, а добыча газа — на Украине, в Краснодарском и Ставропольском краях. Роль этих нефтегазовых

областей в 1966—1970 гг. в части добычи нефти и газа остается ведущей. XXIII съезд КПСС поставил перед работниками нефтедобывающей и газовой промышленности важнейшую задачу — создание новых нефте- и газодобывающих центров в Западной Сибири, Западном Казахстане и значительное увеличение добычи нефти в старых нефтедобывающих районах.

Директивами XXIII съезда КПСС по пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР предусмотрено расширение масштабов геологоразведочных работ, повышение их эффективности и снижение стоимости. Намечено усилить поиски и разведку месторождений нефти и газа в Европейской части СССР. Прирост разведанных запасов полезных ископаемых должен быть обеспечен главным образом за счет тех районов, где разработка их экономически наиболее выгодна.

В восточных районах страны, обладающих дешевыми топливно-энергетическими и сырьевыми ресурсами, предусмотрено развивать высокими темпами добычу топлива. В частности, намечается довести в 1970 г. удельный вес районов, расположенных восточнее Урала, в общесоюзной добыче до 35% по природному газу и до 16% по нефти. Окончено строительство магистрального газопровода Средняя Азия — Центр, начались работы по проектированию газопровода Западная Сибирь — Европейская часть СССР, строительство которого предусмотрено Директивами XXIII съезда КПСС. Важной народнохозяйственной задачей пятилетки является доведение добычи нефти в Западной Сибири в 1970 г. до 20—25 млн. т и газа до 16—26 млрд. ж⁸, а в Казахской ССР — рост добычи нефти до 15 млн. т.

Директивами XXIII съезда КПСС намечено расширение научных работ по изучению земной коры и закономерностей размещения месторождений полезных ископаемых для лучшего использования природных ресурсов. Предусмотрено существенное повышение эффективности научных исследований и ускорение внедрения их результатов в производство. Обеспечение органической связи между наукой и производством — прямая обязанность научных учреждений.

**ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ
НЕФТИ И ГАЗА ***

Нефть и природный газ добываются во всех частях света, за исключением Антарктиды. В 1966 г. число нефтегазодобывающих стран мира достигло 60, уровень добычи в них достиг 1,633 млрд. *т* нефти.

Скопления нефти и газа распространены неравномерно, но все же в их расположении можно подметить некоторую особенность. На нее в свое время обратил внимание Д. И. Менделеев, отметивший «параллелизм местонахождений нефти с горными кряжами».

Фактическое размещение скоплений нефти и газа в недрах Земли сложнее. Только очень приблизительно можно говорить о тяготении скоплений нефти и газа к горным сооружениям. Вблизи многих горных сооружений имеются нефтедобывающие районы. Они обычно размещаются в предгорных и межгорных долинах. Непосредственно в пределах крупных горных сооружений нефтедобывающие районы встречаются очень редко. В то же время нефте- и газодобывающие районы известны на обширных равнинах почти всех континентов. В Евразии, Африке, Северной и Южной Америке они располагаются в виде пятен, тяготеющих к краевым частям равнин и приуроченных либо к областям перехода последних в горные страны, либо к областям погружения их под уровень моря. И. М. Губкин отмечал связь нефтяных и газовых месторождений с основными орографическими элементами земной поверхности. Он писал: «Прежде всего бросается в глаза, что не существует ни нефтяных месторождений, ни поверхностных признаков нефти в центральных частях горных систем, где развиты кристаллические изверженные или метаморфические породы. Далее бросается в глаза расположение нефтяных месторождений в окраинных зонах горных сооружений и на их погружениях, в местах развития вторичной, значительно ослабленной складчатости, и нахождение многочисленных месторождений в больших депрессиях, расположенных между большими горными областями». И. О. Брод неоднократно отмечал тяготение скоплений

¹ Выделение физико-географических областей и их описание заимствовано из работы Т. В. Власова. «Физическая география частей света.» Учпедгиз, 1961.

нефти и газа к двум крупным областям прогибания земной коры: в западном полушарии — к области прогибания Карибского моря, Мексиканского залива и примыкающим к ним районам, в восточном полушарии — к Персидскому заливу, Каспийскому морю и примыкающим к ним районам. Геологическая история упомянутых областей земного шара характеризуется интенсивными прогибаниями и накоплением особенно больших толщ осадочных пород. В 1961 г. Вике отметил приуроченность к этим областям прогибания земной коры 80% всех выявленных запасов нефти.

Неравномерность распространения скопления нефти и газа в земной коре может быть прослежена и в более мелком масштабе. Отдельные скопления нефти и газа сильно отличаются друг от друга по своим размерам. Встречаются очень крупные скопления нефти с запасами, измеряемыми сотнями миллионов тонн. В то же время многие скопления нефти и газа настолько малы, что добыча из них нефти или газа нецелесообразна. В настоящее время основное количество нефти и газа получают из крупных месторождений. Географическое размещение крупных нефтяных месторождений иллюстрируется табл. 7.

Таблица 7

Географическое размещение крупных нефтяных месторождений и распределение их по размерам запасов

Страны	Количество месторождений	Начальные запасы, млн. <i>т</i>			
		13,7-68,5	68,5-137	137-1370	свыше 1370
Северная Америка	177	153	19	5	0
Южная Америка	28	22	5	0	1
Африка	1	1	0	0	0
Средний Восток	21	2	6	8	5
Восточная Азия.	8	6	1	1	0
Всего	235	184	31	14	6

§ 1. ЗАРУБЕЖНАЯ ЕВРОПА

Природные условия зарубежной Европы весьма разнообразные. Различия в геологической истории областей предопределили различия в строении современного рельефа, почвенного покрова и т. д., позволяющие выделять здесь три крупные зоны: Северную Европу, Среднюю Европу и Южную Европу (рис. 4).

Северная Европа. В пределы Северной Европы входят Финляндия, Скандинавский полуостров и острова архипелага Шпицберген и Исландия. Залежей нефти и газа на архипелаге

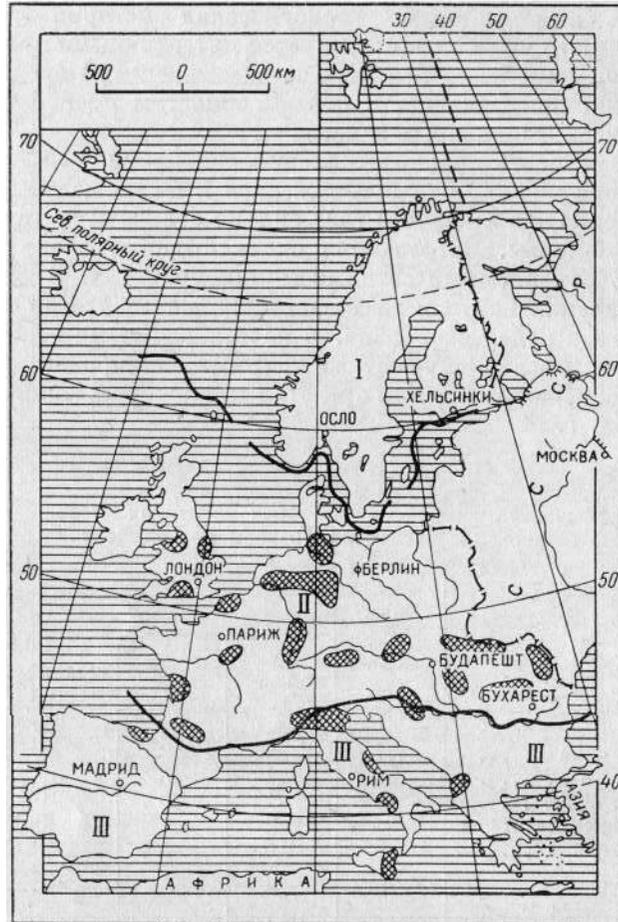


Рис. 4. Физико-географическое районирование зарубежной Европы.

I—Северная Европа; II—Средняя Европа; III—Южная Европа.
Нефтегазоносные районы показаны штриховкой.

Шпицбергена не выявлено, но отмечаются многочисленные признаки нефти в широком диапазоне, от кембрия до третичных отложений. В восточной части архипелага в каменноугольных отложениях установлены большие запасы угля.

На о. Исландия выходов горючих (углеводородных) газов или каких-либо нефтепроявлений не отмечено.

Нефтяных месторождений в пределах Скандинавского полуострова и Финляндии не известно. Пропитанные нефтью сильно битуминозные породы силурийского возраста встречаются в районе оз. Сильян в Швеции, несколько севернее северной границы Средне-Шведской низменности.

По мнению Н. А. Кудрявцева, оз. Сильян и выполняющие его впадину силурийские породы связаны с кольцевым грабеном после-силурийского образования. Обильная битуминозность силурийских отложений известна по другую сторону Балтийского моря в Эстонии.

Таким образом, в зарубежной части Северной Европы нефтяных и газовых месторождений пока нет. Возможность их нахождения в будущем ограничена районами, геологическое строение которых замаскировано плащом молодых осадков (восточная часть Шпицбергена, полуостров Сконе).

Средняя Европа. Северная граница проходит по южному побережью Северного и Балтийского морей и соединяющих их проливов. За южную границу условно принимается северное подножье Пиренеев, южное подножье Альп, южная граница Паданской низменности и широтное течение рек Савы и Дуная. На западе границей является побережье Бискайского залива, а на востоке граница проходит от восточного подножья Карпат к устью р. Неман. В Средней Европе выделяются следующие физико-географические области: Британские острова, Северная равнина, область Средневысотных гор, Альпы и Приальпийские районы, Карпаты и Дунайские равнины.

Британские острова. В пределах Средне-Шотландской равнины известны небольшие месторождения вблизи Эдинбурга (Мидлотиан). В прибрежной части (Ирландское море) находится один из небольших нефтегазоносных районов Англии (месторождение Формби).

Другой нефтегазоносный район располагается к востоку от Пеннинских гор на равнине, погружающейся под воды Северного моря. Здесь известны месторождения Хардстофт, Икринг, Эгмантон и др. Южная часть острова представляет собой куэстовое плато, сложенное меловыми породами. Здесь на побережье пролива Ла-Манш также обнаружены признаки нефти и газа. Почти на всех месторождениях Англии добыча ведется из отложений карбона, только в Ланкашире нефтеносные отложения триаса. В последние годы начались усиленные поиски нефти и газа на шельфе Северного моря, которые в некоторых районах дали положительные результаты. Залежи газа установлены в нижней перми, и газопроявления отмечены в цехштейне (верхняя пермь).

Северная равнина. Она вытянута в широтном направлении от нижнего течения Рейна до границы СССР. Северная равнина Средней Европы — это область обширного прогиба между Балтийским

шитом и зоной палеозойских складчатых сооружений, В пределах Северной равнины располагаются основные месторождения Европы. Именно здесь сосредоточены наиболее крупные месторождения нефти и газа ФРГ и Голландии, такие как Шонебек, Рюле, Георгсдорф, Хоне Химмельте-вест, Альдорф, Гронинген и многие другие. Стратиграфический интервал нефтегазоносности установлен от перми до низов третичных отложений включительно. На территориях ГДР и Польши открыты следующие месторождения нефти и газа: Райкенхагев, Грнммен, Добери, Бург, Рихтенберг, Лютов, Тауэр, Люббен, Дребкау, Губен, Рыбаки, Ксенж-Сленски, Отынь, Остров-Велькопольски и Тархалы, приуроченные к отложениям перми (цехштейн). На территории этих стран следует ожидать открытий залежи нефти и газа в отложениях мезозоя и палеозоя (от ордовика до мела включительно).

Область Средневысоких гор. Эта область простирается от берегов Атлантического океана на западе до водораздела Одера и Вислы на востоке. Между Центральным массивом, побережьем Бискайского залива и северным подножьем Пиренеев лежит Гаронская низменность или Аквитанский бассейн. В пределах бассейна кристаллический фундамент глубоко опущен. Здесь известно в настоящее время по крайней мере два нефтегазоносных района. Один из них расположен на побережье Бискайского залива (месторождения Парентис, Мод и др.), другой — у подножья Пиренеев (месторождения Лак, Марсет и др.).

Основные продуктивные горизонты в Аквитанском бассейне расположены в юрских и меловых породах. На юго-восток Центральный массив обрывается горами Севен, ограничивающими массив, по-видимому, по крупному разлому. Между горами Севен и Альпами протягивается глубоко опущенная долина Роны. В этой долине на побережье Средиземного моря располагается еще один небольшой нефтегазоносный район Франции (месторождения Габан, Галициан).

К северу от Центрального массива простирается Северо-Французская низменность, к которой приурочен Парижский бассейн. Он выполнен морскими отложениями мезозойского и третичного возраста. В последние годы здесь обнаружены промышленные скопления нефти и газа в отложениях мезозоя.

Восточная часть области Средневысоких гор отличается большой сложностью и раздробленностью. Промышленные скопления нефти и газа известны в долинах.

Верхне-Рейнская равнина (грабен) ограничена гороховыми массивами Вогезы и Шварцвальд, сложенными кристаллическими породами. Грабен выполнен мезозойскими, третичными и четвертичными осадками. Здесь с 1813 г. известно месторождение Пишельброн. Кроме того, открыто довольно много мелких месторождений: Донау, Сен-Марсе (газовое), Вейнгартен, Форст-Веер, Ваттенхейм,

Энх и др. Продуктивны осадки от триаса до олигоцена включительно.

К востоку от Шварцвальда располагаются Швабено-Франконский куэстовый район, тортовые массивы, Тюрингенский лес и Гарц, Чешский массив. Здесь обнаружено довольно много различных нефтегазопоявлений в мезозойских породах. К северу от Чешского массива, между Рудными горами, Тюрингенским лесом и Гарцем, расположена Тюрингенская впадина, где выявлены небольшие месторождения нефти и газа.

К юго-востоку от Чешского массива располагается глубокая впадина — Венский бассейн. Впадина выполнена кайнозойскими отложениями, в которых встречены промышленные залежи нефти и газа. В Венском бассейне (на территории Австрии и Чехословакии) известно более 45 нефтяных и газовых месторождений: Матцен, Мюльберг, Цистердорф, Адерклаа, Высока, Лаб, Сухоград, Годонин, Лужице, Гвель, Грушки, Ланжгот и др.

Альпы и Приальпийские районы. Сюда относятся Альпийская горная система, предгорное плато северных Альп, Юрские горы и Паданская низменность.

Альпийская горная система сложена кристаллическими породами и в центральной части имеет довольно большие высоты. К северу и к югу от центральной части Альп протягиваются менее высокие хребты, сложенные карбонатными породами и флишем (Предальпы). В Предальпах известны многочисленные нефтегазопоявления на поверхности и в пробуренных скважинах.

На севере Альпы переходят в предгорья. В пределах Баварского плоскогорья выявлено несколько газовых и нефтяных месторождений: Амфинг, Изен, Хеймертинген и др. Продуктивные горизонты залегают в палеогене. Южные склоны Альп лишены предгорий. На Востоке Предальпы, а на западе кристаллические массивы резко обрываются в сторону Паданской низменности. В Паданской низменности в пределах долины р. По, начиная с 1938г., был выявлен целый ряд газовых месторождений: Фонтевиво, Поденциано, Кав-пага, Рипалта, Кортемаджиоте и др. Вместе с газом здесь получают конденсат, а на некоторых месторождениях и нефть. Продуктивны горизонты верхнего миоцена — нижнего плиоцена.

Карпаты и Дунайские равнины. В северных предгорьях восточных Карпат располагаются газовые и реже нефтяные месторождения Польши. Они приурочены к полосе, протянувшейся на 150 км от Кракова до Пшемьсля. Залежи газа приурочены к отложениям миоцена (сармат и тартон) на месторождениях Любачев, Пшемьсль, Ярослав, Альбигова, Ладна, Дембовец и др. Нефтяные залежи установлены в отложениях верхнего мела и юры на площадях Лтобачев, Дебица-Рапчуга, Партыня-Подбоже, Доброва-Тарновска и Гробля-Плавовице. Проявления нефти и газа отмечены в отложениях триаса и всего палеозоя. В Карпатах Польши открыты в основном /

небольшие месторождения нефти (Вснглиювка и др.), приуроченные к третичным отложениям. К югу от Лесистых Карпат горная система расширяется, разветвляется, образует треугольник, внутри которого располагается обширная котловина — Трансильванская (иногда именуется плато, высота 250—800 м). Трансильванская впадина ограничена на востоке флишевыми восточными Карпатами, на юге их продолжением — южными Карпатами и на западе холмистой грядой Апусень. Впадина выполнена третичными осадками. Здесь известно несколько крупных газовых месторождений: Сармашел, Конша-Мина, Сарош, Коул и др. С внешней стороны восточных Карпат лежит сложенное известняками предгорное плато — Молдавская возвышенность. Здесь известно несколько нефтяных месторождений: Тазл-Мойнешть, Тециань, Кымпень и др. (нефтяной район Молдовы). Продуктивны отложения кайнозоя.

Внутри выпуклой к востоку дуги Карпат лежит Средне-Дунайская низменность — Панонский бассейн. В пределах Средне-Дунайской низменности известно довольно много нефтяных и газовых месторождений, которые могут быть сгруппированы в три района: западный, центральный, восточный.

В западном районе располагаются месторождения Венгрии и Югославии: Надьлендель, Будафаста, Лавасп, Хахот, Уйфалу, Петитовицы, Лонве и др. Продуктивны отложения неогена, палеогена и мела. В центральном районе на территории Венгрии открыт ряд небольших месторождений: Мезекерестеш, Бихарнадьбоим, Керещегапати и др. В восточном районе также известно несколько небольших газовых и нефтяных месторождений: Жерменовицы, Велкая Гряда и др.

В северной Прикарпатской части бассейна расположены основные нефтегазовые районы Румынии: Олтения и Мунтения. В Олтении (западный район) известны месторождения Балтень, Цпклень и др. В Мунтении — Морень, Байкой Цинти, Болдешть и многие другие. Нефтеносны отложения палеогена и неогена. На территории Болгарии нефтяные и газовые месторождения тяготеют к ее северной части. Здесь открыты Голленевское, Гигенское, Долнидыбникское, Чиренское, Видинско-Пленицкое месторождения. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями от триаса до палеогена включительно.

Ю ж н а я Е в р о п а . Сюда входят Пиренейский, Апеннинский, Балканский полуострова и острова Средиземного моря.

Пиренейский полуостров. На северо-востоке Испании, у подножья Пиренеев в 1962 г. было обнаружено небольшое газовое месторождение, а в 1964 г. в 60 км к северу от Бургоса открыто месторождение нефти Айолуэнго. Это месторождение приурочено к антиклинальной структуре, образованной соляным куполом. Притоки нефти получены из трещиноватых известняков нижней юры и нижнего мела.

На юге Пиренейского полуострова были обнаружены мелкие нефтегазопоявления.

На берегу Атлантического океана, у подножья Месеты располагается холмистая Португальская низменность. Здесь в осадочных породах также обнаружены небольшие нефтегазопоявления.

Апеннинский полуостров. Он, как и Пиренейский, характеризуется преобладанием горного рельефа. В межгорных впадинах Апеннин изредка встречаются небольшие нефтяные месторождения (Трамутала и др.) и газовые (Карокимита и др.).

Прибрежная полоса Тирренского моря представляет собой холмистую равнину, сложенную третичными породами с выступами кристаллических массивов герцинского возраста и впадинами. В этих впадинах обнаружены небольшие нефтяные месторождения, например Рипи к западу от Рима. Южнее, в районе Неаполя располагается центр современного вулканизма на Средиземноморье. Здесь наряду с осадочными породами большую роль играют древние и молодые вулканические образования. В осадочных породах к югу от Неаполя получены притоки нефти и газа.

Прибрежная полоса Адриатического моря (Субапеннины) представляет собой холмистую равнину, переходящую к югу в известняковое плато. В районе Аbruцц в Субапеннинах обнаружено несколько нефтяных и газовых месторождений с продуктивными горизонтами, залегающими в плиоцене, миоцене, редко в олигоцене и даже в четвертичных отложениях (месторождения Сигно, Сольсмаджио, Поденцино, Сан-Джорджио, Корреджио, Равенна, Фонтевиво, Цел-лино, Валекупа и др.).

На островах Средиземного моря нефтяные и газовые месторождения известны только на о. Сицилия. По своему геологическому строению о. Сицилия тесно связан с Апеннинским полуостровом. Остров гористый (продолжение Апеннин), только на юго-западе и юге заметно выполаживание рельефа. В южной (юго-восточной) половине острова открыто несколько нефтяных (Рагуза, Гела) и газовых (Адриозоне, Катания, Цизино) месторождений с продуктивными горизонтами в триасе и в более молодых осадках.

Балканский полуостров представляет собой гористую страну. Равнины, низменности и котловины занимают сравнительно небольшую площадь. На Балканском полуострове известно много проявлений нефти и газа в связи с третичными горными сооружениями. Однако промышленные месторождения нефти установлены пока только на прибрежной холмистой равнине Албании. На месторождениях [Кусева, Патос и Маринза нефть добывается из пород миоцена.

§ 2. СОВЕТСКИЙ СОЮЗ¹

Европейская часть (рис. 5). Большую часть этой территории занимает Русская равнина. Общие черты рельефа Русской равнины предопределяются ее геологическим строением. Большая часть территории размещается на древней докембрийской платформе. В пределах платформы выделяются два щита, где породы фундамента либо выведены на поверхность (Балтийский щит), либо частично перекрыты маломощной толщей третичных и четвертичных осадков (Украинский щит). Кроме того, следует упомянуть Воронежский свод (Воронежская антеклиз) и выступ фундамента в районе г. Лида, где кристаллические породы находятся на глубине 100—200 м.

На Балтийском щите не обнаружено нефтяных и газовых месторождений и ярких нефтегазовых проявлений. В горных выработках Хибинского массива изредка обнаруживали в газе небольшое содержание метана (от долей процента до нескольких процентов).

К востоку от Балтийского щита до Урала располагается обширная тундро-таежная равнина. Естественным геологическим рубежом, разделяющим эту равнину, является Тиманский кряж. Между Тиманским кряжем и Северным Уралом располагается обширная Печорская низменность, приуроченная к тектонической депрессии. К этой территории приурочены Тимано-Печорская нефтегазоносная область и один из старейших нефтегазоносных районов России — Ухтинский (месторождения Войвожское, Ярегское, Чибьюское, Верхне-Чутинское, Седельское и др.). В бассейне рек Печоры и Усы находятся месторождения нефти и газа: Верхне-Омринское, Нижне-Омринское, Западно-Тэбукское, Джьерское, Северо-Мыл-винское, Рассохинское, Курьинское, Ленавожское, Восточно-Сави-ноборское, Усинское, Вуктыльское, Лемьюское, Исаковское, Мп-чаюзское, Печоро-Кожвинское, Печорогородское, Аранецкое и др. Продуктивны отложения силура, девона, карбона и перми.

В центральной части Русской равнины располагается Средне-Русская возвышенность. К северу и северо-западу от Средне-Русской возвышенности выделяется обширная область, выраженная в рельефе низменными равнинами (Балтийская, Полесская и Мещерская низменности), небольшими возвышенностями и грядами холмов (Балтийская гряда, Латгельская, Невельско-Городская, Витебская, Бежаницкая и Волдайсая возвышенности, Белорусская гряда). Промышленные притоки нефти из отложений кембрия, ордовика и силура получены на Гусевской, Кулдингской, Вирбалисской

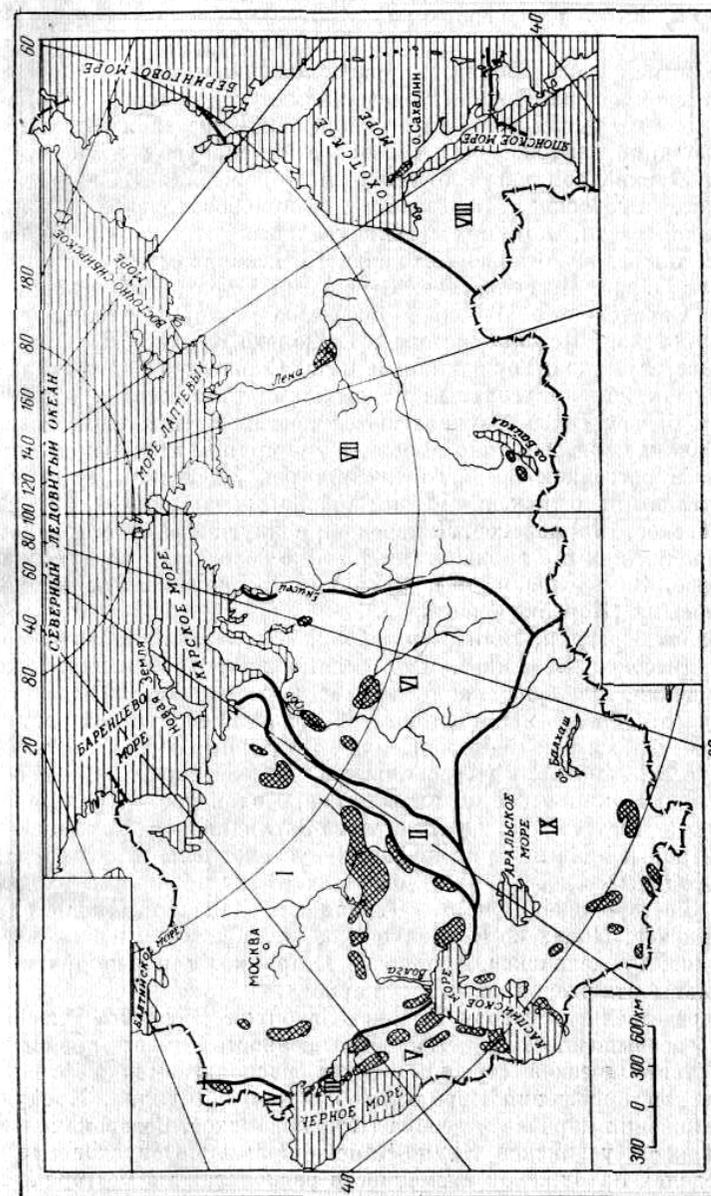


Рис. 5. Физико-географическое районирование Советского Союза. I — Европейская часть; II — Урал; III — Крым; IV — Карпаты; V — Кавказ; VI — Западная Сибирь; VII — Восточная Сибирь; VIII — Дальний Восток; IX — Средняя Азия. Условные обозначения те же, что на рис. 1*.

¹ Физико-географическое районирование и описание ландшафтных стран заимствовано из работ ф. П. Милков, Н.А. Гвоздецкий. «Физическая география СССР», т. I. Госгеографиздат, 1962. С. П. Сулов «Физическая география СССР (Азиатская часть)». Учпедгиз, 1954.

площах. На Гаргждайском месторождении дебит скважин достиг 40 *трутни*, а на Красноборском — 100 *т/сутки* из отложений кембрия.

Приволжская возвышенность, расположенная к востоку от Средне-Русской возвышенности, представляют собой плато с пологим западным и крутым восточным склонами. В пределах Жигулевских дислокаций нефтеносность связана с каменноугольными отложениями. В западной части открыты месторождения Забаровско-Сызранское, Губенское, Березовское, Карловосытовское и др. В восточной части, помимо каменноугольных отложений, нефть добывают также из отложений верхнего девона (месторождения Яблоновый Овраг, Жигулевское, Стрельный Овраг, Зольненское). В районе Саратовского Поволжья известны месторождения нефти и газа Суrowsкое, Песчанометское, Елшанско-Курдюмское, Соко-ловогорское, Урицкое, Горючкинское и др. Скопления нефти и газа приурочены к каменноугольным и девонским отложениям. Южнее на правом берегу Волги располагаются месторождения Волгоградского Поволжья. Здесь можно выделить три группы месторождений: северную, в бассейнах среднего течения рек Медведицы и Тарсы с продуктивными отложениями в карбоне и частично в девоне (Бахметьевское, Жирновское, Линеvское); южную, в районе Донской Луки с продуктивными горизонтами того же возраста (Арчединское, Саушинское, Зимовское и др.), и группу, расположенную между двумя первыми (Коробковское и др.).

На левом берегу р. Волги за Заволжской низменностью располагается Высокое Заволжье. Это возвышенность тектонического происхождения, сложена на поверхности отложениями пермн и перм-триаса. Область является богатой провинцией Русской равнины. Сюда относятся месторождения Куйбышевского Заволжья и Оренбургской области (Красноярское, Белозерское, Чубовское, Алакаевское, Мухановское, Дмитриевское, Коханское, Черновское, Покровское, Могутовское, Султангулово-Заглядинское, Тарханское и др.). Промышленные притоки нефти установлены в пермских, каменноугольных и девонских отложениях. В эту провинцию входят крупные месторождения нефти Татарии и Западной Башкирии (Ромашкинское, Поповско-Новоелховское, Акташское, Елабужское, Щпаковское, Туймазинское, Арланское, Старицкое и многие другие). Продуктивны отложения девона и карбона.

Непосредственно к северу Высокое Заволжье сменяется Вятско-Камской возвышенностью. Эта возвышенность имеет довольно сложное тектоническое строение. Здесь располагаются нефтяные и газовые месторождения Пермской области п Удмурдии. Продуктивны отложения карбона и девона (Краснокамское, Северокамское, Полазненское, Куединское, Ярино-Каменноложское, Осинское и др.). В пределах Заволжской низменности располагаются месторождения Саратовского Заволжья (Генеральское, Фурмановское, Степ-

новское, Таловское и др.) и южных районов Куйбышевской области (Покровское, Кулешовское и др.) с продуктивными горизонтами в девоне и карбоне.

На юго-западе Русской равнины располагаются Вольско-Подольская и Приднепровская возвышенности, тектонически связанные с Украинским кристаллическим щитом. Непосредственно к ним примыкает волнистое плато Донецкого кряжа. На поверхности кряж сложен мезозойскими отложениями. В скважинах и в шахтах в отложениях карбона встречены непромышленные притоки газа и незначительные нефтегазопроявления.

Между возвышенностями юго-запада Русской платформы и Средне-Русской возвышенностью расположена Приднепровская низменность. Приднепровская низменность соответствует тектонически Днепровско-Донецкому грабену, образовавшемуся еще в нижнем палеозое. Геоморфологически вся низменность представляет собой древнюю долину Днепра с отметками 100—150 м. В Днепровско-Донедкой впадине выделяются две группы месторождений: западная и восточная. Месторождения западной группы (Качановское, Гне-днцевское, Радченковское, Сагайдакское, Зачепиловское, Машевское, Глинско-Розбышевское и др.) связаны с отложениями каменноугольного, пермского, триасового, юрского и мелового возрастов. Восточная группа расположена между городами Изюм и Змиев. В газовых месторождениях этой группы (Шебелинка, Спиваковское п др.) продуктивны верхнепалеозойские и мезозойские породы.

В Припятском прогибе (Белорусская ССР) промышленная нефтегазосность установлена в девонских породах (подсолевые и межсолевые отложения) на месторождениях Речица, Осташковичи и др.

Юго-восточную часть Русской равнины занимает обширная Прикаспийская низменность. К этой области относятся нефтяные и газовые месторождения в пределах Калмыкской АССР и Астраханской области (Промысловское, Межевое, Ермолинское, Цубукское, Икибурульское, Краснокамьшанское, Каспийское и др.). Месторождения связаны с тектонически приподнятой зоной (кряж Карпинского), отделяющий здесь с юга тектоническую впадину Прикаспия от Предкавказья. Продуктивны отложения мезозоя. На юго-востоке провинции расположена Урало-Эмбенская нефтеносная область. Здесь известно довольно много месторождений: Байчунас, Доссор, Косчагыл, Каратон, Кенкияк, Прорва и др. Нефть получают из отложений различного возраста, от пермо-триаса до мела включительно. В последние годы в прибортовой зоне Прикаспийской впадины открыто несколько месторождений газа (Спортивное и др.) в пределах Саратовской области из отложений мезозоя.

У р а л . С запада прослеживается предгорный прогиб, выраженный на поверхности холмистой равниной с одиночными горами — шиханами, представляющими собой древние рифовые массивы. Местами, где шиханы погребены под толщей осадочных пород, в них

содержится нефть и газ. Рифовые массивы имеют нижнепермский возраст (Ишимбаево). К северу и югу от Ишимбаевского района обнаружены другие месторождения нефти и газа, связанные с рифовыми массивами (Якуповское, Северо-Маячное, Совхозное и др.). Восточнее цепочки рифовых массивов располагаются тектонические зоны узких антиклинальных складок, с которыми связаны месторождения нефти (Кинзебулатово и др.). В Актюбинском Приуралье на Петропавловской, Жилинской, Актюбинско-Бишбамакской площадях установлены интенсивные проявления газа и непромышленные притоки нефти из терригенных образований нижней пермн (артинские отложения).

На восточном Урале прослеживается ряд меридиональных зон, сложенных метаморфическими и изверженными породами. Складчатый палеозой в крайней восточной зоне характеризуется многочисленными нефтепроявлениями, но промышленных скоплений не содержит.

Восточные Карпаты. На юго-западе Русская равнина ограничена горным сооружением Карпат. Центральный участок их — Лесистые Карпаты — находится в пределах СССР. Альпийское горное сооружение Карпат образует большую дугу, обращенную выпуклой стороной на северо-восток. Лесистые Карпаты — это средневисотная горная страна. Продольные и поперечные долины разбивают ее на изолированные массивы. В Карпатах отчетливо прослеживается продольная зональность геологических структур и рельефа. С северо-востока на юго-запад выделяются шесть зон. В Предкарпатье, тектонически соответствующему Предкарпатскому краевому прогибу, установлено ряд газовых месторождений (Рудки, Опары, Угерское, Дашава, Бильче-Волица, Косов и др.) с продуктивными горизонтами мезозоя и неогена.

С зоной Внешних Карпат связаны в основном нефтяные месторождения (Бориславское, Долинское, Рыпне, Битковское, Космоч и др.) с продуктивными горизонтами в палеогене и в мелу.

Крымы. Крым можно подразделить на три части: Горный Крым, Керченский полуостров и Степной Крым.

В пределах Горного Крыма нефтяных месторождений и нефтегазопроявлений не установлено.

На Керченском полуострове обильно распространены нефтегазопроявления. Однако многолетние поисково-разведочные работы смогли выявить лишь очень небольшие (Владиславовское, Мошка-ревское, Куйбышевское, Мысовое, Борзовское и др.), практически непромышленные скопления нефти и газа в третичных отложениях. Перспективы нефтегазоносности связаны с меловыми отложениями.

В пределах Степного Крыма открыто несколько нефтяных и газовых месторождений, преимущественно в пределах Тарханкутского полуострова (Оленевское, Меловое, Глебовское, Октябрьское, Джанкойское и др.). Продуктивны горизонты в мезозое и палеогене.

Кавказ. Здесь может быть выделено несколько орографических областей: Предкавказье, Большой Кавказ, Колхидская впадина, Куринская впадина, Малый Кавказ, Джавахетско-Армянское нагорье и Талыш с примыкающей к нему Ленкоранской низменностью.

В Западном Предкавказье, на Таманском полуострове, на поверхности которого изобилуют выходы нефти и газа, обнаружены лишь весьма скромные залежи нефти и газа в кайнозойских отложениях.

В северной части Западного Предкавказья открыт ряд крупных газовых и газоконденсатных месторождений (Каневское, Березанское, Ленинградское, Челбасское и др.) с продуктивными горизонтами в мелу. Многочисленные нефтяные месторождения расположены в долине р. Кубань и вдоль северного склона Кавказа (Анастасиевско-Троицкое, Ново-Дмитриевское, Ильское, Холмское и др.). Продуктивные горизонты большинства месторождений связаны с отложениями неогенового и палеогенового возраста и иногда мезозоя (Баракаевское, Некрасовское и др.).

В центральном Предкавказье известны нефтепроявления у подножья Кавказа и крупные газовые и газоконденсатные месторождения в пределах Ставропольской возвышенности (Северно-Ставропольское, Пелагиадинское и др.). Продуктивны отложения палеогена.

В Восточном Предкавказье геоморфологически могут быть выделены северные предгорья Кавказа, зона передовых хребтов, Терско-Кумская равнина (Затеречная равнина) и Прикаспийская низменность (включая третичную зону Дагестана). Во всех перечисленных зонах известны нефтяные и газовые месторождения. В северных предгорьях Кавказа известны пока небольшие месторождения с продуктивными горизонтами в неогене и мезозое (Бенойское, Датыхское). В зонах Терского и Сунженского передовых хребтов расположены многочисленные месторождения (Старо-Грозненское, Ново-Грозненское, Заманкульское и др.) с продуктивными горизонтами неогенового и мелового возрастов. В пределах Терско-Кумской равнины, расположенной на герцинской платформе, имеются крупные месторождения нефти (Озек-Суатское, Прасковейское, Русский Хутор, Величаевское, Сухокумское и др.) с продуктивными горизонтами в мезозое и палеогене. В Прикаспийской низменности (включая предгорья Дагестана) нефтяные и газовые месторождения вытянуты длинной полосой с севера на юг. В северной части, в предгорьях Дагестана, известны месторождения Махач-Калинское, Избербашское, в которых продуктивны отложения неогена. Южнее продуктивные горизонты нефтяных и газовых месторождений приурочены к отложениям палеогенового и мезозойского возраста (Дагестанские Огни, Берекейское и др.).

В Прикаспийско-Кубинской области северного Азербайджана промышленные залежи нефти установлены в отдельных песчано-

глинистых горизонтах майкопской свиты, палеоцена, эоцена, тортона (месторождения третичной моноклинали; Сиазаньское, Нардаран-ское) и в отдельных трещиноватых карбонатных горизонтах верхнего мела. Промышленный приток газа отмечен из песчаного горизонта верхнего мела. В последние годы установлены промышленные притоки газа и нефти из карбонатных пород нижнего мела на Бегмдаг-Тегчайской площади.

В мезозойских отложениях Большого Кавказа известны многочисленные нефтепроявления, однако промышленные залежи нефти и газа отсутствуют.

В Колхидской впадине открыты небольшие залежи в известняках мезозоя (Чаладидинское) и в песчаниках сармата (Супсинское).

На восточном окончании южного склона Большого Кавказа расположен район Кобыстана и Апшеронского полуострова. Апшеронский полуостров и Кобыстан являются одной из богатейших нефтегазоносных областей мира. Здесь известно много крупных и средних нефтяных и газовых месторождений, такие как Бибиэйбатское, Локбатанское, Сураханское, Кергезское, Бинагадинское, Сулутешское, Шабандагское, Карадагское, Шонгарское, Бузовны-Маштагинское, Калинское, Зырянское, Карачухур-Зыхское и многие другие. Продуктивные горизонты на Апшероне связаны с отложениями неогенового возраста. Вблизи Апшеронского полуострова на островах и в открытом море находится ряд месторождений (о. Артема, Нефтяные Камни, острова Жилой, Песчаный, Южная, Грязевая Сопка, банка Дарвина, Гюргяны-море и др.), продуктивные горизонты которых также связаны с отложениями неогена.

В Кобыстане месторождения меньше по размеру, но диапазон нефтегазосности расширяется и захватывает палеогеновые отложения (Умбакинское, Дуваннинское месторождения).

В пределах Кура-Араксинской низменности также расположено довольно много нефтяных и газовых месторождений: Мишовдагское, Калмасское, Кюровдагское, Карабаглинское, Нефтечалинское и др. В пределах Бакинского архипелага, который является юго-восточным продолжением тектонической зоны Южного Кобыстана и Нижне-Куринской депрессии, выявлены месторождения Сангачалы-море, острова Дуванний, Булла, Аляты-море и др. Продуктивны отложения неогена.

В западной части Куринской впадины (Кировобадская и Восточно-Грузинская нефтегазоносная область) продуктивные горизонты нефтяных месторождений (Нафталанское, Казанбулагское, Мирбаширское, Аджидеринское, Мирзаанское, Тарибанское, Норинское, Сацхинское и др.) расположены в отложениях неогена, палеогена и мезозоя.

К системе Малого Кавказа относятся краевые хребты Закавказского нагорья. Большое количество нефтегазопоявлений связано с отложениями мезозойского возраста. В последние годы получены

промышленные притоки газа из отложений эоцена. Известны многочисленные нефтегазопоявления в Ленкоранской низменности, вытянутой вдоль подножья Талышских гор.

Западная Сибирь. Подразделяется на Западно-Сибирскую низменность и Алтайскую горную систему (включая Кузнецкую котловину с окаймляющими ее хребтами).

Западно-Сибирская низменность представляет собой богатейший нефтегазоносный район. Уже выявлено более 90 нефтяных и газовых месторождений с продуктивными горизонтами в меловых и юрских отложениях.

Березовский газоносный район, вытянутый к югу от устья р. Сосьва, содержит месторождения Пунгинское, Похромское, Игримское и др. Южнее располагается Шаимско-Красноленинский нефтеносный район, где выявлен ряд нефтяных месторождений: Шаимское, Красноленинское и др.

Целая группа крупных нефтяных месторождений обнаружена по среднему течению р. Оби: Усть-Балыкское, Северо- и Западно-Сургутское, Самотлорское, Мегионское, Соснинское, Аганское и др. В этом районе известны и газовые месторождения (Охтеурьевское). В Центральной части Западно-Сибирской низменности расположен Салымский нефтеносный район, где открыты Правдинское и Салымское нефтяные месторождения.

В северных районах Западно-Сибирской низменности открыты крупнейшие газовые месторождения: Губкинское (Пурпейское), Тазовское, Заполярное, Уренгойское, Медвежье, Ново-Портовское, Северо-Казымское и др. Получены промышленные притоки газа на крайнем северо-востоке Западной Сибири, на Нижне-Хетской площади в Усть-Енисейской впадине.

Входящие в состав Салаир-Кузнецкой горной области Кузнецкий Алатау, Салаирский кряж, Горная Шория и Кузнецкая котловина генетически связаны между собой. В Кузнецкой котловине признаки нефти и газа встречены в девонских и пермокаменноугольных отложениях. Небольшие притоки газа получены на Борисовской площади. В Кузнецком Алатау, Салаирском кряже и в Горной Шории признаков нефти и газа не установлено.

Восточная Сибирь. В Восточной Сибири выделяют пять географических областей: арктическую, Среднюю Сибирь, горную Северо-Восточную Сибирь, Саяны, Забайкалье и Прибайкалье.

Арктическая область Восточной Сибири включает в себя полосу материковой тундры Северо-Сибирской низменности. Продуктивные скопления с нефти и газа установлены в мезозойских отложениях.

Между низовьями Хатанги и Лены находится плоская синклинальная впадина, выполненная мезозойскими породами. Среди впадины воздымается ряд невысоких мезозойских кряжей (Проничешка и Чекановского). Здесь распространены соляные купола.

В скважинах, пробуренных на соляных куполах, встречены притоки нефти в мезозойских отложениях.

В породах нижнепалеозойского возраста на Анабарском массиве в Средней Сибири встречаются нефтепроявления.

Между Анабарским массивом и Лено-Алданским плато расположена Вилуйская впадина. В последние годы здесь открыто несколько газовых месторождений: Усть-Вилуйское, Сабо-Хаинское, Бодаранское и др. с продуктивными горизонтами, расположенными, в юрских отложениях. В разведочных скважинах получены небольшие притоки легкой нефти.

Приверхненская плоская возвышенность располагается к юго-западу от Вилуйской впадины. Здесь открыто нефтяное месторождение Маркове с продуктивными горизонтами в кембрии. Кроме того, благоприятные результаты получены в ряде разведочных площадей.

В горной области Северо-Восточной Сибири и в Западном и Восточном Саянах нефтегазопроявления не известны.

Между Западным Саяном, Кузнецким Алатау и Восточно-Минусинскими горами лежит пониженная территория. Батеневским краем она делится на две котловины: Енисейско-Чулымскую на севере и Минусинскую на юге. Легкая нефть и углеводородные газы были получены при бурении из всех свит палеозойского разреза от кембрия до карбона. В ряде скважин из отложений девона получены промышленные притоки азотно-углеводородного газа или небольшие притоки легкой нефти.

В Тувинской котловине, расположенной между Саянами на севере и хребтом Танну-Ола на юге, встречены небольшие нефтегазопроявления.

В Забайкалье и Прибайкалье в третичных отложениях и в метаморфических породах фундамента встречены также незначительные нефтегазопроявления.

Дальний Восток. Здесь выделяются три географические области: 1) Амурско-Приморская; 2) Нижне-Амурско-Охотская и о. Сахалин и 3) Камчатско-Курильская вулканическая область.

Амурско-Приморская область занимает южную половину Дальнего Востока. В некоторых долинах в разведочных скважинах здесь встречены небольшие газопроявления.

В пределах второй названной области на восточных склонах Восточного хребта о. Сахалина и на прибрежной равнине в северной части острова открыто несколько нефтяных и газовых месторождений. На месторождениях Оха, Эхаби, Нутово и др. продуктивные горизонты расположены в неогене. В этих отложениях на западном побережье встречены многочисленные нефтегазопроявления.

В Камчатско-Курильской вулканической области (Камчатка, острова Караганский, Командорские и Курильские) нефтегазопроявления известны на полуострове Камчатка. Обнаруженные нефтегазопроявления приурочены к неогену.

Средняя Азия. В Средней Азии выделяются три географические области: 1) область полупустынь; 2) область пустынь и 3) горная область.

В области полупустынь нефтяных и газовых месторождений не обнаружено.

В области пустынь на севере Прикаспийской низменности открыто несколько крупных нефтяных и газовых месторождений с продуктивными горизонтами в мезозое (Жетыбай, Узень и др.). Южная часть Прикаспийской низменности также богата нефтяными и газовыми месторождениями: Небит-Даг, Котур-Тепе, Челекен, Окарем, Камышлджа, Кызыл-Кумы и др. В отличие от северной части низменности здесь продуктивные горизонты находятся в неогене.

На Устюрте, представляющем собой обширное плато высотой до 350 м, установлены промышленные залежи газа в юрских отложениях на площади Шахпахты.

К юго-востоку от Устюрта, между подножьем Копет-Дага и р. Аму-Дарья, располагается обширная равнина, в центральной части которой находится песчаная пустыня Кара-Кум. В ней открыты крупные месторождения газа: Зеагли-Дарвазинское, Байрамалийское, Ачакское, Майское и др. с продуктивными горизонтами в мезозое.

Равнина Кызыл-Кум простирается между средним и нижним течением Аму-Дарьи, Сыр-Дарьи и Зеравшана. В пределах равнины выделяются три типа рельефа: 1) горные палеозойские возвышенности; 2) предгорное мезозойское плато и 3) равнина с четвертичными отложениями (песчаная пустыня Кызыл-Кум). В юго-восточную часть равнины заходят горы Нуратау. На их продолжении лежат мелкие складчатые останцовые хребты. Все горы сложены палеозойскими метаморфическими породами. В пределах мезозойских плато и пустыни Кызыл-Кум мезо-кайнозойские осадки перекрывают сложно дислоцированное герцинское основание платформы. Породы мезо-кайнозоя собраны в пологие плоские складки. Здесь открыто довольно много крупных и мелких месторождений нефти и газа, такие как Газли, Ташкудук, Джаркак, Учкыр, Мубарек, Уртабулак и др. Продуктивные горизонты расположены в юрских и меловых породах.

Горная область Средней Азии является наиболее высоко поднятой в пределах СССР. Системы широтных хребтов протягиваются на тысячи километров, соединяясь местами поперечными хребтами. Между основными системами хребтов расположены крупные межгорные котловины: Ферганская, Нарынская, Иссык-Кульская и Илийская. В пределах горных цепей нефтяных и газовых месторождений нет, но они широко развиты в некоторых межгорных котловинах. Прежде всего необходимо отметить Ферганскую котловину, в которой расположено довольно много не очень крупных месторождений нефти и газа: Андижан, Палванташ, Наманган и др.

Продуктивны отложения неогена, палеогена, мела, и в последнее время промышленные притоки нефти получены из юрских отложений.

Среди южных отрогов Алайской горной страны, в предгорьях Гиссарского хребта, расположено два небольших нефтегазонасных района: Сурхан-Дарьинский и Южно-Таджикский. Сурхай-Дарьинский район расположен в долине того же названия. Здесь известны месторождения нефти Хау-Даг, Ляль-Микар, Кокайты и др. Южно-Таджикский район расположен в долине р. Вахш. В нем открыты месторождения Кызыл-Тумшук, Кичик-Бель, Андыген и др. В обоих районах продуктивны отложения палеогена и мезозоя.

§ 3. ЗАРУБЕЖНАЯ АЗИЯ

В пределах зарубежной Азии могут быть выделены следующие части (рис. 6): Западная, Центральная, Восточная и Южная.

Западная Азия. Здесь выделяется ряд крупных областей, различающихся по размерам и сложности природных ландшафтов: Мало-Азиатское, Армянское, Иранское нагорья, Месопотамская низменность, восточное побережье Средиземного моря, Аравийский полуостров, высокогорная область Гиндукуша и Каракорума.

Мало-Азиатское нагорье (полуостров Малая Азия). Известно большое количество нефтегазопоявлений, однако обнаружено пока одно небольшое промышленное месторождение на южных отрогах третичных окраинных хребтов, к северо-востоку от г. Адана.

Армянское нагорье. В породах кайнозойского и мезозойского возраста известно сотни нефтегазопоявлений. В одной из долин предгорий (р. Тигр) открыто два небольших нефтяных месторождения с продуктивными горизонтами верхнемелового возраста.

Иранское нагорье. С системой северных окраинных цепей связано огромное количество нефтегазопоявлений. Однако промышленная нефтегазонасность установлена только в северных предгорьях Паропамиза. В северном Афганистане открыты месторождения газа Ходжа-Гугердаг, Етыш-Таг, Ходжа-Булан, Ангот, Шеберган и др., продуктивные горизонты которых приурочены к юрским и меловым отложениям.

Южную окраину Иранского нагорья образуют горы Загрос и далее вдоль Оманского залива горы Мекран, восточную окраину Иранского нагорья образуют Сулеймановы горы. Среди передовых хребтов и предгорий Загроса располагается серия крупных месторождений Ирана: Ага-Джари, Хафт-Кел, Месджид-Сулейман, Лали и др. Во всех месторождениях продуктивны отложения верхнего олигоцена — нижнего миоцена (свита асмари). Кроме того, промышленные притоки встречены в эоцене и мелу.

Внутренняя часть Иранского нагорья состоит из чередования средневысотных горных массивов, обширных пустынных равнин

и котловин. Равнины выполнены кайнозойскими породами. В известняках олигоцена и нижнего эоцена выявлены промышленные запасы нефти и газа на месторождении Алборз, расположенном к югу от Тегерана.

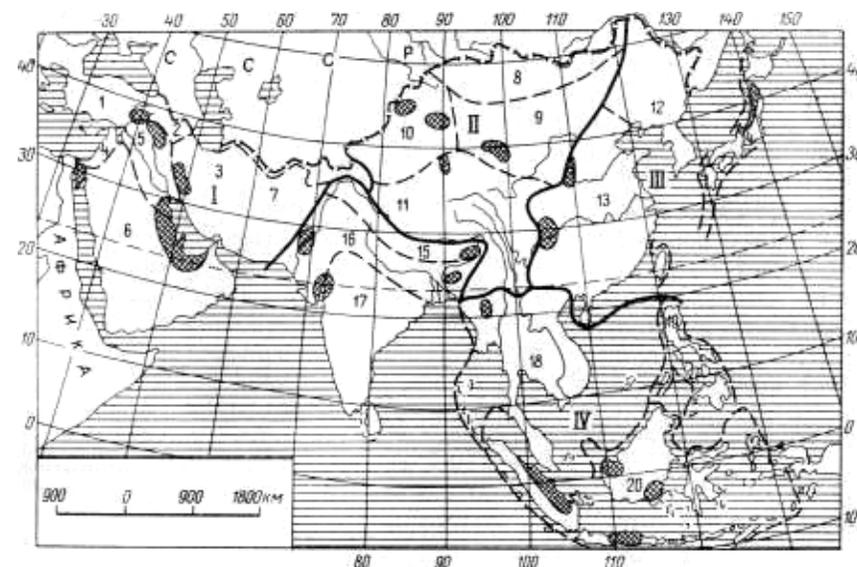


Рис. 6. Физико-географическое районирование зарубежной Азии.

1 — Западная Азия: 1 — Мало-Азиатское нагорье; 2 — Армянское нагорье; 3 — Иранское нагорье; 4 — Восточное побережье Средиземного моря; 5 — Месопотамская низменность; 6 — Аравийский полуостров; 7 — Высокогорная область Гиндукуша и Каракорума; I — Центральная Азия: I — Северная Монголия; 9 — Южная Монголия и Северный Китай; 10 — Северо-Западный Китай; 11 — Тибетское нагорье; III — Восточная Азия: 12 — Северо-Восточный Китай и Корейский полуостров; 13 — Восточный Китай; 14 — Японские острова; IV — Южная Азия: 15 — Гималаи; 16 — Индо-Гангская низменность; 17 — полуостров Индостан (с о.Цейлон); 18 — полуостров Индокитай; 19 — Филиппинские острова — острова Малайского архипелага. Условные обозначения те же, что на рис. 4.

Восточное побережье Средиземного моря (Ливан). Вдоль берега Средиземного моря протягивается полоса прибрежной низменности. В ее южной части открыты месторождения Хельтц и Бур с продуктивными горизонтами в нижнемеловых отложениях.

Над низменностью с востока возвышаются горные массивы и плато, сложенные большей частью известняками. На востоке горные массивы круто обрываются в сторону крупных грабен. В пределах грабен встречены нефтегазопоявления как на поверхности, так и в скважинах. Грабен Анабу (залив Анабу) образует восточную границу Синайского полуострова; юго-западная граница полуострова образована грабеном Красного моря. Здесь в пределах Синайского полуострова на побережье Суэцкого залива открыто несколько

нефтяных месторождений: Судр, Асл, Матарма, Белайм и др. Продуктивны породы миоцена, реже эоцена.

Месопотамская низменность. Эта область охватывает междуречье среднего и нижнего течения рек Тигра и Евфрата. Месопотамская равнина расположена на тектоническом прогибе между третичной складчатостью (Армянское нагорье) и Аравийским кристаллическим массивом. Непосредственным продолжением впадины на юго-восток является впадина Персидского залива с ее богатейшими месторождениями нефти и газа. В северо-восточной Месопотамии, прилегающей к Армянскому нагорью, расположено большое количество крупных месторождений нефти и газа: Киркук, Айн-Залах, Бутма, Нафт-Ханэ и др. Продуктивны отложения эоцена — миоцена и мела. На юго-западе в пределах плато Сирийской пустыни также установлены промышленные притоки нефти из меловых отложений. Крупнейшие в мире месторождения нефти и газа установлены на юго-востоке низменности у побережья Персидского залива: Зубаир, Румейла, Бурган, Вафра, Магва, Ахмади и др. Добыча нефти ведется главным образом из песчаников мелового возраста. К богатым месторождениям зоны Персидского залива могут быть отнесены как ранее упомянутые месторождения предгорий Загроса, так и описываемые далее месторождения Аравийского полуострова.

Аравийский полуостров. На этом полуострове, на побережье Персидского залива, полуострове Катар, в заливе и на островах расположены крупнейшие в мире нефтяные и газовые месторождения (Абкаик, Гхавар, Абу-Годрия, Даммам, Дукхан, Сафония, Бахрейн и др.). Основные продуктивные горизонты связаны с юрскими отложениями, промышленные притоки нефти и газа получены также из меловых (Сафония) и пермских (Гхавар, Абкаик) отложений.

Высокогорная область Гиндукуша и Каракума. Эта область является связующим узлом между Иранским и Тибетским нагорьями, нефтяных или газовых месторождений не обнаружено.

Ц е н т р а л ь н а я А з и я. Вопрос о территориях, которые входят в ее состав, является спорным. В настоящем описании в состав Центральной Азии включены следующие физико-географические области: Северная Монголия, Южная Монголия, Северный Китай, Северо-Западный Китай, Тибетское нагорье.

Северная Монголия. В пределах впадин Северной Монголии открыто пока два небольших нефтяных месторождения — Дзунбаин и Цаган-Эльс. Продуктивны отложения нижнего мела.

Южная Монголия и Северный Китай. Сюда входят плоскогорья Гоби, Ордос, Бэйшань и пустыня Алашань. В юго-восточной части плоскогорья Ордос выявлены небольшие нефтяные месторождения, продуктивны песчаники триаса.

Северо-западный Китай. В эту область входят горная система Восточного Тянь-Шаня и две обширные впадины — Джунгарская и Таримская (Кашгарская).

Джунгарская впадина выполнена осадочными породами, в которых обнаружены залежи нефти и газа. Здесь открыто несколько месторождений (Тушанцзы, Карамай, Урхо, Цигу и др.) с продуктивными горизонтами в триасе, горе и кайнозое.

Таримская впадина выполнена мощной толщей осадочных пород. Притоки нефти получены из осадочных пород в северо-восточной части впадины (Турфанская впадина — Шэнцзинкоу). На крайнем востоке впадины, на границе области, в отрогах окраинных хребтов Тибета расположена Цзю-Цгоаньская долина, в которой открыто несколько нефтяных месторождений (Лаоцзюн-Мяо, Шиюгоу, Байянхэ и др.), нефтеносны песчаники кайнозоя.

Тибетское нагорье. Северную и северо-восточную окраины Тибета образует высокогорная сложно построенная система Куэньлуния, состоящая из двух цепей. Между этими цепями располагается высокогорная Цайдамская впадина. Дно впадины находится на высоте 2700—3000 м. Эта тектоническая впадина выполнена мезозойскими и кайнозойскими осадками. Здесь установлен ряд нефтяных и газовых месторождений (Ючуанцзы, Ющуншань, Кетмилик, Махай, Сяоляншань и др.), продуктивные горизонты находятся в кайнозойских породах.

В о с т о ч н а я А з и я. Сюда относится окраина материка, обращенная к Тихому океану, начиная на севере от Советского Дальнего Востока и кончая Юго-Восточным Китаем. Сюда же относятся острова Курильские, Сахалин, Японские, Тайвань, Хайнань. В зарубежной части выделяются следующие физико-географические области: Северо-Восточный Китай с Корейским полуостровом, Восточный Китай, Японские острова.

Северо-Восточный Китай и Корейский полуостров. В осадочных породах, перекрывающих фундамент в различных местах, были встречены проявления нефти и газа. В районе Фушуня широко распространены горючие (битуминозные) сланцы.

Восточный Китай. Область располагается в бассейне рек Янцзы и Хуанхэ. Вдоль течения Янцзы среди хребтов находится ряд замкнутых котловин. Самая западная из этих котловин — Красный Бассейн — заполнена красноцветными отложениями лагунно-озерного происхождения. Здесь в отложениях триаса и перми установлены газовые месторождения: Шиюгоу, Дунси, Хуангуашань, Наси, Чан-Юаньба и др. В юрских отложениях получены промышленные притоки нефти на месторождениях Наньчун, Луннойся, Хэчуань и др.

На о. Тайвань в его западной части известно несколько небольших газовых и нефтяных месторождений.

Японские острова. К низменной западной части острова Хоккайдо приурочено несколько мелких месторождений нефти и газа (Кубики, Катагай, Тамагуяма, Митсуке, Ниитсу и др.). Большинство нефтяных и газовых месторождений установлено на о. Хонсю, в его

северо-западной равнинной части (Иннан, Фукура, Кисагата, Ятаси, Сарукава и др.). Продуктивны отложения миоценового, плиоценового и даже четвертичного возраста. Кроме того, небольшие месторождения нефти имеются на западном побережье о. Кюсю (Касивадзакки) и у г. Нагойя (Сагата).

Южная Азия. В нее входят следующие физико-географические области: Гималаи, Индо-Гангская низменность, полуострова Индостан и Индокитай и острова Малайского архипелага и Филиппинские.

Гималаи. В предгорьях Гималаев имеются выходы нефти и газа и открыто несколько нефтяных месторождений (Кхаур, Дулиан, Джая-Манр, Балкассар и др.). Нефтеносны отложения миоцена и эоцена.

Индо-Гангская низменность. Часть низменности, примыкающей к нижнему и среднему течению Инда, ограничена на западе Сулеймановыми горами, а на востоке подножием гор полуострова Индостана (Аравалийские, Виндия и Сатпура). В этой части низменности известно несколько газовых (Сун, Уч, Камбей и др.) и нефтяных (Анклешвар, Колол и др.) месторождений.

На востоке низменность зажата между горными цепями Гималаев, на севере выступами плато Шиллонга и на юге горами Нага. Узкая долина, по которой протекает р. Брахмапутра, содержит в своих недрах значительные скопления нефти и газа. Здесь открыты месторождения Нахаркатия, Моран, Лаква и др. Продуктивны отложения палеогена и неогена.

На юго-востоке нижние течения рек Ганга и Брахмапутры и их притоки протекают по весьма обширной аллювиальной равнине. На северо-востоке этой части равнины, между южным подножием плато Шиллонга и горами Аракана, расположено несколько газовых месторождений. Небольшое газовое месторождение открыто на равнине к северо-востоку от г. Дасса. В скважинах, пробуренных в различных местах аллювиальной равнины, встречены нефтегазо-проявления на различных глубинах в кайнозойских отложениях.

Полуострова Индостан и Индокитай с о. Цейлоном. Нефть или газ здесь отсутствуют. К востоку от Араканских гор, расположенных на западе полуострова Индостан, размещается низменность р. Иравади. В пределах низменности обнаружено несколько месторождений нефти (Ланива, Чау, Янангиаунг, Минби и др.). Нефть добывают из песчаников неогенового и палеогенового возраста. Кроме того, небольшие скопления нефти и газа обнаружены на Араканском побережье Бенгальского залива.

Малайский архипелаг и Филиппинские острова. Западная половина о. Суматра занята горными хребтами и плоскогорьями. На востоке горы через полосу холмистых предгорий переходят в аллювиальную низменность, сложенную кайнозойскими породами. В ее пределах выделяются три нефтегазоносных района. Район Атжен на

севере с месторождениями Рангау, Перлак, Серанг и др., продуктивны отложения верхнего миоцена; Центральный район с месторождениями Минас, Дури, Лирик-Укун и др., продуктивны отложения нижнего миоцена; Южный район с месторождениями Пендало Джарак, Мангунджал и др., продуктивны отложения миоцена и отчасти плиоцена.

О. Ява сложен молодыми кайнозойскими породами и продуктами извержения вулканов. На севере острова простирается холмистая полоса, в центральной части которой и обнаружен ряд нефтяных месторождений. На месторождениях Крука, Кавенган и др. нефть добывают из послемiocенового комплекса отложений.

Нефтяные месторождения установлены в пределах равнин в северо-западной части о. Борнео (Калимантан) (месторождения Мири, Серия, Джеридонс), в восточной его части (месторождения Джута, Бун/кду, Памускап-Сесанип) и в юго-восточной части (месторождения Санга-Сата, Самборджа, Танджунг и др.).

Нефтегазопроявления известны на островах Тимор, Целебес, Церам и группе Филиппинских островов (Люгон, Цебу, Лейте и др.).

§ 4. АВСТРАЛИЯ, НОВАЯ ГВИНЕЯ, НОВАЯ ЗЕЛАНДИЯ И НОВАЯ КАЛЕДОНИЯ

Австралия (рис. 7). В Австралии много равнин, выполненных мезо-кайнозойскими осадками. На огромной равнине в восточной части Австралии, примыкающей к Восточно-Австралийским горам недавно открыто нефтяное месторождение Муни, близ г. Рома'

Промышленные притоки получены из отложений мезозойского возраста. На юге континента, на прибрежной низменности, открыто небольшое месторождение нефти Лейк-Энтрас, в 320 км восточнее Мельбурна. Нефтеносны отложения олиго-цена — миоцена. Кроме того, в скважинах и колодцах были встречены притоки нефти и газа

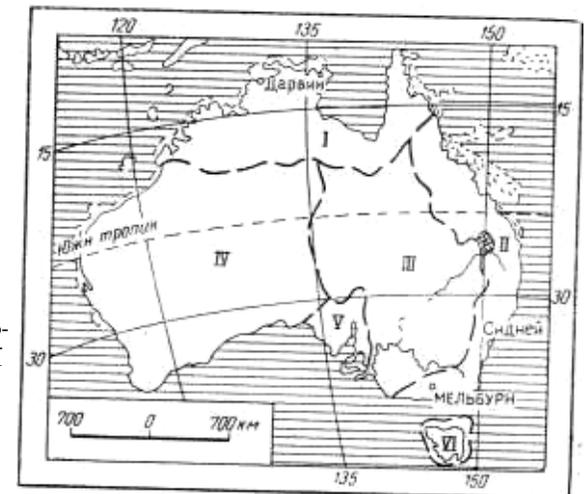


Рис. 7. Физико-географическое районирование* Австралии.
 { — равнины в плато Северной Австралии; и — Восточно-Австралийские горы; III — Центральные равнины; IV — горы Западной Австралии; V — Южный горный массив; VI — Тасмания. Условные обозначения те же, что на рис. 4.

на западном побережье (месторождение Раф-Рэндж) в нижнемеловых породах.

Новая Гвинея. На западе, на полуострове Вочелкон, в южной равнинной части открыто несколько нефтяных месторождений (Кламоно, Могон, Васкан) с продуктивными горизонтами в миоцене.

О. Новая Зеландия. В западной части северного острова открыто небольшое месторождение Нью-Плимут. Нефтепроявления, связанные с меловыми и кайнозойскими отложениями, известны как на северном, так и на южном островах.

О. Новая Каледония. На этом гористом острове в пробуренных скважинах были встречены небольшие притоки нефти и газа в нижнем эоцене.

§ 5. АФРИКА

В Африке можно выделить следующие географические части: Северную, Восточную, Центральную и Южную (рис. 8).

Северная Африка. В Северной Африке выделяются три области: Атлас, Сахара и Судан.

У берега Атлантики располагается равнина, выполненная осадочными породами. С этой равниной связана большая группа месторождений: Сиди-Фили, Блед-Эд-Доум, Блед-Катара и др. Промышленные притоки нефти встречены в гранитах фундамента, палеозойских, мезозойских и миоценовых (месторождение Аин-Хамра) отложениях.

На высоком внутреннем плато, расположенном между кайнозойским горным хребтом Телль-Атлас и герцинским Сахарским Атласом, в его восточной части известно небольшое нефтяное месторождение Вад-Гватерини, нефть добывают из отложений эоцена.

В Сахаре вдоль побережья Красного моря протягивается очень узкая прибрежная полоса, приуроченная к грабену Красного моря. Здесь, на западном побережье Суэцкого залива, размещается целая группа нефтяных месторождений: Хургада, Гемза, Кре-Им, Рас-Харит, Бакр и др. Продуктивные горизонты расположены в нубийских песчаниках, в отложениях эоцена и миоцена, а также в выветрелых гранитах. Месторождения нефти открыты и в водах Суэцкого залива (Белаим-море и др.).

К северу от центральной части Сахары располагается Ливийское плато и ряд впадин. Во впадинах накопились большой мощности осадки от нижнепалеозойских до четвертичных включительно. Месторождения группируются в нескольких местах. В северо-западном триасовом бассейне расположены крупнейшие месторождения Африки — нефтяное Хасси-Мессауд, газовое Хасси-Р'Мель и др. В них продуктивны отложения от кембрия до триаса включительно. Обширный район расположен к северо-востоку от плато Ахагар. Он выделяется в бассейн Полиньяк. Здесь известно много нефтяных

и газовых месторождений (Зарзатин, Оханет, Тип-Файя, Таридерт, Емдает, Тлаксин, Эджем и др.) с продуктивными горизонтами в кембрии, ордовике, девоне и карбоне. Довольно большая группа месторождений установлена в пределах Ливийского плато — бассейна центрального Сирта (Зельтен, Дара, Амаль и др.). Продуктивны отложения мезо-кайнозоя.

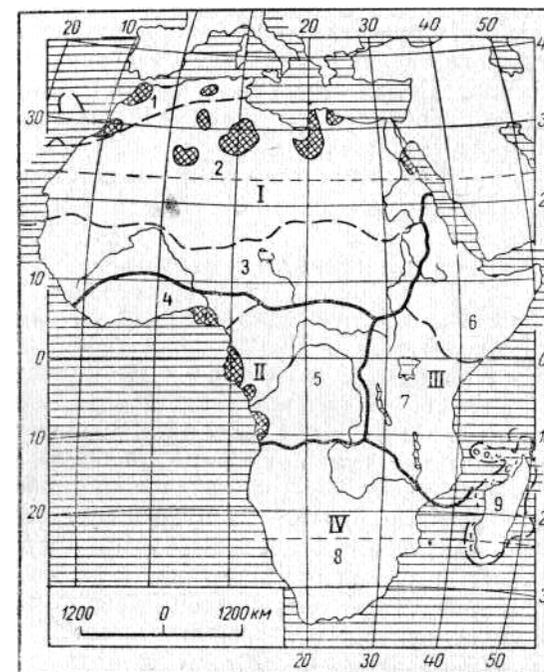


Рис. 8. Физико-географическое районирование Африки.

4 - Гвинея; 1 - Атлас; 2 - Сахара; 3 - Судан; II - Центральная Африка: Африка I Тип побережье; 5 - котловина Конго с окраинными горами; III - Восточная Африка: Эфиопия и Сомали; 7 - Восточно-Африканское нагорье; IV - Южная Африка: «Южно-Африканское плоскогорье и окраинные горы» - остров Мадагаскар. Условные обозначения те же, что на рис. 4.

В Судане месторождений нефти и газа пока не установлено.

Центральная Африка. В Центральной Африке выделяются две области: Гвинея и котловина Конго с окраинными горами. Гвинея охватывает широкую полосу низменного северного побережья Гвинея и возвышенности Северо-Гвинея и Камерун. Узкой прерывистой полосой вдоль берега залива вытягивается край низменности, в пределах которой в нижнем течении Нигера открыто несколько нефтяных месторождений

с продуктивными горизонтами в миоцене (Олоибери, Бому, Имо-Ривер, Бонни и др.).

В котловине Конго и окраинных горах нефтяных или газовых месторождений не обнаружено.

Вдоль побережья, между берегом и уступом кристаллического фундамента, протягивается низменность переменной ширины. Низменность сложена меловыми и кайнозойскими породами, смятыми в пологие складки. В пределах прибрежной низменности и акватории Атлантического океана открыта целая серия нефтяных месторождений: Ангуиль, Дорад, Эспадон, Пойнт, Кларетт, М'Бега, Индиенне, Бендика, Тобиас и др. Продуктивны отложения мела, палеоцена, эоцена и миоцена.

В Восточной и Южной Африке нефтяных и газовых месторождений не установлено. ^

§ 6, СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА

Здесь выделяются Арктическая Америка, Внекордильерский восток, Кордильерский запад, Центральная Америка (рис. 9).

В Арктической Америке месторождений нефти и газа не установлено.

Внекордильерский восток. Выделяются следующие орографические области: тундро-таежные равнины Канады, о-ов Ньюфаундленд, Аппалачи и Приаппалачские районы, область Великих озер, Береговые равнины, Внутренние равнины.

Тундро-таежные равнины Канады. В западной части области известен целый ряд нефтяных и газовых месторождений: Джидией-Лаприс, Нид-Крин, Виттон-Ривер, Пис-Ривер и другие, продуктивны отложения палеозоя и мезозоя.

Аппалачи и Приаппалачские районы. С этим районом связано много нефтяных месторождений США: Бедфорд, Армстрот, Бутлер, Ирвин и другие, продуктивны отложения палеозоя.

Область Великих озер. Тектонически это впадина в пределах платформы, выполненная палеозойскими осадками. Здесь открыто много нефтяных и газовых месторождений: Дип-Ривер, Рид-Сити, Сикс-Лейкс, Линкольн, Вант-Клоул, Пав-Пав и многие другие. Продуктивны отложения силурийского возраста.

Береговые равнины. Тектонически эти низменности представляют собой прогиб герцинского фундамента, выполненный осадками мезо-кайнозойского возраста, по-видимому, начиная с юрских отложений. Здесь установлено большое количество месторождений нефти и газа не только на суше, но и в прибрежной части Мексиканского залива. Можно упомянуть такие месторождения, как Лулинг, Бей-Мерцент, Литтон-Спрингс, Бетсон, Соуэр-Лейк, Лавсон, Халв-Мун-Лейк и многие другие. Продуктивны отложения мезозоя и кайнозоя.

Внутренние равнины. В пределах Внутренних равнин Северной Америки находятся многочисленные нефтегазоносные районы США и Канады. На востоке области располагаются Центральные равнины высотой 200—500 м. На восточном краю Центральных равнин

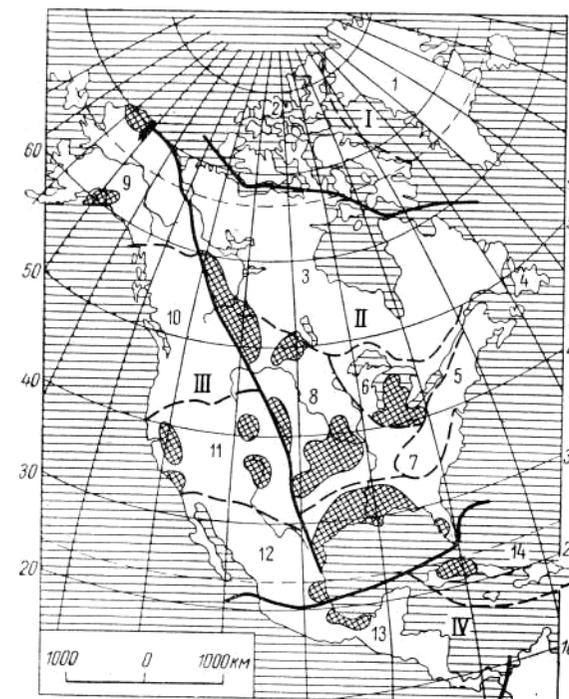


Рис. 9. Физико-географическое районирование Северной Америки.

I – Арктическая Америка; 1 – Арктическая ледниковая Гренландия; 2 – Канадский Арктический архипелаг; II – Внекордильерский восток; 3 – тундро-таежные равнины Канады; 4 – о-ов Ньюфаундленд; 5 – Аппалачи и Приаппалачские районы; 6 – область Великих озер; 7 – Береговые равнины; 8 – Внутренние равнины; III – Кордильерский запад; 9 – Кордильеры Аляски и северо-запада Канады; 10 – Кордильеры юго-запада Канады и северо-запада США; 12 – Северная Мексика; IV – Центральная Америка; 13 – южная часть Северо-Американского материка; 14 – группа вест-Индских островов. Условные обозначения те же, что на рис. 4.

расположено плато Цинциннати. Тектонически оно представляет собой докембрийский свод, довольно четко отраженный в осадочной толще. В осадочном покрове принимают участие отложения кембрия, ордовика, силура, девона и карбона. В северной части плато располагается крупнейший нефтегазоносный район США – Лайма-Индиана, где продуктивны отложения ордовика и силура. В центральной части плато также известен целый ряд нефтяных месторождений с продуктивными горизонтами в палеозое.

Большое количество месторождений (несколько сот) связано с равниной, расположенной между плато Озарк и Цинциннати. Тектонически этот район представляет собой впадину (Иллинойская впадина), выполненную палеозойскими осадками. Здесь находятся месторождения Бриджпорт, Сейлеы, Лаудон и многие другие. Продуктивны отложения каменноугольной, девонской, силурийской и ордовикской систем.

К северу от герцинских поднятий Вичита и Уочито распространяется обширная равнина, имеющая довольно сложное геологическое строение. Здесь выделяются тектонические впадины (Анадарко, Арканзас, Додж-Сити, Салина, Форест-Сити), погребенные своды (Чотоква, Центральный Канзас) и погребенные хребты (Немаха). На всей этой территории открыто много сотен нефтяных и газовых месторождений: Хильдтон, Хейвин, Бербанк, Голден-Тренд, Эльдо-радо, Бемис-Шатт, Хьоготон и многие другие. Продуктивны различные горизонты палеозойского возраста.

На западе, над центральными равнинами поднимаются более высокие (500—1700 м) Великие равнины. На юге этой области поднимаются столовые плато Эдвардэ и Льяно-Эстокадо. Между этими плато и на их краевых частях располагаются два крупных нефтегазоносных района США: на западе так называемый Пермский район и несколько восточнее месторождения свода Бенд. Первый район представляет собой довольно сложно построенную впадину (Пермская впадина), выполненную палеозойскими (преимущественно пермскими) и мезозойскими осадками. На многочисленных месторождениях (Иэйтс, Биг-Лейк, Кистон и др.) продуктивны отложения пермской, каменноугольной, девонской, силурийской, ордовикской систем, небольшие скопления нефти и газа обнаружены в мезозое. В строении свода Бенд принимают участие палеозойские породы. Продуктивные горизонты приурочены в основном к каменноугольным и ордовикским отложениям (месторождения Брекенридж, Айвен, Истленд и др.).

Далее к северу выделяется полоса Высоких равнин и плато Миссури. Тектонически полоса Высоких равнин и плато Миссури построены довольно разнообразно. На севере и юге в основании залегает докембрийский метаморфический фундамент. В центральной части основание более молодое, оно испытывало складчатые движения в палеозое (карбон) и местами на рубеже мезозоя и палеогена. С этой полосой связаны многочисленные месторождения внутренних районов США (прогибы Денвер, Паудер-Ривер, Виллистон) и наиболее богатые нефтегазоносные районы Канады. Вследствие существенных различий в геологическом строении изменяется и стратиграфическое положение продуктивных горизонтов, которые распространены в отложениях палеозоя, мезозоя и в меньшей мере кайнозоя. Из месторождений можно упомянуть Солт-Крик, Рейндшли, Гил-летте, Корал-Крик, Тернер-Велли, Ледюк, Пембина и многие другие.

Кордильерский запад. На Прибрежной равнине и в заливе Кука проводятся разведочные работы на нефть и газ. Здесь открыт ряд месторождений нефти и газа: Суансон-Ривер, Кенай, Белуга-Ривер, Стерлинг, Фолс-Крик, в которых продуктивные отложения эоцена. На внутренних плато также во многих скважинах получены притоки нефти и газа. К северу от Юконского плато, ограниченного горами Брукса, располагаются Арктическое плато и Приморская равнина, которые сложены мезозойскими и кайнозойскими (на севере) породами. Здесь установлено несколько мелких нефтяных и газовых месторождений с продуктивными горизонтами мелового возраста (Умиат, Барроу и др.).

С межгорными впадинами Кордильер, Юго-Запада США, связано довольно много нефтяных и газовых месторождений с продуктивными горизонтами в палеогене и неогене (Санта-Мария, Вентура-Авенью, Лог-Виг, Без-Олинда и многие другие).

К востоку от береговых хребтов лежит обширная Калифорнийская долина, с востока ограниченная огромным батолитом Сьерра-Невада. Впадина выполнена меловыми и кайнозойскими отложениями. Здесь установлено много месторождений (Коалинга, Элк-Хилс, Мидуэй-Саксет и др.) с продуктивными горизонтами в неогене, палеогене и в незначительном количестве в фундаменте (юрский). С востока область замыкается системой Скалистых гор. Они представляют собой систему хребтов, относящуюся к мезозойской складчатости. Между хребтами располагаются широкие долины, которые тектонически представляют собой впадины с более жестким и древним основанием. Заполнены впадины палеозойскими и мезозойскими осадками. В долинах открыто довольно много нефтяных и газовых месторождений с продуктивными горизонтами в основном в карбоне и мезозое (месторождения Байрон, Эльк-Бейсин, Биг-Санд-Дроу и др.).

Северная Мексика. К побережью Мексиканского залива примыкает холмистая равнина. В северной части этой равнины расположен нефтегазоносный район, примыкающий к полосе нефтяных и газовых месторождений побережья Мексиканского залива США. В месторождениях Рейноса, Монтеррей, Тревино, Санта-Ана и других продуктивны меловые, палеогеновые и миоценовые отложения. Вдоль побережья, изогнутого дугой, в полосе длиной более 80 км располагаются месторождения района Тампико в Мексике (Гольден-Лейк, Посо-Рика, Сан-Андреас и др.). Нефть получают из известняков мелового возраста и отчасти из отложений эоцена и юры.

Центральная Америка. Центральная Америка включает в себя южную часть Северо-Американского материка — Центрально-Американский перешеек и группу Вест-Индских островов. В пределах горной части перешейка нефтяных и газовых месторождений не обнаружено.

Со стороны Карибского моря расположена полоса прибрежной низменности. Тектонически в этой полосе выделяется несколько впадин. Впадины Истмас и Табаско выполнены осадками мезозоя и кайнозоя. Здесь выявлен ряд месторождений: Эль-План, Ла-Вента, Тонала и др. Основные продуктивные горизонты приурочены к отложениям олигоцена, миоцена и плиоцена. Впадина Вера-Крус выполнена кайнозойскими, меловыми, юрскими и, возможно, более древними осадками. На месторождениях Ангостура, Касабланка и других продуктивны отложения мела.

Вест-Индия — большой архипелаг островов материкового, вулканического и кораллового происхождения. Промышленная нефтегазаносность установлена только на островах Куба и Гаити. В северной части о. Куба открыты месторождения (Бакурао, Санта-Мария и Гуанабо), в которых нефть получают из серпентинитов верхнего эоцена, туфогенной толщи и на контактах мезозойских и изверженных пород. В центральной части острова на небольших месторождениях (Харагуэка, Мотембо, Хагибонико, Каталина и Кристалле) притоки нефти получены из серпентинитов, туфогенной толщи и известняков нижнего эоцена — Маастрихта.

На о. Гаити открыто несколько мелких месторождений (Малеко и др.) с продуктивными горизонтами, расположенными в миоцене.

§ 7. ЮЖНАЯ АМЕРИКА

Условно границу между Северной и Южной Америкой проводят по Панамскому перешейку. Здесь можно выделить Внеандийский восток и Андийский запад (рис. 10).

Внеандийский восток. В пределах Внеандийского платформенного востока выделяются следующие физико-географические области: равнина Амазонки, Гвианское нагорье, Оринокская низменность, Бразильское нагорье, Внутренние тропические равнины, холмистая равнина Ла-Плата, субтропическая равнина Предкордильер и Сухой Пампы, Патагонское плоскогорье.

В пределах равнины Амазонки поисково-разведочными работами установлены незначительные притоки нефти и газа из отложений палеозоя.

На Гвианском нагорье и Гвианской низменности нефтяных и газовых месторождений не известно.

Оринокская низменность тектонически представляет собой погруженный край докембрийской платформы и предгорный прогиб северных Анд. Прогиб выполнен мезозойскими и кайнозойскими породами. Здесь выявлено три района распространения нефтяных и газовых месторождений. Район месторождений Квириквире, Джусепин, Сан-Джоакин протягивается в юго-восточном направлении к югу от Берегового хребта. Наиболее продуктивна в этой зоне олигоцен-миоценовая формация. Район месторождений Лас-Мерседес — Тукупидо расположен кулисообразно по отношению к первому,

несколько западнее. Район месторождений Тукупидо — Тембла-дор — Офисина вытянут почти в широтном направлении. Основные продуктивные горизонты приурочены к миоцену и олигоцену. На некоторых месторождениях добыча нефти ведется также из меловых отложений. На западе в бассейне р. Апуре выявлено также несколько месторождений с продуктивными горизонтами в отложениях мела и эоцена.

На о. Тринидад, между Центральной и Южной грядями холмов, располагается Южный третичный бассейн (синклиналь Сипария), с которым связаны основные нефтяные месторождения острова — Гуаягуаре, Куинам, Кэтс-Хилл, Брайтон, Поинт-Фортин, Поинт-Лигур, Сол-дадо, Норт-Марин и др. Продуктивны главным образом отложения миоцена и олигоцена.

В геологическом отношении о. Тринидад тесно связан с Венесуэлой.

Вдоль Атлантического побережья протягивается ряд хребтов и впадин, образовавшихся в результате тектонического раздробления по краям Бразильского нагорья. Впадины обычно тектонически представляют собой грабены. Одним из таких грабенов —

Байя, выполненным мезозойскими отложениями, связаны нефтяные и газовые месторождения района Реконкаво (Агуа-Гранде, Кондейас и др.). Продуктивные горизонты находятся в отложениях меловой системы.

Внутренние тропические равнины. Равнинная область, расположенная между Бразильским нагорьем и горной системой Анд. Тектонически она представляет собой обширный прогиб, выполненный

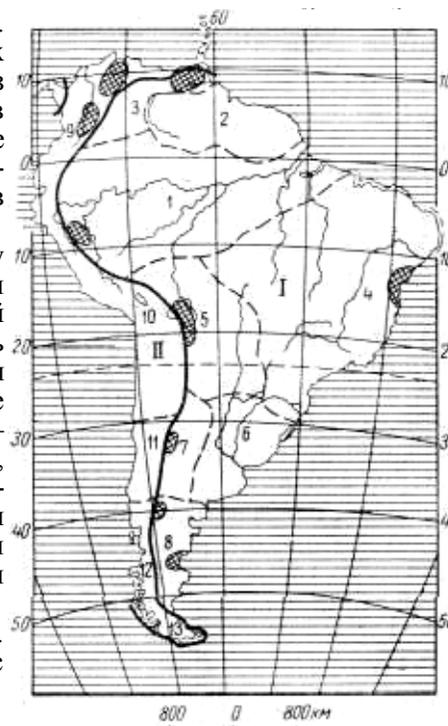


Рис. 10. Физико-географическое районирование Южной Америки.

1 — Внеандийский восток: 1 — равнина Амазонки; 2 — Гвианское нагорье; 3 — Оринокская низменность; 4 — Бразильское нагорье; 5 — Внутренние тропические равнины; 6 — холмистая равнина Ла-Плата; 7 — субтропическая равнина Предкордильер и Сухой Пампы; 8 — Патагонское плоскогорье; 9 — Северные Анды; 10 — Центральные Анды; 11 — Чилийско-Аргентинские Анды; 12 — Южно-Чилийские Анды; 13 — Огненная Земля. Условные обозначения те же, что на рис. 4.

породами палеозоя и мезо-кайнозоя. Вдоль западной границы этой области вытянута полоса нефтяных и газовых месторождений: Камири, Санандито, Торо, Колпа, Рио-Гранде, Кампо-Дуран. Нефте-носны отложения девона, пермо-карбона, юры и мела.

На равнине Ла-Плата нефтяные и газовые месторождения не известны.

Сухая Пампа и Предкордильеры. Область расположена в предгорьях Анд. В районе г. Мендоса открыто ряд месторождений (Капота, Тупунгато, Лунлуита и др.) с продуктивными горизонтами в отложениях мела и эоцена.

На Патагонском плоскогорье в пределах Анд, в районе г. Не-укуен открыто несколько нефтяных и газовых месторождений: Атра-баседо, Чаллоко, Сан-Мартин и др. Продуктивны отложения юры и мела. В восточной части области на Атлантическом побережье известен нефтегазоносный район Камодоро-Рнводавия с продуктивными горизонтами в отложениях мела.

А н д и с к и й з а п а д . Выделяются следующие физико-географические области: Северные Анды, Центральные Анды, Чилийско-Аргентинские Анды, Южно-Чилийские Анды, Огненная Земля.

Северные Анды разделяются на ряд ветвей, между которыми заключены межгорные впадины.

С межгорными впадинами связаны многочисленные нефтяные и газовые месторождения. Межгорная впадина Маракаибо является наиболее крупным нефтегазоносным бассейном Южной Америки. Крупные месторождения бассейна протягиваются широким поясом, вытянутым вдоль побережья оз. Маракаибо, в направлении с юго-востока на северо-запад, от месторождения Мототон на юго-востоке до месторождения Амона на северо-западе (бассейн Фальконе). В отмеченной полосе наиболее крупных месторождений бассейна выделяются по своим запасам и добыче две площади: Боливер-Коустал у северо-восточной оконечности оз. Маракаибо и округи Маракаибо и Мара на северо-западе. Продуктивны отложения мела и кайнозоя.

Межгорная впадина р. Магдалена расположена между Центральной и Восточной Кордильерами Колумбии. Ширина впадины от 30 до 50 км. В строении впадины принимают участие континентальные третичные и морские меловые отложения. Структура впадины довольно сложная, она разбита рядом сбросов. В разрабатываемых нефтяных и газовых месторождениях (Веласкуэц, Инфантес, Касабе и др.) продуктивные горизонты находятся в миоцене, олиго-цене, эоцене и мелу. Непосредственно к северу описываемый бассейн переходит в Северный прибрежный бассейн. В нем разрабатывается пока одно крупное месторождение — Дифисил. Нефть получают из рифового известняка олигоценного возраста, залегающего на изверженных породах основания.

В южной части Колумбии и затем на территории Эквадора и северного Перу Анды сужаются и состоят только из двух цепей. Бе-

реговой хребет погружается, и на его месте располагается холмистая прибрежная равнина, в пределах которой открыто несколько мелких месторождений нефти и газа: Анкон, Тигра, Л обитое, Нью-Шеллоу и др. Нефть и газ получают из отложений миоцена, эоцена и верхнего мела.

В Центральных Андах промышленные месторождения нефти и газа не известны.

Нефтяные и газовые месторождения не известны в Южно-Чилийских и Чилийско-Аргентинских Андах.

Архипелаг Огненная Земля. Архипелаг отделяется от материковых Анд межгорной впадиной Магелланова пролива. Впадина выполнена отложениями мелового и кайнозойского возраста. В этой впадине, главным образом на о. Огненная Земля, выявлено несколько нефтяных и газовых месторождений: Мананти-алес, Виктория-Сур, Сомбреро и др. Добыча нефти и газа ведется из меловых отложений.

Приведенный материал убедительно показывает неравномерность распространения скоплений нефти и газа на земном шаре. Во многих равнинных областях, плоскогорьях и средневысотных горных сооружениях, сложенных древними кристаллическими породами (щиты), нефтяные и газовые месторождения отсутствуют. Нефтегазоносные районы тяготеют к краевым частям равнин — областям перехода их в горные сооружения и к местам погружения равнин под уровень моря.

В горных странах нефтяные и газовые месторождения практически отсутствуют в пределах сложно построенных, сильно дислоцированных горных сооружений. В то же время они широко распространены в межгорных впадинах и в предгорных областях.

Хотя в некоторых местах и получают притоки нефти или газа из метаморфизованных или изверженных пород, основным поставщиком нефти являются осадочные породы. В областях мощного развития осадочного комплекса при отсутствии метаморфизма, как правило, наиболее часто встречаются нефтяные и газовые месторождения.

Стратиграфический интервал нефтегазоносности очень широк и практически охватывает весь осадочный комплекс, от кембрия до четвертичных включительно. Но и здесь, как будет показано дальше, наблюдается неравномерность в распределении скоплений нефти и газа. Одни стратиграфические комплексы содержат нефтяные и газовые скопления в большом количестве по всему миру. В других стратиграфических комплексах скопления нефти и газа встречаются как редкие исключения. Естественно, что физико-географические особенности распространения скоплений нефти и газа предопределяются геологическими условиями — геологической историей, геологическим строением данной области и особенностями образования, аккумуляции и сохранения нефти и газа в земной коре.

ЭЛЕМЕНТЫ, ВХОДЯЩИЕ В СОСТАВ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ, И ИХ ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ

§ 1. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ, ВХОДЯЩИЕ В СОСТАВ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Элементарный состав нефтей и природных газов довольно прост. В их строении участвуют главным образом биогенные элементы — основные в структуре любого вещества органического происхождения. К таким элементам относятся углерод (С), водород (Н), кислород (О), сера (З) и азот (М). По сравнению с элементарным составом органического вещества роль кислорода в нефтях и природных газах незначительна. Как видно из табл. 8, нефть по своему элементарному составу близка к другим горючим ископаемым, органическое происхождение которых не вызывает сомнений.

Таблица 8

**Средний элементарный состав каустобиолитов, %
(по А. Ф. Добрянскому, 1948)**

Каустобиолиты	С	Н	о
Клетчатка	44	6,5	49,5
Древесина	50	6,3	44
Торф	60	6	34
Бурый уголь	65	5	30
Каменный уголь	80	5	15
Антрацит	96	3	1
Шунгит	49	0,5	0,5
Сапропель	55	7,2	37,8
Горючие сланцы	60	7,5	32,5
Сапропелит	77	8	15
Мальты	82	9	9
Нефть	85	11	4
Асфальт	88	9	3

Такое совпадение элементарного состава горючих ископаемых заставляет предполагать, что все они образовались из органических веществ.

Основным элементом, входящим в наибольшем количестве в состав нефтей и природных газов, является углерод. Его содержание

в нефтях колеблется в пределах 79,5—87,5% и в газах — в пределах 42—78%. Второй по значению элемент — водород — содержится в нефтях в количестве 11—14% и в газах — в количестве 14—24%. Углерод и водород в нефтях и газах связаны между собой в углеводородные соединения, состав и свойства которых описываются в следующей главе. Очень часто для характеристики состава различных горючих ископаемых, в том числе нефтей и газов, используют отношение С/Н. В табл. 9 приведено такое отношение для нефтей, газов и некоторых других горючих ископаемых.

Таблица 9

Элементарный состав каустобиолитов

Классы каустобиолитов	Содержание, %			С	
	С	Н	О+S+N	Н	О+S+N
Липтобиолиты	76-84	7-11	6—22	7-9	3-14
Сапропелиты	44—83	6-12	7-51	7-9	1—14
Гумиты	55-92	4,5-5	4-35	9-20	1,5-20
Карболиты	89-99	0,3-4	1-7	20—300	12-100
Нефтяные битумы	42-89	7—24	0,3-44	3-12	1-500
Углеводородные газы	42—78	14—24	0,3—44	3—43	1-300
Нефти	80—88	10-14	0,3—7	6-8	12-500
Парафиновые битумы	76—87	12-15	0,3—12	5,7—7	6—500
Асфальтовые битумы	77—89	7-12	2-15	7,5-12	5-55

Как видно из табл. 9, отношение С/Н в нефтях колеблется в пределах 6—8 и в газах — в пределах 3—4,3. В газах в некоторых случаях отмечается свободный водород (несколько процентов).

На долю других элементов (8, N и O) в нефтях приходится в среднем около 1—2% и в редких случаях 3% или более. Сера в нефтях присутствует в свободном и связанном состоянии. Связанная сера либо находится в виде H₂S, либо входит в состав высокомолекулярных органических соединений. Валовое содержание серы в нефтях иногда достигает 7—8%. В природных газах сера обычно содержится в виде H₂S, количество которого в газах иногда достигает 20 и даже 45% (по А. Л. Козлову, в газах Шор-Су).

Содержание кислорода в нефтях невелико и редко достигает 1—2%. В настоящее время в нефтях установлены следующие кислородные соединения: нафтенновые кислоты, фенолы и смолистые вещества. По данным А. Ф. Добрянского смолистые вещества заключают в себе около 93% всего кислорода нефтей, на долю нафтенновых кислот приходится около 6% и на долю фенолов — не более 1%. В природных газах кислород встречается главным образом в виде CO₂. Содержание CO₂ в газах изменяется в широких пределах: от концентраций, близких к нулю, до почти чистых углекислых

струй. Например, в Польше в Криницах из скв. Зубер-2 получают природный газ, в котором содержание CO_2 достигает 95%. Свободный кислород, который отмечается в некоторых анализах природных газов (глубинных), появляется, по-видимому, в результате загрязнения проб атмосферным воздухом. В недрах земной коры трудно ожидать присутствия свободного кислорода.

Содержание азота в нефтях обычно не превышает 1%. Судя по данным В. В. Гецеу, основная масса азота нефтей содержится в смолах. В газах азот находится в свободном виде. Содержание его колеблется в очень больших пределах: от концентраций, близких к нулю, до почти чистых азотных газов. Последние получены во многих районах, в частности в скважинах на правом берегу Камы из терригенной толщи нижнего карбона. Содержание азота в месторождениях газа ГДР (Тауэр, Люббен, Дребкау), Польши (Ксенж-Сленски, Отыи, Тархалы, Остров-Велькопольски) из нижней перми и цехштейна колеблется от 30 до 65%.

Отмечается некоторая связь между содержанием в недрах кислорода, серы и азота. Обычно более смолистые нефти содержат повышенное количество этих элементов. При сопоставлении нефтей с другими горючими ископаемыми часто используют соотношение

$$\frac{\text{C}}{\text{O}+\text{S}+\text{N}}$$

Еще В. И. Вернадский установил присутствие фосфора в золе нефтей. А. А. Карцев и А. И. Сладков установили присутствие фосфора в дистиллятах нефти (фракции до 180°C). Наличие в нефтях еще одного типично биогенного элемента — фосфора — лишнее подчеркивает их биогенную природу,

В природных газах, помимо упомянутых элементов, довольно часто, но в очень небольших количествах, присутствуют гелий (He), аргон (Ar), неон (Ne) и другие инертные газы. Из этой группы элементов наиболее часто встречаются в газах гелий и аргон.

Содержание гелия в газах обычно менее 1—2%, хотя в некоторые случаях оно достигает 10%. Например, во Франции в Сантенеи суммарное содержание He + Ne в газах 10,31% (по А. Л. Козлову). Концентрация Ar в газах, как правило, не превышает 1% и лишь в некоторых случаях достигает 2%. Например, в одной из скважин Узбекистана содержание аргона составляет приблизительно 1,9%.

Предполагается их радиоактивное происхождение в условиях земной коры. Соотношения между этими газами часто используются для различных геохимических построений и заключений.

По подсчетам А. Л. Козлова (1950) в земной коре (при мощности в 16 км) за счет радиоактивного распада ежегодно генерируется $24,1 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ гелия. По содержанию в газах гелия можно определить время, в течение которого газы находятся в земной коре и обога-

щаются гелием — «возраст газов». В. П. Савченко (1935) для определения возраста газа предложил формулу

$$t = \frac{\text{He \% объемн.}}{\text{Ar \% объемн.}} \cdot 77,1 \cdot 10^6 \text{ лет.}$$

А. Л. Козлов (1950) предлагает для растворенного

$$t = \frac{\text{He}}{\text{Ar}} \cdot 25 \cdot 10^6 \text{ лет.}$$

в воде газа формулу
для сухого газа

$$t = \frac{\text{He}}{\text{Ar}} \cdot 115 \cdot 10^6 \text{ лет;}$$

В основу расчетов, предложенных В. П. Савченко и А. Л. Козловым, положено представление о космическом происхождении аргона. В настоящее время считается доказанным радиоактивное происхождение аргона. Несмотря на это, предложенные формулы, как показала практика работ, можно использовать для примерных подсчетов и сопоставления газов.

По соотношению в газах между аргоном и азотом можно в некоторой степени судить об их происхождении. По В. П. Савченко упругость инертных газов в земной коре в первом приближении может быть принята равной атмосферной:

$$\frac{\text{Ar} \cdot 100}{\text{N}_2} = 1,18, \text{ или } \frac{\text{Ar} \cdot 100}{\text{N}_2 \cdot 1,18} = 1.$$

Это соотношение должно сохраняться и для воздушных газов, циркулирующих в земной коре. Если последнее отношение менее единицы, то, по-видимому, в газ поступило соответствующее количество биогенного азота, а если больше, то следует предполагать поглощение некоторого количества азота.

В золе нефтей обнаружено очень много различных элементов в небольших концентрациях. В золах нефтей Советского Союза постоянно присутствуют обычные элементы осадочных пород Si , Al , Fe , Ca , Mg и почти всегда V , Ni , Si , S , Co , V и некоторые другие элементы. Основным элементом мезозойских и третичных нефтей является K , содержание V , Ni , Si незначительно. В золе палеозойских нефтей Волго-Уральской области содержание V и Ni достигает десятков процентов. Большинство исследователей считает, что часть микроэлементов находится в нефти с момента ее образования в осадочных породах, а другая часть накапливается в последующий период существования нефти. Некоторые элементы из группы железа, а также V и Ni , по-видимому, связаны в нефтях в металлоорганические комплексы. В асфальтах, в различных битумах и других генетически связанных с нефтью горючих ископаемых роль O , S , N и зольных элементов возрастает, что связано с потерей

этими ископаемыми легкими компонентами и отчасти с процессами окисления.

Содержание в органическом веществе кислорода и серы может служить показателем степени окисленности горючих полезных ископаемых. Наиболее часто для выражения степени окисленности органических веществ используется соотношение между водородом и кислородом.

Наряду с изучением распространения отдельных элементов в земной коре все больше внимания уделяется их изотопам. Детальное изучение последних позволило подойти к разрешению многих интересных вопросов. Так, по радиоактивному изотопу углерода C^{14} удается довольно точно устанавливать возраст соединений (не старше 30—40 тыс. лет), содержащих данный изотоп. Разработан метод определения температуры древних бассейнов (так называемый палеотермометр) по изотопам кислорода. Изучение изотопного состава элементов помогает выяснить происхождение атмосферы, гидросферы земли и т. д.

§ 2. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ ОБ ИЗОТОПАХ

Атом состоит из положительно заряженного ядра и отрицательно заряженных электронов. Ядро по объему занимает примерно 10^{-12} общего объема атома, но в нем сосредоточена почти вся масса атома. Ядро атома построено из элементарных частиц. В настоящее время выделено более 120 различных типов элементарных частиц, истинный характер и значение которых частично еще не ясны. Некоторые сведения об основных элементарных частицах приведены в табл. 10.

Таблица 10

Некоторые элементарные частицы материи (по К. Ранкама)

Частица	Символ	Масса (в единицах массы электрона)	Масса (в единицах физической шкалы атомных весов)	Масса, г	Стабильность	Электрический заряд	Продукты распада
Электрон	e^{-1}	1	0,000549	$9,10 \cdot 10^{-28}$	Стабилен	—	—
Позитрон	e^{+1}	1	0,000549	$9,10 \cdot 10^{-28}$	»	+	—
Протон	$H^1 (p)$	1845	1,00758	$1,67 \cdot 10^{-24}$	»	+	—
Нейтрон	n^1	1845	1,00894	$1,67 \cdot 10^{-24}$	Нестабилен	0	Протон и электрон
Нейтрино	η	0	~0 (?)	~0 (?)	Стабилен	0	—
Фотон	$h\nu$	0	0	0	»	0	—

Основные частицы, которые составляют ядро и определяют его свойства, — это протоны и нейтроны. Заряд протона равен по величине и противоположен по знаку заряду электрона. Масса протона близка к массе ядра атома водорода. Число протонов в ядре называется атомным номером (%). В каждом атоме число протонов в ядре (положительным зарядом) соответствует такое же количество электронов (отрицательных зарядов) в сфере атома. В таблице Д. И. Менделеева атомный номер соответствует порядковому номеру элементов.

Нейтрон электрически нейтрален, масса его несколько больше массы протона. Число нейтронов в ядре (NY) называется нейтронным числом. Полное число протонов и нейтронов в ядре называется массовым числом (A). Таким образом, $A = Z + N$. Как правило (с единственным исключением для H^1), в ядре атома на каждый протон приходится не менее одного нейтрона.

Таблица 11

Сведения об изотопах некоторых элементов (по К. Ранкама, 1956)

Z	Элемент	Символ	N	A	Относительная распространенность в атомных процентах
1	Водород	H	0	1	99,9844
	Дейтерий	D	1	2	0,0156
	Тритий	T	2	3	—
2	Гелий	He	1	3	$1,3 \cdot 10^{-4}$
			2	4	99,9999
6	Углерод	C	6	12	98,892
			7	13	1,108
			8	14	—
7	Азот	N	7	14	99,635
			8	15	0,365
8	Кислород	O	8	16	99,756
			9	17	0,0374
			10	18	0,2039
10	Неон	Ne	10	20	90,92
			11	21	0,257
			12	22	8,82
16	Сера	S	16	32	95,1
			17	33	0,74
			18	34	42
			20	36	0,016
54	Ксенон	Xe	70	124	0,096
			72	126	0,090
			74	128	1,919
			75	129	26,44
			76	130	4,08
			77	131	21,18
			78	132	26,89
			80	134	10,44
			82	136	8,87

Атомы элемента (занимающего в периодической таблице одно и то же место), имеющие одинаковое количество протонов (Z), но разное количество нейтронов (N), называются и з о т о п а м и . Иначе говоря, изотопы — это атомы с одинаковым количеством положительных зарядов (протонов) в ядре, но с разными массовыми числами.

Изотопы делятся на стабильные и нестабильные. Нестабильными (или радиоактивными) называются такие изотопы, которые самопроизвольно распадаются (т. е. изменяют свое массовое число) с образованием нового атома (или атомов) с другим числом протонов (Z). Этот процесс называется радиоактивным превращением элементов. Данные по некоторым элементам и их изотопам приведены в табл. 11.

В природе наблюдаются определенные закономерности в распределении элементов и их изотопов, связанные с устойчивостью строения ядер атомов.

Основа теории этого вопроса была разработана академиками В. И. Вернадским, А. Е. Ферманом и норвежским ученым В. М. Гольдшмидтом. В специальных курсах «Геохимии» подробно рассматриваются законы распространения изотопов в земной коре.

Для измерения масс изотопов в их смесях применяются различные методы. Наиболее совершенный и распространенный метод изотопного анализа — масс-спектрометрический метод.

§ 3. ИЗОТОПЫ С, Н, О И N В НЕФТЯХ, ГАЗАХ И БИТУМАХ

Изотопы углерода. Углерод имеет три изотопа: C^{12} , C^{13} и C^{14} , из которых первые два стабильны, а третий радиоактивен.

Изотоп C^{14} образуется в атмосфере из стабильного изотопа K^{14} под действием тепловых нейтронов. Период полураспада C^{14} составляет 5568 лет (по К. Ранкама). Живые организмы способны ассимилировать C^{14} из атмосферы, этим в значительной степени объясняется их природная радиоактивность. После смерти организма «го способность ассимилировать C^{14} прекращается и наблюдается лишь радиоактивный распад C^{14} . При распаде C^{14} происходит β -излучение, продуктом распада является ^{14}N . Радиоактивность углерода довольно успешно использована для определения возраста различных археологических находок древесины. Однако для геологических исследований отложений древнее четвертичных радиоактивный углерод не может быть использован вследствие слишком короткого периода полураспада C^{14} . Этим методом можно определять возраст примерно до 30 тыс. лет, хотя в литературе встречаются указания на определении возраста до 40—50 тыс. лет.

Стабильные изотопы углерода (по А. Ниру) имеют следующую среднюю распространенность в процентах: C^{12} — 98,892 и C^{13} —

1,108. Колебание отношения C^{12}/C^{13} в углероде некоторых веществ осадочной толщи приведено в табл. 12. Первые определения изотопного состава углерода в нефтях и битумах произвели в 1935 г. Н. С. Филиппова и в 1950—1952 гг. А. В. Трофимов.

По С. Сильверману и С. Эпштейну колебания содержания C^{13} в различных нефтях достигают приблизительно 10‰. Те же авторы показали, что в хроматографических фракциях нефтей не наблюдается существенных различий в изотопном составе углерода. Иначе говоря, в различных группах углеводородов одной и той же нефти изотопный состав углерода почти не меняется. Наблюдается некоторое утяжеление (в пределах ошибок эксперимента) углерода в направлении от парафиновых к ароматическим углеводородам. В то же время в попутных газах углерод значительно легче (на 20‰) — чем в нефтях. Учитывая незначительные колебания изотопного состава углерода различных нефтей, авторы пришли к выводу, что исследованные нефти не могли потерять газ в больших количествах. Иначе говоря, по их мнению, попутные газы не могли образоваться за счет разрушения молекул нефти.

Ф. А. Алексеев и В. С. Лебедев (1964) на основании изучения изотопного состава углерода нефтен и природного газа из различных районов СССР (табл. 12) пришли к тем же выводам. Заслуживает внимания вывод Ф. А. Алексеева и В. С. Лебедева, что углерод болотного газа значительно легче углерода нефти и природного газа.

Изотопы водорода. Водород имеет три изотопа: H^1 — протий, H^2 — дейтерий (D^2) и H^3 — тритий (Т). Тритий радиоактивен. Период полураспада H^3 всего 12,46 лет, поэтому он весьма недолговечен. При радиоактивном разложении трития излучаются отрицательные частицы и образуется стабильный изотоп гелия He^3 .

Стабильные изотопы водорода (по К. Ранкама) имеют следующую распространенность в процентах: протий — 99,9844; дейтерий — 0,0156.

Н. С. Филиппова еще в 1935 г. показала, что содержание дейтерия в нефтях выше, чем в стандартной водопроводной воде и достигает 60%. Более поздние исследования И. В. Гринберга показали, что избыточный процент дейтерия в газах может достигать 78,39%.

Во ВНИГНИ определялось содержание дейтерия в нефтях с помощью денсиметрического метода, который заключается в сопоставлении плотности «под сожжения» нефтей с плотностью стандартной воды. Изучены нефти из различных месторождений Советского Союза, где продуктивными отложениями служат породы различного возраста от неогена до кембрия включительно.

Из полученных данных видно (рис. 11, 12), что все исследованные нефти в разной степени обогащены дейтерием по сравнению со стандартом, величины этого отклонения D^2 колеблются от 3,4 до 12,6 у.

Отмечается тенденция к увеличению содержания дейтерия вниз по стратиграфическому разрезу. Причины, приводящие к изменению

Изотопный состав углерода нефтей, газов и битумов

Местонахождение	C^{12}/C^{13}	Авторы
Нефть Западный Техас (США)	91,2	А. Нирп и И. Гульбрансен (1939)
Лос-Анджелес, штат Калифорния (США)	92,0	Б. Мерфи (1941)
Район оз. Сеуюш, штат Оклахома (США)	93,2	С. Вест (1945)
Уайлдкэт, округ Минклер, штат ТЕХАС (США)	93,9	
Купер-Ков, округ Карбон, штат Вайоминг (США)	94,1	
Андижан	92,4	А. В. Трофимов (1950)
Сураханы	91,4	
Степлицмак	91,2	
Краснодарский край, Майкопская площадь, скв. 23	91,3	Ф. А. Алексеев и В. С. Лебедев (1964)
Природный газ		
Коми АССР, Троицко-Печорский район, скв. 81	93,0	Ф. А. Алексеев и В. С. Лебедев (1964)
Краснодарский край, Майкопская площадь, скв. 30	92,97	Ф. А. Алексеев и В. С. Лебедев (1964)
Краснодарский край, „Ново-Дмитриевская площадь	92,7	
Краснодарский край, Ленинградская	92,4	
Краснодарский край, Каневская площадь, скв. 44	92,88	Ф. А. Алексеев и В. С. Лебедев (1964)
Безводненская площадь, скв. 785 . .	92,16	
Каневская площадь, скв. 12	92,6	
Челбасская площадь, скв. 5	92,33	
Кушевская площадь, скв. 21	92,5	
Болотный газ		
Литва, Шяуляй		
Латвия	94,0	
Коми АССР	95,1	

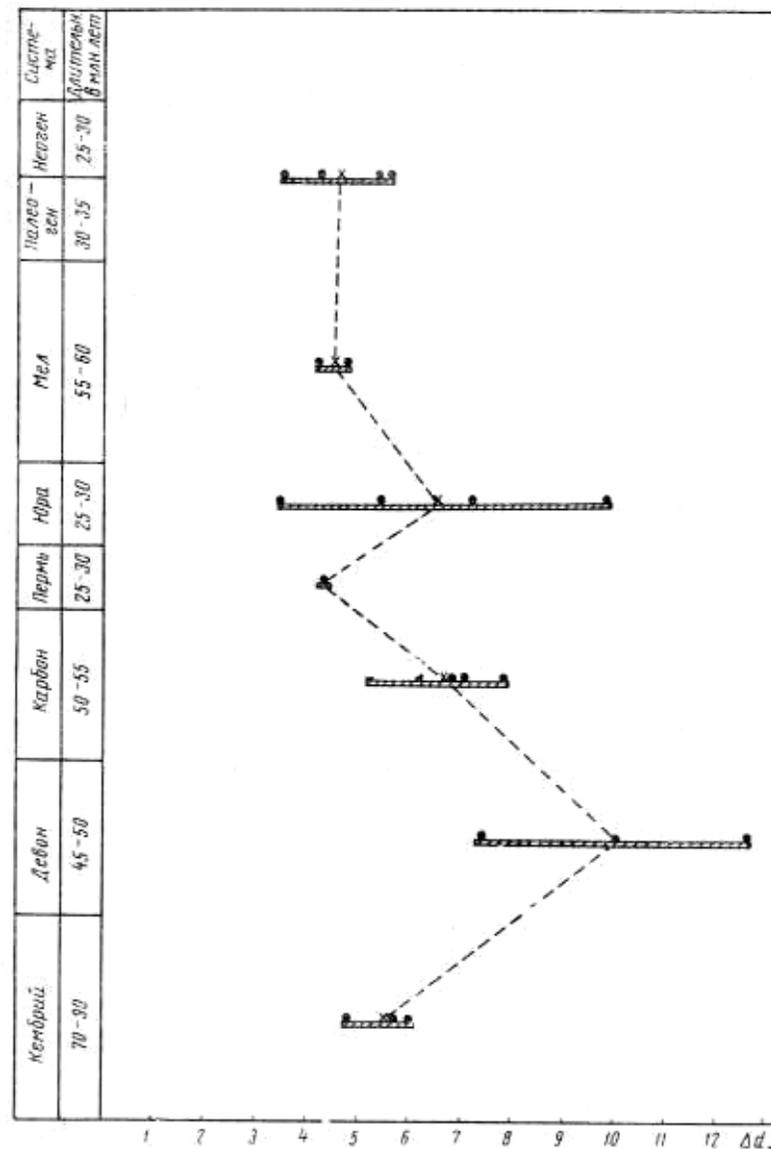


Рис. 11. Изменение изотопного состава водорода нефтей по стратиграфическому разрезу Советского Союза.

Крестиком обозначены средние значения.

изотопного состава водорода нефтей, в настоящее время не изучены. И. В. Гринберг отмечает повышенное содержание дейтерия в водах, сопровождающих скопления нефти и газа. По его мнению, обогащение нефтей дейтерием происходит за счет изотопного обмена

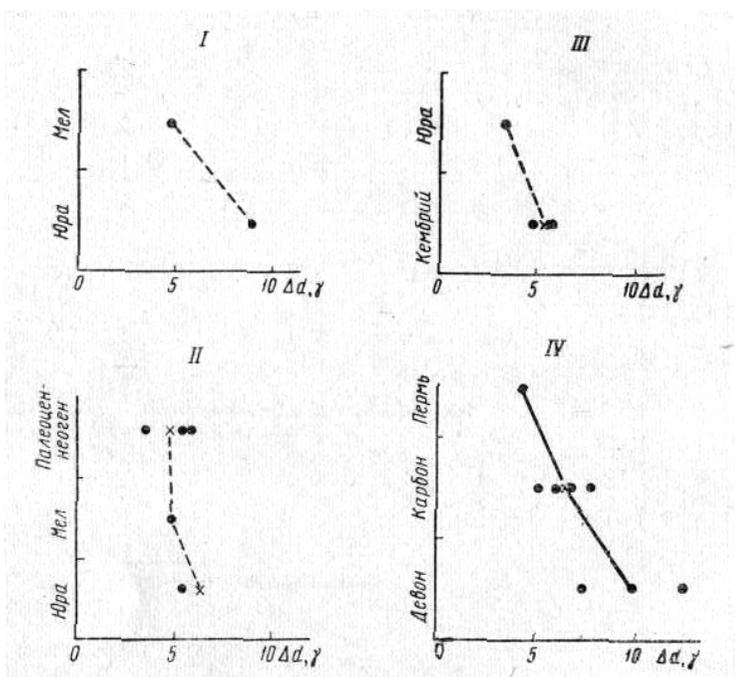


Рис. 12. Изменение изотопного состава водорода нефтей по различным территориям Советского Союза.

I — Средняя Азия; II — Предкавказье; III — Западная и Восточная Сибирь; IV — Среднее Поволжье. Крестиком обозначены средние значения.

водорода нефтей и вод. На значительное содержание дейтерия в древних водах (архейских, протерозойских) указывали многие исследователи. Иллеш Даллош на примере нефтяных месторождений Венгрии показал закономерное увеличение дейтерия в водах по мере роста стратиграфической глубины их залегания. В других районах, например в Ферганской долине, судя по данным А. М. Габ-рильяна, такой закономерности не отмечается.

Изотопы серы. В земной коре встречаются четыре стабильных изотопа серы: S^{32} , S^{33} , S^{34} и S^{36} . Они имеют следующую распространенность в % (по К. Ранкама): S^{32} — 95,1; S^{33} — 0,74; S^{34} — 4,2; S^{36} — 0,016/

При рассмотрении природных объектов используют соотношение двух наиболее распространенных изотопов серы 8^{32} и 8^{34} . Соотношение изотопов серы в природе показано на рис. 13.

А. П. Виноградов, М. С. Чупахин, В. А. Гриненко и А. В. Трофимов изучили изменение отношений $8^{32}/8^{34}$ в пирите и сульфатах осадочной толщи. В осадочной толще величина избытка 8^{34} по сравнению со стандартом колеблется в пределах от $-4,14$ до $+4,55\%$, а отношение $8^{32}/8^{34}$ изменяется от 21,280 до 23,212. Американский исследователь Х. Тод на основании данных о соотношении изотопов серы осадочных образований высказал предположение о фракционировании изотопов серы во времени, приводящем к обогащению

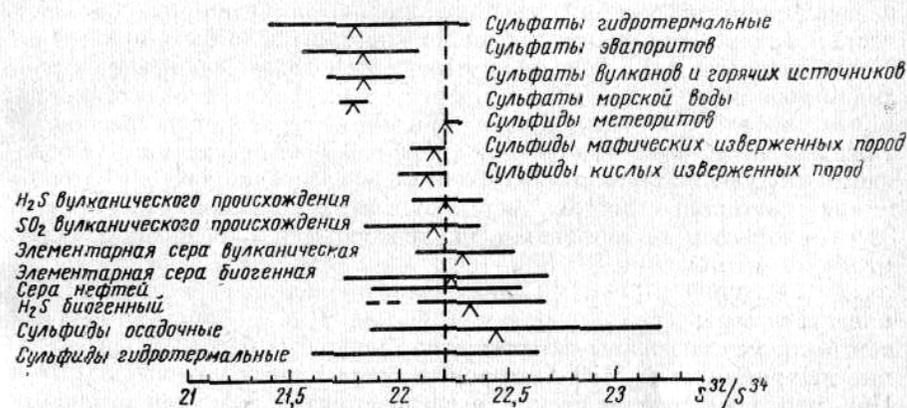


Рис. 13. Содержание изотопов серы в природе (по В. Тапперу, 1961).

сульфатов тяжелым изотопом 8^{34} , а сульфидов — изотопом 8^{32} . Группа советских исследователей под руководством А. П. Виноградова пришла к выводу, что возрастного эффекта в разделении изотопов серы не наблюдается.

По мнению этих исследователей, колебания в изотопном составе серы прежде всего обусловлены конкретными условиями образования тех или иных минералов. К этому выводу присоединяются В. Олт и Дж. Калп. Справедливость этого положения подтверждается широкими колебаниями отношения $8^{32}/8^{34}$ в одновозрастных минералах. В то же время нельзя отрицать и некоторую долю истины в предположении Тода. Так, по данным А. П. Виноградова и др. соотношение $8^{32}/8^{34}$ в пиритах из глин меняется от 21,280 в девоне до 22,320 в третичных отложениях, т. е. в среднем происходит «облегчение» пиритов в осадочных толщах в направлении от протерозойских к третичным отложениям. Однако указанный эффект нельзя использовать в целях корреляции или стратификации, так как отклонения, связанные с условиями образования минералов, вызывают

слишком широкие колебания этого соотношения. На основании обширного фактического материала можно предположить, что если подобные сопоставления производить в пределах единого седиментационного бассейна и в сходных фациальных условиях, то могут быть получены и более надежные результаты.

До сих пор недостаточно ясен вопрос о причинах, вызывающих разделение изотопов серы в осадочной толще земной коры. Из процессов, которые могли влиять на это разделение (диффузия, окисление при выветривании, воздействие микроорганизмов и т. д.), по мнению большинства ученых, главное значение имеют биологические процессы. Еще в 1926 г. академик В. И. Вернадский высказал мысль о возможном разделении изотопов элементов в природе биологическим путем. В то время предположение не могло быть проверено. Позднее опытами Х. Тода и других исследователей доказано фракционирование изотопов серы в процессе бактериального восстановления сульфатов. Образующийся при этом сероводород обедняется тяжелым изотопом 8^{34} , а остаток сульфатов обогащается им. На основании полученных данных Х. Тод высказал предположение об изменении изотопного состава серы сульфатов океанов во времени. Этим процессом он объясняет наблюдающиеся в осадочной толще отличия в отношении $8^{32}/8^{34}$.

Автор совместно с В. Л. Мехтиевой провел эксперименты по биологическому восстановлению сульфатов. Для лабораторных опытов были использованы естественные биоценозы бактерий, выделенные из третичных нефтей Апшерона и современных морских осадков. При масс-спектрометрических исследованиях в качестве стандарта была принята сера соли $CaSO_4$, по изотопному составу не отличающаяся от стандарта, принятого в исследованиях группой А. П. Виноградова (сера троилита Сихотэ-Алиньского метеорита, $8^{32}/8^{34} = 22,20$). В результате проведенных экспериментов подтвердилось фракционирование изотопов серы при восстановлении сульфатов микробиологическим путем. Но этот процесс оказался более сложным, чем предполагалось до сих пор. Образующийся сероводород не всегда был обеднен изотопом 8^{34} . В замкнутой среде изотопный состав сероводорода со временем изменялся в сторону утяжеления, при этом величина отношения $8^{32}/8^{34}$ значительно уменьшалась по сравнению с исходным сульфатом. На рис. 14 приведены данные одной серии опытов. Таким образом, если залежь нефти находится в замкнутых условиях, то при отсутствии движения вод возможно образование H_2S с пониженным отношением $8^{32}/8^{34}$. За последние годы проведена большая работа по определению отношения изотопов серы в нефтях, газах и битумах.

Автор в лаборатории ВНИГНИ (при участии Р. Г. Панкиной, Р. М. Кондратьева, С. М. Куловой и М. Н. Чурмантеевой) определил отношение $8^{32}/8^{34}$ в образцах газов, нефтей и битумов Волго-Уральской нефтегазоносной области, Западного Предкавказья и

Средней Азии. Проведенные исследования показали, что в изученных образцах это отношение колеблется в значительных пределах (более 40‰). Исследования показывают отсутствие какой-либо связи между количеством серы в нефтях и отношением $8^{32}/8^{34}$. В работе Х. Тода и других отмечается постоянство значения $8^{32}/8^{34}$ для нефтей из одновозрастных отложений на обширных пространствах США и Канады. Названные авторы отмечают сходство отношения $8^{32}/8^{34}$ в нефтях и газах одних и тех же горизонтов.

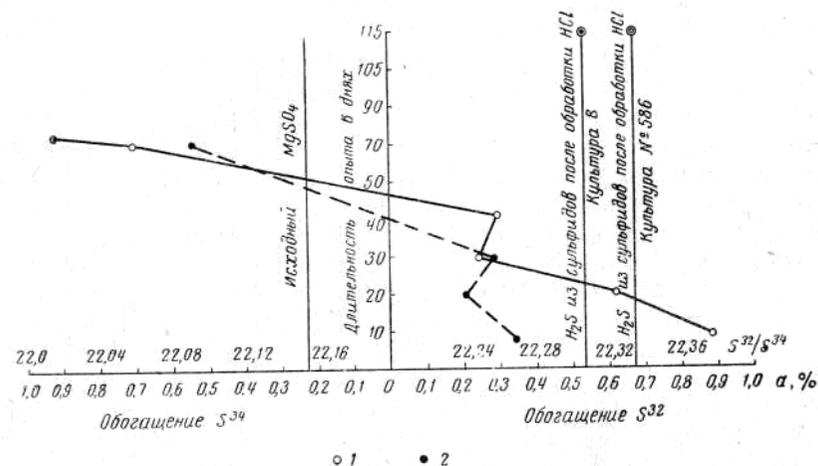


Рис. 14. Изменения изотопного состава сероводорода, образующегося в процессе бактериальной редукции $MgSO_4$ (по Н. А. Еременко и В. Л. Мехтиевой).

1 — свободный H_2S , культура N5 86; 2 — свободный H_2S , культура В. Длительность опыта 106 дней, температура инкубации $35-38^\circ C$.

С некоторым приближением можно говорить о близости нефтей по изотопному составу серы из одновозрастных отложений на территории Советского Союза (девон, карбон, пермь Волго-Уральской области, юра Средней Азии и Западной Сибири и др.) и о различиях нефтей из отложений разного возраста. Изменение изотопного состава серы нефтей по стратиграфическому разрезу Советского Союза отчетливо коррелируется с изменением 68^{34} сульфатов эвапоритов (рис. 15).

Что касается H_2S нефтяных газов, то по нашим данным его изотопный состав подвержен значительным изменениям, а образование связано с восстановлением сульфатов микробиологическим путем. Некоторые исследователи отмечают, что нефти и битумы, извлеченные из пород одной и той же толщи, имеют, как правило, одинаковые или близкие отношения $8^{32}/8^{34}$.

Изотопы кислорода. В земной коре установлено существование трех стабильных изотопов кислорода. Их средняя распространенность в воде и воздухе (по К. Ранкама) следующая (в %):

	В воздухе	В воде
O^{16}	99.759	99.760
O^{17}	0.0374	0.042
O^{18}	0.2039	0.198

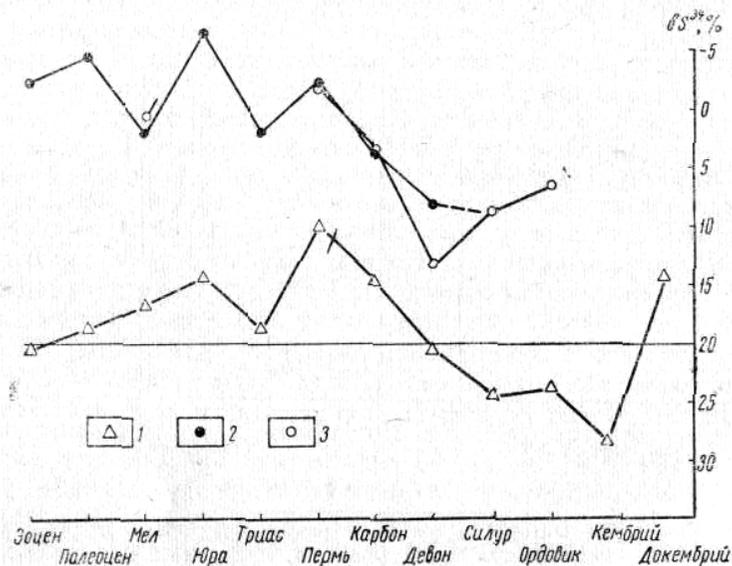


Рис. 15. Изотопный состав серы нефтей и сульфатов эвапоритов различного возраста. 1 — сульфаты древних океанов по Х. Тоду и Д. Монстеру, 1963; 2 — нефти Советского Союза; 3 — нефти США и Канады по Х.Тоду и др., 1958

Обычно изучают отношение O^{16}/O^{18} . Оно исследовалось для вод различного происхождения (атмосферные, воды в некоторых растениях и животных). В нефтях, природных газах и сопутствующих им водах изотопное отношение O^{16}/O^{18} не изучено

В последнее время отношение изотопов кислорода в карбонатах используют в геологии для определения температуры воды древних бассейнов. При определении температуры основываются на существовании изотопнообменного равновесия между кислородом воды и CO_2 , находящимся в воде или в карбонате. Константа этого равновесия меняется в зависимости от температуры среды. Это обстоятельство и позволяет использовать отношение O^{18}/O^{16} в карбонатах для определения температуры древних бассейнов

Изотопы азота. Природный азот имеет два стабильных изотопа со следующей средней распространенностью в процентах (по Хоерингу): N_2^* — 99,635; N_2^{δ} — 0,365.

Изотоп ^{14}C в верхних слоях атмосферы под действием нейтронов космических лучей распадается с образованием радиоактивных изотопов углерода C^{14} и трития H^3 . В результате отношение C^{14}/N_2^{δ} в атмосфере возрастает по мере удаления от поверхности земли от 273 до 282,6 на высоте 54—58 км.

Определений изотопных соотношений азота в нефтях и газах проведено пока очень мало (П. Смит и Б. Худсон, Т. Хоеринг и Г. Мур); Т. Хоеринг и Г. Мур установили фракционирование изотопов азота при миграции азотсодержащих газов через песчаники.

Приведенные в настоящей главе материалы достаточно четко характеризуют элементарный состав нефтей, газов и битумов. Взаимоотношения между биогенными элементами, участвующими в строении упомянутых веществ, определенным образом изменяются. Выявление закономерностей этих изменений может помочь при установлении природы изучаемых веществ и их происхождения. В. И. Вернадский и А. Е. Ферсман указали на зависимость распространенности полезных ископаемых в земной коре и их истории от строения атомов слагающих их элементов. Данные по элементарному составу каустобиолитов уже давно широко используются для их характеристики, различных сопоставлений и генетических выводов. Более глубокое изучение строения атомов и изотопных соотношений элементов в нефтях, газах и битумах начато только в последние годы. Полученные данные позволяют предполагать, что именно этим путем удастся решить ряд сложных проблем геологии нефти, связанных с условиями формирования залежей, перемещениями нефти и газа в земной коре и, наконец, с условиями их возникновения (генезисом).

ГЛАВА IV

СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

§ 1. ХИМИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ, ВХОДЯЩИЕ В СОСТАВ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Природные углеводородные газы встречаются в виде свободных скоплений или растворены в нефти и состоят в основном из углеводородов. В их составе присутствуют углекислота, азот, сероводород и благородные газы. Основным компонентом газа газовых месторождений (свободные скопления газа) является метан. Тяжелые углеводороды, углекислота, азот, сероводород, водород, аргон и гелий иногда присутствуют в значительных количествах.

Основными компонентами растворенных в нефти газов (газы нефтяных месторождений) являются углеводороды $C_x - C_y$, т. е. метан, этан, пропан, бутан, пентан и гексан, в том числе изомеры углеводородов $C_4 - C_6$. Содержание тяжелых углеводородов в растворенных газах достигает 20—40%, редко 60—80%. Среди гомологов метана обычно преобладает этан (6—20%), затем пропан. Неуглеводородные компоненты растворенного газа представлены обычно азотом и углекислым газом с примесью сероводорода, аргона и гелия. Содержание азота колеблется в широких пределах: от нуля до 30—50%, а иногда и выше. Содержание CO_2 в растворенных газах колеблется от 0 до 10—15%. Количество сероводорода обычно колеблется в пределах от 0 до 6%, редко достигая более высоких значений. Водород и благородные газы содержатся в микроколичествах.

Нефть представляет собой жидкость, обычно коричневого или черного цвета, часто с зеленоватым или зеленовато-желтым отливом. Консистенция нефти различна: от жидкой маслянистой до густой смолообразной. Она легче воды, имеет специфический запах, который в случае присутствия сернистых соединений становится очень неприятным. Нефть состоит из органических соединений, основную часть которых составляют углеводороды.

Углеводороды. Углерод в соединении с водородом способен образовывать множество соединений — углеводородов, составляющих основную часть горючих природных газов, нефтей и озокеритов. Они различаются между собой химическим строением, а следовательно, и свойствами. Часть углеводородов имеет насыщенный характер, т. е. не способна к реакциям присоединения, другая часть имеет ненасыщенный характер, т. е. может присоединять

к своей молекуле другие атомы и молекулы. Ненасыщенные углеводороды легче вступают в реакции и обладают большим запасом свободной энергии.

В нефти и некоторых ее производных присутствуют три основные группы углеводородов.

1. П а р а ф и н о в ы е (метановые) углеводороды, или алканы.

Общая формула C_nH_{2n+2} . Это полностью насыщенные соединения. Алканы могут иметь нормальное строение (неразветвленная цепь, например $CH_3-CH_2-CH_2-CH_3$) и изостроение (разветвленная цепь, например $CH_3-CH(CH_3)-CH_3$) углеродных атомов.

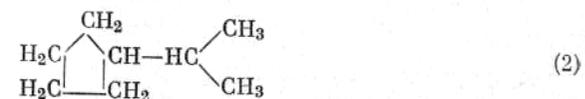


Простейшие члены, содержащие в молекуле от одного до пяти атомов углерода, при нормальной температуре являются газами. Углеводороды, содержащие от 5 до 15 атомов, — жидкости. Более высокомолекулярные алканы находятся в твердом состоянии.

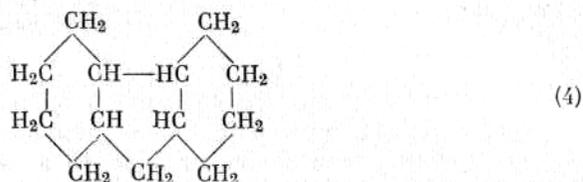
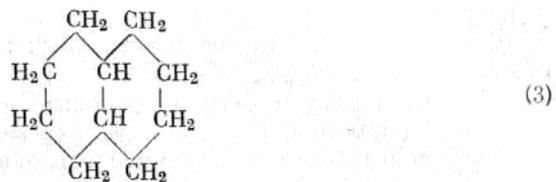
Высшие метановые углеводороды нефтей представлены преимущественно нормальными формами. Последние более устойчивы, чем соответствующие изосоединения. Этим некоторые авторы объясняют преобладание в нефтях нормальных алканов, так как изомерные соединения могли разрушаться и выходить из общего баланса метановых углеводородов.

Парафиновые углеводороды характеризуются малой реакционной способностью, химически весьма устойчивы.

2. Н а ф т е н о в ы е (полиметиленовые) углеводороды, или цикланы. Общая формула C_nH_{2n} . Это непредельные соединения, но благодаря замыканию углеводородной цепи в кольцо они имеют насыщенный характер. Атомы углерода могут соединяться в циклы из трех и более метальных групп. В нефтях широко распространены углеводороды пяти- и шестичленной структуры (1а), (1б), к которым могут присоединяться и цепочки метанового строения — алкильные цепи (2):



В нафтеновой молекуле может быть одно, два (3) или более (4) колец:



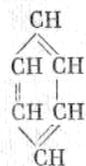
По своим химическим свойствам нафтеновые углеводороды близки к алканам. Особенностью нафтеновых углеводородов и их производных является способность к изомеризации. Под влиянием каталитических и термических процессов системы из шестичленных циклов легко переходят в пятичленные, например циклогексан и бензол в метилциклопентан.

В легких фракциях нафтеновых нефтей преобладают производные циклогексана, в метановых и метаново-нафтеновых нефтях преобладают производные циклопентана. В нефтях содержатся производные циклопентана и циклогексана с короткими цепями.

В более тяжелых фракциях нефтей содержатся полициклические нафтеновые углеводороды, среди них широко распространен бициклический углеводород декалин.

Структуры высокомолекулярных полинафтеннов окончательно не установлены, так как большинство этих углеводородов состоят из так называемых гибридных молекул, в состав которых входят ароматические и нафтеновые ядра и метановые цепочки. Предположительно считается, что преобладают конденсированные системы, а кольца представлены циклогексановыми и циклопентановыми формами.

3. Ароматические углеводороды (арены). Простейшие из них имеют общую формулу C_nH_{2n-6} и содержат в своем составе так называемое ароматическое ядро бензола



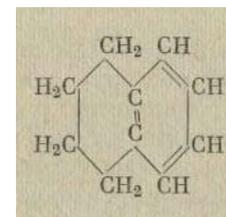
Эти соединения довольно устойчивы. В то же время они обладают повышенной химической активностью по сравнению с метано-выми и нафтеновыми углеводородами и довольно легко могут быть от них отделены.

Арены обладают высокой растворяющей способностью, они неограниченно растворяются друг в друге и других растворителях.

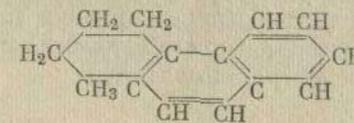
Содержащиеся в ядре двойные связи определяют повышенную реакционную способность этих соединений по сравнению с метано-выми и нафтеновыми углеводородами, но, несмотря на насыщенный характер, для них характерны главным образом реакции замещения, а не присоединения. Ароматические углеводороды легко вступают в реакции конденсации. Из моноциклических аренов в углеводородах нефтей содержатся преимущественно гомологи бензола с недлинными боковыми цепями.

Среди полициклических ароматических углеводородов нефтей преобладают конденсированные структуры. Высокомолекулярные арены нефтей редко встречаются в виде одних колец, большинство их представлены молекулами, в которых, кроме ароматических и нафтеновых ядер — алкильные цепочки, присутствуют и гетеро-атомы, что затрудняет их выделение в чистом виде. Из бициклических конденсированных углеводородов в нефтях содержится нафталин и его гомологи, из трициклических — фенантрен и его гомологи и в меньшей степени гомологи антрацена.

Встречаются также частично гидрированные полициклические углеводороды, например тетра

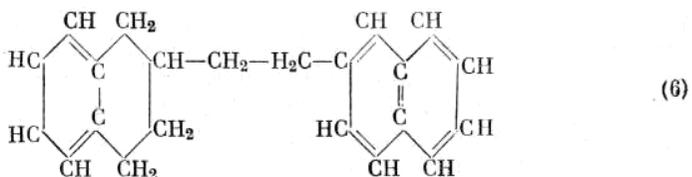
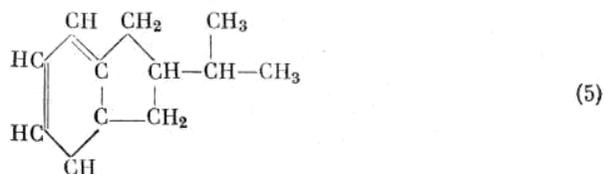


и его гомологи, тетрагидрофенантрен



и его гомологи. Существуют углеводороды, в состав которых входят и ароматические кольца, и нафтеновые кольца, и алкильные

цепи (5 и 6):



Обычно строение углеводородов не изображается так подробно.

Например, бензол пишется в виде кольца  либо в виде формулы C_6H_6 .

Если в молекуле углеводорода наряду с нафтеновыми циклами и алкильными цепями содержится хотя бы один ароматический цикл, то такой углеводород относится к ароматической группе; если наряду с алкильными цепями содержится хотя бы один нафтеновый цикл, то углеводород относится к нафтеновым; если углеводород состоит только из открытой цепи нормального или изомерного строения и не содержит двойных связей, то он является парафиновым углеводородом¹.

Во всех основных группах углеводородов существуют ряды молекул, в которых каждый последующий член отличается от предыдущего на группу CH_2 , например ряд бензола (метилбензол, этилбензол и т. д.), ряд нафталина и т. д. Такие ряды носят название гомологических, а члены ряда называются гомологами. В нефти и в газах наряду с углеводородами содержатся соединения, в молекулы которых, помимо углеводородных радикалов, входят атомы серы, азота, кислорода. Эти соединения соответственно называются сернистыми, азотистыми и кислородными.

При изучении состава нефтей в настоящее время используют в основном различные методические варианты вытеснительной хроматографии, хроматографию с молекулярными ситами, газожидкостную хроматографию и спектральные методы.

¹ Некоторые авторы предлагают нафтеновые углеводороды, содержащие алкильные цепи, называть метано-нафтеновыми, а углеводороды, состоящие лишь из ароматических циклов, ароматическими и отличать от них метано-ароматические, нафто-ароматические и метано-нафто-ароматические.

Многие углеводороды, например высокомолекулярные парафины, в твердом состоянии имеют кристаллическое строение.

Сернистые соединения Ч В нефтях содержатся как органические, так и неорганические формы сернистых соединений. Сера, входящая в эти соединения, двухвалентна.

К неорганическим формам относятся элементарная сера и сероводород. Элементарная сера (8) содержится в нефтях лишь в очень незначительных количествах. При хранении нефтей на воздухе в них увеличивается количество элементарной серы, главным образом за счет окисления сероводорода. Сероводород (H_2S) — кислота с температурой кипения — $59,6^\circ C$. Обладает способностью соединяться с металлами, вызывая их коррозию. Сероводород в пластовых условиях может содержаться как в газах, так и в растворенном состоянии в нефтях.

Из органических сернистых соединений в нефтях и продуктах, получаемых при их разгонке, обнаружены меркаптаны, сульфиды, дисульфиды и тиофаны.

Меркаптаны (или тиолы) — соединения, в которых группа $8H$ присоединена к углеводородным радикалам². Эта группа может быть присоединена к алкильной цепи, нафтеновому или ароматическому кольцу. Меркаптаны обладают отвратительным запахом. Присутствие метилмеркаптана можно обнаружить по запаху при разбавлении в миллионы раз. Первый член ряда меркаптанов, т. е. наиболее низкомолекулярный метил-меркаптан (CH_3SH), кипит при относительно низкой температуре ($7,6^\circ C$), второй — этилмеркаптан (CH_3CH_2SH) кипит при $34,7^\circ C$, поэтому они могут содержаться в газе наряду с сероводородом. В ничтожных количествах в пластовом и попутном газах могут присутствовать также и более высокомолекулярные меркаптаны. Два названных меркаптана и более высокомолекулярные, а также нафтеновые и ароматические меркаптаны (кипят, начиная от $169,5^\circ C$) содержатся в нефтях.

Меркаптаны — слабые кислоты; кислотные свойства их проявляются тем слабее, чем большим молекулярным весом обладает их радикал. Ароматические меркаптаны (тиофенолы) более сильные кислоты, чем меркаптаны с алкильными радикалами. Элементарная сера, сероводород и меркаптаны могут реагировать с металлами, поэтому иногда их называют «активной серой».

Сульфиды имеют строение $K-S-K$, где K может быть любым радикалом метанового, нафтенового или ароматического ряда. Температура кипения самого низкомолекулярного сульфида

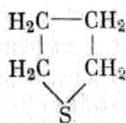
¹ Сернистые, кислородные и азотистые компоненты описаны по А. С. Великовскому. «Справочник по геологии нефти», т. 1. Гостоптехиздат, 1960.

² Углеводородным радикалом называется углеводород без одного атома водорода (CH_2-). При этом подразумевается, что освободившаяся связь может служить для присоединения к какому-нибудь элементу или химической группе.

(CH₃—8—CH₃) 36° С. Сульфиды имеют нейтральную реакцию. Запах их слабоэфирный.

Д и с у л ь ф и д ы имеют строение К—8—8'—К. Это жидкости с неприятным запахом. Наиболее низкомолекулярная из них — диметилсульфид (CH₃—8—8—CH₃) — кипит при температуре 118° С. Предполагают, что в пластовых нефтях дисульфиды отсутствуют и образуются из меркаптанов в результате окисления их кислородом воздуха после добычи нефти.

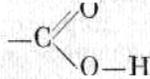
Т и о ф а н ы имеют циклическое строение. Кольцо тиофана напоминает строение циклопентана, в котором одна группа CH₃ заменена атомом серы

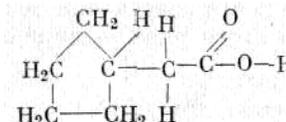


Тиофан можно рассматривать как сульфид, в котором два радикала соединились, образовав цикл. Как и в углеводородах, к каждому атому углерода в кольце вместо атома водорода может быть присоединен любой углеводородный радикал. Сульфиды, дисульфиды и тиофаны являются основной частью сернистых соединений, содержащихся в нефтях, и называются неактивными сернистыми соединениями, поскольку они не реагируют с металлами. Но при высокой температуре в процессах крекинга от сернистых соединений отщепляется сероводород. При сгорании в моторах сера этих соединений превращается в сернистый и серный ангидрид. Для каждой данной нефти содержание сернистых соединений возрастает с увеличением температуры кипения ее фракций. Особенно велико содержание сернистых соединений в смолистых веществах. Высокосернистые нефти часто связаны с отдельными регионами. Они залегают на территории, протягивающейся от Таджикской ССР и Афганистана через Иран, Ирак, Сирию, Саудовскую Аравию до ОАР. Малосернистые нефти залегают в западных областях Украинской ССР, в Польше, Румынии, Чехословакии, Венгрии, Австрии. Сернистые нефти добывают в Албании, Греции, Италии. Однако приведенные примеры нельзя считать общим правилом. Так, в районе Мид-Кон-тинента (США) наряду с малосернистыми нефтями встречаются и высокосернистые. То же наблюдается в СССР в Ферганской долине, где среди малосернистых нефтей в V и VII горизонтах Шорсинского месторождения залегают сернистые нефти (1,04—1,54%). Наряду с высокосернистыми нефтями каменноугольных отложений (Арлан, Оса, Байтуган, Радаевка и др.) в Волго-Уральской области залегают малосернистые нефти (Соколовогорское, Кулешовское, Жирновское, Арчединское месторождения и др.).

Кислородные соединения. Атомы кислорода в нефтях входят в следующие соединения: нафтеновые кислоты, соединения фенольного характера, эфиры, смолистые вещества.

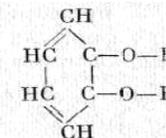
Н а ф т е н о в ы е к и с л о т ы — соединения, в которых одновременно содержится нафтеновый цикл и карбоксильная (кислотная)

группа  Атом водорода карбоксильной группы способен замещаться на металл. Нафтеновый цикл и карбоксильная группа в нафтеновых кислотах соединены друг с другом через ал-кильную цепочку

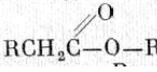


Нафтеновые кислоты керосиновых фракций содержат в молекулах лишь один нафтеновый цикл; в масляных фракциях они содержат два и даже три цикла. Помимо нафтеновых кислот, в некоторых нефтях содержатся так называемые жирные кислоты, кислотная (карбоксильная) группа которых связана с алкильной цепью. Циклы в этих кислотах отсутствуют. В газе газоконденсатных месторождений штатов Техас и Луизиана была обнаружена уксусная кислота (CH₃COOH) с температурой кипения 118,5° С. Во многих нефтях было установлено значительное количество различных жирных кислот, в том числе первый член этого гомологического ряда. — муравьиная кислота HCOOH (температура кипения 100,8° С) и ара-хиновая кислота C₁₉H₃₉COOH (температура кипения —200° С).

Ф е н о л ы и э ф и р ы в нефтях содержатся в очень небольших количествах. Эти соединения состоят из ароматического цикла, к которому присоединена гидроксильная группа —ОН. В некоторых нефтях содержатся эфиры фенолов, в которых атомы водорода в гид-роксилах замещены на углеводородные радикалы, например →



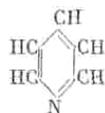
Особенно много этих эфиров в эхабинской нефти (Сахалин). Кроме эфиров и фенолов, в нефти входят соединения, имеющие

строение К—О—К (простые эфиры) и  (сложные эфиры), где К — любой углеводородный радикал. Вопрос о их строении и содержании в нефтях недостаточно изучен. Кислород входит также в молекулы, составляющие смолы и асфальтены.

[Продолжение...](#)

Азотистые соединения. Азотистые соединения являются постоянной составной частью нефти. Концентрация их очень невелика, около нескольких процентов, а содержание азота в нефти в среднем составляет 0,1—0,3%, хотя встречаются иногда нефти, содержащие до 1% азота.

Азот в нефти присутствует в виде соединений основного характера. Это главным образом алкилированные гомологи пиридина, хинолина, гидропиридина и гидрохинолина. Содержащиеся в нефтях азотистые соединения отличаются своеобразным свойством: подобно металлам они могут реагировать с кислотами, замещая в них атом водорода и образуя при этом органические соли. К этим соединениям в первую очередь относятся так называемые пиридиновые основания. Первый член этого ряда — пиридин

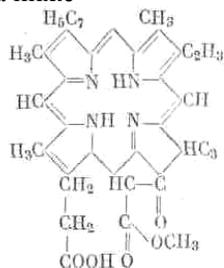


напоминает по строению бензол, в котором одна группа **СН** заменена атомом азота. Сведения относительно присутствия в нефтях азотистых соединений других функций чрезвычайно ограничены, и эти соединения мало изучены.

В нефтях Кувейта и Калифорнии были найдены алкилзамещенные карбазола, индола и пиррола. В камчатской нефти был обнаружен карбазол. Содержание азота в нефтяных фракциях увеличивается вместе с температурой кипения фракций относительно и абсолютно.

Азотистые соединения ассоциируются главным образом с высококипящими фракциями нефти. Остаток от перегонки выше 300° С смолистых нефтей содержит обычно до 85 до 100% общего азота. Между содержанием азота и количеством смол в нефти существует определенная зависимость.

Более легкие, малосмолистые нефти содержат всегда меньше азота, чем высокосмолистые нефти. Особый интерес представляют сложные азотистые соединения — порфирины, состоящие из четырех пиррольных колец. Структурная формула одного из типичных порфиринов — дезоксофиллэритрина — приведена ниже



В нефтях и битумах обычно присутствуют комплексы порфиринов с металлами (ванадий, никель и др.).

Азот является элементом, вероятно, связанным с исходным органическим веществом нефти. Обнаруженные в нефти азотистые соединения являются, по-видимому, продуктом естественного метаморфизма сложных полициклических молекул исходного органического вещества.

Смолисто-асфальтеновые вещества. Второе место по содержанию после углеводородных соединений в нефти занимают смолисто-асфальтеновые вещества. По количеству смол все нефти могут быть условно подразделены на три типа: малосмолистые нефти (до 5% смол), смолистые нефти (5—15% смол) и высокосмолистые (свыше 15% смол).

При аналитическом определении смолисто-асфальтеновые вещества подразделяются на ряд групп: смолы, асфальтены, карбены, карбоиды, асфальтогеновые кислоты и их ангидриты. Природа смолистых веществ полностью еще не выяснена.

Однако установлено, что в состав смол входят ароматические и нафтепо-ароматические радикалы с алкильными цепями. Кислород, сера и азот являются также их составной частью. Смолы имеют неоднородный состав, им нельзя приписывать общее строение. Они вполне растворимы в нефти. При разгонке нефти смолистые вещества распределяются между всеми фракциями, начиная от керосина, и в большом количестве содержатся в остатке от разгонки, поскольку значительная часть их в нефтях имеет очень большой молекулярный вес (700 и выше).

В нефтях, богатых серой, смолы в основном состоят, видимо, из сернистых и кислородных соединений. Не исключено также наличие в них и высокоциклических ароматических соединений.

Асфальтены отличаются от смол большим молекулярным весом (выше 2000), плотность их близка к 1,14. Консистенция асфальтенов твердая, хрупкая. Отличие их химического состава от состава смол состоит главным образом в том, что в их молекулах содержится значительно меньше водорода и значительно больше ароматических циклов. При хранении нефтей на воздухе смолистые вещества в них способны уплотняться и переходить в асфальтены. С нефтями асфальтены образуют коллоидные растворы.

Смолисто-асфальтеновые вещества, обнаруживаемые в нефти, имеют разное происхождение. Часть их составляют вещества, имеющие, по всей вероятности, реликтовый характер. Другая часть смолисто-асфальтеновых веществ — продукты окисления высокомолекулярных углеводородов или абиогенного преобразования некоторых малоустойчивых гетерогенных соединений и углеводородов нефти, преимущественно высокоциклической природы.

§ 2. ФИЗИЧЕСКИЕ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Плотность нефти. Плотность является одним из важных свойств, используемых для характеристики нефтей и нефтепродуктов. Абсолютная величина плотности зависит от содержания смолисто-асфальтеновых компонентов, природы веществ, составляющих массу нефти, и присутствия растворенного газа.

Плотность твердых и жидких веществ выражается в граммах на кубический сантиметр, а газов — в граммах на литр.

В СССР плотность нефтей и нефтепродуктов относят к нормальной температуре 20° С и к плотности воды при 4° С. Так как в системе СГС за единицу массы принимают массу 1 см³ воды при температуре 4° С, то плотность, выраженная в граммах на кубический сантиметр, численно будет равна удельному весу по отношению к воде при 4° С. В СССР в качестве стандарта принята величина плотности р20/4. Величина плотности для различных по составу нефтей колеблется от 0,77 до 1 г/см³.

В ряде стран, например в США, Англии, кроме абсолютных единиц плотности, применяются условные единицы, к которым относятся °APJ, градусы Боме (°Be) и др.

Вязкость. Вязкостью жидкости называется ее способность оказывать сопротивление перемещению ее частиц относительно друг друга под влиянием действующих на них сил; абсолютная вязкость η измеряется в пуазах. Размерность пуаза

$$[\eta] = \frac{\partial n \cdot \text{сек}}{\text{см}^2} = \text{г} \cdot \text{см}^{-1} \cdot \text{сек}^{-1}.$$

При исследовании нефтей обычно определяют не абсолютную, а кинематическую вязкость.

Разделив абсолютную вязкость η нефти на ее плотность ρ , получим кинематическую вязкость

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}.$$

Определение кинематической вязкости в капиллярных вискозиметрах включено в стандарты СССР.

Иногда используют определение удельной вязкости, выраженной в условных градусах ВУ; она переводится в кинематическую по формуле

$$\nu = 0,0731^\circ \text{ВУ} + \frac{0,0631}{\nu \text{ВУ}} \text{см}^2/\text{сек}.$$

Чем больше циклов (ароматических или нафтеновых) содержится в молекуле нефти, тем больше ее вязкость. Вязкость нефти сильно снижается при увеличении в ней легких фракций и растворенных

газов. При нормальном давлении с повышением температуры вязкость нефти уменьшается, а вязкость газов возрастает. Более высокомолекулярные углеводороды в газовом состоянии в отличие от нефти имеют не большую, а меньшую вязкость. Примесь воды резко увеличивает кинематическую вязкость нефти.

Поверхностным натяжением называется сила, с которой жидкость сопротивляется увеличению своей поверхности. Сила, выраженная в динах и отнесенная к единице площади поверхностного слоя, принимается за единицу поверхностного натяжения. Поверхностное натяжение, как это следует из приведенного выше определения, может измеряться лишь на границе различных сред там, где есть поверхность. В табл. 13 даны величины поверхностного натяжения некоторых нефтей СССР по отношению к воздуху и воде. Поверхностное натяжение циклических углеводородов на границе с водой и воздухом больше, чем метановых, при том же количестве атомов углерода в молекуле.

Таблица 13 Поверхностное натяжение нефтей по отношению к воздуху и воде

Нефть	Плотность, г/см ³	Поверхностное натяжение, дин/см ²	
		относительно воздуха	относительно воды
Сураханская	0,797	25,8	27,8
Балаханская	0,875	28,9	27,1
Бибиэйбатская	0,880	29,2	22,0
Бинагалинская	0,932	31,0	19,0
0. Артема	0,918	30,7	17,3

Температура кипения. Температура кипения углеводородов зависит от их строения. Чем больше атомов углерода входит в состав молекулы, тем выше температура кипения углеводорода.

У циклических углеводородов температура кипения при равном количестве атомов углерода выше, чем у метановых. Температуры кипения различных углеводородов приведены в табл. 14.

Различия в температуре кипения углеводородов используются при температурной разгонке нефтей.

Как видно из табл. 14, в обычных атмосферных условиях первые 4—5 углеводородов (С1—С5) находятся в газообразном состоянии.

Фракции, выкипающие до 60° С, называются петролейным эфиром; выкипающие до 200° С — бензиновыми; выкипающие при 200—300° С — керосиновыми; при 300—400° С — газойлевыми; выше 400° С — смазочными маслами и выше 500° С — асфальтовыми.

Температура кипения углеводородов в °С (по А. С. Великовскому)

Количество атомов углерода в молекулах	Метановые	Нафтеновые		Ароматические	
		с одним	с двумя	0 одним	с двумя
C1	-161	—	—	—	—
C2	-89	—	—	—	—
C3	-42	—	—	—	—
C4	От—12 до —0,5	—	—	—	—
C5	9-35	49	—	—	—
C6	50-69	72-81	—	80	—
C7	79-98	88-103	—	111	—
C8	99-126	105-132	—	136-144	—
C9	122-151	133-157	166-169	152-176	—
C10	137-174	161-180	185-194	167-205	217
C11	162-196	175-201	—	186-231	241-245
C12	178-216	193-229	—	201-263	252-267

Теплота сгорания. Теплотой сгорания называется количество теплоты в килокалориях, выделяемое 1 кг топлива (нефти) при сгорании до конца, т. е. до образования углекислоты и воды. Теплота сгорания некоторых нефтей СССР приведена в табл. 15.

Т а б л и ц а 15 Плотность и теплота сгорания нефтей

Месторождение	Плотность, $г/см^3$	Теплота сгорания, ккал
Сураханы	0,7932	10 915
Бибизйбат	0,8974	10 610
Бинагады	0,9218	10 430

Цвет нефти. Цвет нефтей изменяется в очень широких пределах. Нефть может быть бесцветной (из верхних горизонтов среднего плиоцена месторождения Сураханы), светло-желтой (из кембрийских отложений Марковского месторождения), желтой (из юрских отложений Эмбы), темно-коричневой (из девонских отложений Ромашкинского месторождения) и почти черной (из отложений ордовика Гусевского месторождения). Некоторые нефти при дневном

свете дают зеленоватый отлив (грозненские, пенсильванские), другие — синеватый (бакинские).

Люминесценция. Под люминесценцией (или холодным свечением вещества) понимают свечение, вызванное различными причинами и испускаемое холодным (нераскаленным) веществом. В зависимости от причин, вызывающих холодное свечение, выделяют различные типы люминесценции. Люминесценция вещества под действием света называется фотолюминесценцией. Последнюю, так же как и другие виды люминесценции, принято разделять на флюоресценцию и фосфоресценцию.

Флюоресценцией называют свечение вещества непосредственно при возбуждении или в продолжении не более 10^{-7} сек после прекращения возбуждения. Если же после прекращения возбуждения вещество продолжает светиться некоторое время (более 10^{-7} сек), то говорят о фосфоресценции. Нефть и большая часть нефтяных продуктов, за исключением самых легких фракций, флюоресцируют как сами по себе, так и в большинстве органических растворителей при облучении их даже дневным светом. Цвет свечения в ультрафиолетовых лучах легких нефтей интенсивно голубой, тяже

лых смолистых — желто-бурый и бурый. При геологических исследованиях очень часто применяют массовые люминесцентные анализы для сопоставления различных нефтей между собой. При этом для характеристики нефтей используют цвет и яркость люминесценции, а также капиллярные свойства нефтей, определяемые по высоте подъема на фильтровальной бумаге. Как показали работы Р. Г. Панкиной, выделенные на основании этих данных типы нефтей довольно хорошо отражают изменение их физических и химических свойств (рис. 16).

Для определения цветовых (люминесцентных) характеристик применяются визуальные фотометры с поляризационной головкой. Для определения цветовой характеристики и яркости люминесценции А. А. Ильина предложила замерять интенсивность свечения по отношению к стандарту с белой люминесценцией через три светофильтра: синий (СС-5,3), зеленый (ОС-12 + ЗС-10) и красно-оранжевый (ОС-14,2). Яркость люминесценции определяется по интенсивности люминесценции, измеренной через зеленый

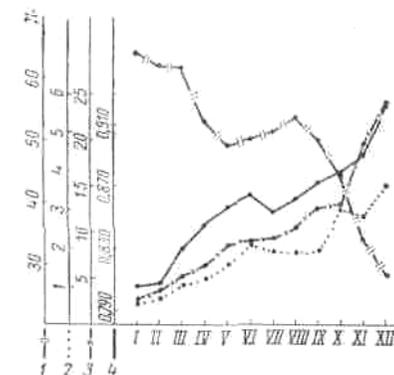


Рис. 16. Характеристика физических свойств различных типов нефтей (по Р. Г. Панкиной).

1 — содержание легких фракций по 300°С в %; 2 — содержание серы в %; 3 — сумма смол и асфальтенов в %; 4 — плотность нефти в г/см³; римскими цифрами обозначены типы нефтей.

светофильтр, а цветовая характеристика высчитывается по отношению интенсивности люминесценции, замеренной через синий светофильтр, к интенсивности люминесценции, измеренной через красно-оранжевый. В последние годы широкое распространение получили спектрально-люминесцентные исследования нефракционированных нефтей как в Советском Союзе, так и за рубежом (Р. Е. Риккер, США).

По данным Т. А. Ботневой и А. А. Ильиной спектры люминесценции нефракционированных нефтей Волго-Уральской области и Кавказа, представленных в виде кривых спектрального распределения энергии люминесценции, имеют существенные различия.

Разная конфигурация спектров нефтей связана с особенностью состава и структуры смолисто-асфальтеновых компонентов, а положение максимума спектра — с их количеством. Спектральные исследования нефтей проводятся при изучении характера изменения нефтей в широком региональном плане в разных стратиграфических комплексах и при изучении путей и масштабов миграции.

Оптическая активность. Обнаружена около 70 лет назад В. В. Марковииковым и В. Н. Оглоблиным. Оказалось, что нефти способны слабо вращать плоскость поляризации светового луча и почти всегда вправо. Угол удельного вращения колеблется от нескольких градусов до нуля. Удельное вращение

$$[\alpha] = \frac{\alpha}{C \cdot l},$$

где C — концентрация; l — толщина слоя раствора, через который проходит поляризованный луч света.

При группировке нефтей по их геологическому возрасту выявилось снижение величины оптического вращения с увеличением возраста (табл. 16).

Нефти и нефтепродукты являются диэлектриками, т. е. не проводят электрический ток.

Молекулярный вес нефти отвечает арифметическому средневзвешенному молекулярных весов ее фракций. Молекулярный вес сырой нефти колеблется в пределах 240—290. При значительном содержании смолистых веществ он превышает указанный максимум. В табл. 17 приведены молекулярные веса различных фракций нефти (по А. Ф. Добрянскому).

Коэффициент теплового расширения нефти. Коэффициент теплового расширения характеризует способность нефти увеличиваться в объеме при нагревании. Он изменяется с изменением вещественного состава нефти. В результате присутствия в нефти твердых углеводородов зависимость ее плотности и коэффициента теплового расширения, как показали исследования П. Ф. Андреева и С. П. Максимова, имеет нелинейный характер.

Растворимость газов. Углеводородные газы по своим химическим свойствам мало отличаются друг от друга. По данным В. А. Соколова

Таблица 16

Оптическое вращение нефтей по группам нефтей различного возраста в градусах

Данные	Возраст						
	третичный	меловой	юрский	пермский	камско-угольный	девонский	силурийский
Г. А. Амосова по дистиллятам нефтей (сырая фракция)	0,71	0,36	0,21	0,19	—	0,19	—
То же по маслам (удалены смолы, асфальтены и парафин)	0,93	0,19	0,19	—	—	—	—
ГрозНИИ (фракции 300—500° С)	0,93	0,21	—	—	—	—	—
Р. Херша, максимальное вращение фракций	0,99	—	—	—	0,37*	0,20	0,19
М. А. Ракузина, разгонка при низком вакууме на дистиллят Энглера, максимальное вращение	2,17	—	1,80	—	0,17		—

Таблица 17

Молекулярные веса фракций нефтей

Фракция	Молекулярный вес	Фракции	Молекулярный вес
До 160° С	100—106	400—425° С	281—305
160—200° С	124—137	425-450° С	310—328
220—270° С-	158—172	450-475° С	335—379
300-325° С	210—229	500 -525° С	397-410
350—375° С	243—265	525-550° С	422-436
375—400° С	265-284		

(1950) газообразные алканы, начиная с метана и кончая парами геп--тана, и еще более тяжелые углеводороды обладают весьма близкими химическими свойствами. Эти углеводороды весьма инертны при действии кислорода и других окисляющих веществ при обычных температурах, химически нейтральны и не поглощаются щелочами и слабыми кислотами. Более тяжелые углеводороды, начиная с продана, обладают только большей способностью растворяться в крепкой серной кислоте. Более тяжелые углеводороды лучше растворяются в органических растворителях. Например,

6 Заказ 1934.

Таблица 18 Растворимость газа в 100 см³ растворителя при 20° С и 760 мм. рт. ст., см³

Газ	Вода	Этиловый спирт (абсолютный)	Бензол	Гексан	Ацетон
Метан	33	46	49	59	—
Этан	47	220	—	340	—
Пропан	37	800	1450	—	—
Бутан	36	1800	>3000	—	—
Этен	13	270	290	300	2400
Пропен	22	1200	—	—	—
Ацетилен	103	680	400	—	3100

растворимости метана в бензине равен 0,6, то для пропана эта величина составляет более 5, а пентан смешивается с бензином в любой пропорции. Растворимость углеводородных газов в воде и в органических растворителях приведена в табл. 18.

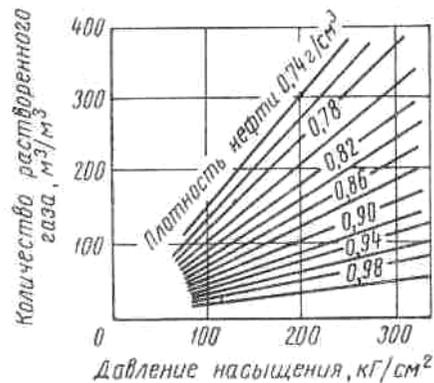


Рис. 17. Растворимость газа в нефти в зависимости от плотности.

Количество растворенного в нефти газа зависит от состава нефти и газа, а также от температуры и давления, при которых происходит растворение. По данным Я. Д. Савиной и А. С. Великовского при одинаковом количестве атомов углерода в молекуле жидкого углеводорода при прочих равных условиях лучше всего растворяют углеводородный газ метановые углеводороды, затем нафтеновые и хуже всего ароматические. Если углеводороды относятся к одной и той же группе, то чем больше атомов углерода в молекуле, тем меньше газа при одинаковых температурах и давлении они растворяют. Таким образом, как отмечает А. С. Великовский, чем больше бензина содержит нефть и чем она богаче метановыми углеводородами и беднее ароматическими, особенно полициклическими, тем большее количество газа она способна растворить. Растворимость газа в нефти в зависимости от плотности показана на рис. 17. Чем выше молекулярный вес газообразного углеводорода, тем лучше он растворяется в жидких углеводородах нефти. Далекое не всегда нефти в природных условиях насыщены газом полностью. Давление (при постоянной температуре), при котором из нефти начинает выделяться растворенный в ней газ, называется давлением насыщения.

Обратная (ретроградная) растворимость. В области повышенных давлений смесь углеводородов, пройдя через жидкую фазу, способна при дальнейшем возрастании давления переходить в парообразное состояние. В этой области смеси газов отклоняются от законов Бойля-Мариотта. При изотермическом повышении давления жидкость превращается в пар. Объясняется это явление тем, что при достаточно большом объеме газовой фазы над жидкостью последняя при повышении давления растворяется в газе. В недрах земли при повышении давления часть газа превращается в жидкость, а при дальнейшем увеличении давления образовавшаяся жидкость вновь может перейти в газовую фазу. Явления перехода газовой смеси при повышении давления через жидкую фазу в парообразную и вновь при падении давления в жидкую получили название ретроградных. Ретроградная конденсация наблюдается на многих нефтяных месторождениях. Залежи, в которых нефть находится в парообразном состоянии, называются конденсатными.

В Советском Союзе исследование ретроградной растворимости было проведено М. А. Капелюшниковым и его сотрудниками. Некоторые данные о растворимости углеводородов друг в друге при различных температурах и давлениях приведены в табл. 19.

Таблица 19 Растворимость углеводородов в газе (по Т. П. Жузс, Л. В. Ковалеву и Н. Н. Юшкевич, 1960), кг/м³

Давление, ам	Н-Гексан в метане	Н-Гептан в метане	Н-Декан в метане	Бензол в метане	Бензол в углекислом газе	Вода в метане	Вода в углекислом газе	Температура, °С									
								55	25	55	85	38	71	93	65	60	38
27	—	—	—	—	—	—	—	1,89	—	—	—	—	—	—	—	—	—
31	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
34,8	—	—	4,53	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
51	—	—	—	—	0,09	0,32	0,99	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
55	—	—	—	—	—	—	—	3,35	—	—	0,08	0,87	—	—	—	—	—
68	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
95	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
134,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
168	40,46	—	—	36,23	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
204	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
236	—	—	—	142,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Меньше всего растворяются нефти в метане. Добавка к метану предельных газообразных углеводородов увеличивает его растворяющую способность. Растворимость нефти в углекислом газе

значительно выше, чем в чистом метане, и приближается по своей величине к растворимости нефти в «жирном» природном газе (рис. 18).

Как установлено работами Т. П. Жузе, Л. В. Ковалева и Г. Н. Юшкевич, с повышением давления при постоянной температуре и с повышением температуры при постоянном давлении растворимость жидких углеводородов в газах увеличивается. С повышением молекулярного веса углеводорода растворимость его в газе при тех же температурах и давлениях падает. При этом отмечается увеличение растворимости более высокомолекулярных углеводородов в газе, если они находятся в смеси с менее высокомолекулярными углеводородами. Как правило, наличие в газе CO₂ повышает растворимость в нем жидких углеводородов. Доказана растворимость в газах не только углеводородных компонентов нефти, но и смол — бензольных, хлорофор-манных и ацетоновых (табл. 20). При более высоких давлениях содержание смол во фракциях нефти, растворившихся в газе, приближается к их содержанию в исходной нефти. Растворимость асфальтенов отмечена только в опытах с почти чистым пропаном.

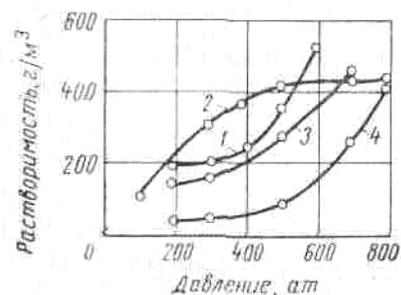


Рис. 18. Растворимость нефтей в различных газах (Т. П. Жузе, Г. Н. Юшкевич, 1957).

1 — хадзыкенская нефть — смесь метана, этана, пропана, пропилена и ацетилена; 2 — хадзыкенская нефть — углекислый газ; 3 — хадзыкенская нефть — метан; 4 — доссоревская нефть — метан.

различных температурах. В табл. 21 приведены упругости насыщенных паров различных углеводородов при температурах от 0 до —200° С.

Из табл. 21 видно, что наибольшей упругостью паров обладает метан. Чем тяжелее углеводороды, тем меньше разница упругости паров.

Сорбция газов. Для разделения углеводородных газов используется их сорбция различными адсорбентами. В качестве сорбента чаще всего применяют уголь, силикагель и др. На способности этих адсорбентов поглощать углеводороды основаны хроматографические методы раздельного определения углеводородов.

Соответственно в природных газах в условиях повышенных давлений и температур содержатся в растворенном виде жидкие углеводороды. Эти углеводороды после отделения их от газа называются конденсатом. Содержание конденсата в газе всего 3—5% объемн., но в весовых процентах оно может достигать 25. Содержание конденсата в газах выражают в кубических сантиметрах или граммах на 1 м³ газа.

Упругость паров углеводородов.

Одним из свойств, которое используется для разделения и определения индивидуальных углеводородов, является различие их упругости паров при

Таблица 20

Влияние давления на растворимость нефти в углеводородных газах • при температуре 100° С (по Т. П. Жузе, Л. В. Ковалеву и Н. Н. Юшкевич, 1960)

Состав газа, % объемн.	Плотность газа по воздуху	Отношение объемов газа и нефти в опыте	Давление, ат	Растворимость, кг/м ³	Плотность растворившихся фракций нефти, г/см ³	Плотность остатка, г/см ³	Содержание в растворившихся фракциях	
							силикагелевых смол, %	асфальтенов, %
			Туймаз инская нефть		(плотность 0,860)			
C ₂ H ₆ -4,2	1,508	503	60	98	—	1,080	6,2	0,90
C ₃ H ₈ -92,1 C ₄ H ₁₀ -3,7		478	100	—	0,843	1,084	8,3	0,17
			Небитдаг ская нефть		(плотность 0,878)			
CН ₄ -53,3	0,995	620	500	490	0,877	1,049	10,1	
C ₂ H ₆ -18,4								
C ₃ H ₈ -17,1 C ₄ H ₁₀ -11,2								

Таблица 21

Упругость паров углеводородов при различных температурах (по В. А. Соколову, 1950), мм рт. ст.

Температура, °С	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	Бутан	Изопентан	Пентан	Этен	Пропен	Ацетилен
—200	3,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—150	—	4,1	0,03	0,001	—	—	—	15	0,057	0,41
—100	—	390	22	3,3	1,2	0,15	0,06	—	34	205
—50	—	—	535	128	70	16,5	10,0	—	680	—
0	—	—	—	—	764	255	177	—	—	—

§ 3. ЗАКОНОМЕРНОСТИ В СОСТАВЕ НЕФТИ И УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА

В природе наблюдается огромное разнообразие нефтей. Трудно найти две нефти, химический состав которых в точности совпадал бы.

В Советском Союзе принята классификация нефтей по ГОСТ 912-66, в основу которой входят: содержание сорн в нефтях и нефте-, продуктах; потенциальное содержание фракций, выкипающих до 350° С; потенциальное содержание и качество базовых масел; содержание парафина в нефти и возможность получения реактивных, дизельных зимних или летних топлив и дистиллятных базовых масел с депарафинизацией или без нее.

Применение хроматографии и целого ряда физических методов; позволило получить новые параметры для классификации нефтей. При массовых геохимических исследованиях наибольшее распространение получила схема исследования нефтей ВНИГНИ (рис. 19).

В химическом составе нефтей удается наметить некоторые закономерности, позволяющие разделить их на ряд групп или типов. А. С. Великовский (1960) выделяет три типа нефтей по характеру содержащихся в них легких фракций.

1. Нефти, легкие фракции которых (кипящие при температуре ниже 100° С) состоят в основном из парафиновых углеводородов. Такие нефти, как правило, богаты бензинами (15% и более), т. е. фракциями, кипящими при температуре ниже 200° С. В более высококипящих фракциях постепенно увеличивается количество нафтеновых углеводородов, но в керосиновых фракциях содержание парафиновых углеводородов все же очень значительно. Газ, растворенный в нефтях этого типа, часто бывает очень богат этаном, пропаном и бутаном, т. е. является жирным. Над залежами нефтей этого типа

(Коробковское, Степновское, Омское, Марковское, Осинское ме-'. сторожения и др.) часто наблюдаются большие газовые и конденсатные шапки. В бензиновых фракциях нефтей этого типа содержатся заметные количества ароматических углеводородов.

2. Нефти, легкие фракции которых в основном состоят из нафтеновых углеводородов с одним циклом в молекуле; обычно эти же фракции содержат и небольшое количество парафиновых углеводородов. Данные нефти содержат бензиновые фракции в среднем в меньших количествах, чем нефти, в которых указанные фракции состоят в основном из парафиновых углеводородов. Керосиновые фракции нефтей этого типа, как правило, также богаты нафтеновыми углеводородами. Растворенный в этих нефтях газ обычно сухой. Большие газовые шапки в пластах с нефтью описываемого типа нечастое явление (Анастасиевско-Троицкое месторождение). Бензиновые фракции этих нефтей содержат ничтожные количества ароматических

углеводородов. В более тяжелых фракциях нефтей этого типа ароматических углеводородов больше, чем в нефтях первого типа.

Высокоразветвленные парафиновые углеводороды присутствуют в нефтях в малых количествах. Но их количество заметно выше в бен-

зинах нефтей второго типа, чем в бензинах, богатых парафиновыми углеводородами. В нефтях и главным образом в их бензиновых фракциях высококоразветвленные парафиновые углеводороды чаще

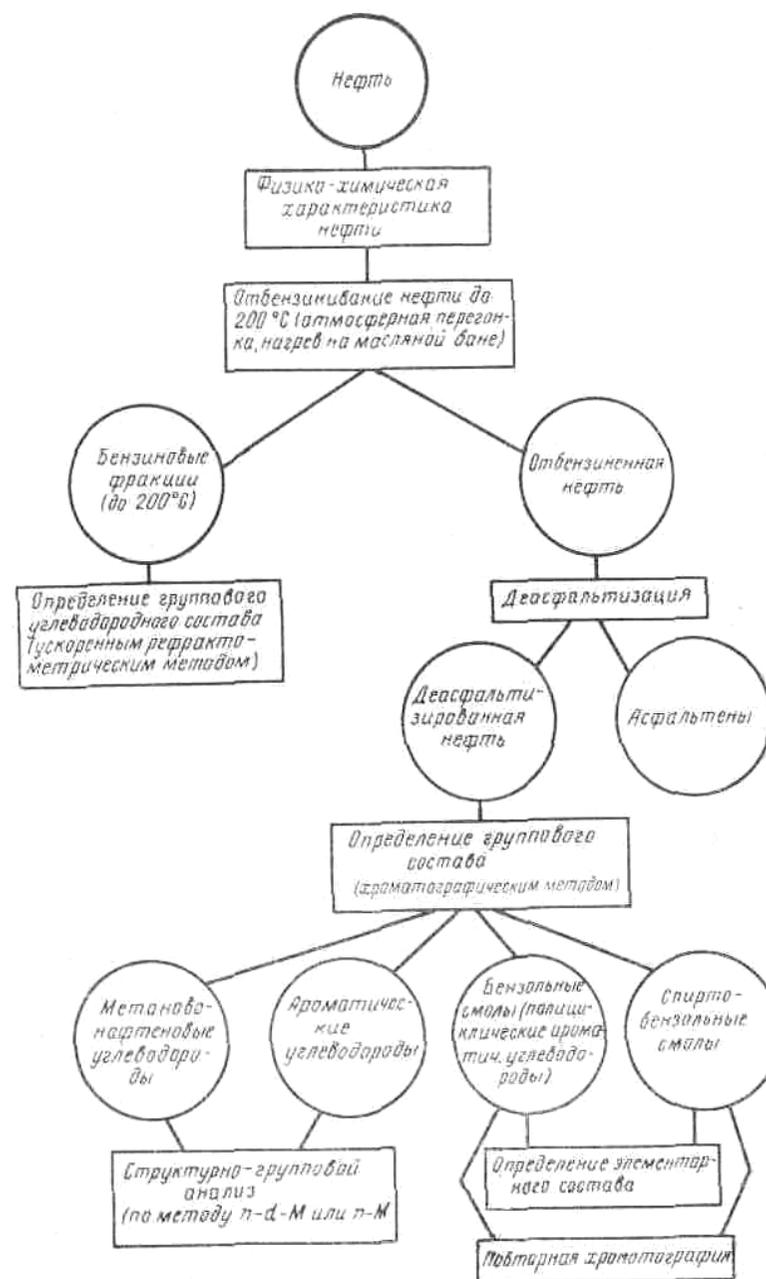


рис 19 Схема исследования нефтей ВНИГНИ.

сопутствуют нафтеновым углеводородам, чем парафиновым с нормальным строением (нефти из ордовика Прибалтики).

3. Нефти, наиболее легкие фракции которых образованы бициклическими нафтеновыми углеводородами; они начинают кипеть при очень высокой температуре, часто превышающей 200° С. В таких нефтях отсутствуют не только бензиновые фракции, но и часть керосиновых. В них содержится некоторое количество углеводородного газа, но горючая часть газа, как правило, состоит только из метана. Примером таких нефтей может служить ярегская нефть Ухтинского района. Описываемые нефти наряду с нафтеновыми углеводородами, имеющими главным образом бициклическое строение, содержат приблизительно 15% ароматических углеводородов. Нефти этого типа бывают малосмолистые (не содержащие парафина — Эмбенский район, содержащие его в больших количествах — Эм-бенский и Краснодарский районы) и высокосмолистые (Ухтинский, Сахалинский и Краснодарский районы, Молдавия). К этому типу могут быть отнесены и нефти южного Мангышлака (Узень, Жеты-бай и др.). Это высокопарафинистые (до 20%) бессернистые и малосмолистые нефти. Несмотря на небольшую плотность этих нефтей (плотность пластовой нефти не превышает $0,796 \text{ г/см}^3$), в них содержится мало растворенного газа (газовый фактор максимально $71 \text{ м}^3/\text{м}^3$), который состоит в основном из метана.

В связи с ростом добычи нефти в Волго-Уральской области, как отмечает А. С. Великовский, основное значение в Советском Союзе приобрели нефти первого тика, т. е. богатые в легких фракциях парафиновыми углеводородами; они отличаются значительным содержанием бензиновых фракций и сопровождаются значительными количествами газа (приблизительно $50—60 \text{ м}^3$ на 1 т нефти). К этому же типу относятся нефти, добываемые в Чечено-Ингушетии, в Дагестане, Западной Украине, и многие другие.

Нефти второго типа, богатые в легких фракциях моноциклическими нафтеновыми углеводородами, до открытия Волго-Уральской области преобладали. Они очень распространены на Апшеронском полуострове, в Туркмении и на Эмбе, а также на Сахалине.

Нефти третьего типа, в которых наиболее легкие фракции состоят из бициклических нафтеновых углеводородов, распространены менее широко, чем нефти двух первых типов; они встречаются в Кубано-Черноморской области, Эмбенском районе, на Ухте и в других районах Советского Союза. Обычно нефти этого типа приурочены к верхним продуктивным горизонтам месторождений.

Однако не все известные нефти могут быть классифицированы по трем описанным типам. А. Ф. Добрянский (1958) отмечает, что содержание нормальных парафиновых углеводородов по отношению к изомерам растет с падением плотности нефтей. Автор настоящей книги совместно с С. П. Максимовым, Н. Т. Туркельтаубом, А. А. Жуховецким, Т. А. Ботневой и Р. Г. Панкиной установил аналогич-

ную зависимость у попутных газов, сопровождающих такой ряд нефтей. А. И. Богомолов подчеркивает отсутствие нормальных парафиновых углеводородов в нафтеновых керосинах и обогащение последних изопарафиновыми представителями. А. Ф. Добрянский указывает на следующую особенность в составе нефтей: «В легких фракциях нефти количество гомологов бензола растет вместе с их молекулярным весом. Эта закономерность очень четко выражена во всех нефтях. Она показывает, что нет такой нефти, в которой количество бензола было бы выше количества толуола, а толуола выше, чем ксилола. Отношение между гомологами непостоянно, и только грубо можно говорить, что толуола в полтора раза больше, чем бензола, а ксилола в два раза больше, чем толуола. В то время как в пирогенных продуктах группа ксилола содержит совершенно незначительные количества этилбензола, в нефтяных ксилолах содержание этилбензола иногда достигает 15—20% от веса всех ксилолов. Кроме того, содержание метаксилола, хотя и выше других изомеров, но не достигает таких величин, как в продуктах пирогенного происхождения. Все свойства простейших ароматических углеводородов нефти, равно как и их количественные соотношения, ясно говорят против допущения высоких температур при образовании или превращении нефти».

Тот же автор отмечает, что в нефтях высокой плотности главная масса ароматических углеводородов концентрируется в высших фракциях, и поэтому распределение этих углеводородов по фракциям нефти неравномерно. Наоборот, в нефтях малой плотности ароматические углеводороды по всем фракциям распределены равномерно. Обычно наблюдается прямая связь между содержанием в нефти смолистых веществ и содержанием ароматических углеводородов в высших фракциях. А. С. Великовский отмечает, что если в нефти отмечается заметное количество парафина и церезина, то, как правило, в ней отсутствуют нафтеновые кислоты. Большое количество церезина и парафина содержится обычно в нефтях, бензины которых богаты парафиновыми углеводородами; нафтеновые кислоты обычны для нефтей, в которых бензины богаты нафтеновыми углеводородами. Описанными закономерностями безусловно не ограничиваются связи, существующие в нефтях между составляющими их химическими соединениями. Отмеченные особенности в составе нефти показывают, что ее нельзя рассматривать как некую механическую смесь в основном углеводородных соединений. Закономерности в составе нефти определяются условиями ее образования и преобразования в земной коре.

Например, В. А. Успенский (1964) выделяет ряд геохимических типов нефтей, каждый из которых отвечает разным этапам гипергенного преобразования нормальных нефтей первичной залежи. О. А. Радченко (1965) геохимические типы нефтей выделяет на основании структурных индексов дистиллятных фракций. Все нефти она подразделяет на три типа.

Н. Б. Вассоевич (1966) образование углеводородных скоплений разного состава связывает с разными геохимическими зонами, отвечающими стадиям литогенеза при прогрессирующем его развитии.

Образование нафтно-метановой нефти с большим количеством сухого и полусухого газа происходит по Н. Б. Вассоевичу в зоне протокатагенеза, в зоне мезокатагенеза образуются метановые нефти с повышенным содержанием твердого парафина, появляются и легкие ароматические углеводороды. Образование конденсатов связывается с зоной апокатагенеза.

На образование разных геохимических типов нефтей по Н. Б. Вассоевичу влияют факторы как гипергенеза, так и катагенеза.

Ряд исследователей (Н. А. Еременко, С. П. Максимов, Т. А. Бот-нева, Р. Г. Панкина) связывают появление разных генетических типов нефтей с циклами нефтегазообразования, каждый из которых характеризуется определенными особенностями образования нефтяных углеводородов, их скопления и дальнейшего существования в земной коре.

В заключение следует отметить, что исследованиями последних лет устанавливаются также определенные закономерности в изменениях состава природных углеводородных газов.

В. А. Соколов (1966) считает, что состав газов находится в прямой связи с глубинами его образования, в связи с чем он выделяет три типа газа. Первый тип — это газы глубоких впадин, где мощность осадочных толщ велика. Для газа этого типа характерно высокое содержание метана (в среднем 90% и выше), незначительное содержание тяжелых углеводородов и других газов. Примером служат газы Южно-Каспийской впадины.

Второй тип — это газы впадин, в которых толща осадочных пород не столь велика. Содержание метана здесь ниже, а тяжелых углеводородов выше, чем в газе предыдущего типа. Примером являются газы Западного Предкавказья и Днепровско-Донецкой впадины.

Третий тип — это газы древних осадочных толщ (пермь—девон), находящихся на платформах и их склонах и имеющих относительно небольшую мощность (до 2—3 км). Содержание метана здесь еще более снижается, а тяжелых углеводородов соответственно повышается. Для газа этого типа характерно также повышенное содержание азота. Примером могут служить газы Волго-Уральской области.

§ 1. ПОЛОЖЕНИЕ БИТУМОВ СРЕДИ ДРУГИХ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Нефть и горючий газ — природные горючие ископаемые. К этой же группе полезных ископаемых относят каменные и бурые угли, горючие и углистые сланцы, асфальт, озокерит, а иногда и серу. Горючие ископаемые называются также каустобиолитами. Слово «каустобиолит» составлено из греческих слов: «каусто» — горючий, «биос» — жизнь, «литос» — камень. Оно указывает не только на способность к горению, но и на органическое происхождение этих ископаемых. Положение каустобиолитов среди остальных горных пород изображено на схеме (рис. 20).

К каустобиолитам Г. Потонье относил горные породы, наиболее существенным признаком которых является содержание большого количества горючих органогенных материалов. Такое определение оказалось неудачным, так как способность к горению пород зависит не только от процентного содержания в них собственно горючих веществ, но и от способа сжигания пород. Г. Потонье полагал также, что общим для всех каустобиолитов является их генезис — происхождение, которое для всех типов каустобиолитов связано с органическим миром. Постепенно содержание термина «каустобиолиты» расширялось. К каустобиолитам стали относить все природные образования, которые генетически, т. е. по своему происхождению, образуют единый ряд с такими горючими ископаемыми, как нефть и уголь. К ним стали относить продукты глубокого преобразования угля и нефти, потерявшие способность к горению в обычных условиях, например графит. С несколько большим основанием включают в эту группу образования, представляющие собой переходную ступень в процессе превращения органического вещества в уголь или нефть. Наконец, сюда же примыкают и некоторые природные соединения явно неорганического происхождения, но близкие по своим физическим и химическим свойствам к типичным представителям каустобиолитов. До сих пор не существует общепринятой классификации горючих ископаемых, построенной на генетическом признаке — на общности исходных продуктов их образования и взаимном переходе из одного типа в другой. И. М. Губкин подразделял горючие ископаемые на

две основные группы: угли и битумы. Под битумами, следуя Г. Геферу, И. М. Губкин понимал природный горючий газ, нефти и такие твердые битумы, как асфальт и озокерит, которые генетически связаны с нефтью.

Многие исследователи предполагали, что нефть и природный газ образовались из сапропеля — гнилостного ила. Слово «сапрпель» образовано от греческих слов «сапрос» — гниющий и «пелос» — ил. Поэтому часто горючие ископаемые, происхождение которых связывали с органогенными илами (нефть, ее производные, газы), называли сапропелитами; тот же ряд горючих ископаемых обычно называют битумами.



Рис. 20. Положение горючих ископаемых среди горных пород.

Так как создать генетическую классификацию каустобиолитов трудно, широко распространены классификации, основанные на различиях физических свойств горючих ископаемых, где все они разделяются на три основные группы: газообразные, жидкие и твердые.

Н. А. Орлов и В. А. Успенский к битумам относили нефть и генетически связанные с пей каустобиолиты, обязательным свойством которых является растворимость в органических растворителях.

Довольно часто под битумами понимают рассеянные в породах продукты превращения органических остатков, растворяющиеся в различных органических растворителях. Наконец, существует техническое значение термина «битум» в дорожном и строительном деле.

Наибольшее распространение в нашей стране благодаря трудам И. М. Губкина получила классификация битумов Г. Гефера. В основу этой классификации положены физические свойства битумов. По этой классификации битумы подразделяются следующим образом.

I. Газы: 1) природный, или натуральный; 2) нефтяной, сопровождающий нефть.

II. Жидкие битумы: 1) нефть; 2) горный деготь, смолы, смоличный деготь, или мальта (вязкая жидкость).

III. Твердые битумы: 1) горный воск, или озокерит; 2) горная смола; 3) асфальт.

IV. Смеси битумов с другими веществами.

В последнее время были предприняты попытки создать классификацию каустобиолитов на основании их генетических взаимоотношений (Ю. А. Жемчужников, Ш. Ф. Мехтиев, В. А. Успенский и др.).

Генетическая классификация должна выражать родственные взаимосвязи и переходы между различными представителями каустобиолитов. Естественным показателем происхождения каустобиолитов является их химический состав. Поэтому пытались создать генетические классификации каустобиолитов по их элементарному составу. Примером может служить схема, разработанная А. Ф. Добрянским.

Элементарный состав горючих ископаемых А. Ф. Добрянский изображает на треугольной диаграмме. По сторонам треугольника откладывается в процентах содержание углерода, водорода и суммарное содержание кислорода, азота и серы. На рис. 21 изображена только та часть треугольника, на которой находятся точки, соответствующие элементарным анализам различных гумусовых и сапропелитовых минералов. Все точки располагаются на двух кривых, имеющих на значительном протяжении линейный характер. Левая кривая соответствует гумусовым ископаемым и в верхней части загибается влево, в сторону вершины треугольника, соответствующей чистому углероду. Правая кривая, сопроцелито-

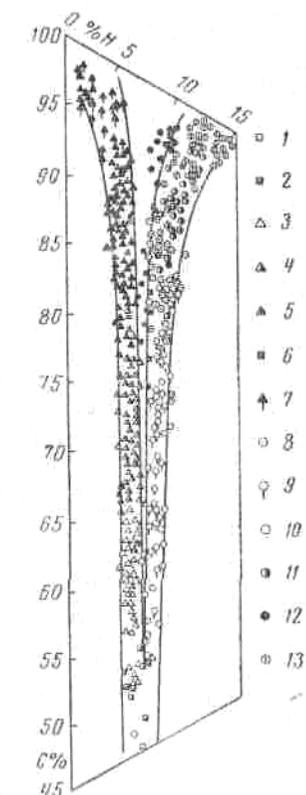


Рис. 21. Треугольная диаграмма превращения каустобиолитов (по А. Ф. Добрянскому).

1 — клетчатка; 2 — древесина; 3 — торф; 4 — бурый уголь; 5 — каменный уголь; 6 — смешанные угли; 7 — антрацит; 8 — сапропель; 9 — кероген сланцев; 10 — обсиасфальты; 11 — смолистые нефти; 12 — нефтеносные нефти; 13 — метановые нефти.

вая, в верхней части загибается вправо. Различия в элементарном составе каустобиолитов более четко выявляются на классификационной диаграмме Ван-Кревелена (рис. 22), введенной в геохимическую битуминологию К. Ф. Родионовой.

В соответствии с неодинаковым элементарным составом органическое вещество определенного (гумусового и сапропелевого) происхождения и в определенной степени метаморфизованное располагается на диаграмме в соответствующем поле.

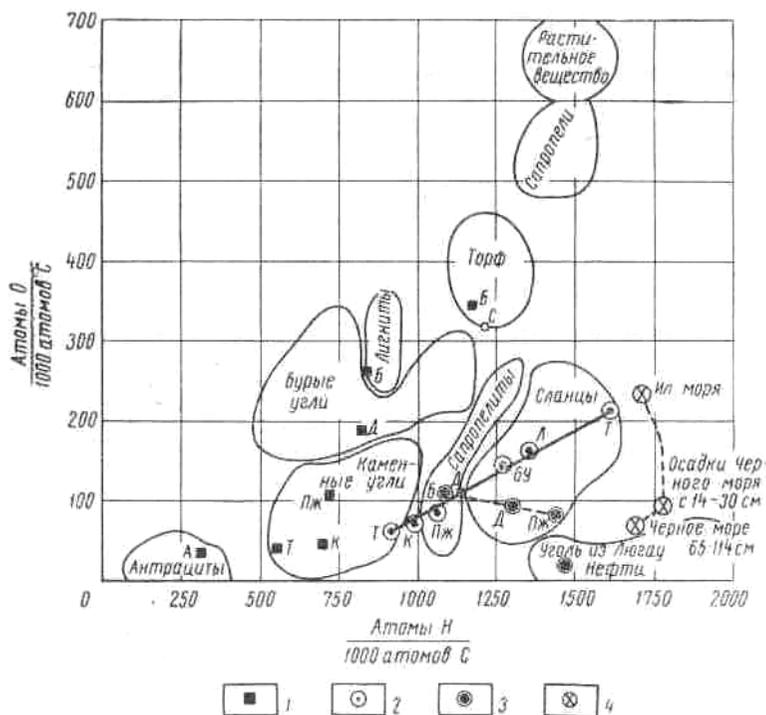


Рис. 22. Диаграмма Ван-Кревелена.

1 — угли; 2 — хлороформный экстракт битума А из углей гумусовых; 3 — хлороформный экстракт битума А из углей сапропелевых; 4 — илы И древние осадки в Черном море. Буквами на рисунке обозначены марки углей.

На диаграмму К. Ф. Родионова нанесла полученные ею данные об элементарном составе гумусовых и сапропелевых углей различных марок и хлороформных экстрактов из них, а также экстрактов и из современных и древних осадков Черного моря. Последним на диаграмме выделилось новое поле — морских осадков. По мнению К. Ф. Родионовой, направленность процессов преобразования органического вещества гумусового и сапропелевого происхождения в осадках неодинакова: в гумусовом органическом веществе при метаморфизме увеличение содержания углерода идет параллельно с уменьшением содержания водорода. В сапропелевом органическом веществе, наоборот, количество водорода при этом увеличивается. Генетическая классификация горючих ископаемых, особенно битум-

ного ряда, очевидно, не может быть построена на основе одного элементарного состава. Принципиальное отличие многих горючих ископаемых друг от друга заключается не только в их элементарном составе (он может быть и очень близким), а в построении молекул, в группировке атомов углерода и водорода, создающих качественное различие молекул. Пути образования таких молекул, сходных по количественному содержанию атомов углерода и водорода, по различным по строению, могут существенно различаться. Например, исследованиями С. М. Обрядчикова установлено, что углеводороды парафинового ряда нормального строения возникают при температуре более высокой, чем изомерные формы этого же ряда. Одна и та же количественная перегруппировка атомов углерода, водорода и кислорода может привести к образованию качественно различных соединений. В то же время в различной геологической обстановке возможно возникновение химически одинаковых соединений, а в геологически однородных условиях могут возникать соединения, резко отличающиеся как качественной, так и количественной группировкой атомов. Как пример генетической классификации каустобиолитов на основе наиболее широко распространенных представлений о геологических условиях их образования может быть приведена схема В. А. Успенского и О. А. Радченко (рис. 23). Схема состоит из двух ветвей: левой, отвечающей каустобиолитам угольного ряда, и правой, соответствующей горючим ископаемым нефтяного ряда.

В зависимости от характера исходного материала и фациальной обстановки, в которой он отлагался, образуются горючие ископаемые различных типов. В связи с этим «угольная» ветвь изображена в виде трех соприкасающихся друг с другом блоков, каждый из которых соответствует одному из типов угля. На параллельных блоках показаны стадии метаморфизма (в углехимическом понимании) углей: торфяная, буроугольная, каменноугольная. Нарастание интенсивности метаморфизма на схеме изображено в виде вертикального подъема ветви.

Процессы выветривания горючих ископаемых и соответствующие им продукты изображены в крайней левой части «угольной» ветви (по чисто конструктивным соображениям). В действительности выветриванию подвергаются в равной степени как гумусовые угли, так и сапропелита, причем характер явления принципиально одинаков. Правая ветвь схемы соответствует горючим ископаемым нефтяного ряда. Связь нефтей с определенными фациями морских отложений отражена на схеме в виде перехода от блока, отвечающего морским сапропелитовым образованиям. Блок, выступающий вперед, иллюстрирует образование газовых (и дистиллятных) скоплений. Соседний, выступающий вперед блок, соответствует минералам группы озокерита, характеризуя собой другую ветвь нефтяных дериватов, образующихся также в основном вследствие чисто физических про-



В этой схеме под битумами понимаются по существу все горючие ископаемые. Из сказанного видно, что в настоящее время еще не создана генетическая классификация каустобиолитов, которая достаточно четко отображала бы взаимосвязь между отдельными представителями горючих ископаемых, увязывала между собой их физико-химические свойства и правильно отражала особенности их возникновения и дальнейших превращений (выветривание, метаморфизм). Путь к созданию генетической классификации каустобиолитов вообще и нафтоидов в частности следует искать в детальном изучении химического состава этих веществ и в выявлении комплекса геохимических обстановок их возникновения и преобразования в природных условиях.

§ 2. МИНЕРАЛЫ БИТУМНОГО РЯДА (НАФТИДЫ)

В природе известна обширная группа минералов, тяготеющих по своим свойствам к битумам. Очень многие из этих минералов не имеют постоянного химического состава, а их физические свойства также варьируют довольно в широких пределах. Поэтому понятие «минерал» может быть распространено на такие вещества в известной мере условно. Генетическая взаимосвязь между минералами битумного ряда твердо не установлена. Было предложено несколько схем классификаций минералов битумного ряда. Наибольшей известностью пользовалась схема, предложенная Н. А. Орловым и В. А. Успенским. К заслугам упомянутых авторов следует отнести также первое систематическое описание минералов этой группы. Все последующие классификации в той или иной степени базируются на классификационной схеме и систематическом описании, предложенном Н. А. Орловым и В. А. Успенским.

Естественным развитием классификации Н. А. Орлова и В. А. Успенского является классификация, предложенная в 1952 г. В. А. Успенским и О. А. Радченко (рис. 25).

В 1964 г. В. А. Успенский, О. А. Радченко, Е. А. Глебовский и др. предложили новую схему генетической классификации битумов.

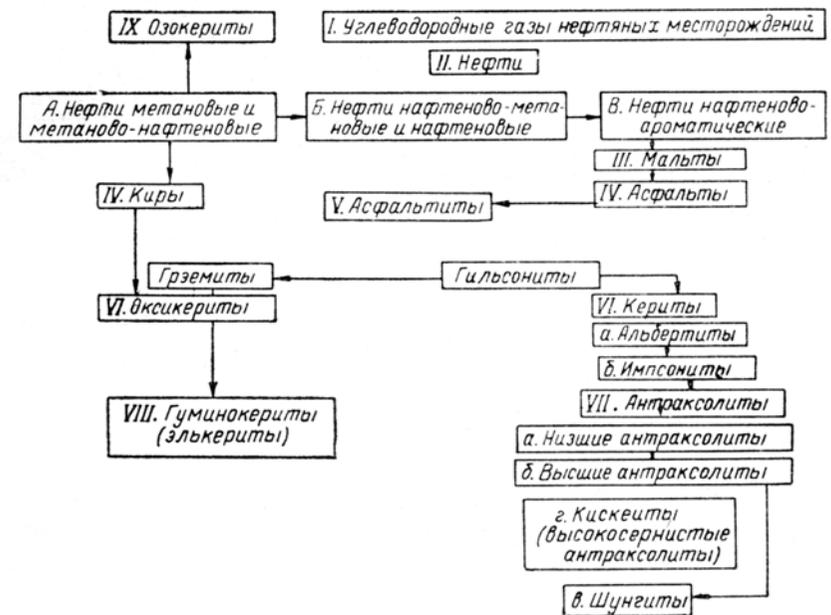


Рис. 25. Классификация битумов (по В. А. Успенскому и О. А. Радченко, 1952).

Нафтиды

I генетическая линия — битумы пластовой залежи — включает ряд от первичной газоконденсатной системы, через парафинистые нефти, смолистые нефти, асфальты, вплоть до гуминокеритовых продуктов выветривания асфальта в обнаженной залежи.

II генетическая линия — битумы естественных выходов — включает ряд от газов, грязевых вулканов и изливающихся по трещинам нефтей до различных кислых продуктов закиривания.

III генетическая линия — жильные битумы — включает в основном ряд от озокеритов и вязких жильных асфальтов до оксикеритов и гуминокеритов, образующихся на выходах обнаженных жил.

IV генетическая линия — фильтрованные нефти — включает ряд различных типов нефтей, совмещающих черты исходного состава и специфику фильтрационных изменений.

V генетическая линия — метаморфизованные нефти — включает небольшой ряд сравнительно однотипных нефтей, связанных с породами повышенной катагенной измененности и обладающих определенной совокупностью свойств.

Нафтоиды

I генетическая линия — нафтоиды — ряд недифференцированных, преимущественно высокосмолистых битумов, от газов и нефтеподобных жидкостей до антраколитов, стоящих на грани свободного углерода.

II генетическая линия — нафтоиды — ряд парафиновых минералов и их гипергенных производных, от чистых гатчетитов до элатеритов и альгаритов.

III генетическая линия — нафтоиды — ряд высокоциклических продуктов природного пиролиза, образующихся, по-видимому, в основном за счет гумусового материала.

Нафтидо-нафтоиды

I генетическая линия — природные коксы, образующиеся за счет пиролиза твердых битумов в условиях контактового метаморфизма.

II генетическая линия — контактово-измененные нефти пластовой залежи, подвергшиеся воздействию магматических интрузий.

Предложенная схема вряд ли может быть признана совершенной. Например, в начале классификации подчеркивается **не** генетический признак, а признак условий залегания (битумы пластовой залежи), в дальнейшем предпочтение отдается условиям преобразования иногда с весьма нечеткими признаками различий (например, V генетическая линия нафтидов и II генетическая линия нафтидо-нафтоидов). Несовершенство своей классификации чувствую и авторы. Они пишут: «При рассмотрении этих рядов нетрудно видеть многократную повторность некоторых классификационных групп, выделяемых в обычных химических классификациях». Объясняют они это несовершенством существующих средств диагностики. Вместе с тем повторяемость классификационных групп в различных рядах лишает возможности практически применять предложенную классификацию.

Весьма близки к минералогической классификации Н. А. Орлова и В. А. Успенского классификации, предложенные в 1954 г. В. Н. Муратовым и в 1955 г. В. А. Клубовым.

Приведенные ниже особенности отдельных минеральных групп битумов (нафтоидов) заимствованы из работы В. А. Клубова¹.

А. Класс нефтяных битумов

Подкласс I Продукты изменения нефтей с нафтеновым основанием (минералы асфальтового ряда)

Группа асфальтов. К этой группе относятся мальты и асфальты. Мальты — это густые вязкие черные нефти, пахнущие сероводородом, богатые кислородом и серой. Плотность около 1 г/см³.

¹ Справочник по геологии нефти, т. 1. Гостоптехиздат, 1960.

Характерной особенностью большинства мальт является высокое содержание серы (до 7—9%). Типичный представитель мальт — тринаскол — густая вязкая масса, добываемая на Тринидадском месторождении асфальта. Плотность тринаскола 0,96 г/см³, содержание серы 3%. Мальты встречаются совместно с асфальтом и нефтями в условиях поверхностного залегания последних (Тринидад, Бермуд, Мексика, Ухта, Азербайджан, Сахалин и др.) и связаны друг с другом постепенными переходами.

Асфальты — вязкие, слегка эластичные или твердые аморфные вещества высокого молекулярного веса, буро-черные или черные, с блестящим или матовым раковистым изломом. Плотность 1,07—1,09 г/см³. Плавятся при 90—100° С (не выше 100—110° С). Полностью растворяются в бензине и сероуглероде, частично или полностью в петролейном эфире. Асфальты представляют собой смеси из высших полициклических углеводородов и органических соединений, содержащих серу и кислород в различных количествах. Роль парафина во всех асфальтах ничтожна. Высокий молекулярный вес асфальтов и малозаметное различие физических и химических свойств отдельных представителей не позволяют выделить в ряду асфальтов вполне определенные минеральные виды. Представляется возможным различать по элементарному составу лишь две разновидности: бескислородные асфальты и оксиасфальты

Группа асфальтитов. Асфальтиты — твердые хрупкие жильные битумы (гильсониты и грагамиты), плавкие (плавятся со вспучиванием и заметным разложением в случае грагамитов), полностью растворимы во многих органических растворителях. С одной стороны, они граничат с мягкими пластичными битумами — асфальтами, отличаясь от них большей твердостью, хрупкостью и большей обогащенностью смолисто-асфальтовыми компонентами, с другой, — с углеобразными керитами. Помимо плавкости, грагамиты отличаются от гильсонитов элементарным составом (более высоким отношением С/Н), причем содержание углерода и водорода в них несколько меньше, чем в гильсонитах, особенно у невыветрелых разновидностей.

Группа керитов. Название кериты (бытовые наименования — жильные угли, нефтяные угли) применяется как собирательное для всех продуктов метаморфизма нефтяных минералов. По внешнему виду и физическим свойствам кериты похожи на каменные угли. От типичных нефтяных битумов они отличаются почти полной нерастворимостью в органических растворителях и неплавкостью. В группе керитов обычно выделяют альбертиты (низкие кериты) и импсониты (высшие кериты), которые по некоторым физическим и химическим свойствам совершенно идентичны, а по другим признакам обнаруживают последовательное нарастание изменения (плотность, выход бензольного кокса и др.) в ряду от самых молодых альбертитов к высшим импсонитам. Поэтому разграничение этих минералов

условно. В составе низких керитов присутствуют небольшие количества масел.

Подкласс II. Минералы, образующиеся в результате гипергенного изменения минералов подкласса I

Группа гуминокеритов¹ (оксикериты и гуминокериты). Для этой группы характерны минералы, испытавшие вторичную гумификацию.

Оксикериты — продукты окисления нефтей и нефтяных минералов в зоне гипергенеза. Сюда относятся нефтяные минералы, практически потерявшие способность растворяться в органических растворителях, но еще не приобретшие свойства гуминовых кислот растворяться в щелочах. Минералы группы пока не изучены.

Гуминокериты — продукты глубокого выветривания нефтяных минералов. Изучены они мало, хотя, по-видимому, широко распространены. Впервые описаны Хэкфордом под названием элькерита. Цвет гуминокеритов бурый, кофейно-бурый, темно-бурый; блеск матовый или отсутствует; излом (в массивных разностях) раковистый. Гуминокериты слегка растворимы в щелочи, они окрашивают ее раствор в кофейно-бурый цвет; по интенсивности окраски раствора можно судить о степени обогащенности гуминообразным веществом.

Подкласс III. Продукты изменения нефтей с парафиновым основанием (минералы парафинового ряда)

Н. А. Орлов и В. А. Успенский (1936) объединяют под названием парафинов обширную группу минералов. Для этого подкласса может быть дана лишь самая общая характеристика. Это твердые или полужидкие вещества, сложенные в основной части высшими парафинами с примесью больших или меньших количеств масляных

- и асфальтовых компонентов, придающих им жидкую консистенцию и темную окраску. Элементарный состав минералов парафинового ряда колеблется в значительных пределах. Для озокеритов он обычно приближается к $C \text{ — } 85\% \text{ и } H \text{ — } 15\%$ что отвечает формуле $C_{n}H_{2n+2}$ (углеводороды от C_{10} до C_{30}). К этому же подклассу относят малоизученные группы хризматита, гатчетита, нэпалита, элатерита и пирописсита (Н. А. Орлов и В. А. Успенский, 1936).

Группа озокерита. Озокериты — воскообразные вещества, консистенция их от мазеобразной до твердой. По виду, запаху и консистенции, особенно после очистки, они напоминают пчелиный воск, поэтому часто называются горным или минеральным воском. Цвет озокеритов меняется от светло-желтого и зеленовато-желтого до

¹ Описание группы заимствовано у В. Н. Муратова (1954).

темно-коричневого и черного при большой примеси смолисто-асфальтовых компонентов; озокериты слегка просвечивают в тонких пластинках. Запах ароматический или специфически нефтяной. Мазеобразные разновидности обладают высокой пластичностью; твердые озокериты хрупкие, легко растираются в порошок. Излом от раковистого, крючковатого до зернистого; блеск матовый, жирный. Плотность (при 20° С) 0,845—0,930 г/см³, а промышленно ценных сортов — 0,930—0,940 г/см³. Температура плавления твердых разновидностей 85—100° С, обычных сортов 75—89° С, промышленно малоценных до 50° С. Озокерит легко воспламеняется и горит ярким коптящим пламенем, при этом он быстро расплавляется; температура вспышки около 220° С. Озокерит хорошо растворяется в органических растворителях (бензине, бензоле, скипидаре и сероуглероде), труднее в эфире и этиловом спирте.

Озокерит представляет собой смесь высших парафиновых углеводородов нормального строения и изостроения (молекулярный вес 477—548), т. е. парафинов и церезинов, образующих в нем кристаллический комплекс; второстепенные компоненты представлены маслами, смолами и асфальтенами. Асфальтено-смолистые примеси отражаются на свойствах природных озокеритов, они придают последним темный цвет, мазеобразную консистенцию и т. д.

Группа природных парафинов. В эту группу условно объединены озокеритоподобные минералы, по-видимому, весьма разнообразного генезиса, общей чертой которых является близость их химического состава (иногда предполагаемая по физическим свойствам) к парафинам или озокеритам, и частично продукты выветривания последних. Описаны Н. А. Орловыми и В. А. Успенским (1936). К этой группе отнесены хризматиты, нэпалиты, пирописситы, парафиновая грязь.

Подкласс IV. Продукты выветривания минералов парафинового ряда

Группа хорсанных озокеритов. Хорсанные озокериты представляют собой озокеритовые руды, потерявшие способность отдавать битум при выварке в воде. Это малоизученные продукты физического и химического выветривания озокеритов с недостаточно выясненными условиями генезиса. На первых этапах выветривания озокерит темнеет, температура его плавления повышается, температура капле-падения понижается, плотность увеличивается, относительно падает содержание кислорода.

Группа альгаритов¹. Название предложено Хэкфордом, впервые описавшим их в Калифорнии. По химическому составу — это своеобразные углеводно-белковые вещества, встречающиеся в месторождениях парафинистых нефтей и озокеритов. Генезис альгаритов

¹ Описание группы заимствовано у В. Н. Муратова (1954).

недостаточно ясен. По-видимому, основная масса их является продуктом выветривания нефтяных производных, возникающих как побочные образования при гумификации. Во многих местах (Фергана, Минусинская котловина, восточные Карпаты) альгариты отмечены как парагенетический спутник озокерита или близкие к озокериту образования.

Характерные диагностические признаки альгаритов — их форма (землистые корочки, студенистые желатинообразные массы) и растворимость в воде, которая проявляется в липкости, возникающей при смачивании образца водой, в набухании в виде желатинообразной массы.

Б. Класс антраксолитов¹

К классу антраксолитов относятся продукты метаморфизма (высшей карбонизации) минералов асфальтового ряда, полностью утрачившие в процессе превращения основные свойства нефтяных минералов — растворимость в органических растворителях, плавкость, люминесцентное свечение. По внешнему виду и свойствам они почти не отличимы от ископаемых углей (тощих антрацитов), но примыкают к нефтяным битумам по генетическим признакам.

Под названием антраксолитов выделяются антрацитоподобные неплавкие и нерастворимые в органических растворителях разности, занимающие крайнее положение в ряду метаморфизма битумов.

Содержание углерода в антраксолитах превышает обычно 90%, а водорода — менее 5%. При нагревании антраксолиты не образуют жидких продуктов дистилляции.

В свежем состоянии антраксолиты представляют собой твердую однородную массу с блестящим раковистым изломом, не изменяющуюся заметно при нагревании и выгорающую медленно, без пламени. Органические растворители и водные щелочи не окрашиваются при нагревании. Условия нахождения антраксолитов резко отличны от нормальных условий нахождения нефтяных битумов. Районы распространения антраксолитов, как правило, не связаны с нефтеносными территориями и характеризуются проявлениями магматизма, а также нередко высокой метаморфизацией вмещающих пород. Масштабы проявлений антраксолитов обычно очень незначительны и форма включений жильная.

В классе антраксолитов выделяются низшие антраксолиты, антраксолиты средней степени метаморфизма, высшие антраксолиты (шунгиты).

Низшие антраксолиты твердые, черные, с блестящим раковистым изломом. Твердость по Моосу 2—3. Плотность 1,3—1,4 г/см³. Содержание водорода 3—5%, углерода от 88—90 до 92—93%. Встре-

¹ Описание класса дается по В. А. Успенскому, О. А. Радченко и др. (1964).

чаются обычно в связи с изверженными породами и минеральными жилами гидротермального генезиса.

Антраксолиты средней степени метаморфизма твердые, черные, с блестящим раковистым изломом. Твердость по Моосу 3—4. Плотность 1,4—1,7 г/см³. Содержание водорода 1—3%, углерода в мало-сернистых разностях 93—97%. Встречаются в связи с изверженными породами или в гидротермальных жилах совместно с различными жильными минералами (кварцем, кальцитом и др.).

Высшие антраксолиты (шунгиты) твердые, черные, с блестящим раковистым изломом. Твердость по Моосу 3—4. Плотность 1,8—2,0 г/см³. Электропроводные. Содержание водорода менее 1%, углерода 96—99%. Встречаются обычно в связи с изверженными породами в древних отложениях, несущих следы высокого метаморфизма (регионального).

§ 3. РАССЕЯННЫЕ (ДИСПЕРСНЫЕ) БИТУМЫ В ГОРНЫХ ПОРОДАХ

При исследовании органических веществ, рассеянных в породе, под битумами понимают ту часть веществ, которая растворима в органических растворителях. П. Б. Вассоевич предлагает именовать такие битумы не рассеянными, а дисперсными. Первый термин указывает на процесс рассеивания, которого в природе могло и не происходить, в то время как второй указывает лишь на фактическое состояние битумов в породе. С этой точки зрения термин, предложенный Н. Б. Вассоевичем, удачнее.

Битум, извлекаемый из измельченной породы органическими растворителями без кислотной обработки последней, получил название свободного битума или битума А. Вещества, получаемые из породы дополнительно после ее кислотной обработки (10%-ной HCl), называются битумом С.

Термин дисперсные битумы Н. Б. Вассоевич в недавнее время заменил термином битумоиды, что в переводе означает битумоподобные. В. А. Успенский и О. А. Радченко предложили термин битумогены. Термин битумоиды (в аналитическом смысле) применяется многими геологами-геохимиками и введен В. А. Успенским в «Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород» («Недра», 1966), однако в большей части битуминологических лабораторий СССР применяют термин битумы (в аналитическом смысле) или битуминозные вещества (в генетическом смысле); последний используется и во ВНИГНП.

В настоящее время дисперсные рассеянные битумы обнаружены почти во всех отложениях — от современных осадков до докембрийских отложений включительно. Они находятся в различных литологических разностях — от современных илов до метаморфических и изверженных пород. Несмотря на в общем низкое содержание дисперсных битумов в породах, их общая масса в осадочных породах

Таблица 22

Элементарный состав сингенетического битума А (хлороформный экстракт) из пород различного возраста, %

Место взятия образца	Характер образца	C	H	$\frac{C}{H}$	S	N	O	$\frac{C}{H+N+S}$	$\frac{C}{O+N+S}$	Литология, чл/см ²	Возраст
Дарго	Битум из песчаника	84,56	10,88	7,77	4,03	Следы	5,52	7,1	—	0,0835	Средний миоцен
Элистанки	Битум из глины	85,32	10,78	7,91	4,24	То же	2,65	7,09	—	0,9920	Олигоцен
Арсув	Битум из известняка	83,91	11,77	7,12	—	4,32	—	—	—	—	Нижний мел
Молевская впадина, скв. 8	Битум из доломита	76,46	10,41	7,3	3,52	2,69	6,92	—	5,82	—	Пермь
Мелекесская опорная скважина	Битум из глины углистой	77,03	6,53	11,7	4,42	1,29	13,73	—	4,66	—	Бобринковский горнозонт
То же	Сланец кремнисто-глинистый	76,54	9,25	8,27	4,27	2,93	7,01	—	5,31	—	Домашняк

по Н. Б. Вассоевичу составляет $n \cdot 10^{13}$ т. Общее содержание органического вещества в породах земной коры составляет по Викману (1956) $6 \cdot 10^{16}$ т. Иногда встречаются породы, содержащие несколько процентов дисперсных битумов (по весу). Характерным примером таких региональных битуминозных пород, содержащих битум в дисперсном состоянии, являются куккерские сланцы силурийского возраста, развитые вдоль южного побережья Финского залива, а также мергели доманиковой фации девона Урало-Поволжья.

Для характеристики дисперсных битумов часто используют элементарный состав, коэффициенты (компонентный) состав. В дисперсных битумах А и С, так же как и в нефтях, основную роль играют углерод и водород. Кроме того, в них, как правило, встречаются кислород, азот и сера. В табл. 22 и 25 представлен элементарный состав битумов различных районов СССР. Элементарный состав битума А зависит от характера растворителей, применяемых для его извлечения. Н. М. Страхов и К. Ф. Родионова отмечают, что с уменьшением

числа растворителей и выключением наиболее сильно действующих из них общее количество битума резко убывает, битумы из пород разного петрографического типа становятся все более сходными друг с другом, общая восстановленность их растет.

Выявить индивидуальные химические соединения, входящие в состав дисперсных рассеянных битумов, чрезвычайно трудно. Это объясняется не только сложностью химического анализа их, но и трудностью извлечения из пород достаточного количества дисперсных битумов. Для характеристики последних очень часто прибегают к групповому компонентному анализу, выделяя в битумах три основные группы веществ: масла, смолы и асфальтены.

Расширенная схема битуминологических исследований осадочных пород, предложенная битумной лабораторией ВНИГНИ¹ и принятая на Всесоюзном методическом семинаре по лабораторным работам в 1964 г. в Ленинграде, представлена на рис. 26.

К. Ф. Родионова (1967) приводит геохимические показатели, позволяющие, по ее мнению, отличать сингенетичное органическое вещество от смешанного, включающего примесь вторичного (аллохтонного) битума. Основным показателем К. Ф. Родионова считает групповой состав органического вещества (соотношение битуминозных и небитуминозных компонентов) и обращает особое внимание на содержание хлороформенного экстракта и нем (табл. 23).

Таблица 23

Среднее содержание битуминозных компонентов в дисперсном органическом веществе терригенных и карбонатных пород палеозоя Волго-Уральской области, % (по К. Ф. Родионовой)

Геологический возраст	Породы	Число образцов	Сумма битуминозных компонентов	Число образцов	Количество хлороформенного экстракта
Пермский	Терригентше	19	7,68	19	2,15
Каменноугольный Левонский Пермский Каменноугольный Девонский	»	181	7,68	222	1,56
	»	501	10,07	601	2,80
	Карбонатные	26	18,94	26	5,00
	»	44	15,52	60	6,24
	»	287	17,66	407	6,98
Среднее	Терригенные	781	9,47	843	2,46
	Карбонатные	357	17,58	493	6,79

¹ Основные методы битуминологических анализов и их интерпретация приведены в книге «Руководство по анализу «битумов» и рассеянного органического вещества горных пород» («Недра», 1966), а также в книге К. Ф. Родионовой «Геохимия рассеянного органического вещества и нефтематеринские породы девонских, отложений Волго-Уральской нефтегазоносной области» (Труды ВНИГНИ. Изд-во «Недра», 1967).

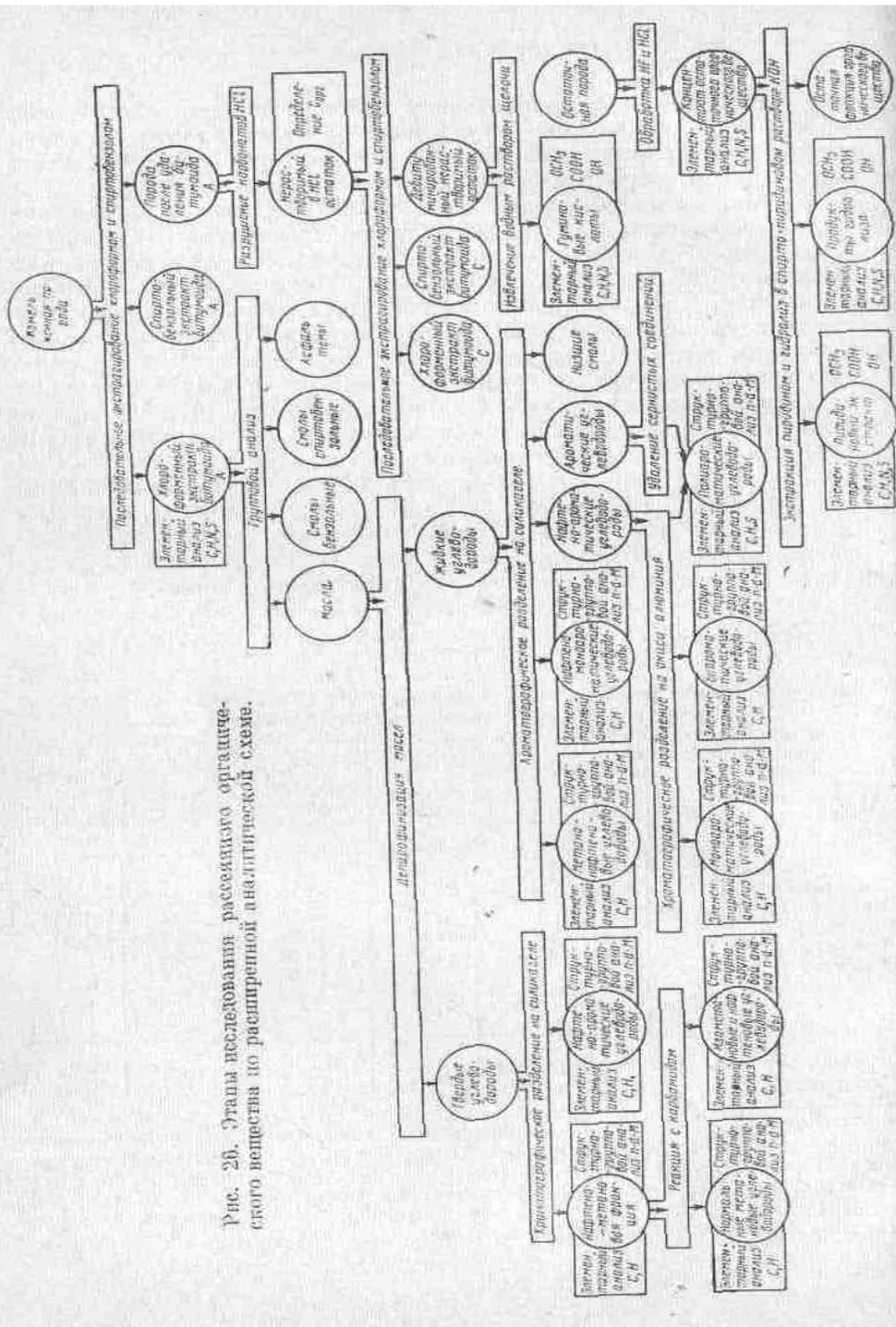


Рис. 26. Этапы исследования рассеянного органического вещества по расширенной аналитической схеме.

На треугольной диаграмме группового состава органического вещества, предложенной ею, по левой стороне откладывается процентное содержание нейтрального битума (хлороформенного экстракта битума А) в органическом веществе, на правой стороне треугольника — процент кислого битума (битум С в сумме со спирто-бензольным экстрактом битума А), в основании треугольника наносится остаточное органическое вещество (углистый остаток) в сумме с гуминовыми кислотами. Точки, соответствующие сингенетичному органическому веществу терригенных пород, располагаются в левом (нижнем) углу диаграммы, органическое вещество с преобладанием вторичного битума занимает верхнюю часть диаграммы, органическое вещество терригенных пород с примесью вторичного битума, так же как и сингенетичное органическое вещество карбонатных пород, занимает среднюю часть диаграммы. Кроме того, К. Ф. Родионова рекомендует использовать отношение кислого битума к нейтральному (коэффициент К/Н, табл. 24), элементарный состав хлороформенного экстракта, содержание в нем масляной фракции, а для палеозойских отложений и содержание асфальтенов и отношение количества масел к асфальтенам; особенно важно содержание углеродов в органическом веществе (табл. 25).

Таблица 24
Среднее значение отношения кислого битума к нейтральному К/Н (по К. Ф. Родионовой)

Порода и часть разреза девона юго-восточного склона Татарского свода	К/Н	Порода и часть разреза девона юго-восточного склона Татарского свода	К/Н
Аргиллиты нижней части кыновского горизонта	6,5	Средняя карбонатно-глинистая толща староос-кольского горизонта	1,0—3,3
Нефтесодержащие песчаники пласта Дг пашийского горизонта		0.004-0.006	Современные осадки Черного моря
		Бурый гумусовый уголь j	6,0

Необходимо подходить очень осторожно к вопросу о возможности химическим путем отличить сингенетичный битум от вторичного (аллохтонного) или тем более от смешанного. Органическое вещество осадочных пород не является их постоянной неизменяемой частью. Изменения органического вещества во времени связаны с диагенезом и эпигенезом осадочных толщ. Меняется и химический состав органического вещества пород и входящих в его состав битумов. Направление и глубина превращений зависят от конкретной геологической и геохимической обстановки. Образование масляных компонентов битумов (сингенетичных) может привести к ложному заключению о появлении в породах смешанного или даже вторичного (аллохтонного) битума. Растворы битумов в хлороформе и других растворителях люминесцируют. Характер люминесценции тот же,

Таблица 25

Состав битуминозных веществ девонских отложений
Волго-Уральской области (по К. Ф. Родионовой)

Часть разреза	Порода	Компонентный состав битума А хлороформенного			Элементарный состав битума А хлороформенного				Углеводороды в органическом веществе, %
		Масляная фракция, %	Асфальтены, %	Отношение масел к асфальтенам	С, %	Н, %	Отношение		
							C/H	O+N+S	
Сингенетичные (автохтонные)									
Терригенный Девон Карбонатный левон	Аргиллиты	19,21	39,0	0,49	75,23	8,31	9,05	4,6	0,51—1,5
	Аргиллиты	28,0	29,16	0,96	80,83	8,75	9,21	7,4	0,83—2,4
Вторичные (аллохтошше)									
Терригенный Девон	Песчаники	59-74	9-2	5,5-37,0	81-88	11-12	7,36-7,0	10.1-43.0	2-50

что и у соответствующих растворов нефти. Максимум на спектре люминесценции хлороформенного экстракта располагается в пределах длин волн 400—460 мкм. Наиболее детально изучена масляная фракция битумов. В ней установлены углеводороды, относящиеся к тем же группам, что и углеводороды нефти. Процентное содержание углеводородов в маслах битумов колеблется в довольно широких пределах — от 40% для песчано-алевритовых пород до 80% для мергелей доманиковой фации Волго-Уральской области. Некоторое представление об общем содержании углеводородов и их групп в маслах битумов можно получить из табл. 25 и 26.

Проведенными во ВНИГНИ исследованиями К. Ф. Родионовой, Ю. И. Корчагиной и В. В. Ильинской (1963) в значительной мере установлен химический состав нафтено-ароматических фракций масел рассеянных битумов. В своих экспериментах упомянутые авторы производили хроматографическое разделение масел на активированном силикагеле. Для вытеснения отдельных фракций применялись петролейный эфир, бензол и спирто-бензол. Петролевым эфиром отбирались три фракции: 1) метано-нафтеновая; 2) нафтено-ароматическая первая и 3) нафтено-ароматическая вторая. В первой нафтено-ароматической фракции установлены углеводороды гибридного строения с одним ароматическим и одним или двумя нафтеновыми пятичленными или шестичленными циклами, с относительно короткими

§ 3. Рассеянные (дисперсные) битумы в горных породах
Среднее содержание дисперсных углеводородов в толще карбона
Волго-Уральской области (рассчитанное К. Ф. Родионовой по данным
компонентного и хроматографического анализов)

Порода	Число образцов	Органическое вещество, %	Хлороформенный экстракт битума А, %	Масла, %	Углеводороды, %				Углеводороды в 2 г на 1 м ³ породы
					В маслах	В хлороформенном экстракте	В граничном веществе	В породе	
Песчаники	4	1,53	0,056	47,40	70,40	33,22	1,05	0,017	380
Алевриты	49	3,40	0,072	31,16	71,71	21,30	0,46	0,014	323
Аргиллиты	127	3,03	0,062	41,65	15,02	30,61	0,68	0,019	445
Алевриты углистые	1	5,12	0,060	37,78	71,50	27,73	0,324	0,0166	381
Глины известковистые	3	3,38	0,145	39,26	70,48	27,93	1,47	0,052	1,205
Сланцы	1	29,43	1,990	52,06	57,06	29,98	2,03	0,597	13,731
Мергели	11	2,07	0,156	42,38	77,06	34,42	2,39	0,062	1,499
Доломиты	2	0,36	0,027	31,12	74,50	17,92	1,20	0,004	100
Известняки глинистые	9	1,09	0,056	45,83	78,67	33,81	1,99	0,023	521
Известняки	10	1,06	0,036	37,39	78,26	29,11	1,42	0,015	369
Глины углистые	4	21,34	0,716	47,51	74,59	36,53	1,34	0,192	4,422
Сланцы углистые	5	13,38	0,205	30,87	69,90	21,02	0,29	0,039	910
Уголь	3	70,08	0,078	31,39	73,60	24,68	0,34	0,130	2,982

боковыми цепями (табл. 27). Во второй нафтено-ароматической фракции выявлено присутствие сложной смеси конденсированных циклопарафинов и нафтено-ароматических углеводородов (табл. 27).

Наличие углеводородов в битумах подтверждается и инфракрасной спектроскопией. В этой области следует отметить работы Е. А. Глебовской. В инфракрасной части спектра нефти или рассеянного битума обнаруживаются сложные спектры с полосами поглощения, характерными для отдельных структурных групп в молекуле. Наибольшую эффективность этот метод может дать в комбинации с изучением группового углеводородного состава при разделении на узкие фракции. На рис. 27 и 28 приведены спектры пропускания в инфракрасной области для нефти и рассеянного битума.

В отдельных случаях современными методами исследования в битумах удается установить и некоторые индивидуальные углеводороды. Например, А. А. Ильина, изучая спектры люминесценции битумов, установила присутствие в некоторых из них пятиядерного ароматического углеводорода — перилена — и даже более конденсированных полициклических углеводородов (коронен, бензперилен

Физико-химическая характеристика нафтенно-ароматическ (по К. Ф. Родионовой, Ю. И. Кор

Геологический возраст	Площадь	Порода	D ¹⁰⁰	u	пБ°	Кольцевой	
						»»»	»»»
Первая							
Доманиковский горизонт	Дмитриевская	Мергель и известняк	0.9497	270	1,5353	2,36	1,21
То же	Никулино	Известняк	0.9364	287	1,5190	2,56	0,99
Малиновский надгоризонт	Коханы	Глина алевритовая	1.0004	254	1,5612	3,25	1,49
Вторая							
Впзейский ярус	»	Алевролит'	1,0021	212	1.6007	2,60	2,20
Доманиковский горизонт	»	Известняк	1,0350	259	1,5890	3,73	1,87
Мендымский горизонт	»	Мергель	1,0483	230	1,6140	3,45	2,37

Рис. 27. Спектры пропускания масел из нефти (третичные отложения, хадумский горизонт), инфра-красная область (по Е. Б. Проскуряковой).

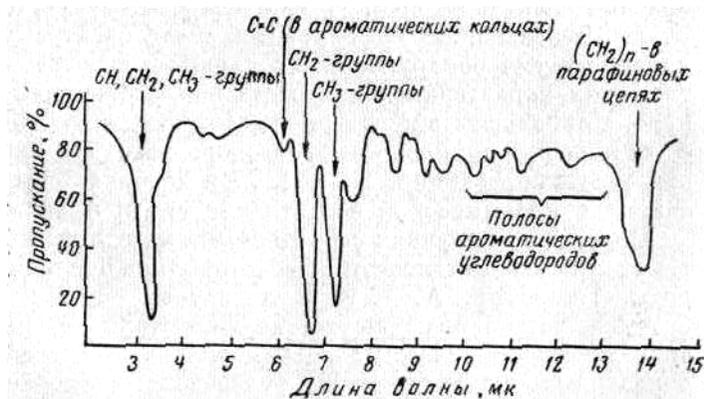


Таблица 27

ой фракции углеводородов из масел рассеянных битумов чагиной, В. В. Ильинской, 1963)

состав методом d=M		Элементарный состав		Значение в формуле гомологического ряда		Возможный тип углеводородов	Модель
К	Я	С	Я	n	x		
1,15	7	86,66	12,18	19,5	-6,11	Производные тетралина	
1,57	8	86,18	11,97	20,6	-7,1		
1,76	3	85,78	10,97	18,15	-8,66	Производные тетралина фенплафтены тетрациклические	
ув. сл. kin	1	86,24	9,88	15,2	-9,68	Производные флюорена	
1,86	2	84,18	10,02	18,2	-10,60	Дифенил-нафтены тетрациклические	
1,08	1	84,55	9,09	16,3	-11,90	Производные диметил-антрацена	

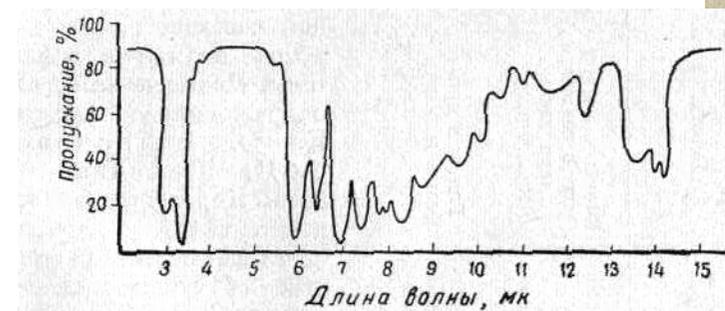


Рис. 28. Спектр пропускания образца битума из глин карбона (по Е. Б. Проскуряковой).

Таблица 28

Физико-химическая характеристика «чистых» асфальтенов рассеянного сингенетического органического вещества среднекавказских отложений Волго-Уральской области (по К. Ф. Родионовой, Е. П. Пишениной, Ю. М. Королеву, 1963)

Порода	Количество образцов	Элементарный состав, %					Атомное соотношение	Молекулярный вес	Эмпирическая формула	Формула гомологического ряда
		C	H	S	N	O				
Глины и алевролиты (в основном алевролиты) Известняки	13	79,05	6,49	1,45	(N+O) 13,01	12,1	0,9	1134	$C_{75}H_{73,6}S_{0,5}$	$C_nH_{2n} - 76,4$
	3	77,80	7,50	5,67	4,47	10,3	1,1	1605	$C_{104}H_{120}O_{7,6}S_{2,9}N_{1,7}$	$CH_{2n} - 88$
Глины с примесью известняков и песчаников	28	77,82	7,86	4,93	4,13	9,9	1,1	1973	$C_{128}H_{155}O_{10}S_3N_{1,6}$	$C_nH_{2n} - 101$

и др.). Приведенные на рис. 29 спектры люминесценции упомянутых циклических углеводородов сняты при температуре 196° С в н-гексановых растворах. При обычных температурах спектры получаются расплывчатыми и не поддаются расшифровке.

Н. В. Майнштейн (1959) указывает на наличие в маслах битумов из созренных осадков и почв алкилбензолов, нафталина, фенантрена, пирена, грифинилена, хризена, флюорена, бензантрацена, бензпирена и коронена.

Методом электрографии также удается изучить некоторые углеводороды, содержащиеся в битумах. На рис. 30 приведена электрограмма нормального парафина, выделенного из битума, который получен из отложений карбона Днепровско-Донецкой впадины.

Наиболее слабоизученной составной частью битумов являются асфальены. Новые данные в этом направлении получены К. Ф. Родионовой, Е. П. Пишениной и Ю. М. Королевым (табл. 28 и 29).

Асфальтены рассеянных битумов представляют собой сложную смесь нейтральных полициклических ароматиче-

ских соединений различной степени конденсированности с примесью карбоновых кислот и фенолов до 5—12%. Подтверждается наличие в асфальтенах Костиковых связей, содержащих серу.

Большая часть углерода, содержащегося в рассеянном состоянии в породах, не входит в состав битума. Это иллюстрируется цифрами, приведенными в табл. 30. Наблюдается следующее среднее содержание органического углерода в стратифере по типам пород (в кг на 1 л породы):

- Глинистые породы . . . 16—20
- Алевритовые » . . . 8—10
- Песчаные » . . . 4—5
- Карбонатные » . . . 4—5
- Среднее для всех типов пород 10—12,5

Для полного представления о составе органического вещества, содержащегося в породах, необходимо изучать не только его битумную часть, а весь объем. К сожалению, методы исследований в этом отношении крайне ограничены; по существу определяются лишь общий органический углерод, азот и гуминовые вещества. Попытка использовать такие определения для геохимических выводов была сделана еще в 1926—1927 гг. А. Д. Архангельским, затем П. Траском

Таблица 29

Состав «чистых» асфальтенов сингенетического органического вещества среднекавказских отложений Волго-Уральской области (усредненные данные по К. Ф. Родионовой, Е. П. Пишениной, Ю. М. Королеву, 1963)

Геологический возраст	Порода	Число усредненных проб	Омываемые компоненты, %				Неомываемые компоненты				Сумма компонентов, %					
			карбоновые кислоты		фенолы		растворимые в петролейном эфире, %		нерастворимые в петролейном эфире (по остатку)		оциклических		аретицированных		неаретицированных	
			растворимые в 3%-ном растворе $NaHCO_3$	растворимые в KOH в этроловом растворе	KOH	растворимые в 10%-ном растворе $NaOH$	«свирт»	углеродистый	фенольный	бензолный	цикло-бензолный	аретицированных	неаретицированных	оциклических	аретицированных	неаретицированных
Визейский ярус Девон	Глинистая Карбонатная	3	1,96	5,64	2,53	4,03	0,99	0,14	0,65	4,23	80,81	10,13	1,02	2,03	86,81	
			0,42	1,90	4,03	4,03	1,45	0,15	0,39	1,37	93,16	3,54	1,45	3,12	93,16	

в США и впоследствии многими другими исследователями. Наиболее часто в этих случаях используется коэффициент G/N, который для органического вещества осадочных пород колеблется



Рис. 29. Спектры люминесцентных фракций ароматических углеводородов масел, выделенных из битумов глин (по А. А. Ильиной)

а — верхнего Майкопа, скважины Северо-Асфальтовой площади; б — бобринского горизонта, скважины Зимовской площади; в — бобринского горизонта Горючкинской площади.

"5^-

Таблица 30

Содержание органического углерода и битума, извлеченного хлороформом, в породах третичного возраста Северо-Восточного Кавказа, %

Возраст	Порода	Гуминовые вещества	Органический С до экстракции	Органический С после экстракции	Битумы	Место взятия образца
Средний миоцен	Глина	0,0	0,35	0,30	0,06	Яман-Су
То же	Песчаник	0,62	1,57	0,95	0,83	То же
	Глина	2,93	3,09	3,05	0,07	»
Олигоцен	Мелгель	0,0	2,06	1,61	0,66	»
Нижний плиоцен	»	0,0	0,073	0,07	0,003	Аджи-Акх
Эоцен	»	0,0	0,073	0,07	0,004	Элистатки

к довольно широких пределах (от 8 до 230) и не дает возможности выявить четкую закономерность (в связи с отсутствием точных методов определения азота в породах). И. А. Юркевич для характеристики органического вещества пород предложил использовать окисляемость растворов окислителей. П. Ф. Андреев в этих же целях рекомендует использовать определение выхода «летучего» углерода (при 550° С в течение 30 мин в атмосфере азота), сравнительную окисляемость (1н раствором $KMnO_4$) и определение содержания карбоксильных групп (при помощи уксуснокислого кальция). Испытание метода определения «летучего» углерода в породах, проведенное О. П. Четвериковой в битуминологической лаборатории ВНИГНИ, показало, однако, отсутствие воспроизводимости данных анализа. В последние годы предпринимаются попытки изучения органического вещества пород, выделенного путем растворения и удаления неорганической части пород. Такие исследования проводятся в битуминологической лаборатории ВНИГНИ К. Ф. Роди-оновой, О. П. Четвериковой, Т. Ю. Пентиной. Установлено три типа остаточного органического вещества:

1) гумусовый; 2) сапропелевый и 3) смешанный, связанные с условиями седиментогенеза и диагенеза. Установлена зависимость между типом остаточного органического вещества и углеводородным составом масел. Изучением состава гуминовых кислот (элементарного и кислородсодержащих функциональных групп — $COOH$, OH , OCH_3) устанавливаются степень углефикации органического вещества (от торфяной до раннекаменноугольной), состав исходного органического материала, направленность и длительность его первоначального превращения.

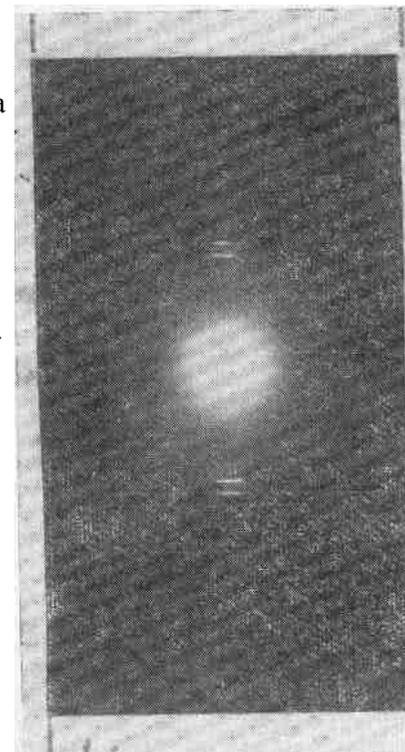


Рис. 30. Электронограмма нормального парафина, выделенного из битума, полученного из отложений карбона Днепровско-Донецкой впадины (по В. А. Анурову).

Размеры сторон элементарной ячейки кристалла (в А): $a = 7,445$, $b = 4,962$, $c = 73,4$.

Довольно широко проводятся в различных вариантах работы по изучению окисляемости. Однако методы окисляемости косвенные. Величина измеряемой в анализе окисляемости зависит не только от количества органического вещества в породах, но и от степени его метаморфизма: на позднекаменноугольной стадии оно в условиях мокрого окисления остается практически неизменным; в связи с этим и метод определения $S_{орг}$ мокрым сожжением по Кнопу для древних пород не пригоден. Кроме того, в породах часто присутствуют восстановленные формы Fe, Mn, на окисление которых

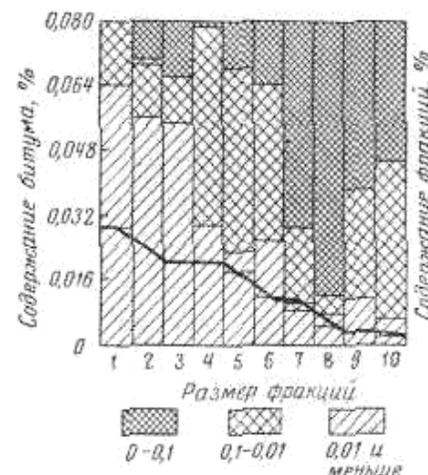


Рис. 31. Зависимость между градулометрическим составом пород и содержанием в них битума. Кайнозойские отложения северо-восточного Кавказа.

Цифры по оси абсцисс: 1 — глина алевритовая; 3 — глина алевритово-песчаная; а — глина песчано-алевритовая; 4 — алеврит глинистый; 5 — алеврит песчано-глинистый; 6 — алеврит глинисто-песчаный; 7 — песчаник глинисто-алевритовый; * — песчаник алесцолитово-глинистый; 9 — хлидолит глинисто-алевритовый; 10 — хлидолит алевритово-глинистый

Однако эта особенность не всегда четко прослеживается. Н. М. Страхов и К. Ф. Родионова на примере Волго-Уральской области показали увеличение содержания битумов и степени их восстановленности по мере возрастания карбонатности пород. Следует отметить, что для неогеновых, палеогеновых и меловых отложений

Кавказа такой закономерности не отмечается. Для неогеновых и палеогеновых отложений Кавказа можно говорить о большей восстановленности битума в более глинистых породах. Наконец, следует подчеркнуть, что битумы пород эвапоритовых фаций (по Н. Б. Васоевичу) отличаются обычно повышенным содержанием серы и асфальто-смолистых веществ.

М. Л. Дантон и Дж. М. Хант (1964) отмечают для молодых и современных осадков США наличие прямой связи между общим содержанием в них органического вещества и суммой углеводов $C_4—C_8$ в битумах.

[Продолжение...](#)

также расходуется $KMnO_4$ или $K_2Cr_2O_7$ при определении окисляемости.

В распространении битумов в осадочных породах удается отметить некоторые закономерности. Так, в 1948—1949 гг. автор отметил связь между количеством битума в неогено-

вых и палеогеновых породах Северо-Восточного Кавказа и их гранулометрическим составом. На рис. 31 довольно четко видна прямая зависимость между содержанием битумов и глинистой фракцией. Чем больше порода обогащена глинистой фракцией, тем больше содержится в ней битума. В дальнейшем работами многих исследователей (Н. Б. Васоевич, К. Ф. Родионова, В. А. Успенский и др.) эта эмпирическая закономерность была

подтверждена для различных по возрасту отложений во многих районах. Тогда же была отмечена еще одна особенность — по мере уменьшения содержания битума в породах одного и того же литологического типа степень его восстановленности увеличивается.

ГОРНЫЕ ПОРОДЫ КАК ВМЕСТИЛИЩЕ НЕФТИ И ГАЗА

1. Пористость горных пород

§ 1. ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

В прошлом столетии Д. И. Менделеев высказал мысль о том, что нефть пропитывает горные породы подобно тому, как вода пропитывает губку. Эта идея подтвердилась в процессе развития нефтяной промышленности. Обычно вода, жидкие и газообразные углеводороды заполняют пустоты в горных породах: поры и трещины.

Все тела в природе имеют пустоты или поры, но особенно это характерно для обломочных пород. Между отдельными частицами, слагающими такую породу, существуют пустоты. Суммарный объем пустот в породе, включая поры, каверны, трещины и т. д., называют общей (абсолютной) или теоретической пористостью. Величина объема пор, выраженная в процентах по отношению ко всему объему породы, называется коэффициентом пористости:

$$k_n = \frac{\sum V_{п}}{V}$$

где k_n — коэффициент пористости;

$\sum V_{п}$ — суммарный объем всех пустот в породе; V — объем породы.

От чего же зависит величина коэффициента пористости в обломочных породах? Рассмотрим тело, состоящее из равновеликих шариков. Коэффициент пористости такого тела, как это доказал К. С. Слехтер в прошлом столетии, не зависит от размера зерен-шариков. Величина объема пор зависит от взаимного расположения зерен и характера их укладки (рис. 32, 33, 34). При наименее плотной укладке равновеликих зерен шарообразной формы коэффициент пористости равен 47,6%. Эта величина является теоретическим максимумом возможного объема пор. Поскольку обломочные породы сложены частицами, не имеющими строго шарообразной формы, и нередко скреплены цементом, объем содержащихся в них пор зависит от формы частиц (табл. 31), степени их сортированности и наличия цемента. На рис. 35 представлены экспериментальные данные об изменении абсолютной (общей) пористости в зависимости от кар-

бонатности песчаников менилитовых и эоценовых отложений Битковского газонефтяного и Долинского нефтяного месторождений. По своему происхождению поры и другие пустоты в породе могут быть подразделены на первичные и вторичные.

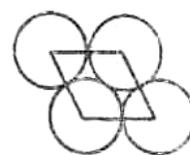


Рис. 32. Наиболее плотное расположение зерен. Теоретический объем пор 25,8%.

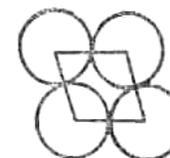


Рис. 33. Расположение зерен [средней плотности]. Теоретический объем пор 36,7%.

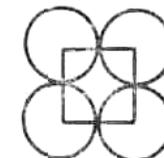


Рис. 34. Наименее плотное расположение зерен. Теоретический объем пор 47,6%.

Таблица 3f

Зависимость общей пористости и проницаемости обломочных пород от различных причин

Свойства породы	Факторы, от которых зависят пористость и	Факторы, от которых не зависят пористость или проницаемость
Общая пористость	Взаимное расположение и укладка Зерен Форма зерен и степень их окатанности Степень отсортированности частиц, слагающих породу Наличие цементирующего вещества Трещиноватость породы	Размер зерен и размер, пор
Проницаемость	Размер пор и их количество Размер зерен Плотность укладки и взаимное расположение зерен Отсортированность Цементация Конфигурация пор Взаимосообщаемость пор Трещиноватость породы	Свойства проходящих через породу жидких или газообразных веществ

Первичными называются пустоты, образовавшиеся одновременно с самой породой. Вторичными называются пустоты, которые возникли в уже сформировавшихся породах.

В породе не все поры сообщаются между собой; газы и жидкости, содержащиеся в изолированных порах, не могут перемещаться по породе. Объем пустот породы, взаимосвязанных между собой,

называется открытой (действительной) пористостью. Открытая пористость всегда меньше полной. Она приближается к величине последней в нецементированных обломочных породах и существенно отличается в карбонатных породах. Открытые поры могут быть насыщены водой, нефтью или газом, в то время как изолированные поры на том же самом участке породы могут содержать другие вещества. Например, на участке породы, заполненном нефтью, они могут содержать воду или газы.

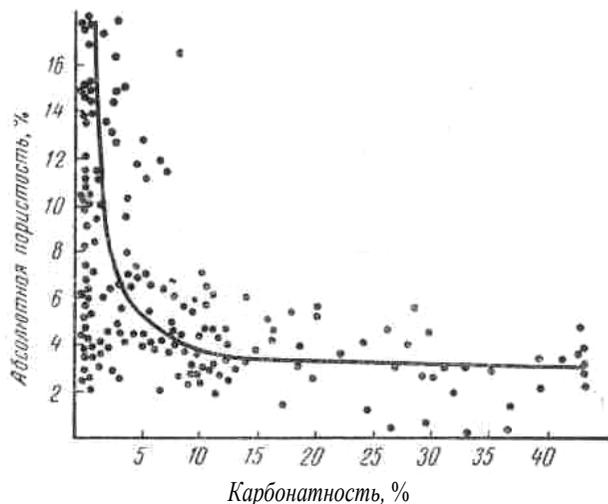


Рис. 35. График зависимости абсолютной пористости от карбонатности менилитовых и эоценовых отложений Битковского газопетляного и Долинского нефтяного месторождения (по А. К. Иванову и Н. И. Ма-рухняку, 1963).

Форма пор может быть самой причудливой. Величина поверхности пор связана с их формой и размерами. Величина пор, их форма и поверхность могут существенно влиять на перемещение подвижных веществ, поэтому их изучению уделяется много внимания. В обломочных породах общая поверхность пор находится в обратной зависимости от размера частиц, слагающих пористый пласт, и может быть охарактеризована удельной поверхностью пород. Удельной поверхностью пород называется суммарная поверхность частиц, содержащихся в единице объема породы. Ф. И. Котяхов предложил классифицировать породы по величине их удельной поверхности. Эта классификация не получила распространения, поэтому мы на ней не останавливаемся.

Неоднократно у нас и за рубежом пытались классифицировать пустоты в породах. За основу брались самые различные признаки:

1. Пористость горных пород

размер пор, происхождение пор, характер цементации, форма поровых каналов и т. д. В табл. 32 приведена одна из наиболее полных классификаций пустот в горных породах, предложенная М. К. Калинин, который классифицирует пустоты по их морфологии, размеру, происхождению, структуре, характеру заполнения твердым минеральным веществом и для трещин — по соотношению с текстурой.

Определение пористости в образцах производится различными лабораторными методами. В скважинах для определения пористости пластов применяется электрический и радиоактивный каротаж. Приемы исследований рассматриваются в соответствующих курсах осадочной петрографии, физики пласта и промышленной геофизики. Особенно трудно определить объем пор трещиноватых пород. Трещины существенно влияют на взаимосообщаемость пор и развитие пористости вследствие вторичных процессов. По данным различных исследователей на глубинах более 1000 м в осадочных породах не могут существовать трещины, раскрытость которых превышает 0,1 мм. Судя по опубликованным работам, трещинная пористость, т. е. объем пустот трещин, не превышает 1% и часто составляет 0,5—0,6%. Трещинная пористость образца породы, имеющего форму куба объемом 1000 см³ и пересеченного десятью трещинами с раскрытостью 0,1 мм каждая (по Е. С. Ромму), равна всего 1%.

Е. М. Смеховым, Л. П. Гмид, Е. С. Роммом и другими трещинная пористость определяется в специально изготовленных шлифах по следующей формуле:

$$m = \frac{bl}{s} \cdot 100\%,$$

где m — трещинная пористость;
 b — раскрытость (ширина) трещин в мм;
 l — длина трещин в мм;
 s — площадь шлифа в мм².

А. А. Трофимук предложил определять емкость трещиноватых пород по промысловым данным. Вычисление ведется из расчета общего объема пласта, объема извлеченной жидкости и коэффициента отдачи.

Для плотных мергелей и известняков месторождений Карлы и Кинзебулатово А. А. Трофимук оценивает общую трещинную пористость 2%. Общая пористость существенно влияет на такие свойства пород, как плотность и относительное электрическое сопротивление. Чем больше пористость породы, тем меньше ее плотность. На рис. 36 такая зависимость приведена для пород различного геологического состава, а на рис. 37 и 38 для палеозойских песчаников Арканзаса и для менилитовых и эоценовых песчаных отложений Битковского и Долинского месторождений.

Чем глубже погружена порода, тем больше давят на нее вышележащие породы. Увеличение давления приводит к более плотной

Общая классификация пустот в горных породах (по М. К. Калинин, 1958)

По соотношению поперечников	Поры, каверны, пещеры $\frac{a}{a} < 10; \frac{c}{a} = 20$	Каналы $\frac{a}{a} < 10; \frac{c}{a} < 20$	Исключительные трещины $\frac{a}{a} = 10-20; \frac{c}{a} > 20$ Трещины $\frac{a}{a} > 20; \frac{c}{a} > 20$
По размерам	Поры $c > 2$ (субкапиллярные, микропоры и т. д.) Каверны $c = 2-200$ (мелкие, средние, крупные) Пещеры $c > 200$	Поровые $c < 2$ (субкапиллярные, микро- и т. д.) Каверновые $c = 2-200$ (мелкие, средние, крупные) Пещеры $c > 200$	Микротрещины $a < 0,001$ Болосные $a = 0,001-0,01$ Тонкие $a = 0,01-0,05$ и т. д. Широкие макротрещины $a > 2$
По генезису	Первичные Вторичные	Карстовые Тектонические	Диagenетические Тектонические
По соотношению со структурой	Мегапоровые Мегакаверновые	Согласные Несогласные	По слоистости Аслоистые

Примечание. a — минимальный размер, a — средний и c — максимальный в мкм.

§ 1. Пористость горных пород

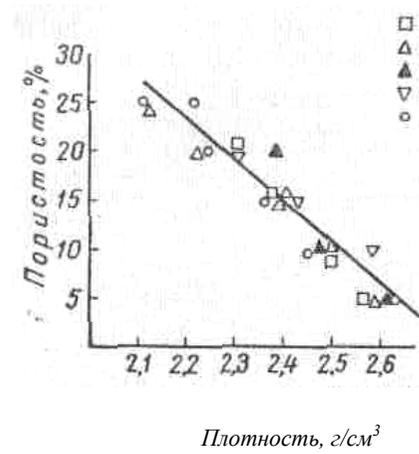


Рис. 36. Связь между плотностью и пористостью пород (по М. Л. Озерской).
1 — глина; 2 — известняк; 3 — мергель; 4 — доломит; 5 — песчанник.

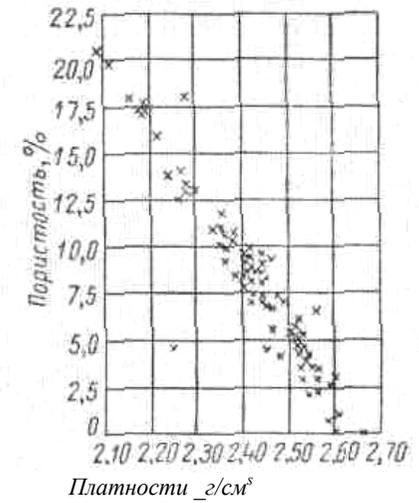


Рис. 37. Связь между пористостью и плотностью палеозойских песчанников Арканзаса (по М. М. Брэннеру).

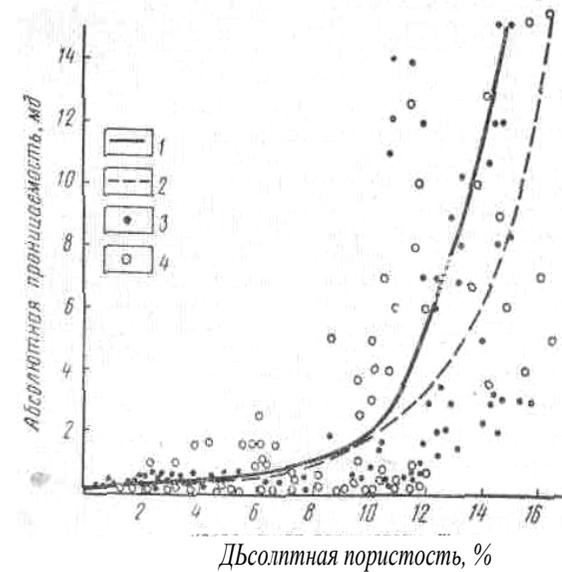


Рис. 38. График зависимости проницаемости от пористости пород менштовских и эоценовых отложений Долинского и Битковского месторождений (по А. К. Иванову и Н. И. Марухияку).

1, 2 — Долинское месторождение; 3, 4 — Витковское месторождение.

упаковке частиц породы и, следовательно, к уменьшению ее пористости и увеличению плотности. Изменение пористости пород в зависимости от давления может быть выражено в процентах по отношению к общей пористости. Интересные теоретические исследования и экспериментальные данные в этом направлении приводятся

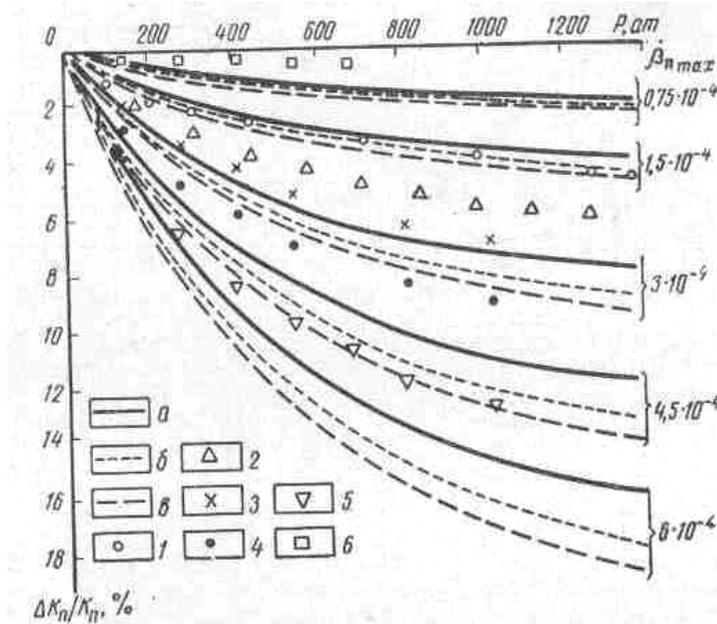


Рис. 39. Сопоставление расчетных кривых относительного изменения коэффициента пористости $\Delta k/k_a$ в зависимости от эффективного давления с экспериментальными данными (по В. М. Добрынину).

Модули: коэффициент максимальной сжимаемости пор P^{max} и коэффициент пористости A . Экспериментальные данные: 1 — песчаник торпидо $P_{ши} = 1,6 \cdot 10^{-4} \text{ ат}^{-1}$, $f_t = 20,2\%$; 2 — песчаник медина $P_{таx} = 2,1 \cdot 10^{-4} \text{ ат}^{-1}$, $A = 8,7\%$; 3 — песчаник хантингтон-бич [2] $P_{ши} = 2,9 \cdot 10^{-4} \text{ ат}^{-1}$, $f_n = 24\%$; 4 — песчаник сан-джоакин-валлей [2] $P_{таx} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ ат}^{-1}$, $f_c = 8,9\%$; 5 — песчаник сан-джоакин-валлей $P_{таx} = 5,1 \cdot 10^{-4} \text{ ат}^{-1}$, $f_e = 19,9\%$; 6 — искусственный керн из сцементированных зерен окиси алюминия [2] $P_{тм} = 0,37 \cdot 10^{-4} \text{ ат}^{-1}$, $f_{c_0} = 28,6\%$; а — $f_d = 20\%$; б — $f_d = 10\%$; в — $f_n = 5\%$.

В. М. Добрыниным. На рис. 39 приведено сопоставление расчетных кривых и экспериментальных данных упомянутого автора для некоторых песчаников и искусственно изготовленных образцов. Приведенные кривые отчетливо показывают уменьшение общей пористости (увеличение относительного изменения пористости в %) в зависимости от давления.

Таким образом, можно говорить об уменьшении пористости и увеличении плотности обломочных пород с увеличением глубины их захоронения. В качестве примера можно привести четвертичные, третичные и мезозойские отложения Предкавказья. Эти отложения

в пределах Западно-Кубанского прогиба перекрыты довольно мощной толщей осадков. На севере, в пределах платформы, мощность осадочного разреза резко убывает. Соответственно изменяется и плотность осадков (табл. 33).

Таблица 33

Изменение плотности осадочных пород в Западном Предкавказье (по М. Р. Пустыльникову, Е. У. Савиной и А. А. Климареву, 1963), $г/см^3$

Отложения	Западно-Кубанский прогиб	Платформенная область
Четвертичные	1,8-1,9	1,7-1,8
Третичные	1,8-2,3	1,8-2,0
Меловые	2,4-2,5	2,3-2,4

Следует иметь в виду, что песчаные и глинистые породы реагируют на давление по-разному. Песчаные породы при повышении давления сначала несколько уплотняются, пористость их уменьшается до некоторого предела. После достижения предела уплотнения дальнейшее увеличение давления воспринимается непосредственно зернами породы (скелетом породы). При этом уплотнение породы возможно уже только за счет упругости минеральных частиц, слагающих породу. При снятии давления возможен частично или полностью обратный процесс — увеличение объема за счет сил упругости. Если давление вышележащих пород превосходит предел упругости, то начинается раздробление частиц породы, в результате которого вновь происходит уплотнение породы. Например, для кварцевых песков раздробление минеральных частиц по данным М. А. Цветковой начинается при давлении $350-400 \text{ кг/см}^2$. Глины вследствие особенностей строения их скелета могут уплотняться значительно больше, чем пески, соответственно пористость глин изменяется в более широких пределах.

Значительно труднее установить связь между трещинной общей пористостью и плотностью пород. Например, на рис. 40 приведены фактические данные по трещинным породам верхнемеловых отложений Прасковейской площади Прикумского района Ставрополя (по Н. П. Фурсовой, 1962). Отсутствие четкой зависимости, возможно, объясняется несовершенством методов исследований. Изучение трещинности в шлифах, разумеется, не может дать полного представления о характере трещинности по всему разрезу изучаемой толщи. В этом отношении более перспективными должны оказаться методы исследований, позволяющие изучать всю толщу в целом, например путем изучения промысловых данных, как это предлагает А. А. Трофимук, или путем применения различных видов каротажа.

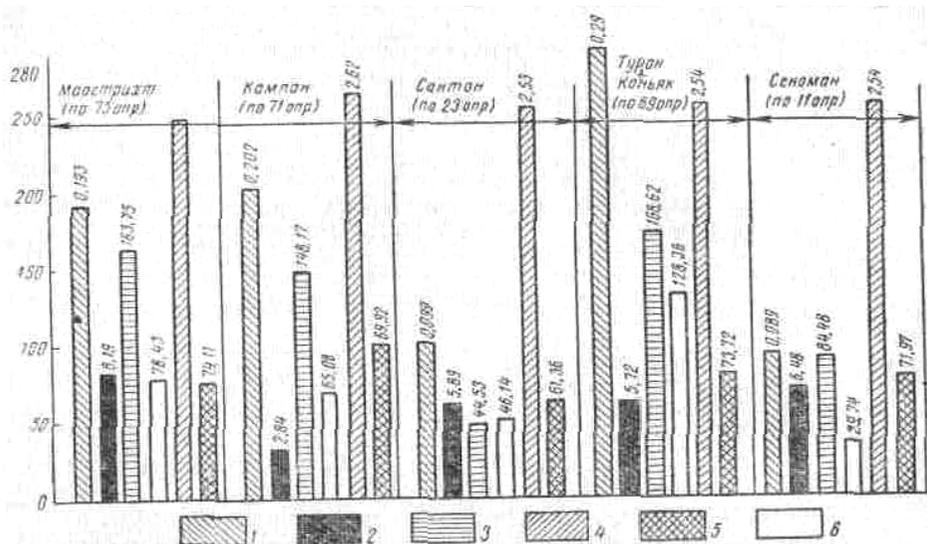
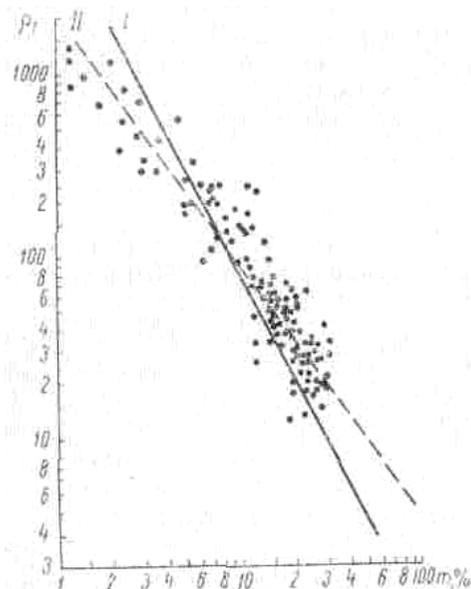


Рис. 40. Диаграмма средних значений пористости, проницаемости, плотности, карбонатности и густоты трещин нрхнемеловых отложений Праксовейской площади Прикумского района Ставрополя (по Н. П. Фурсовой, 19(52).

j — трещинная пористость в % (увеличено в 1000 раз); *I* — открытая пористость в % (увеличено в 10 раз); *3* — трещинная проницаемость в жд; *4* — плотность пород в г/см³ (увеличено в 100 раз); *s* — карбонатность пород в %; *v* — густота трещин (число трещин на 1 м).

В частности, А. М. Нечаем предложено несколько методов определения трещинной пористости с помощью комплекса методов



радиоактивного и электрического каротажа. Электрическое сопротивление пород сильно меняется в зависимости от степени трещиноватости. Для примера на рис. 41 показано изменение удельного электрического сопротивления трещиноватых известняков башкирского яруса Кулешовского месторождения в зависимости от их пористости (по Б. Е. Фельдман и А. Т. Боярову).

Рис. 41. Зависимость удельного электрического сопротивления известняков башкирского яруса Кулешовского месторождения от их пористости.

I — вычисленная по формуле Арчи; и — вычисленная по формуле Хамбла.

§ 2. ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Способность породы пропускать жидкость и газ называется проницаемостью. Абсолютно непроницаемых пород нет, так как любая горная порода при больших градиентах давлений может пропускать жидкость и газ. Однако в практике непроницаемыми породами называют такие породы, которые при существующих в верхней части земной коры перепадах давлений (в том числе и в горных выработках) не пропускают жидкость и газ. Такие породы могут содержать в своих порах воду, нефть и газ, по они с трудом выделяются из них.

Проницаемость не может служить мерой действительного содержания жидкости в породе, она только определяет способность перемещения жидкостей и газов и возможность их отдачи породой. В 1856 г. Дарси опубликовал результаты опытов по фильтрации воды в песке. Закон фильтрации, выведенный на основании этих опытов, получил название закона Дарси.

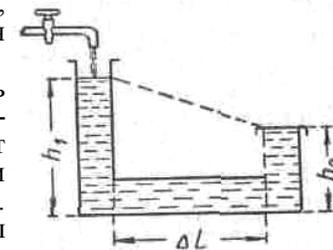


Рис. 42. Экспериментальная установка для изучения коэффициента фильтрации.

Опытами установлено, что скорость фильтрации *v* прямо пропорциональна гидравлическому уклону $f = \frac{h_1 - h_2}{\Delta L}$:

$$v = k_{\phi} \frac{h_1 - h_2}{\Delta L}$$

Коэффициент пропорциональности k_{ϕ} называется коэффициентом фильтрации (рис. 42). Он зависит как от свойств проходящих через породу веществ, их плотности *d* и вязкости (μ), так и от свойств самой породы:

$$k_{\phi} = k_{пр} \frac{d}{\mu} \text{ см/сек.}$$

Величина $k_{пр}$, отражающая свойство породы пропускать через себя жидкость и газ, называется коэффициентом проницаемости.

Гидравлический уклон $f \sim \frac{h_1 - h_2}{\Delta L}$ можно выразить через перепад давления

$$h_1 = \frac{p_1}{d}; \quad h_2 = \frac{p_2}{d};$$

$$\frac{h_1 - h_2}{\Delta L} = \frac{p_1 - p_2}{d \Delta L}$$

Тогда линейный закон фильтрации (закон Дарси) примет вид

$$v = k_{\text{др}} \frac{P_1 - P_2}{\mu \Delta L}$$

Проницаемость измеряется в дарси. За дарси принимается такая проницаемость, при которой через породу с поперечным сечением 1 см^2 и при перепаде давления 1 ат на протяжении 1 см проходит 1 см^3 жидкости вязкостью 1 стз . Так как величина коэффициента проницаемости горных пород, развитых в нефтегазоносных районах, в большинстве случаев меньше 1 д , то проницаемость пород обычно характеризуют в единицах миллидарси, составляющих $0,001 \text{ д}$. Из определения и физического смысла коэффициента проницаемости следует, что величина его не должна зависеть от природы жидкости, которая движется через образец пористой среды.

Однако на практике обычно наблюдаются изменения этого коэффициента в зависимости от природы фильтрующихся веществ. Эти изменения иногда превышают 100% . Не должен изменяться коэффициент проницаемости и во времени. Но в опытах часто наблюдалось падение проницаемости более чем на 50% за 1 ч .

Существуют различные объяснения причин, вызывающих изменение проницаемости во времени и влияние на нее свойств жидкости. При фильтрации жидкостей в рыхлых коллекторах и наличии весьма мелких фракций песка возможны перегруппировка зерен породы (суффозия) и забивание поровых каналов мелкими частицами, изменяющими проницаемость среды. Частицы, находящиеся в нефти во взвешенном состоянии, при выпадении вызывают закупоривание пор. В результате выделения смолистых веществ, содержащихся в сырой нефти, происходит отложение их на поверхности зерен породы, что приводит к уменьшению поперечного сечения поровых каналов. При фильтрации воды в коллекторах, содержащих глинистые частицы, последние разбухают, что вызывает уменьшение поперечного сечения поровых каналов. При воздействии воды на кремнезем возможно образование коллоидального кремнезема в поровых каналах, это также ведет к их закупориванию. При выделении из воды CO_2 значительно уменьшается растворимость CaCO_3 , и последний осаждается в порах, уменьшая их эффективный диаметр.

Изменение проницаемости вследствие цементации количественно учесть довольно трудно. А. А. Ханин приводит экспериментальные данные для песчаных пород (рис. 43). Резкое падение проницаемости наблюдается в песчаных породах, в которых содержание цемента достигает $4\text{--}10\%$. В обломочных породах плотность упаковки частиц ведет не только к уменьшению пористости, но и к уменьшению размера пор. Поэтому при увеличении плотности пород следует ожидать в общем уменьшения проницаемости. Экспериментальные данные об изменении проницаемости в зависимости от плотности пород приведены на рис. 44. Как видно из этого графика, наиболее резко па-

дает проницаемость песчаных пород, плотность которых превышает $2,0 \text{ г/см}^3$.

Выше отмечалась обратная связь между плотностью пород и общей пористостью. Значительно сложнее связь в обломочных породах между проницаемостью и пористостью. Некоторые экспериментальные

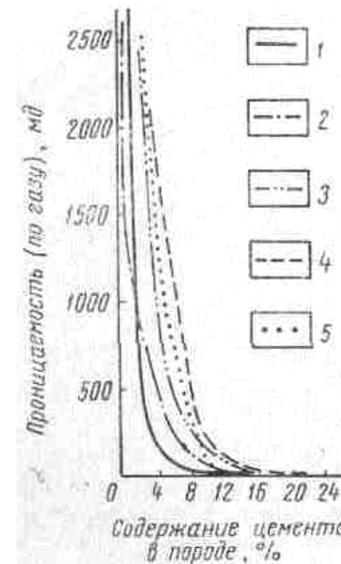


Рис. 43. Зависимость проницаемости от содержания цемента в песчаных породах (по А. А. Ханину).

1 — средне- и мелкозернистые песчаники доживетского возраста Пачелмы; 2 — мелкозернистые песчаники свиты Горячего Ключа Ставрополя; 3 — мелкозернистые песчаники угерской свиты Бильче-Волицы; 4 — мелкозернистые песчаники угленосной свиты Арчелы; 5 — мелкозернистые песчаники угленосной свиты Жирное.

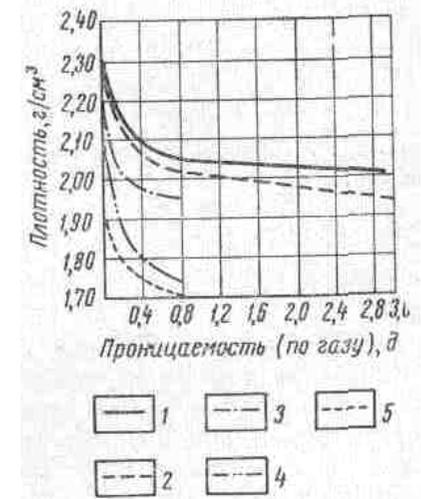


Рис. 44. Зависимость проницаемости от плотности пород (по А. А. Ханину).

1 — мелкозернистые песчаники пашийского горизонта и живетского яруса девона Башкирии и Татарии; 2 — мелкозернистые песчаники бугурусланской (уфимской) свиты казанского яруса верхней перми Тарханского газового месторождения; 3 — алевролит абазип-ской свиты нижнего палеогена Ахтырско-Бугундырского нефтяного месторождения; 4 — мелкозернистые песчаники майкопской свиты Краснодарского района; 5 — алевролит хадумского газоносного горизонта Ставрополя.

данные по этой зависимости приведены на рис. 38 для менилито-вых и эоценовых отложений Долинского и Битковского месторождений. Как видно из рис. 38, зависимость между пористостью и проницаемостью не имеет линейного характера, хотя в общем увеличение пористости приводит к росту проницаемости. Проницаемость наиболее тесно связана с размером пор и их конфигурацией, в то время как общая пористость по существу не зависит от размера пор. Много раз связь между этими параметрами пытались определить теоретическим путем. При этом обычно для выражения связи

привлекалась удельная поверхность. По Ф. И. Котяхову теоретическая зависимость может быть выражена следующей формулой:

$$s_{\text{уд}} = 7000 \frac{k_{\text{п}} \sqrt{k_{\text{п}}}}{\sqrt{k_{\text{пр}}}}$$

или

$$k_{\text{пр}} = 49 \cdot 10^6 \frac{k_{\text{п}}^3}{s_{\text{уд}}^2},$$

где $s_{\text{уд}}$ — удельная поверхность в $\text{см}^2/\text{см}^3$; $k_{\text{пр}}$ — проницаемость в δ ; $k_{\text{п}}$ — коэффициент пористости в долях единицы,

А. И. Леворсен для тех же величин предложил следующую зависимость:

$$k_{\text{пр}} = 2 \cdot 10^7 \frac{k_{\text{п}}^3}{(1 - k_{\text{п}})^2 \cdot s_{\text{уд}}^2}.$$

Однако все же эта формула не может быть распространена на коллекторы всех нефтегазоносных провинций.

Изменение пористости и проницаемости пород в значительной мере зависит от давления, которое эти породы испытывают. В земной коре порода воспринимает на себя давление, обусловленное весом вышележащих пород (горное давление $p_{\text{г}}$), а также давление жидкости или газа, заполняющих поры этой породы (пластовое давление $p_{\text{пл}}$). Если под действием горного давления породы стремятся к сжатию, то пластовое давление препятствует этому процессу. Таким образом, можно говорить, что изменение плотности породы происходит под влиянием эффективного давления $n \cdot \hat{p}$. Эффективное давление может быть рассчитано по формуле $P_{\text{эф}} = P_{\text{г}} - n P_{\text{пл}}$,

где $n \ll 0,085$ (В. М. Добрынин, 1963). Величина этого коэффициента определена экспериментально и, очевидно, связана с упругой деформацией частиц, слагающих скелет породы. Поскольку сжатие породы приводит к уменьшению сечения поровых каналов, оно весьма существенно влияет на изменение коэффициента проницаемости, которое может происходить в весьма широких пределах. Например, по В. М. Добрынину (1963) для некоторых песчаников при эффективных давлениях, достигающих 1400 ат, коэффициент проницаемости может уменьшаться более чем вдвое по сравнению со значением, измеренным при атмосферных условиях.

Проницаемость трещиноватых пород зависит от количества трещин, их протяженности и степени раскрытости. При раскрытости

трещин в породе не менее чем на 10 мк проницаемость породы может быть рассчитана по формуле Буссинера

Здесь $k_{\text{пр}}$ — коэффициент проницаемости в δ ;
 b — раскрытость трещин в мм
 m — трещинная пористость в %.

Так как

$$m = \frac{bl}{s},$$

где l — длина трещин в мм,

s — площадь шлифа в мм^2 , то

$$k_{\text{пр}} = 85000 \frac{b^3 l}{s} \delta,$$

т. е. коэффициент проницаемости трещиноватых пород пропорционален кубу раскрытости трещин. По Е. С. Ромм проницаемость системы трещин пропорциональна проницаемости отдельной трещины и отношению раскрытия трещин к расстоянию между ними

$$k_{\text{пр}} = k'_{\text{пр}} \frac{b}{L},$$

где $k_{\text{пр}}$ — коэффициент проницаемости системы трещин;

$k'_{\text{пр}}$ — проницаемость отдельной трещины;

b — раскрытость трещин; L — расстояние между трещинами.

Учитывая это, общую формулу проницаемости для трещинных пород можно выразить

$$k_{\text{пр}} = 8,5 \cdot 10^{-6} \frac{b^3}{L},$$

где величины b и L даны в см.

Проницаемость пород, содержащих нефть и газ, изменяется в широких пределах, от нескольких миллидарси до нескольких дарси. Пласт можно назвать хорошо проницаемым, если коэффициент проницаемости составляет единицы или десятки доли дарси. Часто нефтяные и газовые пласты неоднородны по проницаемости. В большинстве случаев при отсутствии секущих трещин проницаемость пластов вдоль непластования значительно больше, чем в направлении, перпендикулярном поверхности напластования. Лабораторные определения проницаемости пластов по имеющимся кернам характеризуют локальную проницаемость коллекторов тех интервалов и на тех участках, откуда эти керны взяты. Для определения средних значений коэффициента проницаемости необходимы отбор и исследова-

дования большого количества кернов, взятых в различных (как по расположению на продуктивной площади, так и по глубине) точках пласта. В промысловых условиях проницаемость может быть рассчитана по электрокаротажным диаграммам или по результатам специальных наблюдений над притоками жидкостей и газов в скважину. Существует представление о полезной емкости коллектора, которая является суммарной емкостью открытых пор за вычетом объема остаточной воды. Зависимость между эффективной пористостью и проницаемостью по Л. А. Ханину для обломочных пород различ-

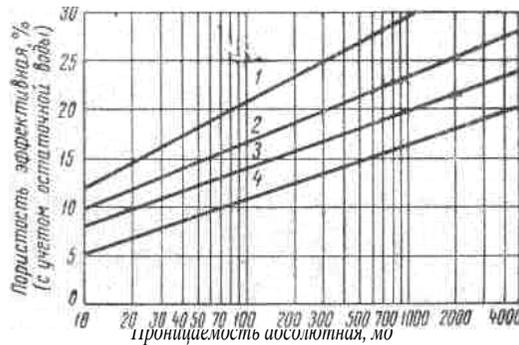


Рис. 45. Соотношение между эффективной пористостью и проницаемостью для различных по гранулометрическому составу пород-коллекторов (по А. А. Хапипу).

1 — алевролиты с преобладанием мелкоалевритовой фракции; 2 — алевролиты с преобладанием крупноалевритовой фракции; 3 — песчаники мелкозернистые; 4 — песчаники средне- и крупнозернистые.

минералогического состава (гидрослюдистые и монтмориллонитовые) и возраста. Фильтрация нефтей проводилась на специально сконструированной аппаратуре в направлении, перпендикулярном к напластованию, при различных давлениях — от 2,5 до 200 ат.

Девонские нефти Ромашкинского и Туймазинского месторождений через образцы глин длиной 2,5 и 3,5 см не фильтровались. Менее вязкие кулсаринские и сураханские нефти фильтровались. Появление первых капель фильтрата, проходящего через юрские глины, наблюдалось при перепаде давления 2,5 ат в среднем через 30—38 суток, а при перепаде 60 и 120 ат через 4—6 суток. Первые капли фильтрата нефтей, проходящего через палеогеновые и нижнемеловые глины, проявлялись лишь при повышении давления до 120 ат.

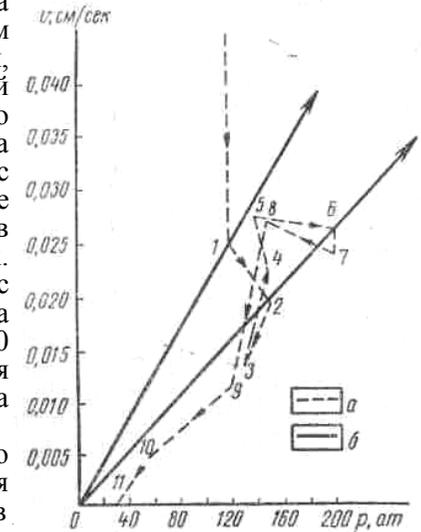
На рис. 46 показано отсутствие в эксперименте закономерной связи между скоростью фильтрации и давлением, изменение этих параметров не следует закону Дарси.

ного гранулометрического состава представлена на рис. 45.

Наиболее хорошо изучены породы с межзерновой проницаемостью, значительно хуже — породы с трещинной проницаемостью и почти совершенно не изучена проницаемость плохо проницаемых пород, в частности глин. Для восполнения этого пробела автор с А. Г. Милешниной провел экспериментальные работы по изучению фильтрации нефтей через глинистые породы. Для исследования были взяты три образца естественно влажных глин различного

По существу влияние давления сказывалось лишь на появлении фильтрата, а резкое снижение его привело к полному прекращению фильтрации. В. П. Савченко, изучивший аналогичные процессы, предложил называть перепад давления, при котором начинается фильтрация, давлением прорыва, а перепад давлений, при котором прекращается фильтрация, давлением пережима. Указанный исследователь отмечает, что значения давления пережима всегда более низкие по сравнению с давлением прорыва. Аналогичные явления наблюдаются и в некоторых наших экспериментах. Так, в эксперименте с палеогеновыми глинами из Дылыма давление прорыва составляет 120 ат, а пережима 80 ат; для нижнемеловых глин Дузлака оба давления равны 120 ат.

Из сказанного следует вывод о неприменимости закона Дарси для наблюдаемых случаев проникновения нефтей через глинистые породы. Этот закон применим для движения жидкостей или газов в случае их струйной фильтрации при наличии эффективной пористости. Именно для такого вида миграции он выводился¹. Исходя из приведенной выше зависимости между эффективной и общей пористостью, можно сказать, что при диаметре капилляров менее 0,1 мк эффективная пористость отсутствует, и зависимость между ней и проницаемостью теряет смысл. При малом диаметре капилляров (десятые и сотые доли микрона) струйное течение жидкостей (и, вероятно, газов) отсутствует. Следует искать другие законы, объясняющие прохождение жидкостей через породы. Проведенными экспериментами установлена возможность



фильтрации нефти через глину месторождений Дылым.
 о — фактическая зависимость "линейной скорости фильтрации от давления; б — теоретическая зависимость скорости фильтрации от давления при коэффициентах проницаемости по точкам 1 и 6.

¹ В подземной гидравлике теоретически и экспериментально определяются границы применимости закона Дарси. Критерием оценки служат критические значения числа Рейнольдса (Re). Обычно исследуются верхние пределы применимости закона Дарси при максимальных скоростях. В описываемых случаях условия экспериментов находились на границе или ниже нижнего предела значения $Re_{кн}$.

перемещения нефти, по-видимому, в виде пленок через глинистые «непроницаемые» породы. Для получения эффекта фильтрации давление прорыва необязательно должно быть высоким. Тот же эффект может быть получен при меньших давлениях, но при большем времени. Например, для юрских глин перепад давления 2,5 ат обеспечивает появление фильтрата через 30—38 суток, а перепад 60 и 120 ат — через 4—6 суток. Можно предположить, что в природе в случае благоприятных условий аналогичные процессы протекают при значительно меньших перепадах давлений, но в течение достаточно длительного времени. Из сказанного следует, что проникновение жидкостей через породу определяется не только законом фильтрации. При проникновении жидкости в виде пленок через плохо проницаемую породу коэффициенты проницаемости и фильтрации не применимы.

§ 3. КОЛЛЕКТОРЫ И ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

Горные породы, обладающие способностью вмещать нефть и газ и отдавать эти полезные ископаемые при разработке, называются коллекторами. Коллекторские свойства породы зависят от ее пористости и проницаемости. В Советском Союзе проводились и проводятся большие работы по изучению коллекторов. В результате этих работ было предложено несколько классификаций коллекторов.

Ф. А. Требин, детально изучавший песчаные коллекторы, предложил классифицировать их по проницаемости и пористости. Он выделяет: 1) класс А — коллекторы высокой проницаемости ($k_{пр}$ от 300 до 3000 мд и более; k_3L от 14 до 25% и выше); 2) класс Б — средней проницаемости ($k_{пр}$ от 40 до 350 мд; k_3^* от 9 до 15%); 3) класс В — незначительной проницаемости ($k_{пр}$ от 0 до 50 мд; k^* от 0 до 10%).

Приведенное расчленение предложено на основе рассмотрения кривой фильтрации песчаников, построенной по величинам k_{3i} и $k_{ин}$.

Г. А. Теодорович выделяет четыре группы коллекторов:

А — более или менее равномерно проницаемые по порам;

Б — неравномерно проницаемые по порам;

В — проницаемые по трещинам и трещиноватые;

Г — смешанные.

Каждая группа разбивается на пять классов по величине проницаемости.

Таким образом, для характеристики коллекторов нефти и газа необходимо определить целый комплекс свойств, отражающих их емкостные и фильтрационные свойства, количество и состав насыщающих их флюидов. Поскольку такие свойства пород, как проницаемость, изменяются в зависимости от термодинамических условий, определения их надо вести в пластовых условиях.

В природе вместилищем для нефти, газа и воды служит коллектор, заключенный в плохо проницаемых породах. Такой коллектор является как бы сосудом, имеющим определенную форму. И. О. Брод называет его природным резервуаром. Природный резервуар — это естественное вместилище для нефти, газа и воды, внутри которого они могут циркулировать и форма которого обусловлена соотношением коллектора с вмещающими его плохо проницаемыми породами. В зарубежной литературе термину природный резервуар придается иногда несколько иной смысл. Так, А. И. Леворсен понимает под природным резервуаром только ту часть коллектора, в которой нефть и природный газ способны образовывать скопления.

Нефть, газ и вода совместно находятся в природных резервуарах. Поскольку нефть и природный газ легче воды, они всплывают вверх. Поэтому при рассмотрении природных резервуаров особенно большое внимание уделяется характеру перекрытия их непроницаемыми породами сверху, так называемой крышкой. Покрышка важна и в другом отношении. Создание в резервуаре водонапорной (артезианской) системы возможно только при наличии покрышки. Существенное значение также имеет и наличие нижней ограничивающей водоупорной поверхности. Таким образом, для соотношения подвижных веществ в природном резервуаре большое значение имеют водоупорные разделы, ограничивающие резервуар.

Находящиеся в резервуаре вода, нефть и газ образуют энергетическую систему. Обычно (но далеко не всегда) основной энергетический запас такой системы определяется энергией воды.

Энергетические запасы резервуара определяются его емкостью, точнее емкостью заполняющих его жидкости и газа, и его положением по отношению к условному энергетическому уровню (за последний обычно принимается уровень океана).

Характер распределения потенциальной энергии резервуара определяется положением пьезометрической поверхности.

Появление в резервуаре скопления нефти или газа вносит изменения в энергетическую систему резервуара. Скопления нефти и (или) газа имеют собственную дополнительную энергию, вызывающую появление аномалий в общем плане распределения энергии в резервуаре.

Количество нефти и газа в резервуаре по отношению к количеству заключенной в нем воды может изменяться в весьма широких пределах. Соответственно изменения в распределении потенциальной энергии резервуара, вызываемые скоплениями нефти и (или) газа, также могут иметь значительный размах.

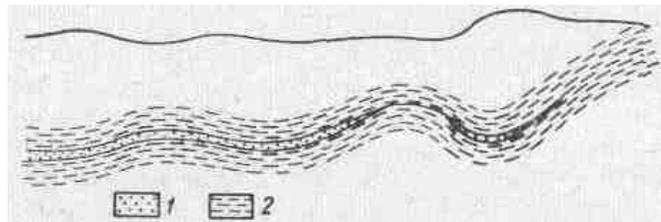
Характеризуя тот или иной резервуар, следует отмечать следующие его особенности: тип коллектора, слагающего резервуар; соотношение коллектора с ограничивающими его непроницаемыми (водоупорными) породами; емкость резервуара; условия залегания

резервуара. Для характеристики коллектора резервуара может быть использована одна из классификаций коллекторов, описанных ранее.

По соотношению коллектора с ограничивающими его плохо проницаемыми породами И. О. Брод предлагает выделять три основных типа природных резервуаров: 1) пластовые резервуары; 2) массивные резервуары; 3) резервуары неправильной формы, литологически ограниченные со всех сторон.

Пластовые и природный резервуар (рис. 47) представляет собой коллектор, ограниченный на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами. В таком

Рис. 47. Принципиальная схема пластового резер-



вуара.

1 — коллектор (песок); 2 — плохо проницаемые породы (глины).

резервуаре на значительных площадях мощность коллектора более или менее выдерживается. При общем сохранении пластового характера коллектора на тех или иных локальных участках или по границе распространения коллектора может наблюдаться существенное изменение мощностей, приводящее иногда к полному выклиниванию коллектора.

Коллектор в пластовых резервуарах обычно литологически выдержан, но может иметь и более сложное строение. Он может быть представлен, например, тонким переслаиванием пород, причем породы-коллекторы отделены друг от друга относительно незначительными, иногда выклинивающимися глинистыми разделами. Такое явление наблюдается, например, в X пласте продуктивной толщи (плиоцен) на месторождении Бибиэйбат. Другим примером может служить ахтырская подсвита палеогена на северо-западном Кавказе или свита фернандо плиоценового возраста на месторождении Санта-Фе-Спрингс в Калифорнии (США). В пластовом природном резервуаре существует единая гидродинамическая (артезианская) система. Давления в этой системе закономерно изменяются в зависимости от положения областей нагрузки и разгрузки. Наиболее характерным видом движения жидкостей и газов является боковое движение по пласту.

Массивный природный резервуар представляет собой мощную толщу проницаемых пород, перекрытую сверху и ограниченную с боков плохо проницаемыми породами. Коллекторы, слагающие массивные резервуары, литологически могут быть однородными (рис. 48) или неоднородными (рис. 49). Однородные массивные резервуары могут быть представлены карбонатными, метаморфическими или изверженными породами. Пористость и проницаемость таких коллекторов обусловлены наличием в них каверн и трещин. В качестве примера может быть приведено газовое месторождение Шебелинка на Украине (рис. 50). Здесь мощная толща пород, охватывающая стратиграфический интервал от карбона до

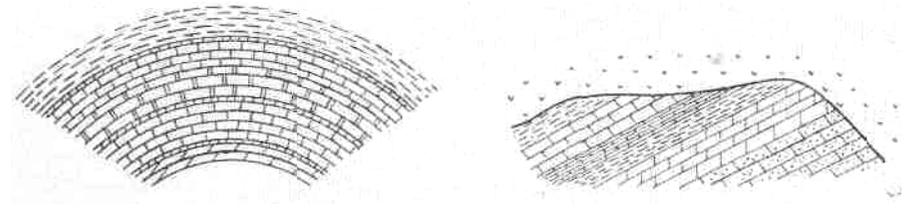


Рис. 48. Схема однородного массивного резервуара.

Рис. 49. Схема неоднородного массивного резервуара.

юры, образует единый природный резервуар. Мощность его более 1000 м. В строении резервуара принимают участие литологически самые разнообразные породы: пески и песчаники, глинистые сланцы, галогенные осадки, ангидриты, карбонаты.

Распространение зон пористости и проницаемости в массивных резервуарах не имеет строгой стратиграфической приуроченности, как и в пластовых резервуарах. Часто можно наблюдать в теле массива отдельные изолированные зоны с хорошей пористостью и проницаемостью, пересекающие стратиграфические поверхности.

В массивных резервуарах боковое перемещение жидкости и газа ограничено распространением проницаемых зон и не может происходить на большие расстояния. Возможные перемещения по вертикали соизмеримы или даже больше возможных перемещений жидкостей и газов в направлении напластований. Гидродинамические системы массивных резервуаров пока плохо изучены. В некоторых случаях наблюдается связь массивных резервуаров с пластовыми. Например, в Шебелинке такая связь, по-видимому, происходит по отложениям карбона. В таких случаях можно говорить о сложном сочетании в земной коре резервуаров двух различных типов. Для одного из них характерно площадное распространение, для другого — вертикальное. В то же время для многих участков земной коры, особенно к геосинклинальных областях, можно говорить о развитии локальных по площади проницаемых (трещиноватых) зон на значительную глубину.

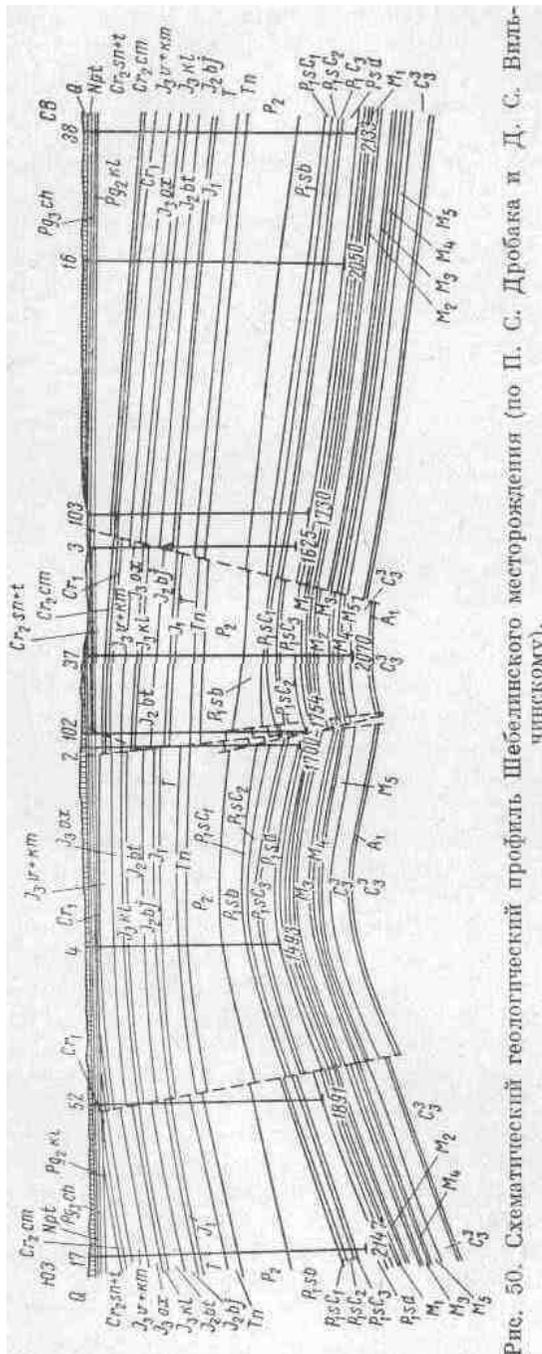


Рис. 50. Схематический геологический профиль Шебелинского месторождения (по П. С. Дробаку и Д. С. Вильчишскому).

Резервуары неправильной формы, литологически ограниченные со всех сторон. В эту группу резервуаров объединены природные резервуары всех видов, в которых насыщающие их газообразные и жидкие углеводороды окружены со всех сторон практически непроницаемыми породами. К резервуарам неправильной формы относятся лишь зоны повышенной пористости и проницаемости пород, связанные с местным изменением петрографического состава породы и не распространяющиеся на сколь-нибудь значительную площадь. Принципиальная схема таких резервуаров изображена на рис. 51. Движение жидкостей и газов в них ограничено малыми размерами самого резервуара.

Емкость резервуаров всех типов определяется их размерами и качеством коллектора. С емкостью резервуара тесно связан его энергетический запас. Энергетические запасы заполненного жидкостью и газом природного резервуара используются главным образом для извлечения на поверхность нефти, газа и в некоторых случаях воды.

При прочих равных условиях энергетические

соотношения пропорциональны количеству содержащихся в резервуаре флюидов. Поэтому важно выяснить хотя бы ориентировочно возможные соотношения между нефтью, газом и водой в резервуарах различного типа. Условия образования скоплений нефти и газа и наблюдаемые в природе особенности их залегания позволяют отметить следующее. В природных резервуарах неправильной формы возможно полное или почти полное заполнение всей емкости резервуара нефтью и газом.

Уровень энергетической поверхности (пьезометрической) может резко отличаться от уровня энергетических поверхностей резервуаров, залегающих выше и ниже за счет избыточных и аномальных давлений. При вскрытии такого резервуара скважинами поступление нефти и газа на поверхность возможно за счет энергии, аккумулированной в них самих (рассматриваются только естественные источники энергии).

В массивном резервуаре, имеющем ограниченное площадное распространение, роль энергии, аккумулированной в нефти и газе, может быть значительной в общем балансе энергии.

Уровень энергетической поверхности в типичных массивных резервуарах может изменяться так же, как и в резервуарах, литологически ограниченных со всех сторон. При наличии связи массивного резервуара с пластовыми она наиболее убедительно устанавливается по характеру энергетической поверхности. В этом случае изменения уровня должны происходить плавно, с появлением положительной аномалии в пределах залежи исключительно за счет избыточных давлений.

В пластовых резервуарах доля энергии, аккумулированной в нефти и газе, весьма мала по сравнению с общей энергией резервуара. В пластовых резервуарах изменения энергетической поверхности происходят плавно в соответствии с направлением и скоростью движения воды в резервуаре. В случае неподвижных вод поверхность имеет горизонтальное положение. В случае движения вод она наклонена в направлении движения воды. На фоне общих изменений уровня энергетической поверхности наблюдаются локальные положительные аномалии в пределах скоплений нефти и газа, обусловленные только избыточным давлением. Появление здесь аномальных давлений возможно только в том случае, если резервуар разбит на отдельные тектонические блоки, изолированные друг от друга. Но тогда резервуар теряет свою основную особенность — непрерывность, и практически не может рассматриваться как пластовый. Отдельные изолированные блоки такого резервуара должны

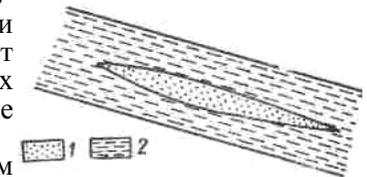


Рис. 51. Принципиальная схема резервуара, ограниченного со всех сторон плохо проницаемыми породами. 1 — песок; 2 — глина.

рассматриваться самостоятельно как резервуары, ограниченные со всех сторон.

В табл. 34 представлена классификация природных резервуаров с учетом сделанных выше замечаний. Выделение описанных типов природных резервуаров в значительной степени условно. Здесь, так же как и в классификации коллекторов, возможно выделение различных переходных типов.

Таблица 34

Классификация природных резервуаров

Типы резервуаров	Наиболее характерные группы коллекторов по классификации Г.А. Теодоровича	Стратиграфическая приуроченность коллекторов	Направление движения жидкостей и газов	Возможная максим. Роль энергии, аккумулированной в нефти и газе, по отношению ко всей энергии резервуара
Пластовые	А и Б	Выдерживается	По напластованию	Незначительная
Массивные	В и Б	Не выдерживается	По вертикали	Значительная
Лито логически ограниченные со всех сторон	Б и А	Выдерживается	Локально, ограниченно	Основная

§ 4. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ СВИТЫ

В природных условиях залежи нефти и газа в большинстве случаев связаны с осадочными толщами. В таких толщах породы-коллекторы занимают иногда очень небольшой объем. Толщи осадочных пород с заключенными в них нефтеносными и газоносными пластами называются нефтегазоносными свитами.

В подавляющем большинстве разрезов нефтегазоносных областей породы, содержащие нефть или газ или то и другое вместе, не образуют непрерывной пачки. Они чередуются с пластами пород, не содержащих нефтегазоносных пластов. Так, в разрезе Среднего Приобья Западно-Сибирской нефтегазоносной области, по данным М. В. Касьянова, выделяются четыре самостоятельных нефтегазоносных комплекса пород, разделенных регионально выдержанными глинистыми пачками. Первый нижний комплекс пород включает в себя отложения юры от подошвы битуминозной баженовской пачки вплоть до фундамента. Отложения второго комплекса соответствуют в основном валанжину и, видимо, частично низам готерива. Третий нефтегазоносный комплекс соответствует готериву — баррему, т. е. вартовской свите и ее аналогам. Четвертый нефтегазоносный комплекс

составляют отложения апт-альб-сеноманского возраста, которые четко ограничены котайской пачкой в подошве и регионально выдержанными глинами туронского возраста в кровле. Количество пластов в каждом комплексе неодинаково. В первом комплексе выделяется до 10 пластов, во втором — до 20, в третьем — 12 и в четвертом — 19.

При сравнительно небольшом количестве типов пород, слагающих нефтегазоносные свиты, последние характеризуются значительным разнообразием сочетаний этих пород. Литологическая характеристика осадочных толщ зависит от геологических условий их образования и прежде всего определяется геотектонической жизнью площади осадконакопления. Схематично можно выделить три основные геотектонические обстановки: платформенную, геосинклинальную и переходную обстановку предгорных прогибов. В типично геосинклинальных условиях нефтяные и газовые месторождения почти не встречаются. Поэтому ниже рассматриваются только толщи типично платформенных и предгорных областей.

А. В. Ульянов собрал материал по литологии и фациям нефтегазоносных свит большинства нефтедобывающих стран мира. Нефтегазоносные, газоносные и нефтеносные свиты земного шара он сгруппировал в 15 литологических групп. Кроме того, в качестве самостоятельных А. В. Ульянов выделил трещиноватые, изверженные и метаморфические породы.

А. В. Ульянов совместно с автором рассмотрел 224 нефтегазоносные свиты разных стран мира, залегающие в разных геотектонических условиях. Результаты этих исследований приведены в табл. 35 по материалам большинства известных нефтегазоносных районов.

Наиболее распространенные нефтегазоносные литофации следующие: а) известняки, доломиты; б) глины (сланцы) с прослоями и линзами песчаников и песков; в) песчаники и пески.

Реже всего нефтегазоносные свиты представлены такими литофациями: а) песчаниками с прослоями конгломератов; б) глинами (сланцами) с прослоями и линзами известняков.

В фациальных группах, выделенных по условиям образования среди нефтегазоносных свит, наиболее широко представлены нормальные морские осадочные образования, угленосная фация и фация пестроцветных отложений. Наименее распространена флишевая фация, которая к тому же не встречается в платформенных условиях.

Обращает на себя внимание широкое распространение среди нефтегазоносных толщ угленосных осадков (11%) и довольно большое распространение соленосных (4%) и пестроцветных (6%) отложений.

В Советском Союзе, по данным В. Г. Васильева и А.ЦА. Ханина (1963), наблюдается несколько иное распределение залежей нефти и газа по литологии вмещающих толщ. Из 1172 рассмотренных

Таблица 35
Распространенность и мощность литофаций нефтегазоносных свит

Литофаций	Встречаемость литофаций, % от общего количества (224) изученных свит	Отношение числа описанных литофаций в предгорных и межгорных областях к числу их на платформах	Средние мощности, м	
			на платформах	в предгорных прогибах
1. Известняки, доломиты	16,5	10/27	189	280
2. Известняки и доломиты с прослоями глин	5,8	1/12	255	490
3. Известняки и доломиты с прослоями песчаников, песков и глин (сланцев)	4,5	1/9	155	127
4. Глины (сланцы) с прослоями и линзами известняков	2,7	3/3	42	1120
5. Глины (сланцы) и песчаники (пески) с прослоями известняков (доломитов)	6,7	7/8	266	225
6. Глины с прослоями известняков (доломитов), песчаников (песков) и мергелей	4,5	8/2	128	823
7. Глины (сланцы) и мергели с прослоями песчаников и песков	7,6	17/0	—	491
8. Глины (сланцы) с прослоями песков, песчаников, конгломератов галечников	2,7	5/1	400	931
9. Глины (сланцы) с прослоями и линзами песчаников и песков	15,6	25/10	130	1291
10. Песчаники с прослоями конгломератов	3,1	4/3	242	122
11. Песчаники и пески	7,6	11/6	26	130
12. Угленосные осадки	10,7	11/13	247	1110
13. Солепосные и гипсоносные отложения	4,0	5/4	333	1607
14. Пестроцветные отложения	6,1	7/7	306	525
15. Флишевые фации	1,8	4/0	—	498

скоплений 74% приходится на долю скоплений, приуроченных к толщам терригенного состава, 18% — к толщам карбонатного -И 8% — к толщам терригенно-карбонатного состава.

Табл. 35 может быть использована для выяснения характера распространения нефтегазоносных толщ в платформенных и предгорных условиях. Для полного решения поставленных вопросов необходимо было бы провести сопоставление запасов и добычи по выделенным типам литофаций.

Приближенным критерием для оценки распространенности той или иной литофаций к пределам платформы и геосинклинали может служить отношение числа описанных литофаций в предгорных прогибах к такому же числу на платформах. Конечно, цифры, приведенные в табл. 35, могут значительно измениться по мере пополнения наших знаний, но при этом вряд ли изменятся вытекающие из нее выводы.

1. Нефтеносные и газоносные свиты, выраженные в карбонатных литофациях (табл. 35, литофаций 1, 2, 3) явно преобладают на платформах.

2. Нефтеносные и газоносные свиты, выраженные в песчано-глинистых с карбонатами (4, 5), песчаных (10, 11), пестроцветных (14), угленосных (12) и соленосных (13) литофациях, примерно одинаково распространены на платформах и в предгорных прогибах.

3. Нефтеносные и газоносные свиты, выраженные преимущественно в глинистых (6, 7, 8, 9) литофациях, встречаются главным образом в предгорных прогибах. Флишевая литофация наблюдается исключительно в предгорных прогибах.

Несколько сложнее вопрос о мощности нефтяных свит. Рассматривая табл. 35, можно заметить некоторую закономерность изменения мощностей. Она выражается в том, что в предгорных прогибах, как правило, мощность литофаций значительно больше, чем в платформенных областях. Исключения объясняются отсутствием фактических данных по мощностям соответствующих литофаций

ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. ЛОВУШКИ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Основная масса природных резервуаров в недрах земли заполнена водой. Нефть и природный газ, оказавшись в природном резервуаре, заполненном водой, могут перемещаться по нему. Основной причиной, вызывающей дифференциацию, перемещение нефти и газа в природном резервуаре, является разница в плотностях этих веществ и движение воды в резервуаре.

Любые перемещения нефти, газа и воды в земной коре называют м и г р а ц и е й . Под действием силы всплывания нефть и газ будут мигрировать вверх по резервуару до тех пор, пока не достигнут его кровли. Дальнейшее движение возможно, если кровля резервуара имеет наклон. Движение вдоль наклонной кровли резервуара будет происходить до тех пор, пока на пути этого движения не появится препятствие. Перед препятствием нефть и газ способны образовывать скопления — они оказываются заключенными как бы в ловушку. По определению И. О. Брода ловушка — это часть природного резервуара, в которой может установиться равновесие нефти, газа и воды.

Сопоставим три термина: коллектор, природный резервуар, ловушка.

Определение	Характеризуется
Коллектор	
Горная порода, обладающая способностью вмещать нефть и газ и отдавать эти полезные ископаемые при разработке	Типом породы, типом проницаемости(поровая, трещинная, вмещанная), величинами пористости, эффективной пористости проницаемости, (с этими параметрами связаны определения удельной поверхности, раскрытости трещин, их системы, густоты и т.д.)

Продолж. таблицы

Определение	Характеризуется
Природный резервуар	
Природная емкость для нефти, газа и воды, существование которой обусловлено соотношением коллектора с плохо проницаемыми породами	Типом коллектора, соотношением коллектора с непроницаемыми породами, емкостью, гидродинамической характеристикой и пластовой энергией, формой и условиями залегания
Л о в у ш к а	
Часть природного резервуара, в которой может установиться равновесие между газом, нефтью и водой	Типами резервуара и коллектора, условиями образования, формой, емкостью. В частном случае у резервуаров, литологически ограниченных со всех сторон, параметры резервуара и ловушки могут совпадать, когда весь резервуар представлен одной ловушкой.

Ловушка чаще всего представляет собой участок резервуара с застойными условиями даже в том случае, если в остальной части резервуара вода находится в движении. При движении воды наблюдается наклонный водонефтяной раздел, иногда вся нефть может быть вытеснена из ловушки водой. Довольно часто наклонные водонефтяные разделы встречаются в залежах некоторых месторождений Ашнеронского полуострова, их называют висячими залежами (рис. 52). Ярким примером висячих залежей являются некоторые залежи на месторождении Дигбой в Индии (рис. 53).

Гравитационный фактор вызывает в ловушке распределение газа, нефти и воды по их плотностям. Нарушение такого вполне закономерного распределения внутри ловушки может быть вызвано действием капиллярных сил в случае неоднородности коллектора, составляющего ловушку.

На моноклинах многочисленные ловушки часто возникают в зоне крупного тектонического нарушения с небольшими структурными осложнениями. На рис. 54, а, б, в в виде схемы представлены три возможных случая соотношения моноклиально залегающих пластов и экранирующей поверхности.

И. О. Брод обратил внимание, что для образования экранированных залежей необходимо, чтобы в плане линия водонефтяного или водогазового раздела образовывала замкнутый контур с линией экрана. Замкнутые контуры могут возникнуть при пересечении моноклинали с каким-либо структурным осложнением, например структурным носом (рис. 54, б), плоской экранирующей

поверхностью. То же произойдет, если на фоне моноклинального поднятия пород наблюдаются пологие изгибы и экранирующая

1093 1101 1009 561 1052 10087561035 1091

Рис. 53. Пофтяные и газовые залежи

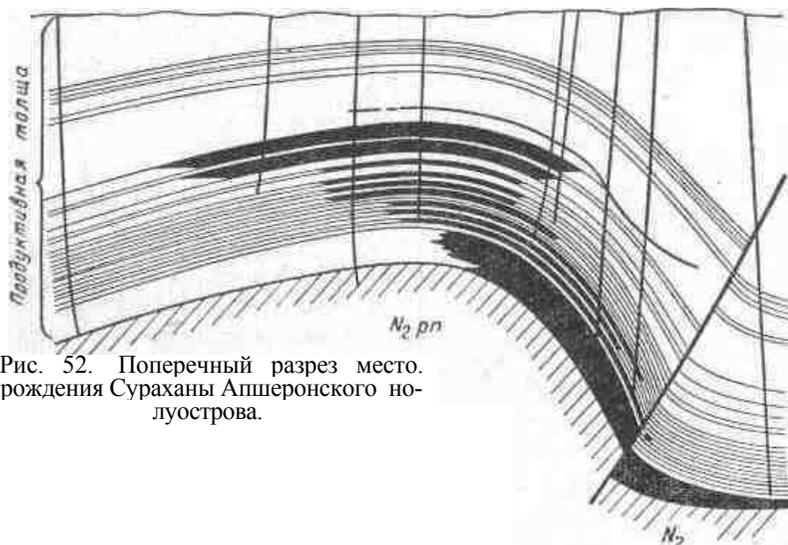
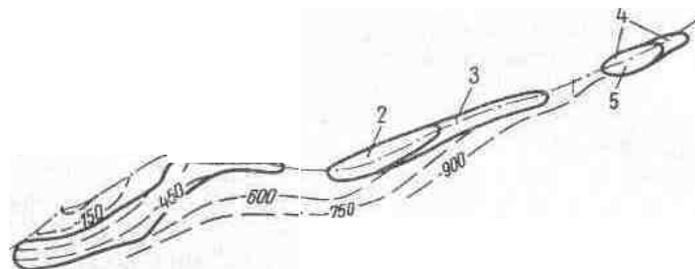


Рис. 52. Поперечный разрез место рождения Сураханы Апшеронского полуострова.



на месторождении Дигбой (по Е. В. Корпсу, 1949).

1 — нефть; 2 — газ; 3 — нефть только в верхних песках; 4 — газ в нижних песках; 5 — нефть в верхних песках.

поверхность представляет собой не плоскость, а кривую поверхность (рис. 54, в); это наиболее частый случай в природе.

Н. Б. Вассоевич подразделяет все ловушки на три основных типа: замкнутые, полузамкнутые и незамкнутые. Первые два типа

связаны с различного рода выклиниванием коллекторов, при котором препятствием для дальнейшей миграции является твердая фаза вещества. Поэтому эти типы можно назвать ловушками выклинивания.

В незамкнутых ловушках нефть и газ удерживаются благодаря антиклинальному изгибу слоев или существованию выступов (неровностей), обуславливающих возникновение подпора воды со всех сторон.

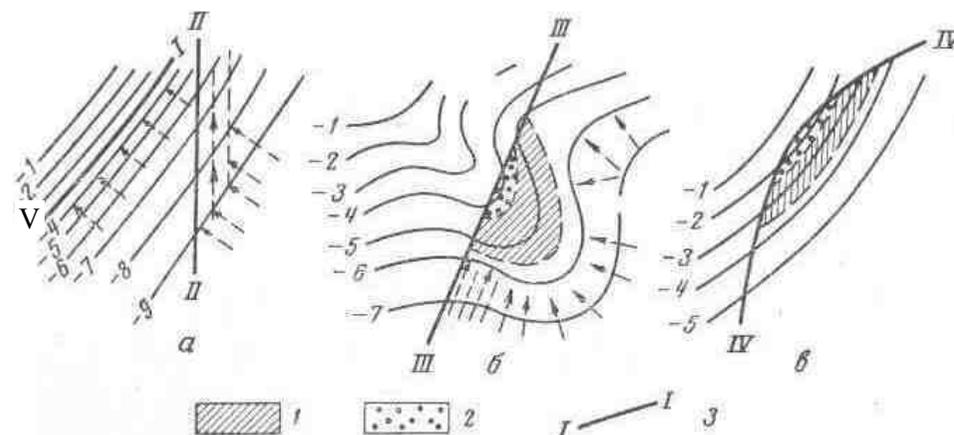


Рис. 54. Условия формирования залежей нефти и газа, связанных с экранированием.

а — залежей нефти и газа не образуется; б и в — возможно образование залежей нефти и газа. 1 — нефть; 2 — газ; 3 — положение экрана.

И. М. Губкин выделяет два основных фактора в формировании ловушек: структурный и литологический. При этом он подчеркивает наибольшее значение тектонического фактора. А. И. Леворсен предлагает все ловушки подразделять на три основных типа: 1) структурные ловушки; 2) стратиграфические ловушки; 3) комбинации обоих типов. Существуют и другие попытки классифицировать ловушки по различным признакам, например по характеру их контура или типу коллектора. Но все эти схемы следует признать менее удачными.

Безусловно, И. М. Губкин прав, когда подчеркивает ведущую роль тектонического фактора в образовании ловушек и залежей. Все другие факторы — литологическое выклинивание, стратиграфическое перекрытие, тектоническое экранирование, появление зон трещиноватости и т. д. — в той или иной степени являются производными от тектонического фактора. Имея в виду это постоянное действие последнего, его непосредственное или косвенное влияние

на образование ловушек, можно признать все же целесообразным подразделять ловушки по условиям их образования на следующие типы: 1) ловушки складчатых дислокации; 2) ловушки разрывных дислокации; 3) ловушки стратиграфических несогласий; 4) ловушки литологические; 5) различные комбинации перечисленных типов.

Первые два типа ловушек возникают в случае непосредственного воздействия тектонического фактора при создании структурного плана данного участка земной коры. Примером ловушки первого

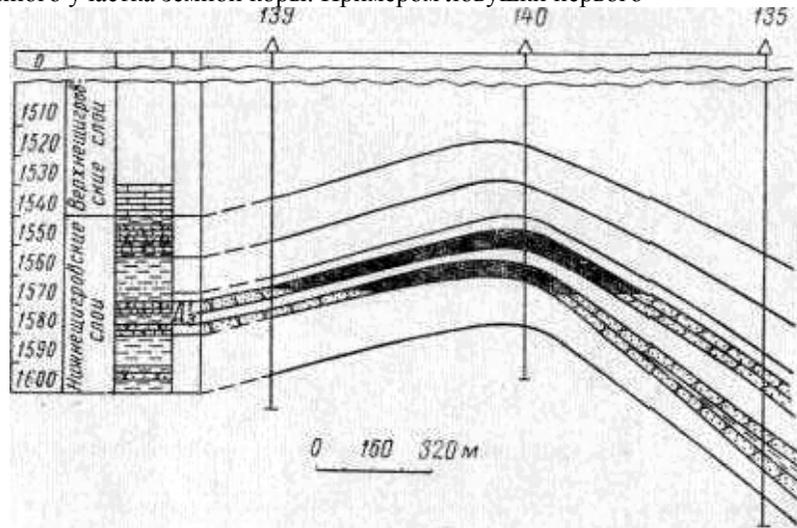


Рис. 55. Геологический профиль Елшано-Курдюмовского месторождения (по данным Елшанского нефтепромыслового управления, 1957).

типа может **служить** пласт D^{\wedge} (верхнего девона в Елшано-Курдюмовском месторождении Саратовской области, рис. 55), Ловушки второго типа можно наблюдать и в песчаниках чокрака и карагана (неоген) в поднадвиге Старогрозненского месторождения на Северо-Восточном Кавказе (рис. 56), а также в отложениях красноцветной толщи (средний плиоцен) на месторождениях Челекен, Котур-Тепе, Небитдаг и Кумдаг. Другим, весьма своеобразным примером образования ловушки в связи с дизъюнктивными нарушениями является тектоническая брекчия меловых отложений месторождения Маунт-Кам в Техасе (рис. 57). Третий тип ловушек образуется при двойном воздействии тектонического фактора. С одной стороны, тектонические движения вызывают появление определенного структурного плана, благодаря этому появляется возможность для перемещения нефти и газа по направлению к наиболее благоприятным локальным участкам **резервуара**. С другой стороны, тектонические движения

вызывают появление стратиграфического несогласия. Несогласное перекрытие резервуара, структурно осложненного (иногда при этом

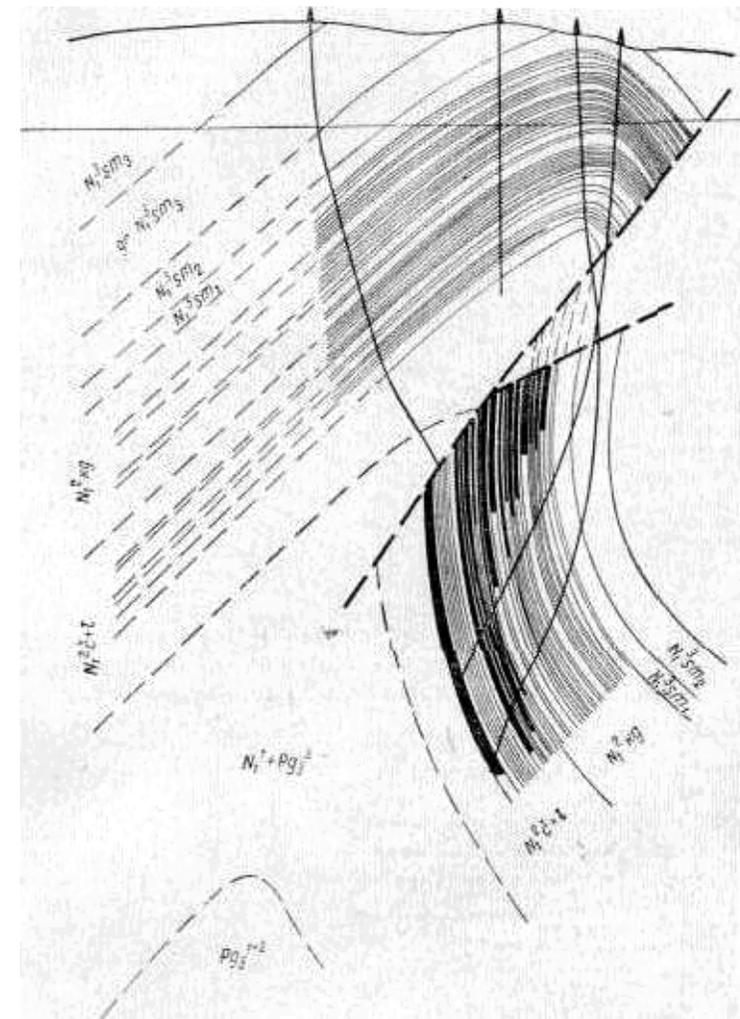


Рис. 56. Поперечный геологический разрез Старогрозненского месторождения (по А. Г. Алексину).

эродированного) **плохо** проницаемыми породами, приводит к завершению формирования ловушки (рис. 58). Образование ловушек четвертого типа непосредственно связано с изменением литологического состава пород. В большинстве случаев литологические изменения

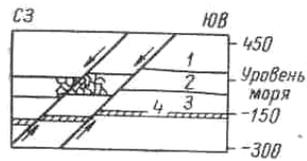
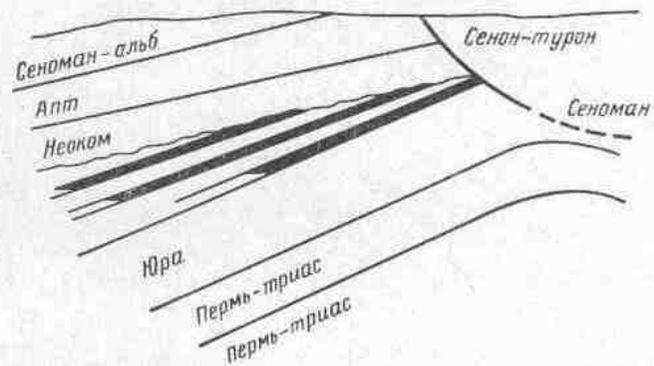


Рис. 57. Разрез месторождения Маунт-Кам (округ Хилл, Техас) с небольшой ловушкой и скоплением нефти, сформировавшимся на брекчированной площади мела остин, перебитой сбросами (по А. И. Леворсепу).

1 — свита тейлор; 2 — мел остин; 3 — сланец иглфорд; 4 — песчаник вудбайн.

в осадочной толще являются следствием изменения условий осадко-накопления, которые в свою очередь являются функцией тектонических движений. Ловушки четвертого типа изображены на рис. 59.

Рис. 58. Южный Байчунас (Эмба). Схема пластовых, стратиграфически экранированных залежей.



Ловушки пятого типа, формирование которых вызвано сочетанием нескольких

факторов, весьма широко распространены в природе. На рис. 60 показана ловушка в песчаниках карагана (неоген),

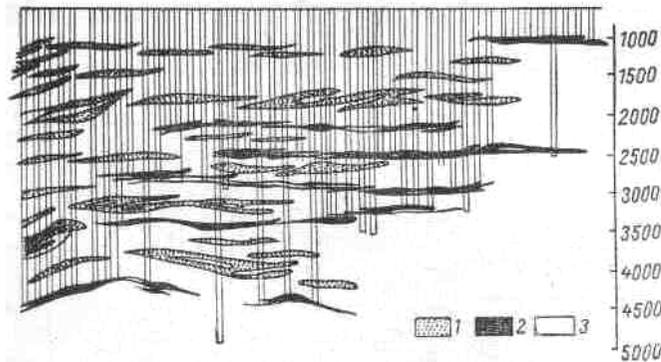


Рис. 59. Разрез месторождения Гус-Крик в округе Харис, Техас (по Майнору).

1 — песок; 2 — нефтеносный песок; 3 — гумбо (плотная глина без примеси песка).

образованная сочетанием пликативной дислокации (антиклинальная складка) с дизъюнктивным нарушением (тектонический экран) на месторождении Ташкала на Северо-Восточном Кавказе. Сочетание складчатой дислокации с литологическим выклиниванием показано на рис. 61.

Рис. 60. Поперечный геологический разрез месторождения Ташкала (по А. Г. Алексину, 1957).

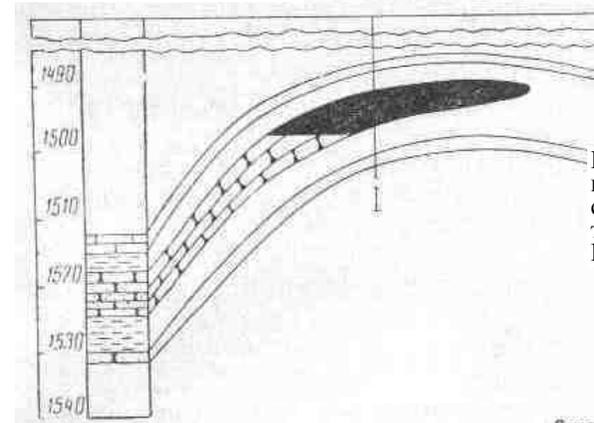
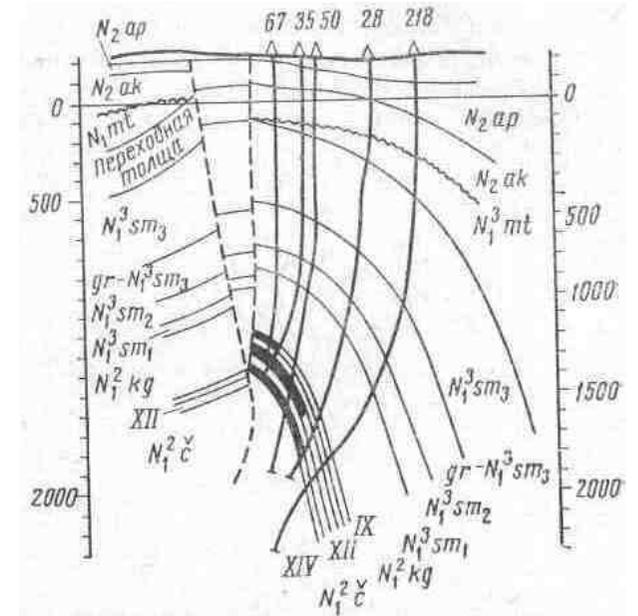
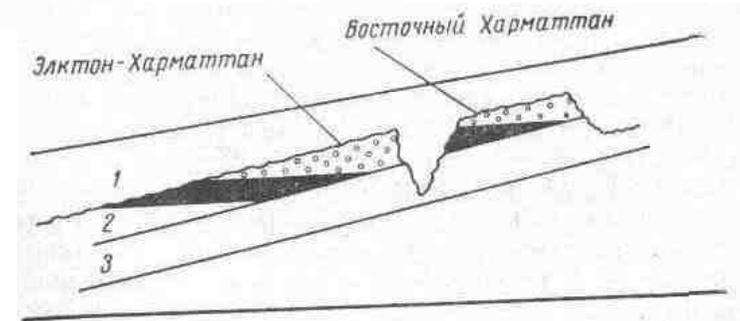


Рис. 61. Геологический профиль Иловлинского месторождения через залежь тульского горизонта (по Т. В. Бугровой).

Рис. 62. Месторождения Электон-Харматтан и Восточный Харматтан в Западной Канаде (по Дж. Бокман, 1963).

1 — нижний б лза-мор; 2 — элктон; 3 — шунда.



На рис. 62 показано образование ловушек в пластовом резервуаре вследствие его размыва и последующего перекрытия плохо проницаемыми породами. Сложное сочетание пликативной дислокации дизъюнктивного нарушения и стратиграфического несогласия

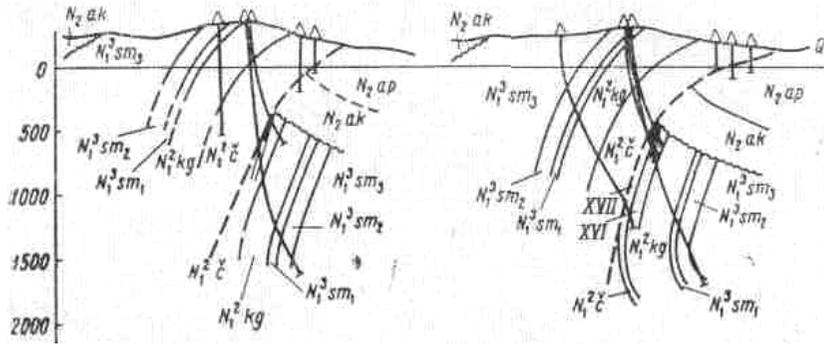


Рис. 63. Поперечные геологические разрезы месторождения Браугунз (по Л. Г. Алексину).

наблюдается при образовании ловушки в XVII пласте (чокрак, неоген) месторождения Браугуны на Северо-Восточном Кавказе (рис. 63).

§ 2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О ЗАЛЕЖАХ И ИХ ПАРАМЕТРАХ

Под залежью нефти и газа следует понимать всякое элементарное — единичное скопление нефти и газа. Если скопление достаточно велико и рентабельно для разработки, оно называется промышленной залежью.

Понятие о промышленной и непромышленной залежи весьма условно. По мере развития методов извлечения жидких и газообразных полезных ископаемых из горных пород меняется оценка залежи с точки зрения рентабельности ее эксплуатации.

Форма и размер залежи в значительной степени определяются формой и размером ловушки. Основным параметром залежи являются «е» запасы. Различают геологические и извлекаемые запасы. Под геологическими запасами нефти и газа понимают количество этих полезных ископаемых, находящееся в залежи.

Объем природного газа и нефти в залежи существенно отличается от того объема, который они занимают на поверхности. В общем объем жидкой фазы углеводородов в пластовых условиях несколько больше, чем на поверхности. Хотя вследствие повышения давления и наблюдается некоторое сжатие нефти, но оно с избытком компенсируется расширением нефти в результате повышения температуры в залежи и главным образом перехода части газообразных

2. Основные понятия о залежах и их параметрах

углеводородов в жидкую фазу. Говоря о количестве нефти и газа, необходимо твердо оговаривать, при каких именно условиях производятся замеры. На современном уровне развития науки и техники нельзя извлекать на поверхность все те запасы нефти и газа, которые находятся в залежи. Количество нефти и газа, приведенное к атмосферным условиям, которое может быть извлечено из залежи

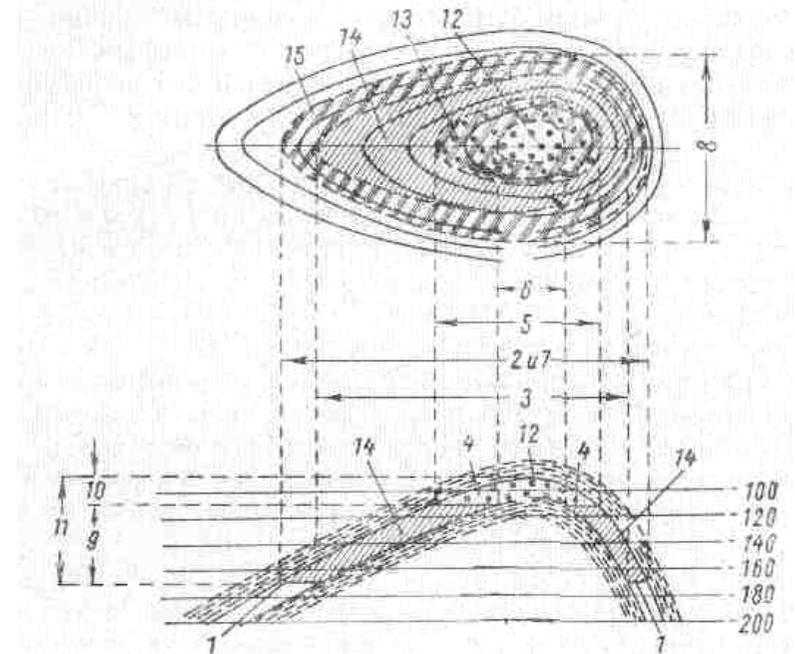


Рис. 64. Принципиальная схема сводовой пластовой залежи.

1 — подошва нефтяной залежи (поверхность водонефтяного раздела); 2 — внешний контур газонефтяного раздела; 3 — внутренний контур газонефтяного раздела; 4 — поверхность газонефтяного раздела; 5 — внешний контур газонефтяного раздела; 6 — внутренний контур газонефтяного раздела; 7 — длина залежи; 8 — ширина залежи; 9 — высота нефтяной залежи; 10 — высота газовой шапки; 11 — общая высота газонефтяной залежи; 12 — газовая часть залежи; 13 — газонефтяная часть залежи; 14 — нефтяная часть залежи; 15 — водонефтяная часть залежи

современными методами добычи, называется извлекаемыми запасами. Извлекаемые запасы нефти составляют 15—80% в зависимости от физико-химических свойств нефти и свойств коллектора, а также от метода разработки залежи. Для чисто газовых залежей процент извлекаемых запасов близок к 100. Если нефтяная залежь разрабатывается на режиме растворенного газа, то извлекаемые запасы составляют 15—40%, а если с поддержанием пластового давления — 50—80% геологических запасов. Более подробно извлекаемые запасы и их классификация рассматриваются в курсе «Промысловая геология». Прежде чем перейти к определению объема залежи, следует остановиться на ее некоторых элементах и параметрах. На рис. 64 приведена принципиальная схема сводовой пластовой

залежи. Поверхность, разделяющая нефть и воду, называется подошвой нефтяной (газовой) залежи, или поверхностью водонефтяного (газонефтяного или газоводяного) раздела. Линия пересечения поверхности водонефтяного раздела с кровлей пласта называется в нем внутренним контуром нефтеносности, или просто контуром нефтеносности. Если поверхность водонефтяного контакта горизонтальна, то контур нефтеносности в плане параллелен изогипсам кровли пласта. При наклонном положении поверхности водонефтяного раздела контур нефтеносности на структурной карте будет пересекать изогипсы кровли пласта, смещаясь в сторону наклона поверхности раздела.

Линия пересечения поверхности водонефтяного раздела с подошвой пласта называется внутренним контуром газонефтяной, или газовой, залежи, или контуром газонефтяной (газовой) залежи. В случае горизонтального положения поверхности водонефтяного раздела внутренний контур нефтеносности будет параллелен изогипсам структурной карты, построенной по подошве пласта. Проекция этого контура на структурную карту кровли пласта при асимметричном строении складки будет пересекать изогипсы кровли пласта. При наклонном положении поверхности водонефтяного раздела внутренний контур нефтеносности в плане будет пересекать изогипсы структурных карт, построенных как по кровле, так и по подошве пласта.

Скопление свободного газа над нефтью в залежи называется газовой шапкой. Газовая шапка в пласте может присутствовать только в том случае, если давление в залежи равно давлению насыщения нефти газом при данной температуре. Если пластовое давление выше давления насыщения, то весь газ растворится в нефти. Возможно образование чисто газовой залежи. У газовой залежи по отношению к ее подошве могут быть выделены все те элементы, которые были отмечены для нефтяной залежи: поверхность газоводяного раздела, внутренний и внешний контуры газонефтяной. В тех случаях, когда под скоплением газа имеется еще и скопление нефти, выделяется поверхность газонефтяного раздела, внешний и внутренний контуры газовой шапки.

Если в ловушке количество нефти и газа недостаточно для заполнения всей мощности пласта (рис. 65), то внутренний контур газонефтяной или даже внутренний контур нефтеносности будет отсутствовать. У залежей в ловушках, сформированных в массивных резервуарах, внутренние контуры газонефтяной и нефтеносности всегда отсутствуют.

В статических условиях при некоторой разнице в плотностях флюидов и большом поверхностном натяжении на поверхностях их разделов последние должны иметь вид горизонтальных плоскостей. Однако в природе эти условия очень часто нарушаются. К исчезно-

вению четкой границы раздела между водой и нефтью приводят, например, микробиологические процессы разрушения нефти в залежи. Зона переходная от нефти к воде имеет различную мощность. В неоднородном коллекторе в результате различия сил сцепления между молекулами нефти (газа) и воды с поверхностью капилляров породы поверхность раздела может приобрести весьма причудливый

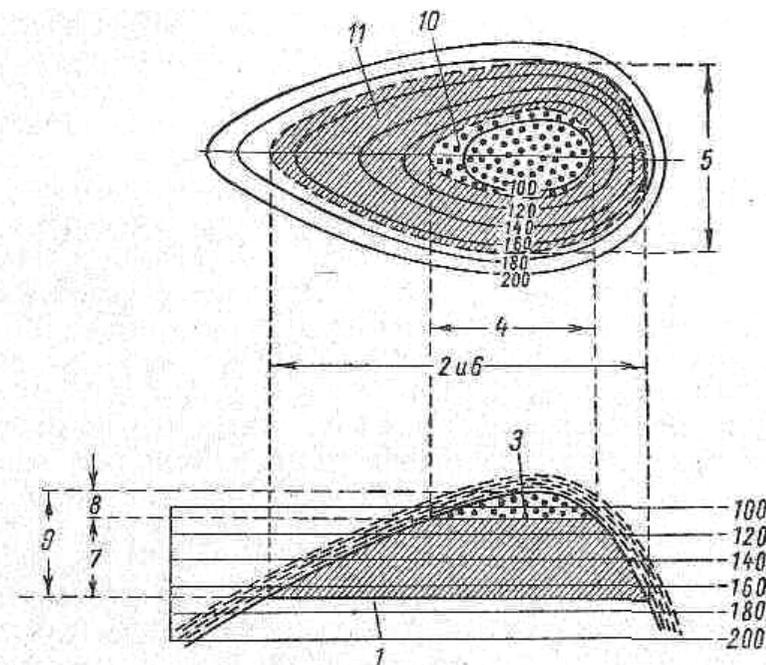


Рис. 65. Принципиальная схема массивной залежи.

1 — подошва нефтяной залежи; 2 — внешний контур нефтеносности; 3 — поверхность газонефтяного раздела; 4 — внешний контур газонефтяной; 5 — ширина залежи; 6 — длина залежи; 7 — высота нефтяной залежи; 8 — высота газовой шапки; 9 — общая высота газонефтяной залежи; 10 — газонефтяная часть залежи; 11 — водонефтяная часть залежи.

волнистый характер. Наконец, движение воды в пласте, как уже отмечалось, приводит к наклону поверхности разделов в направлении движения. Длина, ширина и площадь залежи (рис. 64) определяются по ее проекции на горизонтальную плоскость внутри внешнего контура нефтеносности (газонефтяной). Поправка на угол падения пласта в случае пластового резервуара не вводится.¹ Высотой залежи (или соответственно высотой нефтяной части залежи и высотой газовой шапки) называется расстояние по вертикали от подошвы залежи до ее наивысшей точки. Иногда отмечают суммарную высоту газонефтяной залежи. Для расчета объема залежи

¹ При вычислении объема залежи косинус угла падения пласта при расчете площади входит в числитель, а при расчете мощности пласта — в знаменатель.

необходимо учесть мощность пласта. Поэтому в расчетах используют эффективную мощность пласта, т. е. только мощность хорошо проницаемых пропластков, насыщенных углеводородами. Определение эффективной мощности производится по каротажным диаграммам и боковому каротажному зондированию. Методы расчетов рассматриваются в специальном курсе «Промысловой геофизики».

В залежи можно выделить газовую часть (рис. 64), в пределах которой распространен только свободный газ. Газовая часть располагается внутри внутреннего контура газоносности.

Газонефтяная часть залежи (рис. 64) располагается между внешним и внутренним контурами газоносности. Если отсутствует внутренний контур газоносности (рис. 65), то газонефтяная часть охватывает весь объем залежи внутри внешнего контура газоносности. В газонефтяной части залежи под газом располагается нефть. В чисто газовой залежи газ подстилается водой и соответственно выделяется газоводяная часть залежи.

Нефтяная часть залежи (рис. 64) располагается между внутренним контуром нефтеносности и внешним контуром газоносности. В ее пределах в ловушке содержится только нефть. Если в залежи отсутствует газовая шапка, то нефтяная часть охватывает весь объем залежи внутри внутреннего контура нефтеносности (контура водоносности).

Водонефтяная часть залежи (рис. 64) располагается между внешним и внутренним контурами нефтеносности. В ее пределах под нефтью залегают вода. Если в залежи отсутствуют газовая шапка и внутренний контур нефтеносности, то вся залежь является водонефтяной, в ней повсюду под нефтью находится вода. Вода, находящаяся под нефтью или газом в водонефтяной или водогазовой части залежи, называется подошвенной. Вода, залегающая за внешним контуром нефтеносности (или газоносности в газовой залежи), называется законтурной. При разработке залежи и неравномерном продвижении внешнего контура нефтеносности внедряющиеся в залежь законтурные воды образуют языки обводнения. Подошвенные воды могут подтягиваться к забою скважин, расположенных в пределах водонефтяной части, и образовывать конусы обводнения. Вопросы, связанные с появлением языков и конусов обводнения, специально рассматриваются в курсах «Промысловой геологии и разработки нефтяных месторождений».

В «чисто» нефтяной или газовой части залежи отнюдь не весь объем пор занят исключительно нефтью или газом. Некоторый объем пор оказывается занятым водой. Большая часть этой воды связана с породой — связанная вода. Такая вода в пласте при обычных условиях неподвижна. Рассчитывая объем залежи, необходимо учесть, какой объем пор занят нефтью и какой водой.

Степень заполнения пор нефтью (газом) называют нефтенасыщенностью (газонасыщенностью) и измеряют в процентах или долях единицы.

Когда в пласте одновременно находятся две такие несмешивающиеся жидкости, как нефть и вода, то при своем перемещении (миграции) по пласту они мешают друг другу. Условно в таком случае можно рассматривать движение нефти в пористой среде,

скелет которой составлен минеральными зернами и водой. Наоборот, для воды такой скелет среды может рассматриваться как состоящий из мине-

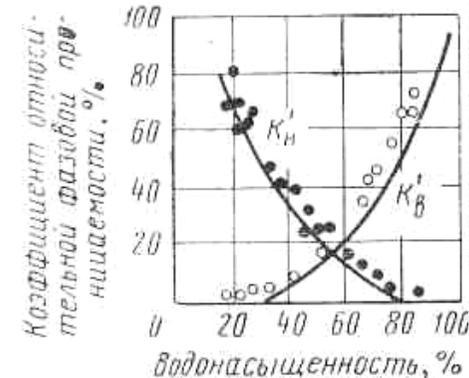


Рис. 66. Зависимость относительной фазовой проницаемости от насыщенности водой первого простран-

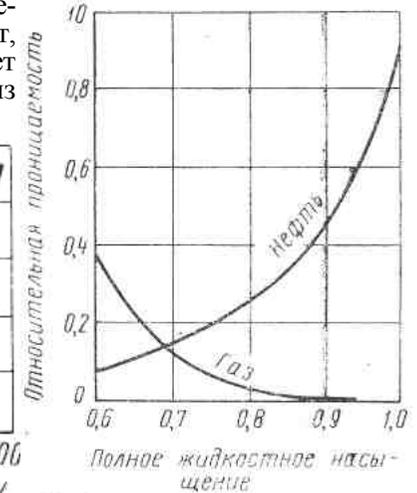


Рис. 67. Относительная проницаемость газа и нефти (по В. С. Графт и Ф. Халокинс).

ральных зерен и нефти. В любом из этих случаев эффективная пористость оказывается меньше, чем пористость сухой породы. Рассчитанные коэффициенты проницаемости для одного из перемещающихся веществ будут отличаться от истинного коэффициента проницаемости породы. Они соответственно называются фазовыми коэффициентами проницаемости для нефти, газа и воды. Обычно фазовые коэффициенты проницаемости выражаются в процентах от истинного значения коэффициента проницаемости

$$k'_n = \frac{k_n}{k_{np}}; \quad k'_v = \frac{k_v}{k_{np}}; \quad k'_g = \frac{k_g}{k_{np}},$$

где k_{np} — коэффициент проницаемости породы; k_n, k_v, k_g — фазовые коэффициенты проницаемости нефти, воды и газа; k'_n, k'_v, k'_g — относительные коэффициенты фазовой проницаемости нефти, воды и газа.

На рис. 66 приведены экспериментальные данные по определению коэффициента относительной фазовой проницаемости нефти и воды

в зависимости от водонасыщенности несцементированного песка. Как видно из этого графика, при наличии в несцементированном песке около 30% воды ее фазовая проницаемость практически равна нулю, а фазовая проницаемость для нефти в 2 раза ниже проницаемости пласта по однородной жидкости. При содержании в песке воды около 80% фазовая проницаемость нефти становится равной нулю. На рис. 67 показаны аналогичные кривые для газа и нефти в пористом песке. Наличие в пласте нефти и газа приводит к резкому

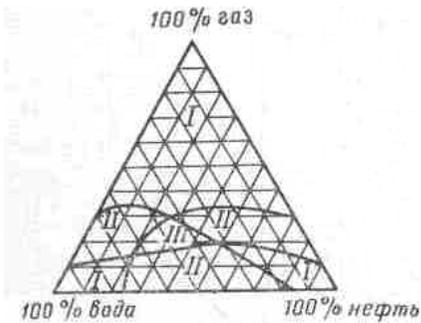


рис. 67. Области насыщения, соответствующие однофазному, двухфазному и трехфазному движениям в несцементированных песках. В области I диаграммы — однофазное движение, в области II — двухфазное, в области III — трехфазное.

снижению их фазовых проницаемостей. Так при содержании в пласте 70% нефти и 30% газа их фазовые проницаемости снижаются до 12-13%.

При наличии в пласте одновременно нефти, воды и газа характер их перемещения в пласте становится еще более сложным. На рис. 68 изображена треугольная диаграмма фазовых проницаемостей в зависимости от насыщения несцементированного песка нефтью, водой и газом. Как видно из приведенного графика, трехфазное движение ограничивается относительно узкой областью. Всякая залежь, помимо рассмотренных параметров, должна

характеризоваться качеством полезных ископаемых, содержащихся в ней. Характеристика качества нефти и газа производится в соответствии с их химическим составом и другими свойствами, описанными в главах IV и V. Весьма важно выявить соотношения между газом и нефтью или водой в залежи. Эти соотношения зависят прежде всего от температуры и давления в залежи, а также от химических особенностей нефти, газа и воды.

§ 3. ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЕРАТУРА В ЗАЛЕЖАХ НЕФТИ И ГАЗА

Статическое давление. Под давлением залежи или пластовым давлением понимают то давление, которое жидкость или газ оказывают на вмещающие их породы. Оно выражается либо в килограммах на квадратный сантиметр, либо в технических атмосферах. Пластовое давление может быть выражено условно в метрах столба жидкости, уравновешивающей данное давление, по формуле

$$p = \frac{Hd}{10}$$

или

$$H = \frac{10p}{d}$$

где p — давление в атмосферах;

d — плотность жидкости;

H — высота столба жидкости.

Передача пластового давления осуществляется жидкостью (нефтью, водой) или газом. Независимо от причин, вызывающих пластовое давление, величина его в резервуаре всегда может быть

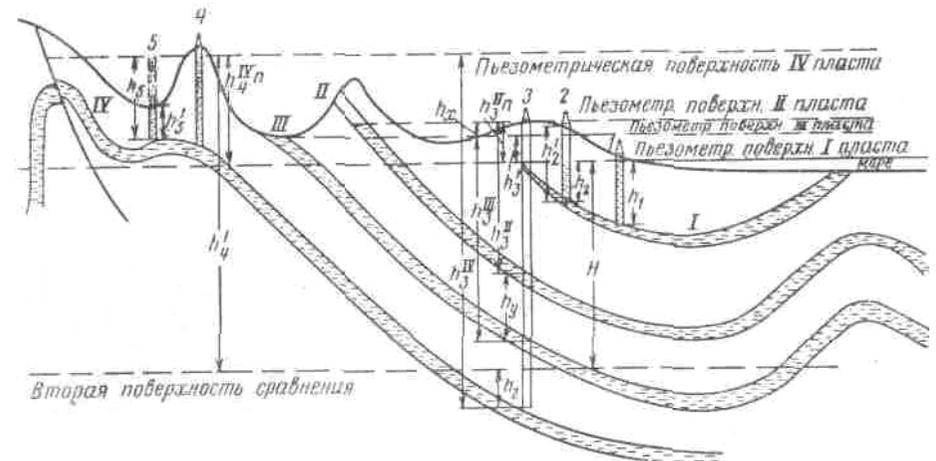


Рис. 69. Схема гидростатических давлений и пьезометрических поверхностей.

определена высотой столба жидкости с учетом ее удельного веса. При вскрытии пласта скважиной высота столба жидкости, установившейся в ней, пропорциональна пластовому давлению. В резервуарах, имеющих сообщение с поверхностью, пластовое давление в статических условиях (без движения вод) определяется уровнем зеркала воды в резервуаре в области его связи с поверхностью. Связь резервуара с поверхностью может осуществляться либо через непосредственный выход его на поверхность, либо через зоны разрывов. Положение свободного зеркала воды в таком резервуаре зависит от высоты выхода пласта на поверхность, от количества поступающих в него вод и некоторых других факторов (испарение, фильтрация и т. д.).

Если в пласте по тем или иным причинам возникают изменения пластового давления, то они неизбежно будут сказываться на положении свободного зеркала воды данного резервуара (рис. 69) и в известной мере контролироваться им. Давление в таком резервуаре

(в статическом состоянии) никогда не может оказаться выше давления столба жидкости, уровень которого контролируется высотой выхода резервуара на поверхность (либо связью резервуара с поверхностью по разрывам).

Если мысленно вскрыть такой резервуар (в котором нет движения воды) большим числом скважин, то независимо от места вскрытия пласта уровни столба жидкости окажутся во всех скважинах на одной высоте. Поверхность, проведенная через такие отметки, называется пьезометрической. Обычно для примерного определения ожидаемого давления в том или ином пласте расчет производят несколько упрощенно. При этом удельный вес воды принимают равным единице и высоту положения устья скважины по отношению к пьезометрической поверхности не учитывают. В данном случае давление определяется в атмосферах по формуле

$$p = \frac{H}{10},$$

где H — глубина скважины.

При таких примерных определениях действительное гидростатическое давление в той или иной точке пласта может существенно отличаться от расчетного давления, если даже принять удельный вес жидкости d за единицу. На рис. 69 I пласт сообщается с поверхностью в области моря, его пьезометрическая поверхность совпадает с уровнем моря (при $d = 1$). Действительное статическое давление в точках пласта, вскрытых скв. 1 и 2, соответственно определится по формулам:

$$p_1 = \frac{h_1}{10}; \quad p_2 = \frac{h_2}{10}.$$

В скв. 1, расположенной на берегу моря, действительное и примерное расчетные давления совпадают. В скв. 2 расчетное давление определится по формуле

$$p_2' = \frac{h_2'}{10}.$$

Поскольку $h_2' > A_2$, то и расчетное давление окажется значительно выше действительного, $p_2' > p_2$. Возможен и обратный случай, если устье скважины расположено ниже пьезометрической поверхности соответствующего пласта. На том же рисунке это можно наблюдать по скв. 5 для IV пласта. Здесь $h_5' < A_5$ и соответственно $p_5' < p_5$, в скв. 4 расчетное давление окажется выше действительного. В приведенном примере все четыре пласта сообщаются с поверхностью на разных гипсометрических уровнях, причем IV пласт сообщается с поверхностью через систему нарушений в своде антиклинальной складки.

Большой частью в природе наблюдается постепенное и закономерное увеличение пластовых давлений с глубиной как по пласту,

так и при переходе от пласта к пласту. Приращение давления с глубиной называется гидростатическим градиентом. Поскольку давление возрастает под влиянием веса столба жидкости, вектор гидростатического градиента направлен вертикально вниз. Если принять средний удельный вес природных вод равным 1,05, то пластовое давление на глубине в среднем будет равно

$$P_{из} = \frac{H \cdot 1,05}{10}.$$

Отклонения от этой общей закономерности тем больше, чем больше отклоняется поверхность отсчета от пьезометрической поверхности и чем больше отклоняется истинная плотность воды в резервуарах от принятой средней плотности.

Разница поверхностей зависит от рельефа местности. В горных странах разность может быть существенной, в равнинных областях ее влияние сводится к минимуму. Иногда, особенно в горных областях, рост пластовых давлений с глубиной при переходе от пласта к пласту может существенно нарушаться. На рис. 69 видно, что устье скв. 3 расположено на пьезометрической поверхности II пласта, и только в этом пласте расчетные давления совпадают с действительными. В I и III пластах расчетные давления окажутся выше действительных, а в IV пласте — ниже. Жидкость должна двигаться со стороны большего давления в сторону меньшего. Исходя из этого, в скв. 3 при соединении пластов между собой можно было бы ожидать перегон жидкостей из IV пласта в III, из III во II, из II в I, поскольку $p^{IV} > p^{III} > p^{II} > p^I$. На самом же деле этого не произойдет. Рассмотрим для примера давления в III и II пластах. Давление в III пласте будет больше, чем давление во II пласте (при $d = 1$), на величину, определяемую разностью высот $A_3^{1,11} - h_3^I$. Из рис. 69 следует откуда

Следовательно, давление в III пласте больше, чем во II пласте, величину

$$h_3^{III} + h_x = h_3^{II} + h_y, \quad \text{на}$$

$$h_3^{III} - h_3^{II} = h_y - h_x,$$

$$\Delta p = \frac{h_y - h_x}{10}.$$

Таким образом, имеется перепад давлений, который как будто может вызвать перемещение жидкостей. Посмотрим, однако, достаточно ли этого перепада давления для перемещения жидкости из III пласта во II пласт. Для того, чтобы жидкость могла перетекать из III пласта во II, необходимо, чтобы давление в III пласте было равно или больше давления во II пласте плюс давление, вызываемое

весом столба жидкости между III и II пластами (высота A). Следовательно, для перетока из одного пласта в другой должно соблюдаться условие

$$\frac{h_3^{III}}{10} = \frac{h_3^{II} + h_y}{10}$$

$$\frac{h_3^{III} - h_3^{II}}{10} = \frac{h_y}{10}$$

т. е. необходимый перепад давления Δp равен $\Delta p_x = \sim$.

Как видно из этого расчета, действительный Δp и необходимый Δp_x перепады давлений для перетока из III пласта во II пласт не равны между собой:

т. е.

$$\Delta p - \Delta p_x = \frac{h_y - h_x}{10} - \frac{h_y}{10} = -\frac{h_x}{10}$$

$$\Delta p = \Delta p_x - \frac{h_x}{10}$$

существующий перепад давлений между пластами меньше, чем это надо для перетока жидкости из III пласта во II пласт, на величину $-\frac{h_x}{10}$. Иначе говоря, если в скв. 3 соединить между собой II и III пласты, то жидкость будет перетекать не снизу вверх, а сверху вниз за счет перепада давления, равного $-\frac{h_x}{10}$. Необходимый перепад давления определяется здесь разностью положений пьезометрических поверхностей III и II пластов. Поскольку пьезометрическая поверхность II пласта выше III, h_x имеет отрицательное значение, а переток будет происходить из II пласта в III.

Если бы положение пьезометрических поверхностей пластов было одинаковым ($A_x = 0$), то между пластами установилось бы равновесие; наконец, если бы пьезометрическая поверхность III пласта была бы выше поверхности II, то значение H_x было бы положительным и жидкость перетекала из III пласта во II. Таким образом, переток жидкости из одного пласта в другой определяется не абсолютными давлениями в этих пластах, а разностью высот пьезометрических поверхностей. Переток возможен только от пласта с более высокой пьезометрической поверхностью к пласту с более низкой пьезометрической поверхностью.

То же самое может быть отмечено и для перемещения жидкости внутри одного и того же пласта. На рис. 69 давление в I пласте в скв. 1 больше, чем давление в скв. 2, поскольку A_x больше h_2 на величину $\frac{h_1 - h_2}{10}$. Однако движения жидкости в пласте не будет наблюдаться, так как для этого необходимо преодолеть дополнитель-

ное давление, равное той же величине $\frac{h_1 - h_2}{10}$. § В I пласте жидкость

будет находиться в покое. Чтобы вызвать движение жидкости в пласте, надо нарушить указанное равновесие. Давления в двух произвольно взятых точках пласта должны отличаться друг от друга на величину, большую или меньшую чем одна десятая разницы их гипсометрических высот (при $d = 1$). Это возможно только в случае наклона пьезометрической поверхности.

Таким образом, для выяснений направления движения жидкостей в пласте или между пластами необходимо знать не абсолютные величины давлений, а положение пьезометрических поверхностей. Поэтому М. А. Жданов еще в 1933 г. предложил пользоваться для различных расчетов приведенным давлением. В понятие приведенное давление вкладывается представление о пьезометрической высоте или пьезометрическом давлении. Как уже отмечалось, пластовое давление в любой точке пласта может быть выражено уравновешивающим давлением столба жидкости.

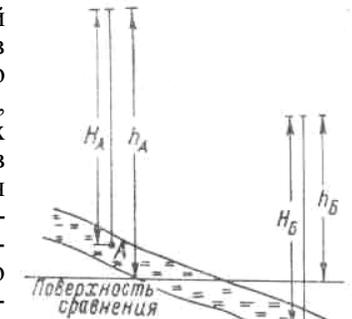


Рис. 70. Расчет приведенных давлений.

Измерение высоты столба жидкости, соответствующей пластовому давлению, может производиться от любой произвольной поверхности. Для приведения высоты и соответствующего ему давления берут разницу между условной выбранной поверхностью и статическим уровнем столба жидкости, уравновешивающего данное давление. Удельный вес жидкости принимают равным единице независимо от действительного удельного веса жидкостей, заполняющих пласт или пласты. Таким образом, при расчете приведенных давлений, давления в атмосферах или в килограммах на квадратный сантиметр, измеренные в пластах, выражают через высоту соответствующего столба воды с удельным весом, равным единице (рис. 70). В качестве поверхности сравнения берется уровень мирового океана, но может быть выбрана и любая другая поверхность.

Но — высота столба жидкости с удельным весом 1, уравновешивающего давление в точке A'; $H_{ж}$ — высота столба жидкости с удельным весом 1, уравновешивающего давление в точке B. Для в точке A $(p_A = \frac{h_A}{10})$; h_B — приведенная высота давления в точке B $(p_B = \frac{h_B}{10})$.

Если на рис. 69 в качестве поверхности приведения выбрать уровень моря, то приведенное давление в скв. 1 и 2 будет равно нулю, так как статические уровни в этих скважинах находятся на

уровне моря. В скв. 3 приведенное давление в I пласте будет также равно нулю, во II пласте оно будет выражаться высотой h_1^n , представляющей собой разницу между уровнями моря и пьезометрической поверхностью II пласта (соответствующее приведенное давление $p^u = /4^{1n}/10$); в скв. 4 — высотой h^v ; в скв. 5 — той же высотой $/4^{vn}$. Если выбрать иную поверхность сравнения, то приведенные давления получат иные значения. Так, приведенное давление в скв. 4 для пласта IV будет определяться высотой h^l , в скв. 3 для того же пласта — высотой $/4^v - h^l = h^l$. Хотя приведенные давления по разным поверхностям сравнения отличаются друг от друга, перепады давлений, определяющие направления движения жидкостей в пласте или между пластами, остаются неизменными. В самом деле, разница перепадов давления, вызывающая перемещение жидкости между скв. 1 и 2 на рис. 69, как было показано ранее, равна нулю. Давления, приведенные к уровню моря, в этих скважинах также равны нулю, несмотря на разную их глубину. Давления, приведенные ко второй поверхности в этих же скважинах, определяются величиной H , которая также одинакова для обеих скважин. В скв. 3 перепад давления, определяющий возможность движения жидкости из II пласта в III, выражается высотой h_x . Той же высотой он выражается при приведении давлений как к уровню моря, так и ко второй поверхности. В одном и том же пласте на любом его участке величина приведенных пьезометрических давлений определяется высотой пьезометрической поверхности над произвольно выбранным уровнем. Если движение жидкости в пласте отсутствует, то пьезометрическая поверхность имеет горизонтальное положение, и приведенные давления в любых точках пласта равны между собой.

Рассмотрим изменения давлений в пластовой сводовой ловушке, заполненной водой, находящейся в статическом положении. В такой ловушке абсолютные давления в каждой точке пласта увеличиваются от свода к крыльям. Рост давления пропорционален глубине измерения; линии равного давления (изобары), построенные по точкам измерения в кровле пласта, строго параллельны изогипсам кровли пласта. Приведенные давления по любой поверхности равны между собой, и карты приведенных изобар в этом случае построить нельзя.

При заполнении ловушки газом, нефтью и водой картина распределения гидростатических давлений в пласте изменится. Если пренебречь весом газа, то в чисто газовой залежи (рис. 71) в соответствии с законом Паскаля давление во всех ее точках должно быть одинаковым, равным давлению на поверхности газ — вода. Таким образом, давление в пласте, насыщенном газом, в любой точке, расположенной выше контакта газ — вода, всегда больше гидростатического давления, рассчитанного для данной точки.

Для сопоставления возьмем четыре произвольные точки в пласте А, В, В и Г. Точки А, В, В и Г расположены попарно на одной высоте от поверхности сравнения и соответственно на одной глубине

от поверхности земли. Давление в точке А может быть выражено следующим образом:

$$P_A = \frac{Hd_n - h_2d_n}{10} = \frac{h_1d_n}{10};$$

в точке В

$$P_B = \frac{Hd_n - h_3d_n}{10} = \frac{h_3d_n}{10},$$

где d_s — удельный вес воды.

Так как $h_3 = h_1$, то $P_A = P_B$. Давление в точке, расположенной на контакте газ — вода, равно давлению в другой точке пласта,

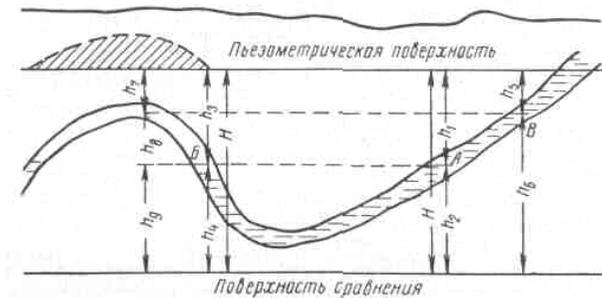


Рис. 71. Расчет избыточного давления в залежи.

Штриховкой показано избыточное давление.

расположенной на той же глубине в пласте, заполненном водой. Оба давления равны гидростатическому. Приведенные давления в этих точках также равны между собой и определяются величиной $h_1 - \gamma_1$ в точке В

$$P_B = \frac{Hd_n - h_6d_n}{10}.$$

В точке Г

$$P_G = \frac{Hd_n - (h_8d_r + h_9d_n)}{10},$$

где d_r — удельный вес газа по воде в пластовых условиях.

Из сопоставления формул видно, что давление в точке Г будет выше, чем в точке В, хотя они и расположены на одной глубине. Определим разницу давлений:

$$\Delta P_u = P_G - P_B = \frac{Hd_n - (h_8d_r + h_9d_n)}{10} - \frac{Hd_n - h_6d_n}{10} = \frac{d_n(h_6 - h_9) - h_8d_r}{10},$$

так как

$$h_6 - h_9 = h_8,$$

$$\Delta p = \frac{h_g (d_n - d_r)}{10}.$$

Таким образом, в любой точке газовой залежи будет наблюдаться давление избыточное над гидростатическим, пропорциональное высоте положения точки над газодляным разделом и разности удельных весов воды и газа в пластовых условиях. На поверхности газ — вода $h_s = 0$, и избыточное давление также равно нулю. Максимальное избыточное давление будет наблюдаться в самой верхней точке газовой залежи — оно будет пропорционально высоте залежи. Избыточное давление можно рассматривать как результат действия силы всплывания, направленной вверх. Таким образом, силы, вызывающие гидростатическое и избыточное давления, направлены в разные стороны.

Аналогичные расчеты могут быть сделаны и для нефтяной залежи или нефтяной залежи с газовой шапкой. Избыточное давление в нефтяной залежи определится выражением

$$\Delta p_{\text{н}} = \frac{h (d_n - d_n)}{10},$$

где h — высота точки над поверхностью вода — нефть; $(d_s - d_s)$ — разность удельных весов воды и нефти в пластовых условиях.

Избыточное давление в любой точке газовой шапки определяется выражением

$$\Delta p_{\text{н}} = \frac{h_n (d_n - d_n) + h_r (d_n - d_r)}{10},$$

где h_n — высота нефтяной части залежи;

h_r — высота данной точки над разделом газ — нефть.

Вопрос об избыточных давлениях в залежах газа и нефти был детально рассмотрен и обоснован В. А. Савченко. На основании приведенных расчетов теоретически возможно определение положения разделов газ — нефть, нефть — вода или газ — вода в пространстве по измерениям давления в одной скважине, пробуренной на залежь, при условии, что известно положение пьезометрической поверхности в резервуаре. Точность расчетов будет зависеть от точности определений положения пьезометрической поверхности пласта и давлений в скважинах.

Каково же будет соотношение избыточного и приведенного давлений в залежи нефти или газа? Приведенные давления на поверхности раздела будут равны между собой в любых точках поверхности (при горизонтальном положении пьезометрической поверхности). Однако в каждой точке залежи нефти или газа приведенные давления окажутся выше приведенных давлений на поверхности

раздела. Из ранее сказанного нетрудно видеть, что приведенные давления в любой точке залежи будут отличаться от приведенных давлений на контакте на величину, соответствующую избыточному давлению. Так как силы, вызывающие гидростатическое и избыточное давления, направлены в разные стороны, то в залежи они будут уравновешивать друг друга. Залежь будет существовать до тех пор, пока последнее условие будет соблюдаться.

Динамическое давление. До сих пор мы исходили из предположения о том, что в пластах существуют статические условия — вода неподвижна и пьезометрическая поверхность горизонтальна. В природе в большинстве резервуаров наблюдается наклонное положение пьезометрической поверхности, так как воды в пласте движутся.



Рис. 72. Сопоставление пластовых и приведенных давлений при наклонном положении пьезометрической поверхности.

Давление в любой точке такого пласта также может быть выражено через высоту столба жидкости с $d = 1$, уравновешивающего давление в данной точке пласта (рис. 72). На рис. 72 область питания резервуара находится высоко в горах, а область нагрузки — в море. Пьезометрическая поверхность наклонена от выхода пласта на поверхность до уровня моря над выходом пласта. В этой точке давление в пласте определяется его положением относительно уровня моря h_n . Как видно из рис. 72, все, что ранее было сказано о несоответствии расчетных и пластовых давлений, сохраняет свое значение и при наклонном положении пьезометрической поверхности. Расчетные и пластовые давления будут совпадать только там, где пьезометрическая поверхность совпадает с рельефом земли.

Приведенные давления будут закономерно уменьшаться в сторону наклона пьезометрической поверхности. В таком резервуаре могут быть подобраны точки с одинаковым пластовым давлением, но с разными приведенными давлениями (точки А и Б на рис. 72). Пластовые давления в точках А и Б равны

$$p_A = \frac{h_A}{10}; \quad p_B = \frac{h_B}{10}; \quad h_A = h_B; \quad p_A = p_B.$$

Приведенные давления в этих точках составляют

$$p'_A = \frac{h_A + h_1 + h_3}{10}; \quad p'_B = \frac{h_A - h_2}{10}.$$

Так как

$$h_1 = h_2 + h_3,$$

то

$$p'_A > p'_B.$$

Боле того, во многих частях резервуара будет наблюдаться движение жидкости от точек с меньшим пластовым давлением к точкам с большим пластовым давлением при условии обратного соотношения приведенных давлений (точки В и Г). Пластовые давления в точках В и Г:

$$p_B = \frac{h_B}{10}; \quad p_G = \frac{h_G}{10};$$

$$h_B > h_G; \quad p_B > p_G.$$

Приведенные давления в этих точках

$$p'_B = \frac{h_B + h_3}{10}; \quad p'_G = \frac{h_G + h_4}{10};$$

$$h_B + h_3 = h_G + h_4 - h_2; \quad p'_B < p'_G.$$

В точке В пластовое давление больше, чем в точке Г, а приведенное давление меньше. Жидкость в резервуаре будет двигаться в сторону наклона пьезометрической поверхности независимо от абсолютных пластовых давлений в той или иной части пластового резер-

Рис. 73. Определение положения газовойдыного раздела при наклонной пьезометрической поверхности. АБ — наклонное положение газовойдыного контакта; у — угол наклона газовойдыного контакта; Р — угол наклона пьезометрической поверхности; а — угол падения пород на крыле складки; АЛ — отклонение газовойдыного контакта от горизонтального положения на участке АБ.

вуара. Иными словами, движение однородной жидкости в резервуаре всегда направлено в сторону меньших приведенных давлений.

Посмотрим, как распределяются давления и располагаются поверхности разделов нефть — вода или газ — вода в залежах нефти (или газа) в резервуарах с движущейся водой. Залежь газа или нефти (рис. 73) сохраняется в ловушке только в том случае, если она находится в равновесии, т. е. если она неподвижна. Движение жидкости в пласте вызывается перепадом приведенных давлений:

$$\Delta p = \frac{H_1 - H_2}{10} = \frac{\Delta x}{10}.$$

Так как сохранение залежи в ловушке возможно только в случае покоя, то существующий перепад давлений в залежи, который вызван силой тяжести, направленной вниз, должен быть уравновешен избыточным давлением, обусловленным силой всплывания, действующей вверх. Для сохранения равновесия этот перепад давлений в точке В должен быть уравновешен избыточным давлением залежи Ар' на уровне, равном разности положений точек А и В (А/г). Избыточное давление в залежи на данном уровне составляет

$$\Delta p' = \frac{\Delta h (d_n - d_r)}{10}.$$

Для сохранения равновесия необходимо условие

$$\Delta p = \Delta p' = \frac{\Delta h (d_n - d_r)}{10} = \frac{\Delta x}{10}$$

или

$$\Delta h = \frac{10 \Delta p}{d_n - d_r},$$

где А/ — отклонение газовойдыного (водонефтяного) контакта от горизонтального положения в точке В по отношению к точке А;

Л/ > — перепад приведенных давлений на участке АБ; d_г и d_н — удельные веса в пластовых условиях воды и газа (нефти).

Из приведенного выражения следует, что отклонение поверхности раздела в залежи (газ — нефть, газ — вода, нефть — вода) от горизонтальной плоскости будет тем больше, чем больше перепад приведенных давлений на рассматриваемом участке и чем меньше разница плотностей. Это же положение может быть выражено через углы наклона поверхностей раздела и пьезометрической поверхности. Из рис. 73 следует

$$\Delta x = l \operatorname{tg} \beta; \quad \Delta h = l \operatorname{tg} \gamma; \quad \Delta p = \frac{\Delta x}{10};$$

$$\operatorname{tg} \gamma = \frac{\operatorname{tg} \beta}{d_r - d_n}.$$

В газовой залежи, если пренебречь плотностью газа (d_г = 0), наклон поверхности газовойдыного раздела будет иметь минимальные значения. Угол наклона поверхности вода — газ будет равен углу наклона пьезометрической поверхности (d_в = 1, tg γ = tg β / (1 - d_н)). Так как нефть или газ в пластовых условиях всегда имеют плотность меньше, чем вода, знаменатель в приведенной выше формуле всегда будет выражен дробью. Следовательно, наклон поверхности раздела (вода — газ, вода — нефть) будет всегда больше

наклона пьезометрической поверхности. В 1940 г. А. П. Ушаков предложил объяснять наклон поверхностей раздела вода — нефть в залежах гидродинамическим фактором. Теоретически этот вопрос был детально разработан В. П. Савченко. Приведенные выше выводы формул отличаются от системы доказательств В. П. Савченко, но конечные результаты этих выводов принципиальных отличий не имеют.

Если угол наклона водогазовой (нефтяной) поверхности приблизится к углу падения пород α , то условия для сохранения залежи будут нарушены, и данная ловушка не будет содержать залежи. В зависимости от наклона пьезометрической поверхности роль

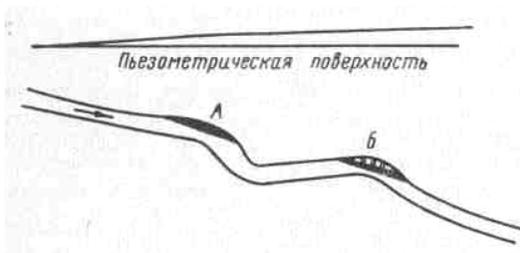


Рис. 74. Незамкнутые ловушки на моноклинали.

A — складка, оба крыла которой падают в одну сторону; *B* — складка, у которой одно крыло горизонтальное, а другое наклонное. Стрелкой показано направление движения вод

ловушки могут исполнять и незамкнутые пликативные дислокации на моноклинали (типа флексуры) при условии наклона пьезометрической поверхности в ту же сторону, что и моноклинали (рис. 74). На моноклинали залежь может образоваться в складках, не имеющих крыльев, с обратным падением. Например, в структуре *A* на рис. 74 оба крыла падают в одну сторону, а в структуре *B* одно крыло горизонтально.

Естественно, такие ловушки должны замыкаться по простиранию. Замыкание по простиранию может быть выражено литологическим изменением состава пород, дизъюнктивным нарушением или, наконец, просто исчезновением флексуры — переходом в равномерно падающую моноклинал.

Источник пластового давления. Из сказанного следует, что в резервуарах, сообщающихся с поверхностью, регулятором наблюдаемых в них давлений является уровень жидкости, заполняющей резервуар. Однако не всегда положение уровня жидкости в резервуаре будет определяться только условиями питания и разгрузки резервуара. Повышение или понижение давления в резервуаре может вызываться и некоторыми другими причинами, например весом пород, перекрывающих резервуар. Давление пород (горное давление), считая в среднем их удельный вес равным $2,3 \text{ г/см}^3$, можно определить по формуле

$$P = \frac{H \cdot 2,3}{10} = 0,23H,$$

где H — мощность пород, перекрывающих резервуар.

Обычно давление пород передается через контакты частиц минералов, слагающих породы, или через скелет породы. Если при данном горном давлении скелет пород остается неизменным, породы не уплотняются и их пористость не уменьшается, то все горное давление воспринимается скелетом породы; жидкость или газ, заполняющие поры такой породы, не будут воспринимать на себя этого давления. Если же при увеличении нагрузки породы будут уплотняться, пористость их будет уменьшаться, то жидкость или газ будут в той или иной степени воспринимать горное давление.

В открытом резервуаре воспринятое давление будет передано на положение свободного зеркала жидкости в резервуаре и, таким образом, будет подчиняться всем ранее описанным закономерностям. В закрытых резервуарах или изолированных частях резервуара, где нет непосредственной возможности передать горное давление через столб жидкости, находящиеся в резервуаре жидкость и газ вынуждены будут принять часть давления на себя. В таких резервуарах будет наблюдаться аномальное давление — давление, превышающее гидростатическое. Как уже отмечалось в предыдущих главах, наиболее сильно способны уплотняться глинистые породы. Именно поэтому изолированные резервуары или изолированные участки резервуара, находящиеся внутри глинистых толщ, чаще всего могут иметь аномальные давления.

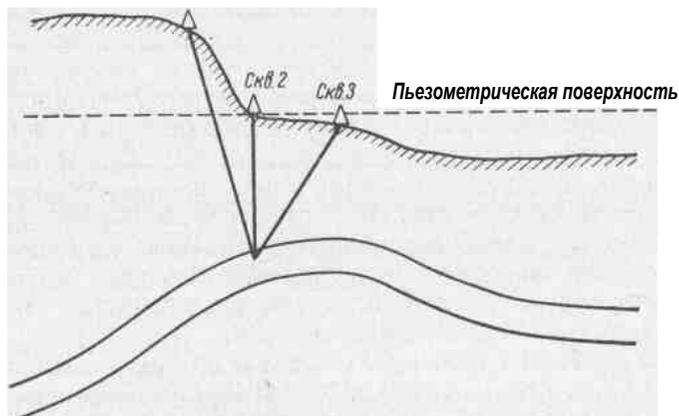
При тектонических движениях могут возникнуть дополнительные геодинамические, относительно кратковременно действующие давления. Такие давления, пока трудно поддающиеся учету, также могут вызвать появление аномальных давлений в изолированных резервуарах или в их изолированных частях.

К. А. Аникеев (1964) считает неотектонические напряжения в земной коре одной из основных причин, вызывающих появление аномальных давлений. Следует отметить, что К. А. Аникеев и М. Ф. Двали (1966) несколько своеобразно понимают аномальные давления. Аномальными давлениями (повышенными или пониженными) они называют любые отклонения от расчетных давлений. Таким образом, к разряду аномальных давлений упомянутые авторы относят обычные (совершенно нормальные) пьезометрические давления в случае несовпадения пьезометрической поверхности с поверхностью земли. Совпадение же пьезометрической поверхности с поверхностью земли довольно редко встречается в природе. Ошибочность подобных представлений очевидна. Расчетные давления не отражают положения устья скважины по отношению к пьезометрической поверхности, поэтому если следовать определению К. А. Аникеева и М. Ф. Двали, в одной и той же точке пласта должно одновременно существовать аномально пониженное, нормальное и аномально высокое давления (рис. 75). Так, определение давления по скв. 1 дает аномально низкое, по скв. 2 — нормальное и по скв. 3 — аномально высокое давления. Поэтому все

выводы и заключения в работах упомянутых авторов теряют всякую ценность.

Другими причинами, которые могут оказать влияние на пластовое давление, являются температура, химические и биохимические процессы, цементация.

Влияние температуры может быть двояким. С одной стороны, при повышении температуры с глубиной все тела расширяются. Повышение температуры будет приводить к росту давления и появлению аномального давления в замкнутых резервуарах или



Скв. 1

Рис. 75. Определение аномального давления (по К. А. Анискиеву и М. Ф. Двали).

замкнутых частях резервуаров. Следует иметь в виду, что вследствие незначительных по величине коэффициентов теплового расширения жидкостей и газов обычное повышение температуры в пластах не может вызвать появления значительных аномальных давлений. Повышение температуры на 1°C в газах в замкнутом резервуаре будет повышать давление всего на $1/273$ (уравнение Клайперона).

С другой стороны, повышение температуры ведет к преобразованию углеводородов. При повышении температуры сложные углеводороды разрушаются с образованием большего числа более простых построенных молекул. Увеличение числа молекул приводит к увеличению объема или (если резервуар замкнут) к росту давления. Температура может оказать и другое влияние на давление в пласте.

С изменением температуры связано течение многих химических реакций, в результате которых может наблюдаться, например, цементация пластов. Цементация пластов также связана с уменьшением объема пор и, следовательно, с повышением давления для замкнутых условий.

Некоторые исследователи в качестве причины, вызывающей появление аномально высокого давления в пласте, указывают на возможную связь данного резервуара (например, по трещине) с другим, более глубоко залегающим пластом (В. Ф. Липецкий, К. А. Анискиев, М. Ф. Двали). Такое объяснение нельзя признать верным. Более глубоко залегающий пласт действительно, как правило, будет иметь более высокое давление, однако приведенное давление в нем будет то же, что и в вышележающем пласте.

Для того чтобы из нижнего пласта давление передалось в верхний пласт, необходимо аномально высокое давление в нижнем пласте. Тогда надо искать причину, почему этот нижний пласт имеет аномально высокое давление. Таким образом, проблема остается нерешенной.

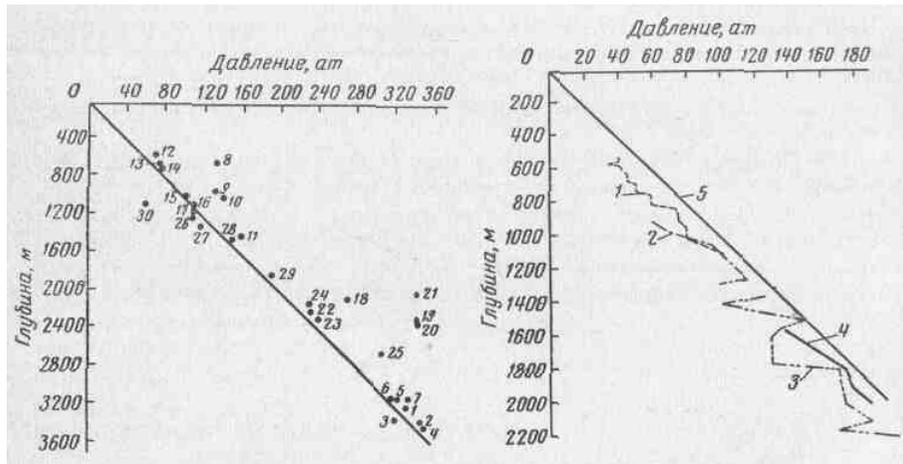
В. С. Мелик-Пашаев отмечает приуроченность аномальных давлений к областям развития грязевых вулканов. По его мнению, проявление грязевого вулканизма вызывает повышение давления в пластах. Это положение лишь отчасти справедливо. Само появление грязевых вулканов следует рассматривать прежде всего как проявление имеющегося на глубине избыточного (в случае погребенных газовых залежей с большой высотой) или аномального давления, как это следует из взглядов на образование грязевых вулканов, которые развивались И. М. Губкиным и А. Д. Архангельским. В то же время в прорываемых грязевым вулканом замкнутых резервуарах, действительно, как следствие, могут возникнуть аномальные давления.

По мнению американских исследователей Р. С. Кок и И. Том-мера, аномальное давление в залежах не может превышать 90% геостатического давления. Это было бы верным, если бы появление аномальных давлений в залежах объяснялось исключительно геостатическим давлением. В этом случае геостатическое давление никогда не могло бы полностью передаться жидкости и газу, которые находятся в залежи. Хотя бы 10% этого давления должны были бы принять на себя минеральные частицы. В действительности явление в природе значительно сложнее. Само аномальное давление, как указывалось выше, может быть вызвано разными причинами. По-видимому, часто различные причины действуют совместно (например, при грязевом вулканизме, когда пластовые давления превышают упругость покрывающих толщ).

Кроме причин, вызывающих повышение давлений в залежах, существуют причины, вызывающие обратные явления. Последние в основном обусловлены увеличением пористости пластов. Сюда относятся явления, связанные с появлением вторичной пористости, например выщелачивание. Однако процесс выщелачивания не может привести к образованию аномально низкого давления в замкнутом резервуаре, так как он не может протекать в замкнутых условиях. То же самое может быть сказано и о процессах химического

растворения. Более существенны явления перекристаллизации, приводящие к появлению трещиноватости. Они могут охватывать локальные участки пластов. Например, известно, что в процессе доломитизации объем породы уменьшается на 14%, следовательно, объем пор увеличивается на 14%, и соответственно давление в изолированной залежи должно упасть также на 14%. Появление трещиноватости может быть обусловлено и тектоническими причинами.

Рис. 76. Зависимость между начальными



пластовым движением и глубиной залегания залежи нефти в мезозойских отложениях месторождений (по Б. А. Тхостову).

Месторождения: 1-4 — Озек-Суат; 5-6 — Зимняя Ставка; 7 — Величаевка; 8-10 — Баракаевское; 11 — Селли; 12-17 — Газли; 18 — Датых; 19-20 — Избаскент; 21 — Карабулак; 22-34 — Ходжабад; 25 — Прасковья; 26 — Сиди-Фили (Марокко); 27 — Блед-Эдлум Нижний (Марокко); 28 — Блед-Катар Нижний (Марокко); 29 — Пембина (Канада); 30 — Норкам (Канада).

Рис. 77. Зависимость начального пластового давления от глубины залегания в нефтяных месторождениях, приуроченных к караганско-чокракским отложениям (по Б. А. Тхостову).

Месторождения: 1 — Гора Горская, г — Октябрьское; s — Старо-Грозненское (поднадвиг); 4 — Ташкала; 5 — гидростатическое давление.

Эффект снижения давления в резервуаре будет пропорционален объему пустот образовавшихся трещин. В изолированных резервуарах могут при этом также возникнуть аномально низкие давления. Возможным примером залежи с таким давлением является залежь в фундаменте месторождения Мара. Здесь по данным Д. Э. Смита (1956) давление на несколько атмосфер ниже, чем в залежах в вышележащих известняках мелового возраста.

Закономерности изменения давлений с глубиной. Имеется довольно много работ, в которых рассматривается изменение давлений

с глубиной залежей как по отдельным месторождениям, так и по областям.

В этих работах, к сожалению, не учитывается положение пьезометрической поверхности, в большинстве случаев нет точных данных о месте измерения по отношению к высоте залежи. Поэтому при нанесении на график значений давлений по месторождениям, расположенным в различных геолого-географических условиях, получается нечеткая картина. На рис. 76 отражена зависимость между начальными пластовыми давлениями и глубиной залежей в мезозойских отложениях некоторых месторождений мира (по Б. А. Тхостову). Как видно из этого рисунка, разброс точек вокруг прямой изменения среднего гидростатического давления довольно значительный. Более отчетливая картина наблюдается при рассмотрении соответствующих графиков по отдельным месторождениям или по единым геологическим областям (рис. 77). Как видно из рис. 77, давления в общем изменяются в соответствии с ростом гидростатического давления.

Другая закономерность заключается в изменении пластовых давлений по линии либо вертикальной, либо более крутой, чем линия изменения гидростатического давления. Такая особенность распределения давления в залежах наблюдается на некоторых месторождениях или на отдельных участках месторождений. Особенно ярко это можно видеть на примере Шебелинского газового месторождения (рис. 78). Здесь все пласты, начиная с толщи ангидрито-соленосной толщи, несмотря на различные глубины залегания, имеют почти одно и то же начальное пластовое давление. В самом нижнем горизонте верхнего карбона наблюдается нормальное гидростатическое давление; в подошве залежи кровли пластов отмечается также нормальное гидростатическое давление; выше измерялось нормальное для газовой залежи избыточное давление. Аналогичное явление можно наблюдать на куполе Гуарно в Восточной Венесуэле. Приводимое А. И. Леворсеном для данного случая объяснение высоких давлений как результат повышенной минерализации вод не выдерживает критики, так как в нижних пластах давление даже ниже гидростатического, рассчитанного по пресной воде. Еще одним не менее интересным примером могут служить месторождения Ирана (рис. 79). На этих месторождениях линии изменения пластовых давлений

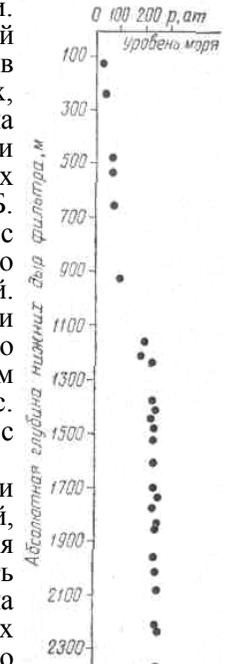


Рис. 78. Зависимость начальных пластовых давлений на газовом месторождении Шебелинка от глубины залегания

гидростатическое давление; в подошве залежи кровли пластов отмечается также нормальное гидростатическое давление; выше измерялось нормальное для газовой залежи избыточное давление. Аналогичное явление можно наблюдать на куполе Гуарно в Восточной Венесуэле. Приводимое А. И. Леворсеном для данного случая объяснение высоких давлений как результат повышенной минерализации вод не выдерживает критики, так как в нижних пластах давление даже ниже гидростатического, рассчитанного по пресной воде. Еще одним не менее интересным примером могут служить месторождения Ирана (рис. 79). На этих месторождениях линии изменения пластовых давлений

наклонены круче линии гидростатического давления и иногда создается впечатление о существовании аномально пониженных давлений. Более крутой наклон линий давления может быть только в том случае, если гидростатическое давление в резервуарах создается или контролируется жидкостью с удельным весом менее единицы. Нечто в этом роде и наблюдается в Иране. В пределах приведенных измерений на каждом месторождении градиент давлений в эксплуатационных объектах обусловлен удельным весом

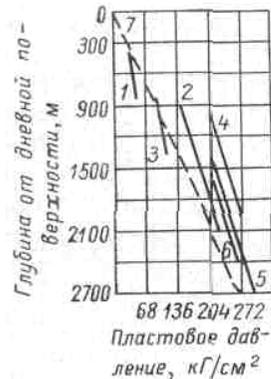


Рис. 79. График пластовых давлений, встречающихся в различных залежах Ирана (по А. И. Леворсену).

Залежи: 1 — Маскид-и-Судейман, 2 — Гач-Саран, 3 — Хафт-Кел, 4 — Нафт-Сафид, 5 — Ага-Джари, 6 — Лал, 7 —

нефти, т. е. в пределах каждого месторождения они сообщаются между собой, образуя единую залежь. Следует отметить приуроченность этих залежей в Иране к трещиноватым карбонатным коллекторам, образующим единый массивный резервуар, поэтому взаимосвязанность между отдельными частями резервуара должна представляться естественным явлением. Именно этой причиной следует объяснять высокие и устойчивые дебиты скважин на данных месторождениях. Таким образом, на этих месторождениях нет ни пониженных, ни повышенных аномальных давлений. Отклонения давлений в большую сторону объясняются измерением избыточных давлений в одной и той же залежи, отклонения в другую сторону вызваны положением пьезометрической поверхности по отношению к начальным точкам измерения.

Эти изменения давлений не являются аномальными, они обусловлены изменениями нормальных избыточных давлений в залежах.

Крутизна наклона таких линий изменения давлений зависит от плотности флюида, заполняющего залежь в соответствии с ранее выведенной формулой избыточного давления. В идеальном случае при плотности газа, равной нулю, линия вертикальна.

Третья закономерность в распределении давлений с глубиной выражается более пологим наклоном линии изменений измеряемых давлений по сравнению с линией гидростатического градиента. Как пример можно привести месторождение Челекен (рис. 80). Разброс точек в центральной части кривой может быть вызван, с одной стороны, измерением неустановившихся давлений в скважинах, с другой, — измерениями, произведенными не на контакте нефть — вода. Кроме того, разнос точек на графике может объясняться действительными отличиями давлений в различных частях складки, разбитой на блоки. Еще более сложная картина наблю-

дается на месторождениях побережья Мексиканского залива (рис. 81). Здесь до глубины 2500 м давления в залежах изменяются в соответствии с гидростатическим градиентом, глубже отмечаются резкие отклонения — появляются аномально высокие давления. Аналогичная картина наблюдается на месторождении Вентура-Авеню в Калифорнии (рис. 82).

В. Ф. Липецкий справедливо отмечает тяготение залежей с аномально высоким давлением к областям значительного погружения и к зале-

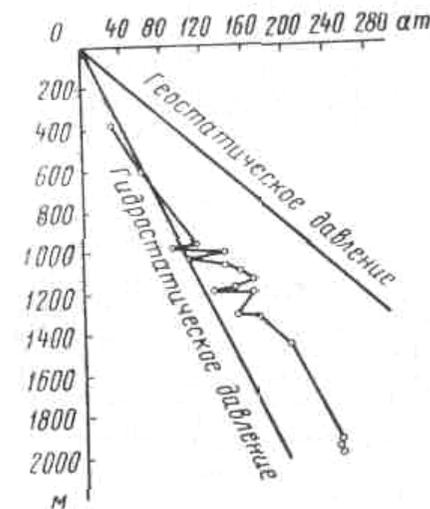


Рис. 80. Фактическое изменение величины пластового давления в зависимости от глубины залегания пласта на месторождении Челекен (по Б. А. Тхостову).

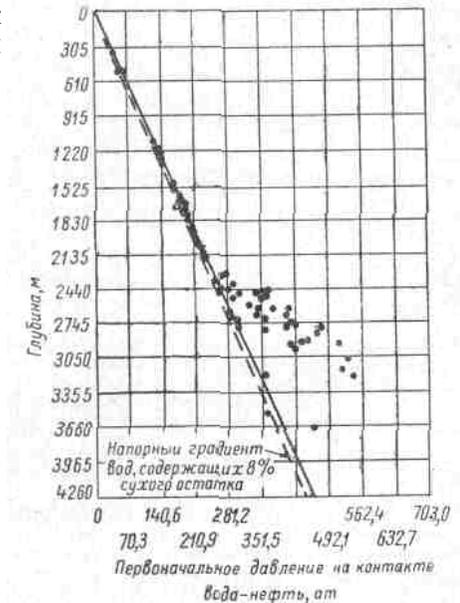


Рис. 81. Зависимость фактического давления от глубины в Голфкосте (по Кэнмону и Крейзу).

жам, изолированным от остальной части резервуара дизъюнктивными нарушениями. По его мнению, в таких случаях создаются благоприятные условия для связи залежей по разрывам с пластами, залегающими на большей глубине и обладающими более высоким давлением. В то же время геологическая схема В. Ф. Липецкого выглядит крайне неубедительно. По этой схеме одна и та же залежь должна быть одновременно ограничена изолирующими и проводящими разрывами. Общее увеличение процента залежей с аномальными давлениями с глубиной, как и само их существование, указывает на улучшение условий изоляции отдельных частей

резервуаров с глубиной. Иначе говоря, с глубиной должно наблюдаться замыкание разрывов. Именно при замыкании разрывов и полной изоляции одних частей резервуара от других

180 Гл. VII. Залежи нефти и газа

в последнем могут возникать аномалийные давления по ранее рассмотренным причинам. Замыкание разрывов в различных районах в зависимости от характера разрывов и от упругих свойств пород, слагающих разрез, может происходить на разных глубинах. На месторождении Челекен условия, благоприятные для замыкания разрывов, появляются на глубине несколько более 1000 м, в Датыхе, Кара-булаке и Избаскенте — на глубине около 2000 м (рис. 78), в Калифорнии — на глубине около 2000 м, а в Голфкосте — на глубине

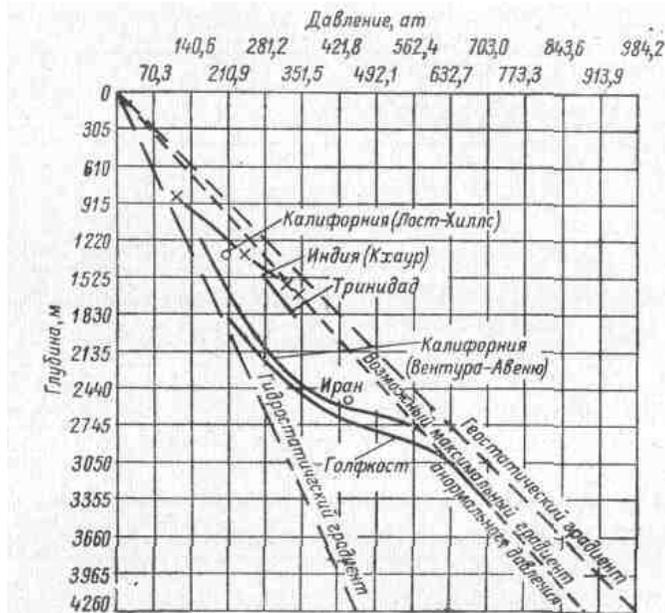


Рис. 82. Изменение давлений с глубиной для некоторых нефтеносных районов мира (по Толемеру).

2400 м. Аномалийные давления при этом возникают во всех изолированных частях природного резервуара независимо от заполнения их нефтью, газом или водой.

Таким образом, изменения пластовых давлений с глубиной могут быть трех типов (рис. 83): 1) изменения в соответствии с гидростатическим градиентом; 2) изменения, обусловленные наличием избыточного давления; 3) изменения вследствие появления аномалийных давлений. Изменения первого типа определяются весом столба жидкости в резервуарах, второго типа — проявлением избыточных давлений (линии изменения давлений наклонены круче линии гидростатического градиента), третий тип имеет место лишь при изоляции отдельных частей резервуара, главным образом вследствие

восприятия флюидами горного давления в той или иной части. В изолированных резервуарах возможен еще один случай

появления аномалийных повышенных или пониженных давлений. Если в резервуаре на той или иной глубине существовало нормальное давление, а затем его изолированная часть в процессе тектонических движений была приподнята или опущена, то в этой изолированной части будет наблюдаться аномальное давление. Если в окружающих породах не произошло соответствующей изоляции и давления в них установились нормальными для новой глубины залегания пластов, то аномальное давление должно выравняться с давлением

в окружающей среде в результате диффузии. По расчетам В. Ф. Линецкого время выравнивания давления может измеряться несколькими миллионами лет. Однако эти расчеты не применимы для случаев одновременного пропорционального изменения давления в окружающих породах и продолжающегося восприятия флюидами горного давления в замкнутых резервуарах.

Температура. Температура в земной коре возрастает по мере увеличения глубины. Глубина в метрах, при которой температура пород повышается на 1°C , называется геотермической ступенью. Геотермическая ступень колеблется в верхних слоях земной коры от 11 до 120 м, в среднем она составляет около 33 м. Расчет геотермической ступени производится по формуле



рис. 83. Три основные закономерности изменения пластовых давлений с глубиной.

I — изменения давлений в соответствии с гидростатическим градиентом (до $\gamma < 1,25$); II — изменения давления в сообщающихся залежах при избыточных давлениях; III — аномалийные давления.

$$k = \frac{H - h}{T - t},$$

где k — геотермическая ступень в м;
 H — глубина замера температуры T в м; h — глубина слоя с постоянной температурой в м; T — температура на глубине H в $^\circ\text{C}$;
 t — среднегодовая температура воздуха на поверхности в $^\circ\text{C}$.

Поверхность слоя с постоянной температурой называется изотермической поверхностью. Иногда для характеристики изменений температуры с глубиной вместо геотермической ступени используют геотермический градиент. Под геотермическим градиентом понимают прирост температуры в $^\circ\text{C}$ на 100 ж.

По Д. И. Дьяконову геотермический градиент может быть определен из следующего выражения:

$$\tau = \frac{dt}{dH} = q \xi \text{ град/м,}$$

где q — плотность теплового потока в ккал/м^2 ;

ξ — удельное тепловое сопротивление в м-г-град/ккал .

При постоянной плотности теплового потока q в данном пункте наблюдений величина геотермического градиента t пропорциональна удельному тепловому сопротивлению g пород, слагающих разрез скважин, т. е. зависит от литологической характеристики.

Представления об изменении температуры с глубиной основаны на измерении температур в глубоких скважинах. Некоторые данные по температурам в глубоких скважинах приведены в табл. 36.

Таблица
36 Температуры в некоторых глубоких скважинах мира

Месторождение	Температурный градиент, °С	Геотермическая ступень, м	Автор
Бориславское	2,81	35,6	Д.И. Дьяконов
Октябрьское, Южный Крым	13,3	7,5	С.С. Итенберг
Старогрозненское	7,5	13,3	
Краснокамское	0,91	110,0	Д.И. Дьяконов
Радченковское	2,98	33,6	
Озек-Суатское	4,00	25,0	

Величина геотермической ступени может меняться в зависимости от структурных признаков. По данным А. И. Леворсена и Ван-Остранда геотермическая ступень на антиклинальных складках меньше, а на крыльях и синклиналиях больше. На распределение температуры в резервуарах влияет движение вод. В. М. Николаев предложил использовать геотермические данные для определения движения вод. При построении линий равных температур (изотерм) для данного пласта антиклинальные складки выражаются в виде локальных минимумов. Смещение изотермических минимумов по отношению к своду складок указывает на направление движения вод. Как предполагает Д. И. Дьяконов, смещение может быть вызвано тем, что изотермы отображают более глубокое строение. Другим существенным фактором, влияющим на изменение температурного градиента, является теплопроводность пород. Ш. Ф. Мех-тиев и С. А. Алиев на примерах по Азербайджану отмечают внутри каждого

стратиграфического комплекса пород минимальные геотермические ступени в глинистых и максимальные в песчаных и известняковых частях разрезов.

3. Давление и температура в залежах нефти и газа

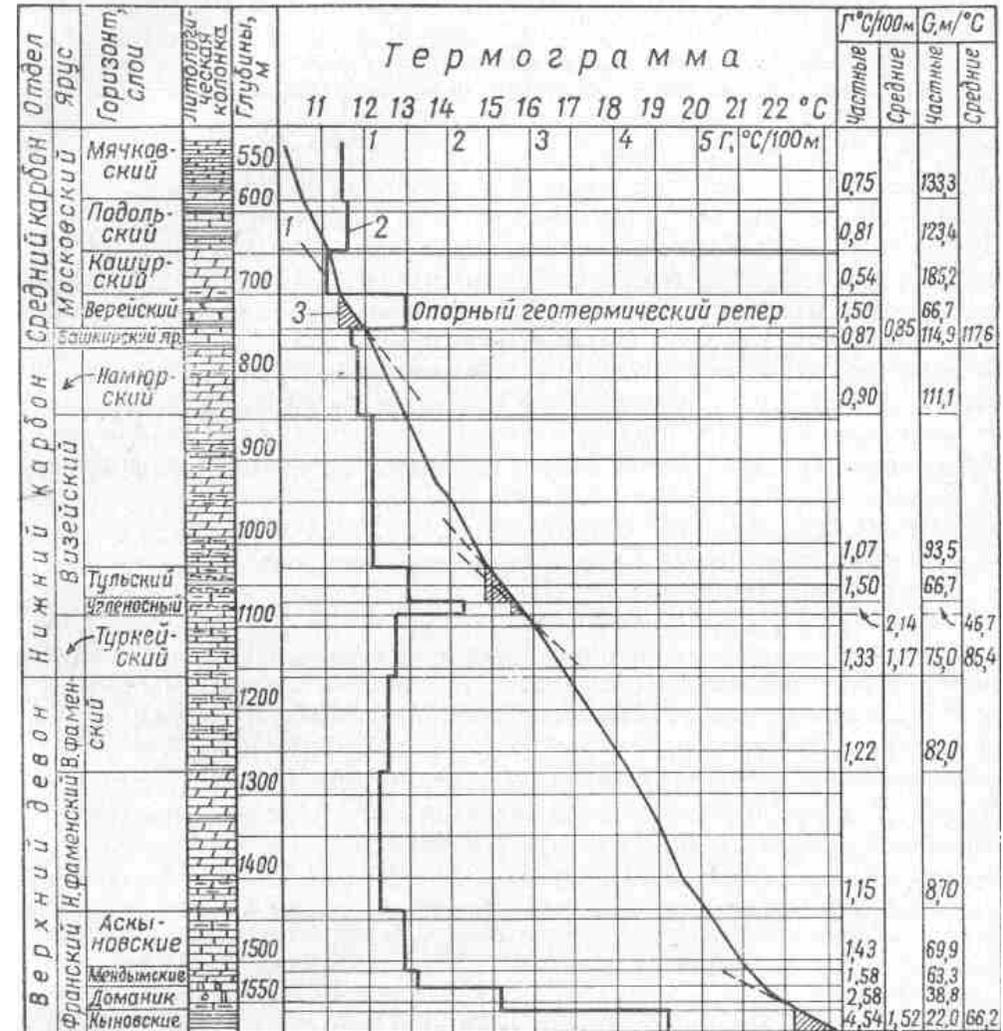


Рис. 84. Геотермическая характеристика разреза скв. 166 Тумазинского района (по Д. И. Дьяконову).

1 — геотермограмма; 2 — диаграмма частных значений геотермического градиента (Γ); 3 — геотермические реперы (по скважине Р = 1,23°С на 100 м).

По Д. И. Дьяконову породы в порядке убывающего теплового сопротивления можно расположить в следующий ряд: рыхлые сухие породы, каменные угли, глинистые, песчаные, карбонатные, галогенные, метаморфические и магматические породы.

Совместное влияние гидродинамического фактора (движение вод, инфильтрация поверхностных вод, проникновение в верхние толщи

глубинных вод и т. д.) и теплопроводности пород столь велико и изменчиво, что температурные градиенты по разрезу подвержены резким скачкообразным изменениям.

На рис. 84 показано изменение температурных градиентов по одной из глубоких скважин Туймазинского района.

Д. И. Дьяконов отмечает, что если песчано-глинистые породы преобладают в разрезе, то чаще всего происходит закономерное уменьшение геотермического градиента с глубиной (Центральное Предкавказье, Эмба, Апшеронский полуостров, юго-западная Туркмения, Астраханское Поволжье и другие районы). При наличии в разрезе литологически разнотипных пород наблюдаются другие изменения геотермического градиента с глубиной. Например, по данным того же автора во многих районах Волго-Уральской нефтеносной области геотермический градиент увеличивается с переходом от каменноугольных отложений к девону. В верхнем девоне геотермический градиент также последовательно возрастает с глубиной.

Изменение температуры в залежах оказывает существенное влияние на содержащиеся в них нефть и газ. Так, повышение температуры вызывает снижение вязкости нефти и воды и увеличение вязкости газов. Изменение температуры пласта вызывает изменения объема газа, воды и породы. Повышение температуры вызывает повышение давления в изолированном резервуаре. Значительное повышение температуры может привести к существенной перестройке углеводородных молекул. Изменение температуры ведет к изменению соотношения фаз в залежи и растворимости газов в нефти и в воде. С повышением температуры, как правило, увеличивается растворимость солей в воде и растет минерализация вод. С ростом минерализации уменьшается растворимость газов в воде.

§ 4. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ И ПРИНЦИПЫ, ПОЛОЖЕННЫЕ В ИХ ОСНОВУ

К настоящему времени собран огромный фактический материал, характеризующий обнаруженные в земной коре скопления нефти и газа. Поэтому все важнее становится систематизировать этот материал. Этим объясняется существование большого числа различных классификаций скоплений нефти и газа и, в частности, их залежей.

Наиболее целесообразны классификации природных явлений или процессов по генетическому признаку. Только такие классификации позволяют вскрыть внутреннюю взаимосвязь явлений и, следовательно, использовать их в практических целях. При создании классификации залежей необходимо рассмотреть вопрос с трех позиций: 1) условия возникновения и сохранения ловушек; 2) условия образования и сохранения в ловушках залежей; 3) взаимосвязь отдельных залежей и закономерность их распространения.

Обычно первый пункт разрабатывается наиболее детально, очень часто в предлагаемых классификациях ограничиваются лишь этой стороной вопроса и по существу вместо классификаций залежей предлагаются классификации ловушек.

Условия образования и сохранения залежей в ловушках все еще плохо изучены. Поэтому в большинстве классификаций этот пункт либо обходится молчанием, либо авторы постулируют его основные положения, исходя из своих теоретических представлений.

Взаимосвязь между отдельными залежами и закономерности их распространения начали серьезно изучать только в настоящее время, поэтому и этот вопрос в предложенных классификациях не находит достаточно четкого отражения.

Рассмотрение залежи как непосредственного объекта разведки и разработки заставляет обратить внимание на ее форму, соотношение между нефтью, газом и водой и, наконец, на режим залежи. Генетически форма залежи должна обуславливаться образованием ловушки; соотношение в залежи между нефтью, газом и водой связано с условиями формирования и существования залежи; режим залежи определяется условиями формирования залежи и условиями возникновения и существования ловушки (понимая под ловушкой часть природного резервуара, где действуют энергетические факторы).

Залежи формируются в процессе миграции. В основе общих причин миграции безусловно лежит тектонический фактор. М. Ф. Мирчинк отмечает (1(155): «Тектоника вызывает образование крупных и локальных структурных форм, определяет распределение фаций, благоприятных для нефтегазообразования, обуславливает перерывы в осадконакоплении, размывы поверхности тех или иных свит и горизонтов и стратиграфическое несогласное их залегание. В зависимости от всех этих условий регионального масштаба и происходит перемещение — миграция нефти и газа в сторону повышенных участков пористых пластов-коллекторов».

И. О. Брод (1951), принимая те же положения, считает необходимым учитывать тип природного резервуара и соотношение в нем нефти и газа с водой. Поскольку перемещение углеводородов при формировании залежей происходит в резервуаре и зависит от характера последнего, а образование самих ловушек связано с природным резервуаром, за основу классификации И. О. Брод принимает выделяемые им типы природных резервуаров. При этом основные критерии по И. О. Броду следующие: а) формы ограничения и характер внутреннего строения резервуара; б) условия, вызвавшие возникновение внутри резервуаров ловушек для нефти и газа; в) соотношение газа, нефти и воды внутри резервуара.

Наиболее часто за основу классификаций принимаются тектонический фактор и ловушки, их формы и условия образования, реже учитываются условия образования залежей (миграция) и почти

никогда не учитывается режим залежей как следствие условий их образования.

Существующие расхождения в названиях тех или иных конкретных типов залежей (зональные и литологические, структурные и сводовые и т. д.) не имеют принципиального значения.

Кроме общих схем классификаций залежей нефти и газа, предложено много частных схем, касающихся либо какой-нибудь определенной группы залежей (стратиграфических, зональных и т. д. — К. С. Маслов, 1953; Г. А. Хельквист, 1944 и др.), либо залежей определенных географических или тектонических районов (залежи Северного Кавказа, Эмбы — А. Г. Алексин, 1956; Е. Л. Пештич, 1956; В. Я. Авров, 1948; залежи Волго-Уральской области — Г. П. Ованесов, 1962). В последние годы были предложены новые варианты классификации залежей нефти и газа (М. Ф. Мирчинк, Н. Ю. Успенская, А. Я. Креме, А. А. Бакиров, Ю. А. Притула и др.). Однако эти варианты в практике поисково-разведочных работ по существу не используются. В 1964 г. А. Г. Алексин развил классификацию залежей нефти и газа, разработанную И. О. Бродом.

Из существующего огромного количества различных классификаций залежей ниже приводится только классификация И. О. Брода.

В соответствии с тремя основными типами природных резервуаров И. О. Брод выделяет три основные группы залежей.

I. Пластовые залежи нефти и газа с двумя подгруппами: а) пластовые сводовые и б) пластовые экранированные.

II. Массивные залежи нефти и газа.

III. Литологически ограниченные залежи нефти и газа.

Схема соотношения в залежах нефти, газа и воды приведена в табл. 37.

В классификации И. О. Брода сделана попытка учесть все те основные моменты, о которых говорилось выше. В этой классификации генетические условия образования и сохранения залежей рассматриваются в свете миграции углеводородов по природным резервуарам и отчасти соотношения в залежи нефти, газа и воды. Безусловно, характер миграции, формирующей залежь, в известной мере определяется типом природного резервуара, но это не единственный и, возможно, даже не главный фактор. Характер и направление миграции в резервуаре определяются силами, вызывающими миграцию, фазовым состоянием и физико-химическими свойствами мигрирующих веществ, температурой и давлением, свойствами коллектора, гидродинамическими и гидрохимическими режимами в резервуаре и т. д. В настоящее время учесть влияние всех факторов или хотя бы ведущих довольно трудно из-за слабой изученности.

Соотношение в залежи между нефтью, газом и водой, безусловно, является следствием генетических условий формирования залежей. Однако приведенная схема в этом отношении не отражает всех тех явлений, которые должны быть здесь учтены. В схеме рассматри-

Классификация залежей по соотношению подвижных веществ в природных резервуарах

Группы (классы)	Водонапорные залежи	Залежи, подстилаемые водой	Безводные залежи
Чисто газовые залежи	Водонапорные газовые залежи	Подстилаемые водой газовые	Безводные газовые залежи
Нефтяные	Водонапорные нефтяные залежи с газовой шапкой	Подстилаемые водой нефтяные залежи с газовой шапкой	Безводные нефтяные залежи с газовой шапкой
Нефтяные залежи, богатые газом паствопенным в нефти	Водонапорные нефтяные залежи богатые газом паствопенным в нефти	Подстилаемые водой нефтяные залежи богатые газом паствопенным в нефти	Безводные нефтяные залежи богатые газом паствопенным в нефти
Нефтяные залежи, мало насыщенные газом	Водонапорные нефтяные залежи, мало насыщенные газом	Подстилаемые водой нефтяные залежи, мало насыщенные газом	Безводные нефтяные залежи, мало насыщенные газом

вается статическое состояние вод в резервуаре, поэтому в классификации не нашли, например, отражения залежи с наклонившимися поверхностями раздела нефть — вода, газ — вода (висячие залежи). По этой же причине не находят своего места в общей схеме залежи, приуроченные к флексурам или местным литологическим изменениям коллектора на моноклинали, не учитывается влияние температуры и давлений. Между тем соотношение нефти и газа в залежи прежде всего определяется температурой и давлением. Данная схема отражает лишь количественную сторону вопроса, качественная же сторона взаимоотношения нефти и газа в схеме не рассматривается. В результате в данной схеме не находят своего места газоконденсатные залежи.

Практически производится раздельное рассмотрение залежей по их содержанию — нефть, газ, конденсат и по силам (режимам), обуславливающим их перемещение к забоям скважин. Классификация по фазовому состоянию углеводородов, образующих залежи, была предложена в 1962 г. А. Н. Мустафиновым, а в 1966 г. В. Г. Васильевым, Н. С. Ерофеевым, С. Р. Коробовым и другими. Последние авторы предлагают различать следующие типы залежей по фазовому состоянию: газовые, газоконденсатно-газовые, газоконденсатные, конденсатные, залежи переходного состояния, нефтяные, нефтегазовые, газонефтяные, нефтегазоконденсатные, газоконденсатнонефтяные. Мы предлагаем выделять следующие группы (классы) залежей по содержанию в них нефти, газа и конденсата.

I. Нефтяные залежи, малонасыщенные газом («мертвая» нефть). В таких залежах давление насыщения во много раз ниже пластового давления и иногда близко к атмосферному. Залежь может иметь только нефтяную и водонефтяную части.

II. Нефтяные залежи, недонасыщенные газом. В таких залежах давление насыщения несколько ниже пластового. Залежь может иметь только нефтяную и водонефтяную части.

III. Нефтяные залежи, насыщенные газом. В таких залежах давление насыщения близко к пластовому давлению. Залежь может иметь только нефтяную и водонефтяную части. Снижение давления в залежи в процессе ее разработки приводит к образованию газовой шапки.

IV. Нефтяная залежь с газовой шапкой и конденсатом.

конденсата зависит от давления, температуры и качества нефти и газа. Залежь может иметь газовую, газонефтяную, нефтяную и водонефтяную части.

V. Газовая залежь с конденсатом и нефтяной оторочкой. Количе-

ство конденсата зависит от температуры, давления и качества нефти и газа. Залежь может иметь газовую, газонефтяную и водонефтяную части. Нефтяная часть отсутствует.

VI. Газоконденсатная залежь. Содержание конденсата в газе зависит от температуры, давления и качества газа. Иногда возможно появление конденсата в залежи в жидкой фазе. Залежь может иметь только газовую и газоводяную части.

VII. Газовая залежь. Содержит только «сухой» газ. Залежь может иметь только газовую и газоводяную части.

Все перечисленные группы залежей представляют собой непрерывный ряд с постепенными взаимными переходами (рис. 85). В условиях земной коры, при изменении геологической обстановки или при разработке возможен переход некоторых залежей из одной группы в другую. Так, снижение давления может привести к появлению газовой шапки и переходу залежи из III в IV группу.

Для разработки залежей большое значение имеет режим пласта, в котором находится залежь. Режим пласта определяется энергией, обеспечивающей продвижение нефти в пласте к забоям скважин.

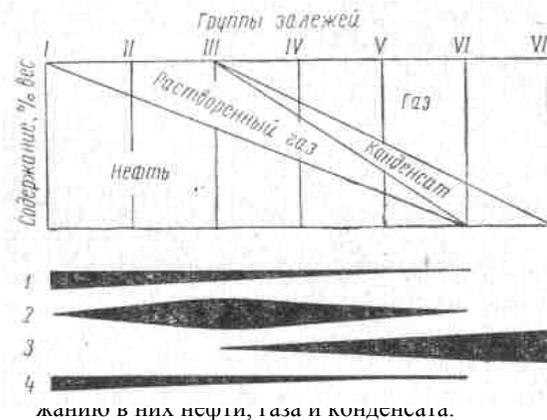
Продвижение нефти к забоям скважин может осуществляться за счет следующих сил: 1) силы тяжести нефти, газа и конденсата; 2) упругого напора газовой залежи или газовой шапки; 3) расширения растворенного газа; 4) расширения сжатой нефти; 5) напора законтурных вод; 6) расширения сжатой воды; 7) упругих сил породы. Как правило, в пласте действуют одновременно все эти силы, поэтому наблюдаются смешанные режимы. Можно говорить лишь о преобладающем влиянии той или иной силы в пределах залежи или в отдельных ее частях. Практически наибольшее значение имеют режимы водонапорные, упругого напора газа и растворенного газа. Следует иметь в виду, что в процессе разработки человек может активно влиять на режим пласта, изменяя его по своему усмотрению. Естественные режимы могут быть подразделены на режимы, обусловленные внутренней энергией (по отношению к залежи) и внешней. Внутренняя энергия обеспечивается силой тяжести, напором газовой залежи (шапки), энергией растворенного газа и расширения сжатой нефти. Внешняя энергия — это напор и упругость законтурных вод и упругие силы породы.

Естественные режимы, существование которых обусловлено энергией, заключенной непосредственно в залежи, могут быть увязаны с классификацией залежей по содержанию в них нефти, газа и конденсата. Относительная роль естественных режимов (внутренняя энергия) в различных группах залежей показана на рис. 85.

Одним из основных преимуществ классификации залежей И. О. Брода является то, что это единая взаимоувязанная схема классификации всех возможных взаимоотношений залежей в земной коре по отношению к ее строению, истории и возможной истории возникновения самих углеводородов. Именно это позволяет в настоящее время рекомендовать для использования классификацию, предложенную И. О. Бродом, несмотря на имеющиеся в ней недостатки. Дальнейшее описание типов залежей с небольшими изменениями приводится по И. О. Броду.

Пластовые залежи нефти и газа. В пластовом резервуаре циркуляция воды происходит в теле сравнительно однородной породы, резко ограниченной в кровле и подошве слабопроницаемыми породами. Форма ловушек в пластовом разрезе определяется формой изгиба или формой среза всего пласта в целом.

Залежи нефти и газа в пластовом резервуаре накапливаются при наличии ловушек внутри пласта. Ловушка в пластовом резервуаре образуется либо вследствие структурного изгиба, либо вследствие наличия экранирующей поверхности, срезающей пласт по его восстанию (рис. 86—88). Нефть и газ при этом могут образовать скопление лишь в том случае, если залегающая под ними вода замыкает залежь, лишая возможности нефть и газ двигаться по пласту.



Естественные режимы: 1 — гравитационный; 2 — растворенного газа; 3 — упругий, газовой шапки; 4 — упругий, залежи нефти.

Классификация пластовых залежей по И. О. Броду приводится в табл. 38.

Таблица 38

Классификация залежей группы пластовых (по И. О. Броду)

Подгруппа	Род	Подрод
Пластовые сводовые залежи нефти и газа	енарушенные сводовые залежи (рис. 55, 64) Слабо нарушенные сводовые залежи (не разбитые на самостоятельные блоки) Сводовые залежи, разбитые разрывами на самостоятельные блокп, и сводовые залежи, срезанные разрывами	Залежи в слабо выраженных ненарушенных сводах. Залежи в хорошо выраженных ненарушенных сводах Слабо нарушенные залежи в сводах, разбитых эпиантиклинальными разрывами Слабо нарушенные залежи в сводах, разбитых разрывами, выходящими за их пределы Сильно нарушенные залежи в сводах, разбитых эпиантиклинальными разрывами Сильно нарушенные залежи в сводах, разбитых разрывами, выходящими за их пределы
Пластовые экранированные залежи нефти и газа	Тектонически экранированные залежи, по форме козырько-вые, периклинальные, синклинальные и моноклинальные (рис. 56, 86) Стратиграфически экранированные залежи, по форме нериклинальные, синклинальные и моноклинальные (рис. 58, 87) Литологически экранированные залежи, по форме периклинальные, синклинальные и моноклинальные (рис. 88)	Залежи, экранированные плоским разрывом Залежи, экранированные сложно построенной поверхностью разрыва Залежи, экранированные плоской поверхностью несогласия Залежи, экранированные сложно построенной поверхностью несогласия Залежи, экранированные прямолинейным выклиниванием пласта Залежи, экранированные криволинейным выклиниванием пласта (по форме фестонно-образные

Типичным примером пластовой сводовой залежи могут служить основные скопления в готеривских отложениях Усть-Балыкского (рис. 89) и в неокотских отложениях Правдинского месторождений нефти (рис. 90) Западной Сибири.

Примером пластовой литологически экранированной залежи могут быть скопления Шаимского месторождения (рис. 91), где залежи приурочены к локальным выступам фундамента, на склонах

которых развит базальный горизонт верхнеюрского возраста. К своду выступа отложения вогулкинской толщи выклиниваются, и породы фундамента перекрываются вышележащими породами юры и валанжина, образуя ловушку кольцевого строения.

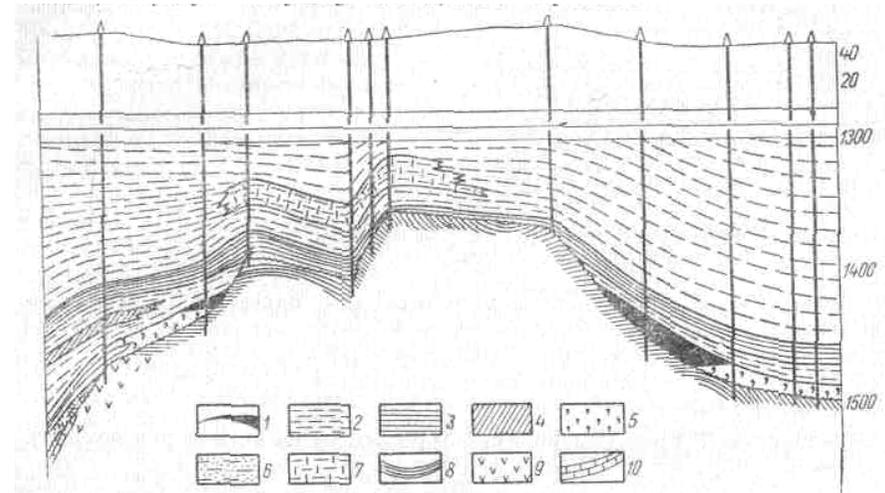


Рис. 91. Профильный разрез Шапмского месторождения.
1 — нефтяные залежи; 2 — аргиллиты; 3 — битуминозные аргиллиты; 4 — алевролиты; 5 — песчаники с глауконитом; 6 — песчаники полимиктовые; 7 — аргиллиты с включениями сидеритов; 8 — песчано-сланцевая толща фундамента; 9 — эффузивы; 10 — мраморизованные известняки.

Массивные залежи. Образование массивных залежей связано со скоплением нефти и газа в массивных резервуарах (рис. 92—94). Формирование всех пластовых залежей происходит в результате

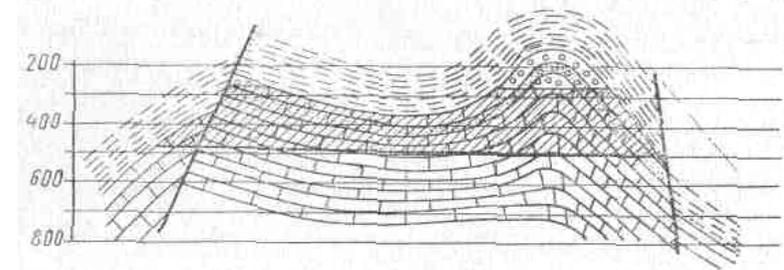


Рис. 92. Принципиальная схема массивной залежи в тектоническом (структурном) выступе.

бокового движения нефти и газа, всплывающих над водой в резервуаре, резко ограниченном в кровле и подошве практически непроницаемыми породами. Совершенно иная картина наблюдается в массивных резервуарах. В мощных толщах пород, представляющих

единый природный резервуар, углеводороды стремятся подняться кверху, скапливаясь под кровлей резервуара там, где она образует возвышающиеся выступы. Внутррезервуарная миграция имеет здесь преимущественно вертикальное направление, формирование

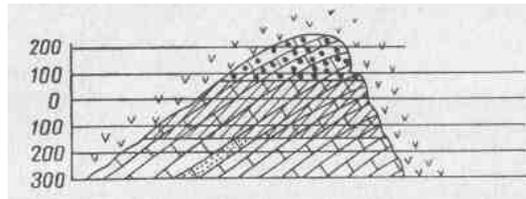


схема массивной залежи в эрозионном выступе.

залежей возможно только в результате вертикальной миграции. Это резко отличает массивные залежи от пластовых сводовых, подстилаемых водой (водоплавающих).

Рис. 93. Принципиальная схема массивных залежей нефти и газа в результате распределения газа, нефти и воды внутри массива по их плотностям поверхности, разделяющие газ, нефть и воду, секут все тело массива независимо от структуры и текстуры слагающих его пород.

На рис. 95 изображена залежь нефти в группе Ишимбайских рифогенных массивов. Эта группа в целом представляет собой единый насыщенный нефтью резервуар, покрытый более или менее непроницаемыми породами, мер-

гелями и ангидритами. Там, где покрывка над залежью была достаточно хорошей, например на Западном массиве, образовалась газовая шапка, а в тех местах, где покрывка была недостаточно надежной, не только не образовалась газовая шапка в самом массиве, но над массивом, в вышелегающих осадках, воз-

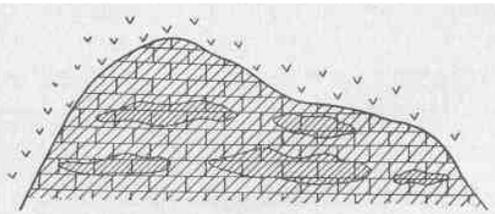


Рис. 94. Принципиальная схема массивной залежи в рифогенном выступе. (Мелкой штриховкой показаны зоны повышенной пористости).

никли отдельные скопления нефти и газа. Такую картину можно наблюдать над Восточным и Южным массивами Ишимбайской группы.

По характеру и происхождению ловушек И. О. Брод предлагает подразделять массивные залежи по схеме, приведенной в табл. 39.

Литологически ограниченные залежи. Резервуаром для литологически ограниченных залежей служит коллектор, окруженный со всех сторон породами, в которых не может происходить циркуляция нефти, газа и воды.

Вода, подстилающая залежь, не имеет источников пополнения, но ее энергия не равна нулю. Как ни мало сжимается вода при повышении давления, она все же приобретает при этом определенный запас упругой энергии. Высота залежей литологически ограниченного

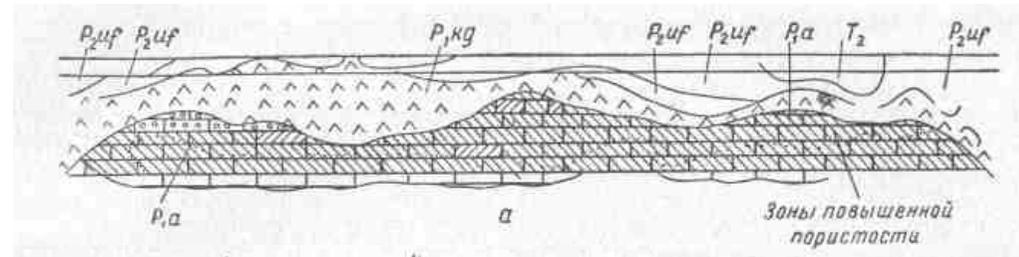
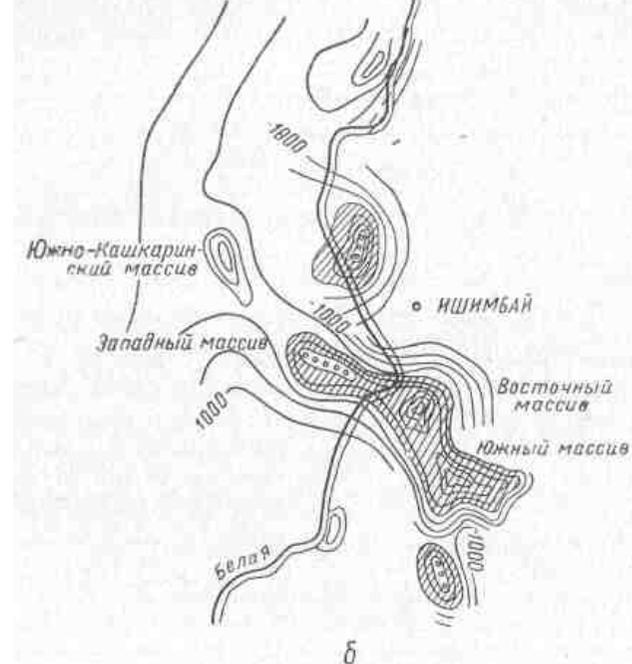


Рис. 95. Залежи нефти и газа в Приуральской депрессии (Ишимбай, Башкирия).



а — схема залежей нефти и газа в разрезе по оси известнякового гребня; б — схема залежей нефти и газа в плане.

Таблица 39

Классификация группы

массивных залежей (по И. О. Броду)

Род	Подрод
Массивные залежи в структурных выступах, в возвышающихся выступах тектонического происхождения, форма верхней поверхности которых обусловлена в основном структурой месторождений; по форме антиклинальные и моноклинальные (рис. 92) Массивные залежи в эрозионных выступах, в возвышающихся выступах, представляющих собой останцы древнего рельефа	Массивные залежи простых однородно построенных структурных выступов Массивные залежи простых неоднородно построенных структурных выступов Массивные залежи в одиночных биогенных выступах Массивные залежи в группе биогенных выступов, обладающих общим водо-нефтяным (или водогазовым) разделом

типа, как правило, незначительная, поэтому избыточные пластовые давления в них не могут иметь высоких значений. Напомним, однако, что в замкнутых резервуарах, и, следовательно, в залежах, находящихся в них, при благоприятных условиях могут возникнуть аномальные давления.

«Литологически ограниченные залежи отличаются от пластовых и массивных как по залеганию нефти и газа, так и по условиям формирования их скоплений. Литологически ограниченные залежи связаны со всевозможными резервуарами, которые имеют лишь местное распространение. Эти резервуары обычно представлены песчаными накоплениями различной формы в толщах слабопроницаемых пород или зонами резко повышенной проницаемости в мощных толщах весьма плотных карбонатных, метаморфических, а иногда и изверженных пород.



Рис. 96. Аппалачская провинция США.
Резервуары, ограниченные со всех сторон породами, насыщенными водой.
Разрез через 100-футовый песчаник.

Накопление и главное сохранение нефти в зонах повышенной проницаемости в относительно однородной толще пород может быть объяснено только действием капиллярных сил. Нефть и газ при движении сквозь толщу пород выталкиваются водой из более мелких капилляров в зоны повышенной пористости и оказываются в своеобразной ловушке. Характерным примером залежи нефти в песчаных крупнозернистых линзах, заключенных в тонкозернистом водоносном песчанике, может служить скопление нефти в 100-футовом песчанике каменноугольного возраста в Аппалачской нефтеносной области США (рис. 96).

Типичным примером залежей в песчаных образованиях, заключенных в глинах, являются залежи в песчаных линзах Нефтяно-Ширванского месторождения (рис. 97), залежь тульского горизонта (нижний карбон) Покровского месторождения Куйбышевской области (рис. 98) и залежи нефти в линзах на месторождении гье-Крик в Техасе (рис. 59).

Залежи, связанные с литологически ограниченными резервуарами,

весьма редко имеют крупное промышленное значение и описываются обычно весьма схематично.

В табл. 40 приводится схема классификации залежей, литологически ограниченных со всех сторон.

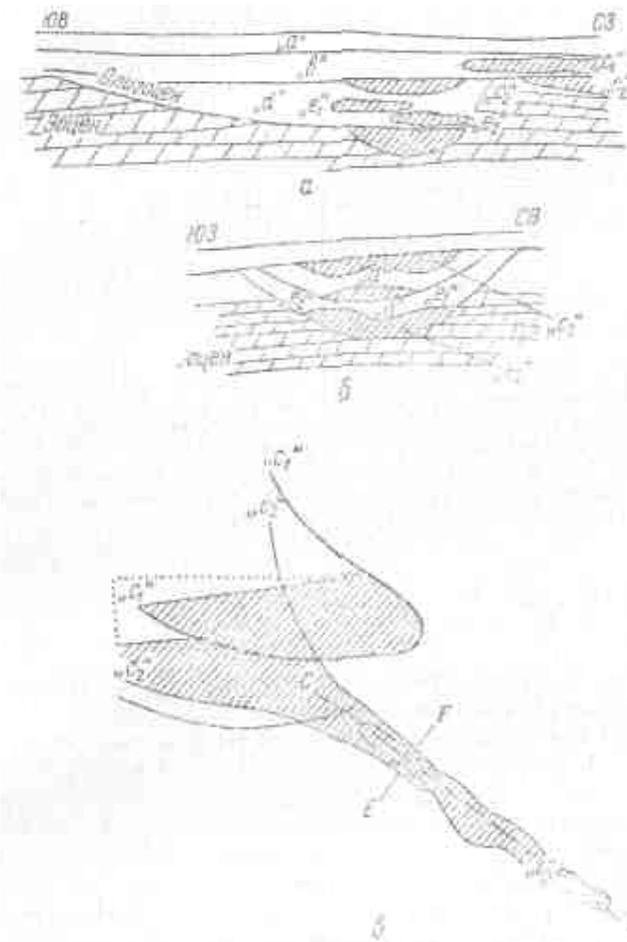


Рис. 97. Залежи нефти и газа в майкопской свите северо-западного Кавказа (по И. М. Губкину).

Довольно часто в резервуаре присутствуют ловушки комбинированного типа, созданные при участии различных факторов. Соответственно в таких ловушках возникают залежи переходного типа. Залежь в ловушке, созданной сочетанием пликативной дислокации с литологическим выклиниванием, изображена на рис. 99 (пласт Б₂ бобриковского горизонта Жирновского месторождения). Иногда

ловушки бывают так сложно построены, что определить подрод или даже род залежи довольно трудно. На рис. 100 в плане и в нескольких разрезах изображена сложная построенная залежь в пласте 4К₆ Радченковского месторождения. Залежь приурочена к коллектору, сложенному песчаниками, которые местами переходят в плохо проницаемые алевролиты. Разбивающие складку разрывы имеют экранирующий характер.

Таблица 40

Классификация группы залежей, литологически ограниченных со всех сторон (по И. О. Броду)

Род	Подрод
Литологически органические залежи в линзах и зонах повышенной пористости, заключенных в породах, дающих притоки воды в скважинах (рис. 96)	Залежи в песчаных линзах, заключенных в песчаниках, насыщенных водой
Литологически ограниченные залежи в линзах и зонах повышенной пористости, окруженных практически непроницаемыми породами (рис. 59, 97)	Залежи в зонах повышенной пористости и проницаемости известково-доломитовых толщ, насыщенных водой
Литологически ограниченные залежи в выступах микрорельефа, ограниченные в кровле литологически, а с трех сторон породами, насыщенными водой	Залежи в песчаных образованиях различной формы, заключенных в глинах
	Залежи в зонах повышенной пористости, не дающих притока жидкости в скважинах

Залежи переходного или смешанного типа возможны не только внутри основных выделенных групп, но и между ними.

Не исключено существование ряда переходных форм между массивными, пластовыми залежами и залежами, ограниченными со всех сторон и заключенными в известняково-доломитовой толще пород. Судя по описанию многочисленных залежей в возвышающихся выступах известняково-доломитовых толщ, нижняя поверхность газовой части залежи всегда отчетливо выражена, т. е. газовое скопление обычно представляет собой типичную массивную залежь. Что касается нефтяной части залежи, то очень часто из приводимых описаний трудно установить, имеется ли сплошное распространение нефти ниже газа или она распространена отдельными участками, которые не только подстилаются, но и разделяются водой.

В одном и том же возвышающемся выступе может содержаться массивная залежь и ниже ряд литологически ограниченных нефтяных залежей, окруженных водоносными породами. Возможно, нечто подобное наблюдается в некоторых залежах в известняках пермского возраста в Башкирском Приуралье и Западном Техасе.

Подобные же переходные формы возможны между массивным типом залежей и группой пластовых залежей, а также между типичными пластовыми и литологически ограниченными залежами.

Месторождение Розакранц в Калифорнии характеризуется мощной газовой шапкой, имеющей форму типичной массивной залежи,

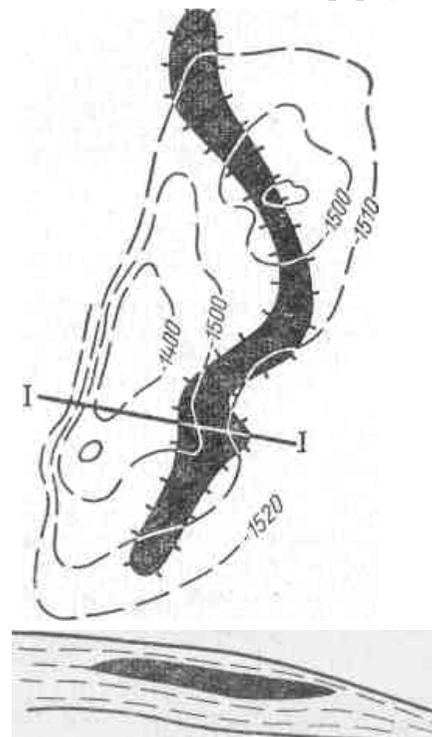


Рис. 98. Нефтяная залежь тульских отложений Покровского месторождения (Куйбышевская область).

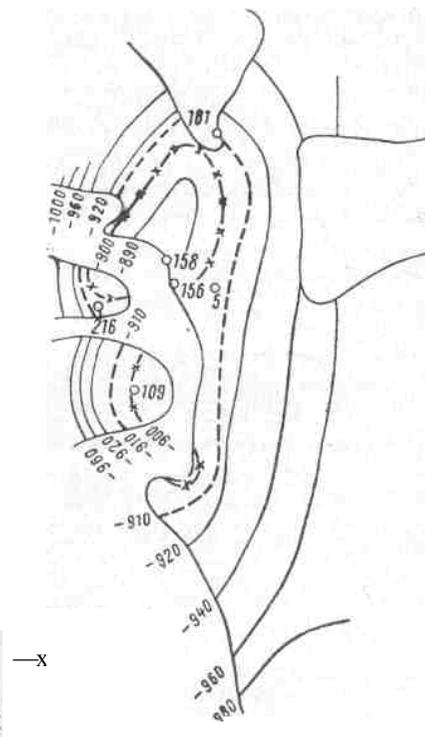


Рис. 99. Структурная карта Жирновского месторождения по кровле пласта Б₂ бобриковского горизонта (по И. А. Мальшевой).

1 — внешний контур нефтегазоносности; 2 — внешний контур газоносности.

ниже которой залегают многочисленные нефтяные залежи пластового типа, отделенные одна от другой тонкими глинистыми прослоями. По соотношению этих залежей можно предполагать, что вся песчано-глинистая толща, содержащая в своем разрезе ряд пластов, служащих самостоятельными резервуарами для нефти, в то же время по отношению к газу является единым массивом (рис. 101).

Примеры переходных форм между типичными пластовыми залежами, переходящими при изменении литологического состава резервуара по простиранию в отдельные насыщенные нефтью участки,

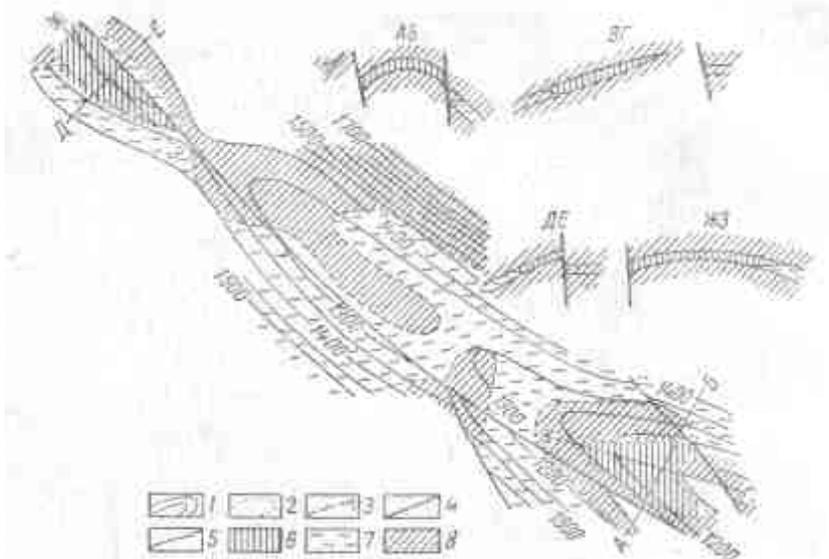


Рис. 100. Нефтяная залежь в пласте 4K₆ Радчейквского месторождения (по В. И. Кптык и Г. Н. Доленко).

1 — стратизогипсы по кровле пласта; 2 — внешний контур нефтеносности; 3 — внутренний контур нефтеносности; 4 — тектонические нарушения; 5 — границы предверхнепермского эрозийного размыва пласта; 6 — нефть; 7 — вода; 8 — слабопрощаемые породы.

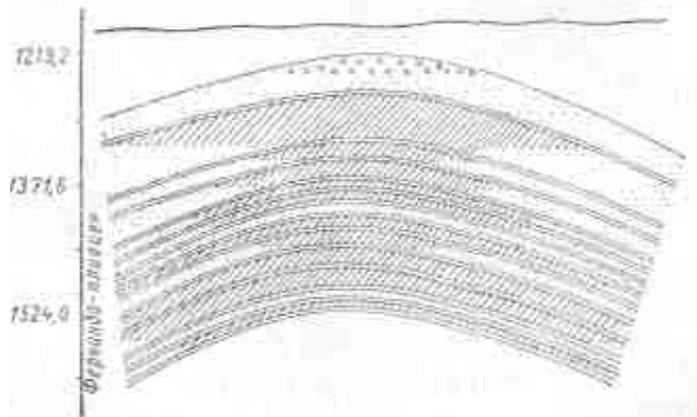


Рис. 101. Месторождение Розакранц. Залежь в разрезе

отделенные один от другого водоносными участками, известны в миоценовых песчаниках Вознесенско-Малгобекской площади, в Ачп-Су, Избербаше и в других районах северо-восточного Кавказа.

Интересный пример нахождения свободного газа внутри нефтяной залежи в горизонте VI₃ на месторождении Карадаг приводит А. Г. Дурмишьян (1964). В этой залежи, благодаря литологическим изменениям и действию капиллярных сил, линзы тонкозернистого песка, заполненные газом, оказались внутри нефтяной залежи.

Из приведенных в данной главе классификаций отчетливо видно их несовершенство. Во всех классификациях залежей нефти и газа главное внимание уделяется ловушкам, резервуарам, коллекторам, форме залежей и форме ограничений, а минимальное внимание уделяется содержанию залежей — нефти и газу. Под генетическим признаком понимают происхождение коллекторов, резервуаров, ловушек, но отнюдь не условия образования и главного существования самих залежей, не учитываются в классификациях закономерности распространения залежей в земной коре. Закономерности же распространения залежей в земной коре и характер насыщающих залежи флюидов зависят не только и не столько от перечисленных факторов, сколько от некоторых других геолого-исторических условий, которые в то же время определяют и типы возможных ловушек, коллекторов, резервуаров и т. д. Необходимо рассматривать типы залежей в их взаимосвязи и создать единую схему классификации всех типов скоплений нефти и газа в земной коре.

§ 5. ЗАКОНОМЕРНОСТИ В ИЗМЕНЕНИИ НЕФТЕЙ И ГАЗОВ ВНУТРИ ЗАЛЕЖЕЙ

Нефть и газ в залежах тесно связаны между собой. Состав газа, находящегося в газовой шапке или растворенного в нефти, зависит от состава и качества нефти. Растворимость газа в нефти при прочих равных условиях зависит от углеводородного состава газа и нефти, а также от соотношения углеводородов и смол. В общем, чем ближе физические и химические свойства нефти и газа, тем лучше они взаимно растворяются. Этим в значительной степени объясняются закономерности в условиях- распространения нефти и газа при их совместном нахождении в ловушке.

Изменения свойств нефтей и газов в недрах в значительной мере обуславливаются пластовыми давлениями и температурой. В залежах возможно самое различное соотношение жидких и газообразных фаз. В ряде случаев, особенно вблизи поверхности, наблюдаются скопления нефти, практически не содержащие в себе растворенных газов. Такие нефти получили название «мертвых нефтей». При существующих в пласте давлениях и температуре нефть может оказаться недонасыщенной газом. В этом случае давление насыщения меньше пластового.

Под давлением насыщения понимают то давление, при котором данная нефть насыщена газом (или то давление, под которым находится газ, растворенный в нефти). Так как растворенный газ в нефти сильно влияет на ее свойства, то величина давления насыщения должна рассматриваться как один из наиболее важных параметров залежи. Если давление насыщения равно пластовому давлению, то над такой залежью нефти может образоваться газовая шапка. Размер газовых шапок может быть самый различный, вплоть до газовой залежи с небольшой нефтяной оторочкой.



Рис. 102. Распределение нефти по ее свойствам в плане.

а — месторождение Махачкала, свита «в» (чокрак); б — месторождение Избербаш, свита В (чокрак); 1 — первое поле нефти (плотность меньше $0,840 \text{ г/см}^3$); 2 — второе поле нефти (плотность юльше $0,840 \text{ г/см}^3$); 3 — осевые линии складок по кровле соответствующих свит «в» и В больше - - - - - (чокрак).

При больших объемах газовой фазы следует учитывать явления обратного (ретроградного) растворения жидких углеводородов в газе. При ретроградном растворении газы обогащаются жидкими, преимущественно низкокипящими углеводородами. Такие залежи называются газоконденсатными. Обычно, чем больше давление в газоконденсатной залежи, тем больше жидких углеводородов может быть растворено в газе. При снижении давления в газоконденсатной залежи жидкие углеводороды могут выпасть из газового раствора и образовать конденсатную оторочку.

Наконец, встречаются залежи «сухого» газа, в которых содержание метана достигает 99%. Правильнее, однако, характеризовать «сухие» залежи не по содержанию метана, а по содержанию тяжелых углеводородов, которое в этом случае достигает лишь 5%. Содержание же метана может значительно колебаться за счет неуглеводородных газов, таких как азот и углекислый газ.

Многочратно отмечалось, что плотность нефти закономерно увеличивается с глубиной ее залегания в залежи. Эта закономерность у пластовых сводовых залежей в плане выражается в увеличении плотности нефтей от свода складки к крыльям и перикли-

налям. Пример такого распределения нефтей в залежах приведен на рис. 102. Увеличение плотности нефти в залежи с глубиной можно объяснить ее дифференциацией по плотности. В этом случае, чем больше высота залежи, тем большая дифференциация должна наблюдаться. Соответственно в предгорных прогибах и межгорных впадинах, где залежи нефти имеют большую высоту, это явление должно отличаться более четко, а в платформенных областях при малой высоте залежей дифференциация должна быть менее четкой.

В платформенных условиях удается отметить дифференциацию нефтей лишь для массивных залежей и для залежей, приуроченных к достаточно интенсивно дислоцированным поднятиям. Так, Г. Д. Гальперн отмечает соответствующую закономерность для типичных массивных залежей артинского возраста в Южном и Бурунчинском массивах Ишимбайского месторождения. С. П. Максимов описывает соответствующую закономерность для пласта Д₂ месторождения Яблонувый Овраг на Самарской Луке. Для этого и некоторых других месторождений Самарской Луки подобную закономерность отмечают А. К. Котина и З. Л. Маймин.

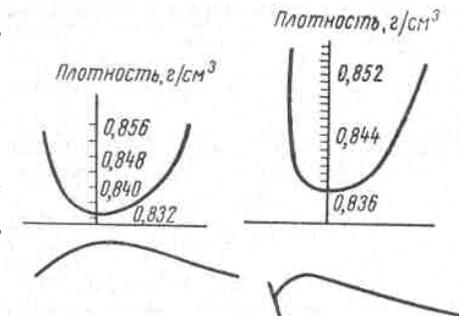


Рис. 103. Асимметрия кривых изменения плотности нефти в залежи в зависимости от строения складок.

а — по свите «в» (чокрак), месторождение Махачкала; б — по свите В, месторождение Избербаш.

Так как изменения плотности связаны с высотой залежи, то характер изменения плотности для пластовых залежей в плане и в разрезе будет тесно связан с формой ловушки. На рис. 103 показано изменение плотности в разрезе пластовых залежей на месторождениях Махачкала и Избербаш. Как видно из рис. 103, асимметрия кривых изменения плотности отражает асимметрию строения складок.

М. В. Абрамович предложил называть изменение плотности в залежи на каждые 100 м-пластовым градиентом плотности нефти. По расчетам А. Ю. Намиота при равновесном состоянии нефти в залежи пластовый градиент плотности не должен превышать $0,002—0,003 \text{ г/см}^3$. Фактические пластовые градиенты бывают значительно больше, в общем изменяясь от нуля до $0,05 \text{ г/см}^3$ и более. В залежах с большим пластовым градиентом можно предполагать либо отсутствие термодинамического равновесного состояния, либо воздействие каких-либо иных дополнительных факторов.

В качестве последних может быть указано окисляющее действие пластовых вод.

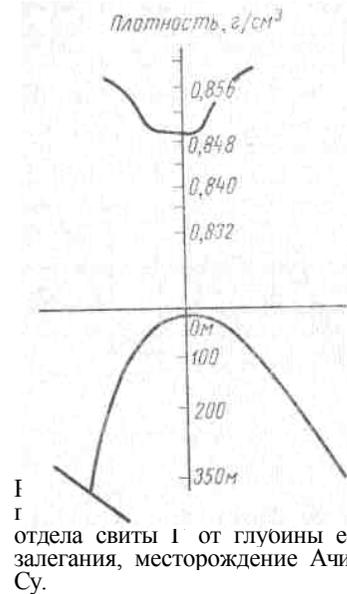
Н. Б. Вассоевич и Г. В. Нейман считают, что изменения свойств нефтей в залежах происходит по-разному в разных геохимических (литологических) зонах — в зоне катагенеза и гипергенеза. При гипергенезе факторы, изменяющие нефть, действуют лишь в зоне

контакта с водой, где протекают физико-химические и биохимические процессы. Влияние гипергенеза медленно распространяется на всю залежь и ослабевает при удалении от водонефтяного контакта. Поэтому, чем больше отношение массы залежи к площади контакта, тем медленнее протекает этот процесс.

При катагенезе залежи нефти, погружаясь в зону более высоких температур и давлений, быстро всем объемом воспринимают это изменение. Поэтому процесс катагенеза протекает для всех частей залежи с одной и той же скоростью.

Окисляющее действие вод отмечается во многих случаях, но, по-видимому, влияние их ограничивается приконтурной зоной.

В. С. Мелик-Пашаев описал изменения плотности нефтей в приконтурной зоне многих месторождений Апшс-ронского по-ова. А. А. Карцев отмечает в залежи среднего карбона Краснокам-



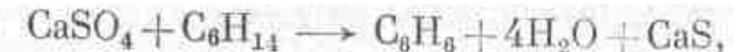
Г
г
отдела свиты Г от глубины ее залегания, месторождение Ачи-Су.

ского месторождения зону вдоль контакта нефти с водой мощностью около 10 м, где плотность нефти гораздо больше, чем в остальной части залежи. Т. А. Ботнева описала аналогичные явления для месторождения Зыбза (северо-западный Кавказ), Ро-машкино, Бавлы и Шугурово (Волго-Уральская область).

Во многих случаях в приконтурных частях залежей градиент плотности нефти в пласте резко уменьшается. Подобное явление наблюдается на месторождениях Ачи-Су (рис. 104) в Дагестане, Етлмен в Калифорнии (США) и в некоторых других районах. Возможно, приконтурную зону низких значений градиентов плотности и следует рассматривать как область залежи, на которую распространяется химическое воздействие пластовых вод.

Довольно трудно предположить распространение процессов окисления на весь объем крупных залежей. Предполагается, что процессы подземного окисления идут за счет воздействия на углеводо-

роды сульфатов вод микробиальным путем. Интересный пример приводит С. П. Максимов (1964) по залежи нефти в бобриковском горизонте Радаевского месторождения. Нефть этого горизонта содержит 3,3% серы. Если допустить, пишет С. П. Максимов, что исходная нефть была малосмолистой, преимущественно метанового строения и не содержала серы, то придется принять, что вся содержащаяся в нефти сера образовалась из сульфатов, израсходованных на окисление микробиальным путем. Если допустить, что ароматические углеводороды образовались в результате окисления парафинов по реакции



то на получение 78 г их придется затратить 136 г сульфата кальция. В 1 т рассматриваемой нефти содержится 410 кг ароматических соединений, следовательно, для их получения требуется минимум 715 кг сульфата кальция. Если же учесть, как пишет С. П. Максимов, что сульфат кальция расходуется не только на дегидрирование, но и на окисление углерода, то общее количество сульфата кальция нужно будет по меньшей мере удвоить, и тогда общее необходимое количество его составит 1430 кг. Если максимальное содержание сульфата кальция в нефтяных водах равно 1 г в 1 л, то для окисления 1 т нефти потребуется 1430 м³ сульфатных вод.

В. С. Мелик-Пашаев в 1950—1951 гг. отмечал увеличение газовых факторов в одних и тех же пластах в зависимости от литологического состава коллектора. Более глинистые участки коллекторов в одном и том же пласте характеризовались большими газовыми факторами. Позже тем же автором и многими другими было отмечено облегчение нефтей в терригенных коллекторах на участках заметного увеличения их глинистости.

Так, Т. А. Ботнева в пласте Д. Ромашкинского месторождения отмечает уменьшение плотности нефтей и уменьшение в них содержания асфальтенов на тех участках, где его глинистость возрастает от 5 до 30%. Причина наблюдающихся изменений неясна. Возможно, они являются лишь следствием изменения условий поступления нефти и газа в скважины.

Одной из наиболее вероятных причин различий в составе нефтей и газов в залежи могут быть условия формирования последней. Если формирование залежи происходило в процессе движения нефти, то и в самой залежи должны возникнуть существенные изменения, вызванные прежде всего эффектом фильтрации. Но возможное влияние этого фактора автор указывал еще в 1941 г. В самых приближенных чертах проявление этого эффекта можно представить себе в двух направлениях. Первое направление — это фракционирование флюида по молекулярному весу компонентов вследствие различной скорости их движения через пористую среду. Второе

направление - сорбция глинистыми частицами различных составных частей нефти. Сорбционное изменение состава нефти будет зависеть с одной стороны, от площади соприкосновения нефти с адсорбирующими частицами, т. е. будет тем больше, чем больше



Рис 105 Кривая зависимости плотности нефти III пласта свиты «в» от глубины ее залегания, месторождение Махачкала.

глинистость породы и длинной путь движения, с другой, — от состава нефти. Из составных компонентов нефти более всего подвержены адсорбции асфальтены и смолы, несколько менее - ароматические и нафтеновые углеводороды и менее всего - парафиновые

углеводороды. Таким образом, при образовании залежи в процессе движения нефти по неоднородному пласту можно ожидать фракционирование нефти. В последнее время подобные взгляды высказываются А. А. Карцевым, М. И. Гербер и др. В качестве примера такого явления могут быть приведены залежи в III литерном горизонте свиты «в» (миоцен) месторождения Махачкала (рис. 105). Можно проследить изменение и других физических и химических особенностей нефтей. Например, на рис. 106 показано изменение

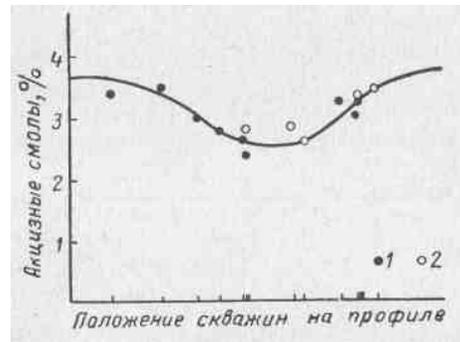


Рис. 106. Изменение содержания смол в нефтях калинской свиты (KaC) с юго-запада на восток, Кала (по А. Я. Гаврилову).

1 — KaC; 2 — KaC..

содержания смол в нефтях калинской свиты вкрест простирания одной из залежей на Апшеронском полуострове.

Замечательные примеры приводят Ж. Ходжсон и Е. Ёеикер по некоторым месторождениям Канады (Пембина, Редуотер, Джоффо, Лойдминстер). Так, на месторождении Пембина залежь нефти при-

урочена к выклинивающимся пескам кардиум мелового возраста. В пределах нефтяной залежи наблюдается закономерное уменьшение плотности, содержания серы, асфальтенов, смолистой части нефтей и зольных элементов (особенно ванадия и никеля) в направлении с северо-востока на юго-запад.

Не всегда с увеличением глубины нефть в залежи становится тяжелее (положительные значения пластового градиента плотности). Иногда наблюдаются отрицательные значения пластового градиента плотности. Большой частью это происходит в залежах, связанных с поверхностью. Несколько типичных примеров такого изменения нефтей описано А. А. Воробьевым для месторождений Сель-Рохо, Шор-Су, Чохногляр, Палванташ, Ходжиабат, Южный Аламышик, Чангырташ, Судак и Майли-Сай в Ферганской долине. Аналогичные изменения наблюдаются и по некоторым другим районам мира. Так, Р. Арнольд и Р. Андерсон для нескольких месторождений Калифорнии (Каолинга, Маккитрик и др.) отмечают увеличение плотности вверх по восстанию пластов по мере приближения их к выходу на поверхность и в погруженных частях, у водонефтяных контактов.

Значительно реже встречаются случаи, когда отрицательный градиент плотности нефти в залежи нельзя объяснить непосредственной связью ее с поверхностью.

Справедливым будет предположение о неустановившемся равновесии в такой залежи вследствие более позднего поступления в нее дополнительных порций легких углеводородов.

Рассмотрим влияние значительных по амплитуде (по отношению к мощности продуктивного пласта) нарушений на особенности размещения залежей и закономерности распределения в них нефтей.

Можно выделить две основные, принципиально отличные по своему характеру группы нарушений — взбросы (и надвиги) и сбросы. Возникновение надвигов и взбросов связано с явлениями сжатия пород, слагающих земную кору. Они часто образуются одновременно с антиклинальными складками, а иногда служат причиной появления складки. Разорванные толщи по плоскости надвига плотно прижаты друг к другу. Поверхность надвига, как правило, не может служить путем для перемещения по ней воды или даже газа. Сбросы являются следствием усилий растяжения в земной коре. Они часто образуются после заложения складок, рассекая складки в процессе их роста. В зоне сброса может наблюдаться циркуляция вод, возможно перемещение нефтей и газов. И. О. Брод и В. Е. Хаин отмечают обычно положительное влияние надвигов и взбросов на возникновение и сохранение залежей и, как правило, отрицательную роль сбросов. Указанные особенности двух основных типов дизъюнктивных нарушений не имеют абсолютного значения, т. е. в природе существуют надвиги, по которым явно происходит циркуляция воды и других подвижных веществ, и, наоборот

существуют сбросы, плоскости разрывов которых настолько закупорены, что никакое движение вод или даже газов по ним невозможно. Но отмеченные ранее особенности сохраняют свое значение в большинстве случаев.

Можно отметить две особенности распространения залежей нефти у разрывов. Первая особенность (указана А. И. Леворсеном) заключается в том, что в ловушках, образованных сбросами, залежи обычно приурочены к висячему (поднятому) крылу, в то время как залежи в лежащем крыле представляют собой редкое исключение. Залежь в лежащем крыле образуется, если в нем вблизи сброса имеется дополнительно ловушка, образованная изгибом слоев. Такие залежи А. И. Леворсен отмечает на побережье Мексиканского залива. Вторая особенность заключается в том, что в ловушках, образованных сбросами или надвигами, залежи обычно приурочены к лежащему крылу. В висячем крыле они также встречаются, но связаны, как правило, с положительными структурными формами, осложняющими висячее крыло надвига. Такое явление можно наблюдать во многих районах Предкавказья, Карпат, Калифорнии и Венесуэлы. Как типичный пример может быть приведено месторождение Малгобек в Восточном Предкавказье (рис. 107). Довольно часты случаи, когда залежи в висячем крыле надвига (взброса) отсутствуют. Это объясняется худшими возможностями сохранения залежей в надвинутой части резервуара либо вследствие непосредственной эрозии, либо вследствие связи этой части резервуара с поверхностью через дополнительно возникшие разрывы типа сбросов.

Экранирующие надвиги (взбросы), по поверхности которых не происходило перемещение жидкостей и газов, существенного влияния на распространение свойств нефтей в залежах не оказывают. Около таких экранирующих поверхностей часто сохраняются залежи с газовой шапкой.

У сбросовых поверхностей в зависимости от конкретной геологической обстановки может наблюдаться либо смешение нефтей различных горизонтов, либо утяжеление их вследствие связи сброса с поверхностью. Так, смешение нефтей, проникших по сбросам, приводит к появлению разнотипных нефтей в пределах одной и той же залежи на месторождениях Ахтырско-Бугундырском и Холмском в Краснодарском крае. Аналогичное явление отмечают Г. Е.-А. Айзенштадт на Эмбе, Ф. Бинне и Е. Боннар в залежах месторождения Мариен-бронн, расположенных вблизи большого Рейнского сброса во Франции. На месторождении Шор-Су (Ферганская долина) Б. С. Воробьев указывает на утяжеление нефтей в IV, VII и VIII пластах в нескольких скважинах, расположенных вблизи сброса.

Параллельно изменению состава нефтей в залежах происходят изменения попутного газа или газа в газовых шапках. По расчетам А. С. Великовского при термодинамических условиях, существующих обычно в залежах нефти с газовой шапкой, в составе газа, кроме

метана, могло бы содержаться до 50% этана и более тяжелых углеводородов (пропана, бутана). Однако такое большое содержание тяжелых углеводородов в газах исключительно редко. По-видимому,

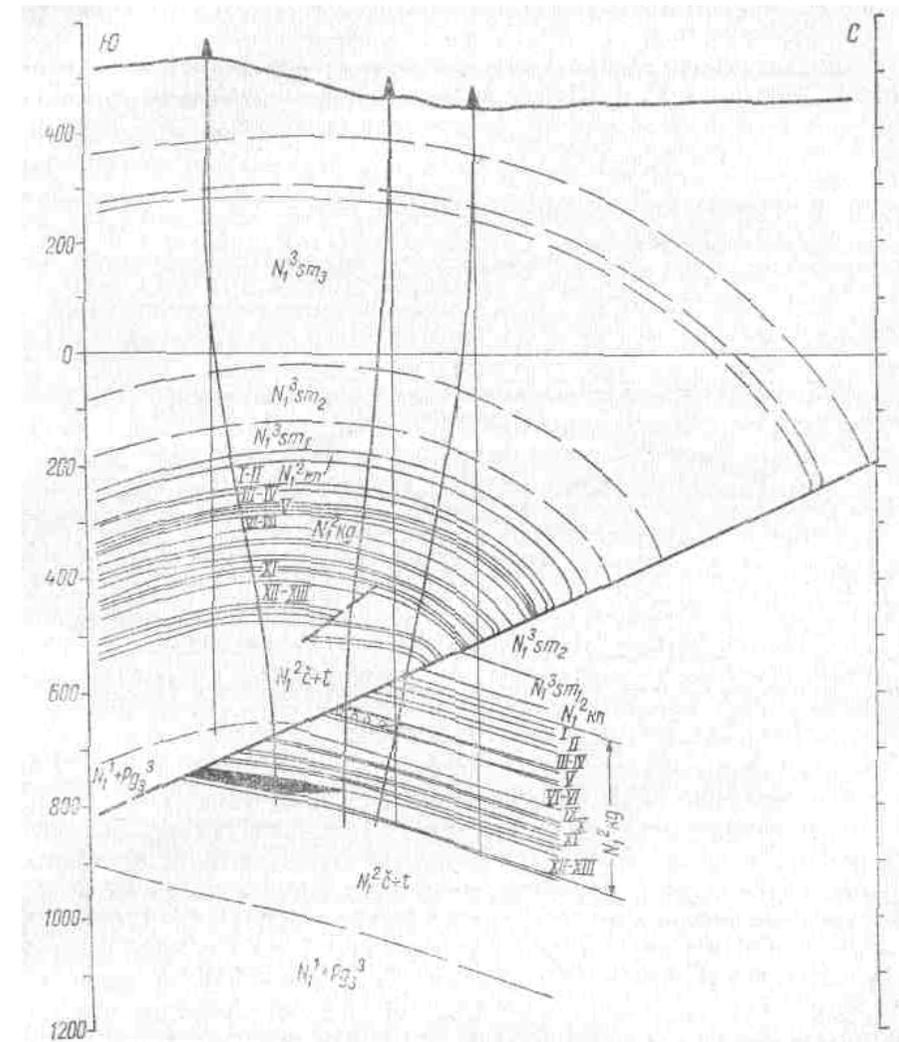


Рис. 107. Профильный геологический разрез месторождения Малгобек, северный поднадвиг (по В. П. Куцеву и В. П. Крымову).

метан, составляющий основную часть газа в газовых шапках, не мог образоваться из нефти, его избыток в газах обусловлен генетическими причинами. К аналогичному выводу пришли Сильверман и Эпштейн, изучая изотопный состав углерода в нефтях и попутных

газах. Изотопный состав углерода в газах намного легче, чем в нефтях (в газах $6C^{13}$ до $—49,5\%$; в нефтях $6C^{13}$ до $—307\%$). В то же время изотопный состав углерода в нефтях как в целом, так и по фракциям меняется в крайне незначительных пределах. Если бы газы образовывались из нефти, то это образование должно было бы сопровождаться необъяснимо большим фракционированием изотопов углерода и в то же время вызвать более значительные колебания изотопного состава углерода в различных нефтях.

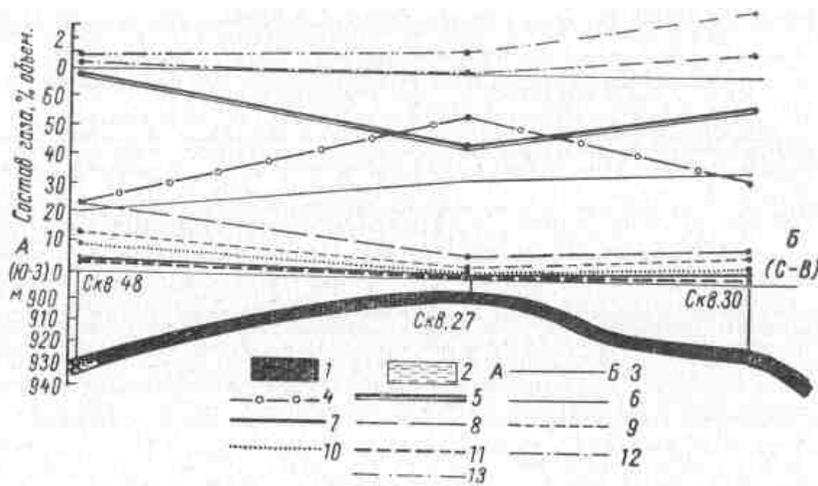


Рис. 108- Изменение состава попутного газа в залежи Байтуганского месторождения, Оренбургской области (по Т. А. Ботневой).

1 — песчаник, насыщенный нефтью; 2 — песчаник, насыщенный водой; 3 — линия профильного разреза; состав газа: 4 — азот; 5 — сумма тяжелых углеводородов; 6 — метан; 7 — сероводород; 8 — этан; 9 — пропан; 10 — бутан; 11 — пентан; 12 — отношение нормального пентана к изопентану; 13 — отношение нормального бутана к изобутану.

Изменение состава попутных газов в залежи изучено пока слабо. По мере приближения к водонефтяному контакту иногда наблюдается относительное обогащение газов метаном и обеднение тяжелыми углеводородами, иногда картина обратная. Например, Г. Д. Гальперн отмечает увеличение содержания метана в периферийных частях Ишимбайской залежи (артинские известняки). То же самое отмечает Т. А. Ботнева для залежи нефти с газовой шапкой в калиновской свите Журавлевско-Степановского месторождения Оренбургской области. Тот же автор на Байтуганском месторождении в попутном газе залежей турнейского яруса и бобриковского горизонта (рис. 108) наблюдал увеличение содержания тяжелых углеводородов в приконтурных частях залежи.

Довольно часто в попутных газах отмечается увеличение концентрации H_2S и CO_2 у водонефтяного контакта (рис. 108), но иногда картина обратная. В некоторых случаях наблюдается неравномерное распределение состава газа по залежи. Впервые отметил это

А. Л. Козлов для чисто газовой залежи Мельникове. В данной залежи в одной ее части преобладал азот, в другой — метан. А. Л. Козлов объяснил это подземным бактериальным окислением. Сходное явление можно отметить для залежи бобриковского горизонта Байтуганского месторождения.

За контуром нефтеносности по мере удаления от него состав растворенного в воде газа постоянно изменяется в результате потери тяжелых компонентов. Так, по данным П. А. Левшунова за контуром нефтеносности в пластах D_2 , D_3 и D_4 девонских отложений Мухановской площади на расстоянии 5,5 км от контура наблюдалось выпадение из растворенных в воде газов сначала гексана, а затем других углеводородов, вплоть до этана (на расстоянии 11,5 км от контура).

В газоконденсатных залежах и чисто газовых залежах наблюдаются несколько иные явления. По законам обратного растворения чем большее давление испытывает газ, тем больше жидких углеводородов может раствориться в нем. Поэтому обычно в таких залежах по мере увеличения глубины их залегания вместе с ростом давления увеличивается содержание тяжелых углеводородов. В пределах одной и той же газовой залежи установить картину распределения углеводородного состава газов бывает довольно трудно. В принципе при достаточно большой высоте газовой залежи (более 200—300 м) должна наблюдаться дифференциация залежи газа по плотности компонентов.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ И ГАЗА

Классификация месторождений нефти и газа имеет не меньшее теоретическое и практическое значение, чем классификация залежей. Казалось бы этому вопросу должно уделяться не меньшее внимание, однако это не так. С момента четкого разграничения таких понятий, как залежи и месторождения, первым уделялось очень много времени, в то время как классификации нефтяных месторождений почти не разрабатывались. До сих пор не существует общепринятого определения понятия месторождение.

Под месторождением нефти и газа, по определению И. О. Брода (1938), следует понимать совокупность залежей в недрах одной и той же площади, образование которой контролируется единым структурным элементом, что определяет общность в системе их поисков, разведки и разработки. Довольно близко к этому определение Н. Ю. Успенской (1966). По Н. Ю. Успенской (1966) под месторождением следует понимать совокупность залежей, заключенных в недрах одной и той же площади и контролируемых общим гидрологическим элементом структурного, литологического или стратиграфического характера, обеспечивающим образование ловушки.

В приведенных определениях за основу взяты залежи, и месторождение фактически рассматривается как сумма залежей, приуроченных к тому или иному структурному элементу или геологическому элементу. Между тем наличие того или иного структурного элемента, контролирующего формирование месторождения, определяет и возможный тип залежей в месторождении. Более того, развитие того или иного структурного элемента на фоне геологической истории крупного элемента земной коры предопределяет появление того или иного типа резервуара и специфику ловушек в нем.

Из сказанного выше ясно, что группа или тип месторождений предопределяет и тип встречающихся в нем залежей. Следовательно, месторождение надо рассматривать не как механическую совокупность залежей, а как геологический комплекс, предопределяющий условия формирования самих залежей. Правильнее залежь рассматривать как один из элементов месторождения. Определение месторождения может быть предложено в следующей форме: п о д м е-

сторожением нефти и (или) газа следует понимать участок земной коры определенного геологического строения, содержащий в себе залежи нефти и (или) газа. В таком определении в понятие месторождение включается не только сумма залежей, но и вся толща пород, принимающая участие в строении месторождения. Учитываются не только резервуары, но и разделяющие их толщи, не только коллекторы, но и покрышки. Вместе с тем учитывается в целом и строение данного участка, обусловленное геологической историей его образования. Отсюда вполне естественно должны вытекать и особенности разведки различных нефтяных и (или) газовых месторождений, а в дальнейшем и принципы их разработки.

Тектонический фактор имеет решающее значение для формирования месторождения. Поэтому он прежде всего учитывается при создании классификационных схем месторождений нефти и газа. Подобная классификация структурных форм газовых и газонефтяных месторождений была предложена И. В. Высоцким. Однако она не охватывает всех структурных форм нефтяных месторождений. Более полную классификацию структурных форм нефтяных месторождений разработал Ю. А. Косыгин. Мы использовали ее при определении характеристики основных подклассов месторождений.

Исходя из сделанного выше определения месторождения, следует считать их главными элементами структуру, характер залежей.

И. О. Брод при участии автора разработал классификацию нефтяных месторождений, в которой кроме структурных признаков учитывался и тип залежей.

Тектонические условия формирования того или иного структурного элемента, контролирующего образование месторождения, прежде всего зависят от того, с каким крупным геоструктурным элементом земной коры связано формирование этого элемента. В качестве основных геоструктурных элементов в земной коре выделяют геосинклинали и платформы. Особенности развития геосинклиналей и платформ предопределяют характер структурных отложений в их пределах. Поэтому при рассмотрении структурных форм, с которыми могут быть связаны нефтяные и газовые месторождения, правомерно разделить их на два основных класса: геосинклинальные (складчатые) и платформенные.

Переход от геосинклинали к платформе осуществляется, как правило, через предгорный прогиб. Предгорный прогиб, хотя и развивается в значительной своей части на теле платформы, является как бы переходным элементом между ней и геосинклиналью. Внешняя часть предгорного прогиба несет на себе все черты, характерные для платформы, а внутренняя обладает некоторыми особенностями, присущими геосинклинали. Не останавливаясь на подробной характеристике этих особенностей, отметим наличие

в центральной и внутренней частях прогиба довольно сильной фациальной изменчивости вкрест простирания и развитие складчатости, если и не типично геосинклинальной, то во всяком случае значительно отличающейся от платформенной. Характерной особенностью такой складчатости является развитие линейных антиклинальных складок иногда с очень большой амплитудой, как правило, разделенных пологими корытообразными синклиналями.

При рассмотрении географического размещения нефтяных и газовых месторождений в качестве одной из особенностей отмечалось отсутствие их в горных странах. Геологически это выражается в отсутствии или очень редкой встречаемости нефтяных и газовых месторождений в центральных частях геосинклинальных (складчатых) областей. Тяготение нефтяных и газовых месторождений к краевым частям горных сооружений геологически выражается в расположении месторождений в предгорных прогибах и областях погружения складчатых систем. Скопления нефти и газа редко встречаются в связи с такими типично геосинклинальными породами, как флиш. Другие геосинклинальные породы, например яшмы, вообще никогда не содержат скоплений нефти и газа. Таким образом, для центральных частей геосинклинальных областей нефтяные и газовые месторождения нехарактерны.

Нефтяные и газовые месторождения широко распространены в предгорных прогибах, межгорных впадинах и областях погружения складчатых систем. Выделяя два основных класса нефтяных месторождений, связанных с платформенными и геосинклинальными областями, надо иметь в виду, что под последними в данном случае понимаются не собственно геосинклинальные области, а примыкающие к ним (или заключенные внутри них) районы с относительно интенсивной складчатостью. Именно в таком понимании в описываемой ниже классификации выделяются два основных класса нефтяных месторождений:

I класс — месторождения, сформировавшиеся в складчатых областях;

II класс — месторождения, сформировавшиеся в платформенных областях.

В I классе выделяются две группы месторождений: А — группа месторождений, связанных с антиклинальными складками; Б — группа месторождений, связанных с моноклинальным залеганием слоев.

Во II классе выделяются четыре группы месторождений: В — месторождения, связанные с куполовидными и брахиантиклинальными поднятиями; Г — месторождения эрозионных и рифовых массивов; Д — месторождения гомоклинали; Е — месторождения синклинальных прогибов.

В основу выделения групп месторождений положен также тектонический фактор, приводящий либо к образованию сходных струк-

турных форм, либо обуславливающий появление зон стратиграфических несогласий или выклиниваний (как частных случаев стратиграфических несогласий). Каждая выделенная группа месторождений включает в себя набор типов месторождений. Типы месторождений выделяются по геологической характеристике локальных участков земной коры, содержащих в себе залежи нефти и газа.

В группы объединяются типы месторождений по общим сходным признакам. Например, все месторождения, приуроченные к различным типам антиклинальных складок (общий признак антиклиналь), объединяются в одну группу. Соотношение между группами и типами нефтяных и газовых месторождений показано на рис. 109. Каждый тип месторождений включает в себя определенные группы залежей (табл. 46-50).

Таким образом, классификация учитывает не только структурный признак основного элемента, определяющего формирование месторождения, но и регионально тектоническое положение этого элемента относительно таких структурных единиц земной коры, как платформы и геосинклинали. Это, безусловно, одно из достоинств рассматриваемой классификации. Другим достоинством является отраженная в ней связь залежей с месторождениями. В то же время указанные моменты не развиты до логического завершения. Проведенные за последние годы детальные исследования выявили довольно сложное тектоническое строение платформ. Не все типы структурных элементов, контролирующих формирование нефтяных и газовых месторождений, одинаково распространены на платформе. Например, соляные купола встречаются в определенных областях — в обширных и глубоко прогнутых краевых частях платформ. Рифовые массивы также распространены неравномерно по платформе, но их размещение имеет свои закономерности. Характер куполовидных и брахиантиклинальных поднятий в различных частях платформы также существенно различен. Встречаются пологие крупные складки неопределенной формы, например Ромашкинская, приуроченная к структуре первого порядка — Татарскому своду; Зеагли-Дарвазинское поднятие, расположенное в центральной части Центрально-Каракумского свода; Тарха-Кугультинское поднятие, приуроченное к Северо-Ставропольскому валу Ставропольского свода. Но распространены и брахиантиклинальные поднятия с отчетливо выраженной длинной осью, довольно значительные по высоте, например Ярино-Каменноложское на Пермско-Багакирском своде; Мухановское, Дмитриевское, Коханы-Михайловское в пределах Жигулевско-Оренбургского свода; Узеньское и Жетьбайское поднятия в Ейско-Мангышлакской впадине; Газлинское в пределах Бухарской ступени Каракумской платформы; Усть-Бальжское и Западио-Сургутское поднятия в пределах Сургутского свода, а также Мегионское, Соснинско-Советско-Медведицкое поднятия на

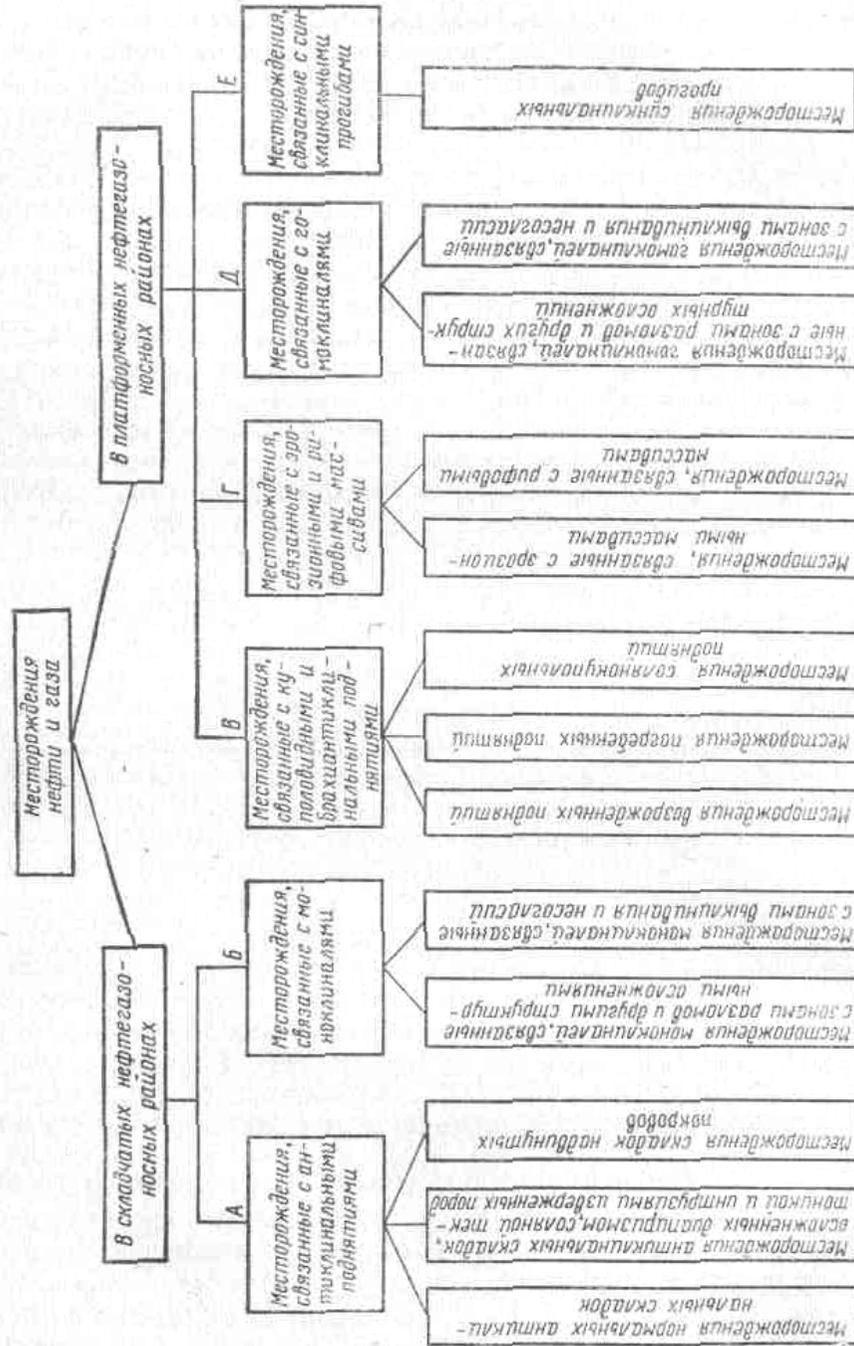


Рис. 109. Классификация месторождений нефти и газа.

Нижне-Вартовском своде Западной Сибири и Средне-Вилуйское поднятие в Вилуйской впадине.

В схеме не учитывается вся сложность строения складчатых областей, примыкающих к геосинклинали. Не отражено специфическое строение структурных элементов межгорных впадин. Таким образом, в классификационной схеме не учитываются сложность взаимоотношения тектонических структур различного порядка и их взаимообусловленность.

Авторы схемы лишь классифицируют факты возможного распространения того или иного типа залежей в связи с той или иной группой месторождений.

Проведенные в последние годы исследования позволили установить целый ряд закономерностей в распространении залежей и месторождений нефти и газа в земной коре. Выявленные закономерности позволяют более полно характеризовать залежи и месторождения нефти и газа в зависимости от геологической обстановки их существования. Эта обстановка определяется не только условиями геологического развития таких крупных структурных элементов земной коры, как платформы и складчатые области, но и особенностями строения их отдельных частей. В рассматриваемой выше классификации наблюдается разрыв между крупными тектоническими элементами первого порядка (платформы, складчатые области) и локальными элементами, контролирующими непосредственно образование месторождений нефти и газа. Сделано много попыток ввести в классификацию категорий скоплений нефти и газа более дробные тектонические элементы (Н. Ю. Успенская, А. А. Баки-ров, И. О. Брод и многие другие). При этом выделялись зоны нефте-газонакопления, нефтегазоносные бассейны или их части, провинции, области и районы и т. д. Не вдаваясь в дискуссию о наиболее правильном наименовании выделяемых категорий, следует отметить, что внесение в описанную выше классификацию нефтяных и газовых месторождений дополнительных градаций по более дробным тектоническим элементам должно устранить некоторые недостатки, присущие этой классификации.

Существенным недостатком рассмотренной классификации является то обстоятельство, что в ней не отражены качество и количество нефти и газа в залежах и в месторождениях в целом. В этом отношении представляет интерес классификационная схема, предложенная В. Г. Васильевым, Н. С. Ерофеевым и др. (1966).

Эти авторы предлагают многопластовые месторождения нефти и газа подразделять с позиций фазового состояния углеводородов на несколько групп, названия которых отражали бы не все, а наиболее характерные для данного месторождения типы залежей (табл. 41). Определяющим условием для отнесения месторождения к первым двум группам является преобладание суммарных запасов газа над геологическими запасами нефти или наоборот. Полную

характеристику месторождений авторы предлагают давать в виде формулы, состоящей из совокупности буквенных обозначений залежей, располагая их слева направо в убывающем порядке величин суммарных запасов однотипных залежей месторождения. Число однотипных залежей обозначают в индексе цифрой у буквенного обозначения. Суммарные запасы флюидов показывают перед буквенным обозначением: в числителе ставят запасы газа (в млрд. л^{*3}) категорий А + В + С_x и в знаменателе — запасы газа категорий А + В. В таком же порядке записываются и геологические запасы нефти, которые ставятся вслед за запасами газа и заключаются в скобки. Запасы конденсата присоединяются к запасам нефти.

Из табл. 41 видно, что авторы не учитывают многие весьма важные факторы, характеризующие месторождения, в том числе структурный. Делается попытка внести в характеристику месторождений характеристику залежей.

В настоящее время тектонисты (П. С. Шатский, В. В. Белоусов, В. Е. Хаин, М. Ф. Мирчинк, А. А. Бакиров и многие другие) разработали достаточно много детальных классификаций по истории развития и особенностям строения платформ и геосинклиналей. Однако непосредственное их приложение к классификации нефтяных и газовых месторождений вызывает значительные затруднения прежде всего из-за сложности этих схем.

Описанные выше два основных класса нефтяных и газовых месторождений связаны с платформенными и складчатыми областями (назовем такие области условно структурами первого порядка). Для детализации классов предлагается выделить подклассы нефтяных и газовых месторождений, существование и особенности которых определяются структурно-тектоническими элементами второго порядка. В качестве основных структурно-тектонических элементов выделяются (рис. 110): *I* — глубокие грабены; *II* — внутриплатформенные впадины; *III* — сводовые поднятия и их склоны; *IV* — платформенная ступень или зона шельфа платформы; *V* — склон платформы или уступ, погружающийся в сторону предгорного прогиба (склон платформы с некоторой условностью может рассматриваться как внешний борт предгорного прогиба); *VI* — центральная часть передового прогиба; *VII* — внутренний борт передового прогиба; *VIII* — поднятия складчатых сооружений (собственно складчатые сооружения); *IX* — межгорные впадины на древних основаниях; *X* — наложенные мульды.

Соответствующие наименования получают и подклассы месторождений нефти и газа. Взаимоотношение между классами и подклассами месторождений приведено на рис. 111.

Некоторые авторы (В. Е. Хаин, А. А. Бакиров и др.) между платформенными и геосинклинальными (складчатыми) областями выделяют переходную область, предлагая тем самым трехчленное деление основных структурно-тектонических элементов. При

Типы месторождений нефти, газа и конденсата
(по В. Г. Васильеву, Н. С. Ерофееву и др., 1966)

Типы месторождений	Залежи, которые могут быть встречены в разрезе месторождений	Примеры
Газовые	Газовые Газоконденсатногазовые	Северо-Ставропольско-Пелагиадинское $\frac{169,0}{168,4} \Gamma$
Нефтегазовые	Газопетляные Нефтяные	Деминское $\frac{6,9}{5,4} \Gamma, \Gamma K \Gamma_1$
Газонефтяные	Газоконденсатногазовые Газонефтяные Нефтяные	Нибельское $\frac{5,8 (2,7)}{2,8 (1,9)} \Gamma_2 \text{H} \Gamma_2$
	Нефтегазовые Газовые Газоконденсатногазовые	Шурчинское $\frac{1,9 (2,3)}{0,4 (-)} \Gamma_2 \text{H} \Gamma_3$
Нефти и газы (конденсаты)	Нефтяные Газовые	Авастасиевско-Тропцкое $\frac{64,4 (102,5)}{64,3 (100,5)} \text{H}_3 \Gamma \text{H}_2 \Gamma$
Нефтяные	Нефтяные	
Газоконденсатные	Газоконденсатные Конденсатные Газовые Газоконденсатногазовые	Жирновское $\frac{2,0 (65,5)}{1,3 (65,5)} \times \Gamma \text{H}_8 \text{H}_2 \Gamma_3$
Нефтегазоконденсатные	Нефтегазоконденсатные Газоконденсатнонефтяные	Зимовское $\frac{0,5 (1,3)}{0,4 (1,1)} \text{H}_2 \Gamma_6$
	Газоконденсатные Газовые Нефтяные Газонефтяные Нефтегазовые Газоконденсатногазовые Конденсатные	Майкопское $\frac{92,4 (5,5)}{80,2 (5,2)} \Gamma K_4$
		Рудкинское $\frac{21,7}{19,8} \Gamma_1 \Gamma K_1$
		Ново-Дмитриевское $\frac{3,8 (27,7)}{0,3 (8,5)} \text{H}_3 \text{H} \Gamma K_3 \text{H} \Gamma K_2 \Gamma_4$
		Качановское $\frac{3,8 (26,5)}{2,5 (16,5)} \times \text{H}_{13} \text{H} \Gamma_6 \Gamma K_2 \Gamma_1 \text{H} \Gamma K_1$
		Западно-Рыбушанское $\frac{5,3 (1,9)}{(-)} \Gamma K_5 \Gamma_1 \text{H} \Gamma K_1$

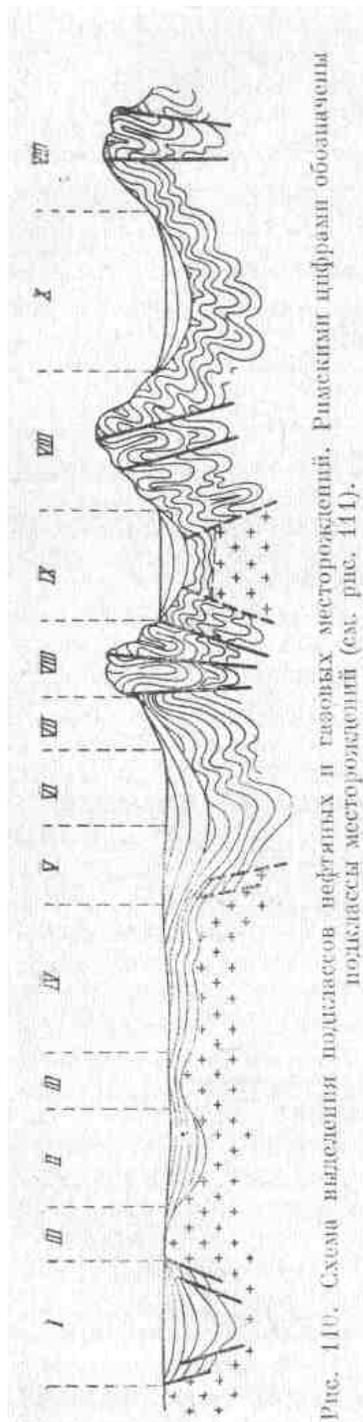


Рис. 110. Схема выделения подклассов нефтяных и газовых месторождений. Римскими цифрами обозначены подклассы месторождений (см. рис. 111).

трехчленном разделении к третьему переходному классу следует отнести подклассы V, VI, VII.

В конкретных геологических условиях выделенные основные структурно-тектонические элементы могут по своему облику и характеру существенно отличаться от предлагаемой схемы (рис. 110). Например, в сводовых поднятиях фундамент может быть местами выведен на поверхность, внешний борт передового прогиба может ложиться непосредственно на щит (отсутствуют элементы III, IV, V). Внутриплатформенные впадины могут быть развиты также на базе грабена и будут отличаться от глубоких грабенов главным образом мощностью осадочной толщи. Возраст фундамента в пределах платформы может изменяться, особенно часто это наблюдается в пределах IV и V элементов. Система складок в геосинклинали может быть опрокинута на предгорный прогиб и перекрывать не только его внутренний борт, но и центральную часть. Возраст фундамента межгорных впадин бывает самый различный. Иногда по краям межгорных впадин развиваются прогибы, по своему облику напоминающие в миниатюре передовые прогибы между геосинклиалью и платформой. Внешние борта таких прогибов могут перекрывать друг друга и т. д.

Структурно-тектонические условия и геологическая история каждого из выделенных подклассов существенно отличаются друг от друга. Различия в геологических условиях их формирования приводят к своеобразию условий образования в пределах нефтяных месторождений и приуроченных к ним залежей.

В вертикальном разрезе осадочной толщи, содержащей в себе залежи нефти и газа, с некоторой условностью можно выделить несколько зон (сверху вниз).

Зона 1 расположена до глубины 500—800 м. Нижняя граница ее может быть определена как наиболее низкая отметка, на которой возможны условия свободного (активного) водообмена. По мере приближения к областям питания граница зоны опускается ниже.

Зона 2 — область возможного затрудненного водообмена в резервуарах, заключающих залежи нефти и газа, глубина ее нижней

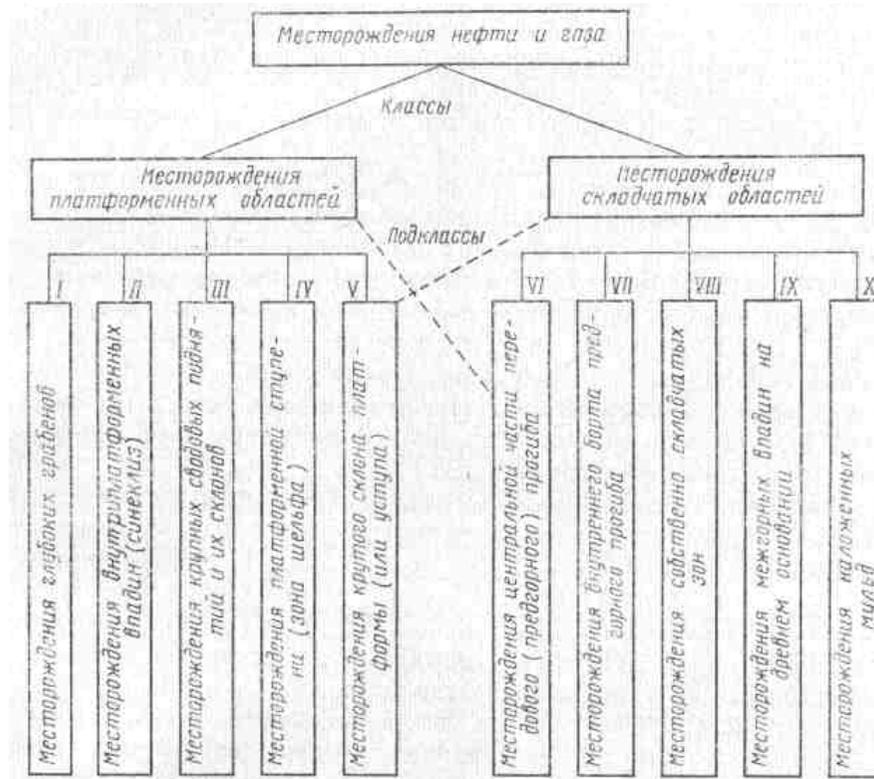


Рис. 111. Классы и подклассы нефтяных и газовых месторождений.

границы 800—1000 м. Другим критерием для выделения нижней границы этой зоны может служить взаимная растворимость нефти и газов. Ниже этой зоны всегда отчетливо наблюдается обратная (ретроградная) растворимость нефтей в газах.

В зоне 3 весьма затруднен водообмен. Нижняя граница ее определяется примерно на глубине залегания фундамента третьей группы месторождений. Ретроградные явления обычны.

Зона 4 застойная, водообмен отсутствует. Характерно широкое развитие аномалийных давлений. Ретроградные явления выражены очень ярко. Преобладают залежи конденсатного типа и часто газовые.

В зоне 5 существование углеводородов возможно, по-видимому, только в газообразной форме.

Выделенные пять вертикальных зон встречаются не во всех группах нефтяных месторождений. Особенности распределения вертикальных зон накладывают специфический отпечаток на тип месторождений и залежей нефти и газа в каждой из выделенных групп месторождений.

Вертикальная зональность контролирует глубины возможного нахождения залежей, присутствие им давления (нормальные, избыточные и аномалийные), температуры, а следовательно, и свойства нефтей и газов, закономерности их изменения по разрезу и т. д.

(табл. 42).

В табл. 43 приведена общая характеристика выделенных основных подклассов месторождений и некоторые наиболее важные их параметры. Каждому выделенному подклассу месторождений соответствуют определенные группы и типы месторождений (табл. 43). Так, месторождения, связанные с соляными куполами, встречаются только в I и V подклассах, в VI подклассе часто встречаются месторождения, связанные с диапировыми складками, и не встречаются месторождения, связанные с платформенными сводами, и т. д. Из этой же таблицы видно, что каждый подкласс характеризуется своеобразным набором структурных форм.

В современном тектоническом плане нефтяных месторождениях нередко наблюдаются структурные несоответствия по разным стратиграфическим горизонтам. В месторождениях II и III подклассов по разрезу отмечается наличие одного или реже двух структурных планов. В месторождениях I, IV, V и IX подклассов часто наблюдается несколько структурных планов с резкими расхождениями между ними. В VI подклассе также может наблюдаться несколько структурных планов, но обычно без резких расхождений. Для VII подкласса характерно не менее двух структурных этажей, причем верхний этаж либо имеет моноклиналиное строение, либо представлен складками надвинутых покровов.

Одним их характерных параметров месторождения является количество залежей. Оно изменяется от нескольких залежей в III и VIII подклассах до многих десятков в VI и IX подклассах.

Существенно меняются и различные параметры залежей в выделенных подклассах. В табл. 44 показано изменение в залежах по подклассам: изменение типов ловушек, размеров залежей в плане и по высоте, характера давлений (соответственно естественных режимов) и взаимоотношений между нефтью, газом и конденсатом.

Как видно из всего вышеизложенного, выделяемые классы и подклассы нефтяных и газовых месторождений характеризуются своеобразием приуроченных к ним групп и типов месторождений и специфическими особенностями в размещении залежей. Общая схема классификации месторождений нефти и газа представлена в таол. 45.

Таблица 42

Характеристика вертикальных зон в месторождениях

Вертикальная зона	Примерная глубина нижних границ зон, км	Давление, ат	Качество нефти в характер изменений	Закономерность взаимного распространения	Естественные режимы залежей	Состав газов в газовых залежах
1	До 0,5—0,8	До 5,5—9,0	Возможны различные сочетания нефти. Часто встречаются окисленные и выветренные нефти, по-прежнему легкую фракцию. По группам месторождений слена направо в горизонтальном направлении переход продуктивных горизонтов от более древних к более молодым. Нефти от более метановых к более нефтяным. По группам месторождений слена направо в горизонтальном направлении переход продуктивных горизонтов от более древних к более молодым. Нефти от более легких к более тяжелым, от метановых к более нефтяным. Нефти еще более легкие и еще более метановые. По группам месторождений слена направо в горизонтальном направлении переход продуктивных горизонтов от более древних к более молодым. Нефти от более легких к более нефтяным.	Законы взаимной растворимости прямые. Полуточные газы с глубиной становятся суше. В зависимости от качества нефтей и газов возможно явление обратной растворимости. С глубиной все более яркое проявление законов обратной растворимости.	Возможно сочетание любых режимов. В нефтяных залежах распространены нормальный режим, встречаются другие режимы. Наиболее распространены угрутные и порные режимы.	Преобладают сухие. Процент жирности газов возрастает. То же.
2	До 0,8—1	До 9,0—12,0	Нефти от более метановых к более нефтяным. По группам месторождений слена направо в горизонтальном направлении переход продуктивных горизонтов от более древних к более молодым. Нефти от более легких к более нефтяным.	То же	Наиболее распространены угрутные режимы.	
3	До 2—2,5	Нормальные до 300, аномальные до 350—450	Нефти от более метановых к более нефтяным. По группам месторождений слена направо в горизонтальном направлении переход продуктивных горизонтов от более древних к более молодым. Нефти от более легких к более нефтяным.	То же	Наиболее распространены угрутные режимы.	
4	До 5	Нормальные до 600, аномальные до 1000	Нефти от более метановых к более нефтяным. По группам месторождений слена направо в горизонтальном направлении переход продуктивных горизонтов от более древних к более молодым. Нефти от более легких к более нефтяным.	То же	Наиболее распространены угрутные режимы.	
5	Более 5—7	?	?	Одна фаза (?)	?	Возможны метанизации.

	I	II	III	IV	V
Типы месторождений	4. Месторождения гомоклиналей, связанные с зонами выклинивания и несогласий				4. Месторождения гомоклиналей, связанные с разломами и другими структурными осложнениями 5. Месторождения гомоклиналей, связанные с зонами выклинивания и несогласий
Типы тектонических структур нефтяных месторождений (по Ю. А. Косыгину с добавлениями)	1. Купола и брахиантиклинали, осложняющие валы и расположенные вне валов	1. Купола и брахиантиклинали, осложняющие валы и расположенные вне валов	1. Положительные структуры I порядка (своды) и осложняющие их купола	1. Валы	1. Флексура

VI	VII	VIII	IX	X
4. Месторождения моноклиналей, связанные с зонами выклинивания и несогласий	4. Месторождения моноклиналей, связанные с зонами выклинивания и несогласий		4. Месторождения моноклиналей, связанные с зонами выклинивания и несогласий 5. Месторождения моноклиналей, связанные с зонами разломов и другими структурными осложнениями	
1. Антиклинали складчатых зон: а) антиклинали, осложненные продольными нормальными сбросами; б) антиклинали, осложненные продольными надвидами; в) антиклинали, осложненные эпиантиклинальными сбросами; г) антиклинали со сложной системой сбросов; д) пологие слабонарушенные антиклинали; е) антиклинали с несогласно перекрытым сволом; ж) потиклинали	1. Моноклинали	Преимущественно сложно построенные антиклинали: а) антиклинали, осложненные продольными нормальными сбросами; б) антиклинали, осложненные продольными надвидами; в) антиклинали со сложной системой сбросов	На бортах впадины: 1. Моноклинали	1. Моноклинали

		И	in	IV	V
Типы тектонических структур нефтяных месторождений (по Ю. А. Косыгину с добавлениями)	2. Соляные купола	2. Гомо-клинали ^	2. Купола и брахиант-тиклинали, осложняющие валы и расположенные вне валов	2. Флексуры	2. Купола и брахпан-тиклинали, осложняющие валы и расположенные вне валов
	3. Гомо-клинали		3. Гомо-клинали 4. Структуры обмеления	3. Купола и брахиан-тиклинали, осложняющие валы и расположенные вне валов 4. Гомо-клинали	3. Соляные купола 4. Соляные антиклина-ли

VI	VII	VIII	IX	X
2. Моноклина-ли	2. Антиклина-ли и купола с участием изверженных пород		2. Антиклина-ли складчатых зон: а) анти-клинали, осложненные продольными нормальными сбросами; б) антиклина-ли, осложнен-ные продоль-ными налви-гами; в) анти-клинали, осложненные поперечными нормальными сбросами; г) антиклина-ли со сложной системой сбросов; л) пологие слабонару-шенные анти-клинали; е) антиклина-ли с несоглас-но перекры-тым сволом; ж) гемиантц-клинали и структурные носы; з) анти-клинали, осложненные грязевыми разломами	2. Антиклинали складчатых зон: а) анти-клинали, осложненные продольными сбросами; б) антиклинали, осложненные продольными налвигами; в) антиклинали, осложненные поперечными нормальными сбросами; г) антиклинали со сложной системой сбросов; д) пологие слабонарушен-ные антикли-нали; е) анти-клинали с несогласными перекрытыми сводами
3. Диапировые складки			3. Диапировые складки	3. Антиклинали п купола с участием изверженных пород
4. Соляные диапировые складки			4. Антиклина-ли и купола с участием изверженных пород	

	I	II	III	IV	V
Типы тектонических структур нефтяных месторождений (по Ю. А. Косыгину с добавлениями)					5. Рифовые массивы и структурные облекания 6. Гомоклинали
Наличие различных структурных планов в месторождении (не считая фундамента недислоцированного комплекса)	Возможно два и более структурных плана с резкими расхождениями	Возможно два структурных плана	Один, реже два структурных плана	Обычно два или три структурных плана, иногда с резкими расхождениями	Обычно несколько структурных планов
Вертикальная зональность	Возможно присутствие всех выделенных вертикальных зон	Обычно присутствуют только три верхние зоны, реже наблюдается четвертая	Обычно присутствуют две верхние зоны, на склонах появляется третья зона	Обычно присутствуют только три верхние зоны, реже наблюдается четвертая	Возможно присутствие всех выделенных вертикальных зон
Количество залежей в месторождениях	Среднее (до 10—15)	Среднее	Небольшое (менее 10)	Среднее	Большое (несколько десятков)

VI	VII	VIII	IX	X
5. Соляные антиклинали 6. Антиклинали и купола с участием изверженных пород			В центральной части впадины 5. Погребенные антиклинали 6. Купола и брахиантиклинали на валах и вне валов 7. Положительные структуры I порядка (своды) и осложняющие купола	
Возможно несколько структурных планов, обычно без резких расхождений	Обычно не менее двух структурных планов, иногда с весьма различным строением	Обычно один структурный план	Обычно не менее двух структурных планов, иногда с резкими расхождениями	Один или два структурных плана
Возможно присутствие всех выделенных вертикальных зон	Обычно присутствуют три верхние зоны	—	Возможно присутствие всех выделенных вертикальных зон	Возможно присутствие трех и реже более вертикальных зон
Очень большое (до многих десятков)	Среднее	Небольшое	Очень большое	Среднее

Характеристика залежей по подклассам

	I	II	III	IV	V
Типы ловушек	1. Пластовые всех разновидностей 2. Массивные 3. Экранированные тектонически, литологически и стратиграфически	1. Пластовые сводовые 2. Литологически экранированные 3. Стратиграфически экранированные	1. Пластовые сводовые 2. Литологически экранированные 3. Стратиграфически экранированные	1. Пластовые сводовые 2. Стратиграфически экранированные 3. Литологически экранированные	1. Пластовые сводовые разбитые на блоки 2. Тектонически экранированные 3. Стратиграфически экранированные 4. Литологически экранированные 5. Массивные в эрозионных выступках и рифах 6. Пластовые сводовые
Соотношение длины и ширины залежей и их размеры	1, 2, 3. Длина и ширина соизмеримы, достигают нескольких километров	1. Длина и ширина соизмеримы и значительно меньше, чем в I группе 2, 3. Длина намного превышает ширину и может достигать десятков километров	1. Длина и ширина соизмеримы, могут достигать многих десятков километров 2, 3. Длина намного превышает ширину и может достигать десятков километров	1. Обычно длина более или менее отчетливо выражена и достигает десятков километров 2, 3. Длина и ширина соизмеримы, достигают нескольких километров	1. Длина и ширина соизмеримы, в пределах первого десятка километров 2а. Резко выражена длина, измеряемая десятками километров

нефтяных и газовых месторождений

VI	VII	VIII	IX	X
1. Пластовые сводовые 2. Пластовые, тектонически экранированные 3. Пластовые, литологически экранированные 4. Пластовые сводовые разбитые на блоки 5. Пластовые, стратиграфически экранированные 6. Массивные залежи в структурных выступках 7. Литологически со всех сторон ограниченные	1. Литологически экранированные 2. Экранированные асфальтом 3. Пластовые, тектонически экранированные 4. Пластовые сводовые разбитые на блоки 5. Литологически со всех сторон ограниченные	1. Тектонически экранированные 2. Литологически экранированные 3. Литологически со всех сторон ограниченные 4. Пластовые сводовые разбитые на блоки	Все типы ловушек — пластовые стратиграфически экранированные и массивные	1. Тектонически экранированные 2. Литологически со всех сторон ограниченные 3. Литологически со всех сторон ограниченные 4. Пластовые сводовые разбитые на блоки
1. Отчетливо выражена длина, до десятков километров 2. Длина и ширина обычно соизмеримы, реже резко выраженная длина, до первых десятков километров	1. Длина и ширина соизмеримы, в пределах нескольких километров, реже первых десятков километров 2. Длина и ширина соизмеримы, в пределах первых километров	1, 2, 3, 4. Соотношения различные, размеры небольшие — максимум сотни метров	Соотношение длины и ширины самое различное. Размеры до нескольких десятков километров	1, 2, 3, 4. Отчетливо выражена длина, до десятков километров

	I	II	in	IV	V
Соотноше- ние длины и ширины залежей и их размеры					26. Длина и ширина соизмери- мы в пре- делах не- скольких километров 3. 4. 5. 6. Длина и ширина со- измеримы в пределах нескольких километров
Высота залежей	Сильно коле- блется, от не- скольких метров до нескольких сот метров	Небольшая, от несколь- ких метров до десятков метров	Небольшая	Средняя, десятки или сотни метров	Средняя, иногда большая (несколько сот метров), особенно в массивных газовых залежах

VI	VII	VIII	IX	X
3. Длина и ширина соиз- меримы. в пределах нескольких километров 4. В целом отчетливо вы- ражена длина в блоках раз- меры соизме- римы, в пре- делах нескольких километров 5. Длина и ширина соизмеримы в пределах нескольких километров 6. Обычно от- четливо выра- жена длина до первых десятков кило- метров 7. Длина и ширина соиз- меримы до нескольких километров	3. Длина и ширина соиз- меримы. в пределах сотен метров 4. В целом отчетливо вы- ражена длина блоки мел- кие — до сотен метров 5. Длина и ширина соиз- меримы до сотен метров	»		
Большая, до многих сотен метров иногда более 1 км	Сильно коле- блется, но в целом не- большая и средняя	Небольшая	Сильно коле- блется, но в целом не- большая и средняя	Средняя

	I	II	III	IV	V
Тип	В верхней	Гидроста-	Гидроста-	Гидроста-	В верхней
давления в залежи	части разреза гидростатическое в нижней обычно аномальное: избыточное давление заметно в нефтяных залежах и резко выражено в газовых и газоконденсатных залежах	тическое, избыточное давление заметно не проявляется	тическое, избыточное давление заметно не проявляется	тическое, избыточное давление заметно проявляется лишь в газовых залежах	части разреза гидростатическое. в нижней обычно аномальное: избыточное давление проявляется аномальное избыточное давление заметно в нефтяных залежах и резко выражено в газовых и газоконденсатных залежах
Характеристика газовых залежей	В верхней	Сухие газы,	Сухие газы,	В верхней	В верхней
	части сухие газы, внизу обогащенные конденсатом с появлением оторочек легкой нефти. Еще ниже нефтяные оторочки исчезают. В газах часто заметны примеси CO ₂	часто с большим содержанием азота	часто с большим содержанием азота	части сухие газы, внизу обогащенные конденсатом с появлением оторочек легкой нефти	части сухие газы, внизу обогащенные конденсатом с появлением оторочек легкой нефти

Продолжение табл. 44

	VI	VII	VIII	IX	X
Тип	В верхней	Гидростатиче-	Обычно гидро-	В верхней	Гидростатиче-
давления в залежи	части разреза гидростатическое. в нижней обычно аномальное: избыточное давление заметно в нефтяных залежах и резко выражено в газовых и газоконденсатных залежах	ское, иногда в замкнутых линзах, блоках аномальное: избыточное давление заметно	статическое. пьезометрическая поверхность располагается иногда на нескольких сотнях метров ниже дневной поверхности	части разреза гидростатическое. в нижней обычно аномальное: избыточное давление заметно в нефтяных залежах и резко выражено в газовых и газоконденсатных залежах	ское избыточное давление заметно проявляется лишь в газовых залежах, иногда наблюдается аномальное давление
Характеристика газовых залежей	В верхней части сухие газы, внизу обогащенные конденсатом с появлением	Крупные скопления газа не встречаются. В газах обычно присутствует CO ₂	Крупные скопления газа не встречаются. В газах обычно присутствует CС>2	В верхней части сухие газы, внизу обогащенные конденсатом с появлением	В верхней части сухие газы, внизу обогащенные конденсатом с появлением
	оторочек легкой нефти. Еще ниже нефтяные оторочки исчезают. В газах часто заметны примеси CС>2	оторочек легкой нефти. Еще ниже нефтяные оторочки	оторочек легкой нефти. Еще ниже нефтяные оторочки	оторочек легкой нефти. Еще ниже нефтяные оторочки	оторочек легкой нефти. Часто присутствует CO ₂

	I	II	III	IV	V
Характеристика	В верхней части более	Более или менее тя-	Белее или менее	В верхней части более	В верхней части более
нефти и попутных газов	или менее тяжелые нефти с газовой шапкой или без нее, газы сухие. Книзу нефти Становятся легче, газы становятся жирнее. То же самое при стратиграфическом экранировании. В нижних горизонтах в попутных газах доля метана снижается до первых десятков процентов. На больших глубинах возможно существование типа газовой фазы. Вероятен процесс метанизации газов	желые нефти с газовой шапкой или без нее, газы сухие	тяжелые нефти с газовой шапкой или без нее, газы сухие	или менее тяжелые нефти с газовой шапкой или без нее, газы сухие. Книзу нефти становятся легче, газы жирнее	или менее тяжелые нефти с газовой шапкой или без нее, газы сухие. Книзу нефти становятся легче, газы жирнее. В нижних горизонтах в попутных газах доля метана снижается до первых десятков процентов

Таблица 45 Общая схема классификации месторождений нефти и газа

Категория	Принцип выделения	Категория	Принцип выделения
Классы	Выделяются на основе структурно-тектонических элементов первого порядка (платформы, складчатые зоны, при трехчленном делении переходная зона)	Группы	Выделяются по общности структурных форм и сопутствующим им стратиграфолитологическим особенностям. Группировка типов месторождений по сходным признакам
Подклассы	Выделяются на основе структурно-тектонических элементов второго порядка	Типы	Выделяются по геологической характеристике локальных участков земной коры, содержащих в себе залежи нефти и газа

	VI	VII	VIII	IX	X
Характеристика	В верхней части более или менее тяжелые нефти с газовой шапкой или без нее, газы сухие. Книзу нефти становятся легче, газы жирнее. В нижних горизонтах в попутных газах доля метана снижается до первых десятков процентов. На больших глубинах возможно существование типа газовой фазы. Вероятен процесс метанизации газов	Состав нефти и попутных газов разнообразный	Состав нефти и попутных газов разнообразный	В верхней части более или менее тяжелые нефти с газовой шапкой или без нее, газы сухие. Иногда в верхней части наблюдаются фильтрованные легкие нефти. Книзу нефти становятся легче и газы жирнее	В верхней части более или менее тяжелые нефти с газовой шапкой или без нее, газы сухие. Иногда в верхней части наблюдаются фильтрованные легкие нефти. Книзу нефти становятся легче и газы жирнее

§ 2. ГРУППЫ И ТИПЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА СКЛАДЧАТЫХ И ПЛАТФОРМЕННЫХ ОБЛАСТЕЙ

А. Группа месторождений, связанных с антиклинальными складками

Одной из наиболее распространенных форм месторождений нефти и газа складчатых областей является брахиантиклиналь. Огромное количество известных нефтяных и газовых месторождений в складчатых областях приурочено к брахиантиклиналям самой различной формы и строения. Выделяются три основные структурные формы и связанные с ними нефтяные и газовые месторождения (рис. 109).

1. Месторождения нормальных брахиантиклинальных складок. Отличаются большим разнообразием структур. В одном случае

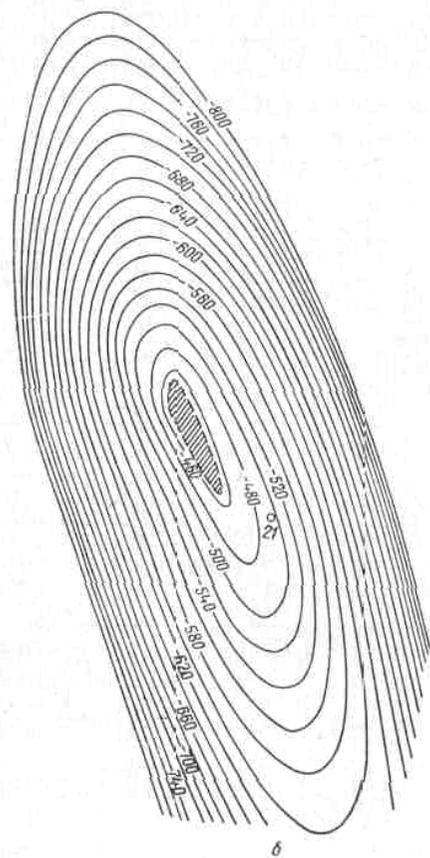
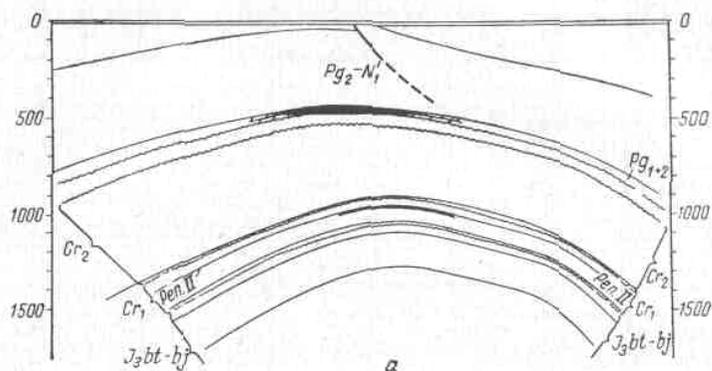


Рис. 112. Схема залежей нефти месторождения Берекей (по П. Н. Куприну).

а — схема залежей нефти в поперечном разрезе; б — структурная карта по подошве хадумского горизонта

форма их приближается к куполу, в другом — это сильно вытянутые брахиантиклинали. Иногда свод складки пологий, а поднятие имеет сундучную форму. Складка может быть симметрична (крылья наклонены под равным или близким углами) или, наоборот, асимметрична (на крыльях наблюдаются различные падения).

Дизъюнктивные нарушения играют различную роль в строении антиклинальных складок и в формировании залежей нефти и газа. В некоторых складках в пределах контура нефтеносности заметные разрывы вообще отсутствуют. Примером может служить месторождение Берекей в Дагестане (рис. 112).

На некоторых месторождениях тектонические нарушения играют существенную роль в перераспределении нефти, газа и воды в залежах по отдельным блокам. В таких месторождениях наиболее развиты пластовые сводовые залежи, разбитые на блоки. Типичным примером могут служить Новогрозненское месторождение на Северном Кавказе, Небитдаг, Челекен, Кумдаг и Котуртепе в Западной Туркмении и Андижанское месторождение нефти и газа в Ферганской долине.

Типы залежей, встречающиеся в этой подгруппе месторождений, приведены в табл. 46.

2. Месторождения брахиантиклинальных складок, осложненных в пределах нефтеносной толщи диапиризмом, соляной тектоникой и интрузиями изверженных пород. Месторождения нефти и газа этого типа существенно отличаются от предыдущих как по условиям возникновения структурных форм, так и по условиям формирования залежей.

Принципиальным отличием структурных форм данного типа является их образование в процессе продолжающейся седиментации (конседиментационные складки) с неоднократным выводом на поверхность сводовых частей складок. Эти формы характеризуются тем, что мощности отложений на крыльях значительно увеличиваются по сравнению со сводами складок. В сводах наблюдаются перерывы в отложении осадков и явления выжимания пластичных пород.

Из месторождений этого типа у нас в стране наиболее распространены куполовидные поднятия, осложненные диапиризмом. Особенно часто они встречаются на юго-восточном и северо-западном окончаниях Кавказа, известны они также и в Крыму. И. М. Губкин описывает явление диапиризма следующим образом: «При определении диапировой структуры должны учитываться два момента: морфологический и генетический. Основным морфологическим признаком считается наличие сильно дислоцированного ядра складки, представленного более древними породами, чем включающие его свиты, слагающие крылья структуры. По своей внутренней структуре эти складки резко отличаются от обычных складок, возникших в результате действия тангенциальных сил. Своеобразие наблюдается

Таблица 46

Месторождения складчатых областей, связанные с брахиантиклинальными складками, и присущие им залежи нефти и газа

Месторождения	Группы и подгруппы залежей		
	Наиболее характерные	Встречающиеся	Редко встречающиеся или не встречающиеся
Месторождения нормальных брахиантиклинальных складок	1. Пластовые сводовые 2. Пластовые тектонически экранированные 3. Пластовые литологически экранированные 4. Литологически со всех сторон ограниченные	1. Массивные залежи в структурных выступах 2. Пластовые, стратиграфически экранированные	1. Массивные залежи в биогенных выступах 2. Массивные залежи в эрозионных выступах
Месторождения брахиантиклинальных складок, осложненных в пределах нефтеносной части разреза диаинризмом, соляной тектоникой и интрузиями изверженных пород	1. Пластовые тектонически экранированные 2. Пластовые, литологически экранированные 3. Пластовые сводовые, разбитые на блоки 4. Литологически со всех сторон ограниченные	1. Пластовые сводовые ненарушенные 2. Массивные залежи в структурных выступах 3. Пластовые, стратиграфически экранированные	1. Массивные залежи в биогенных выступах 2. Массивные залежи в эрозионных выступах
Месторождения складок надвинутых покровов	1. Пластовые сводовые 2. Пластовые экранированные	1. Литологически со всех сторон ограниченные	1. Массивные

не только в углах падения, но и в самом строении крыльев складки. Одно крыло не походит на другое ни по составу слагающих его свит, ни по степени их дислоцированности, ни по мощности отдельных пластов, что ясно видно из разрезов типичных диапировых структур, проведенных через центр складки».

Диапировые складки и осложняющие их грязевые вулканы тесно связаны с нефтегазоносностью области их распространения.

В качестве типичного примера месторождения нефти и газа, приуроченного к брахиантиклиналям, осложненной диапиризмом,

можно привести месторождение Локбатан на Апшеронском полуострове (рис. И3).

Близки к этому типу месторождения, приуроченные к антиклинальным складкам, осложненным соляной тектоникой. Примером

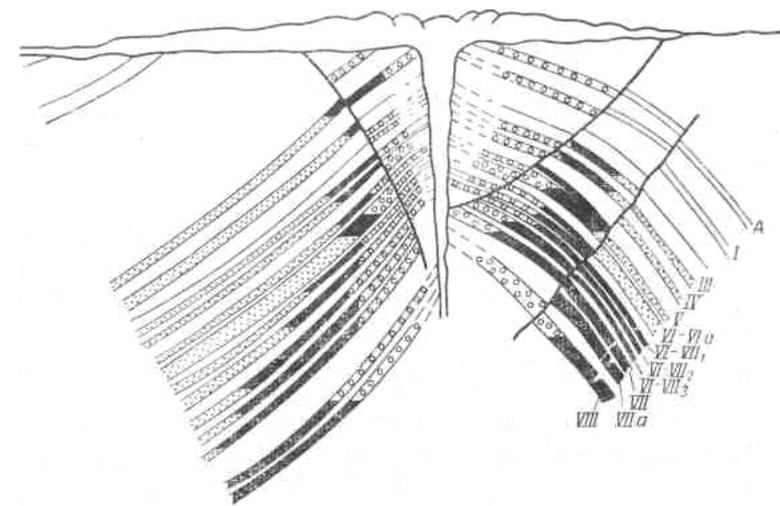


Рис. И3. Схема пластовых залежей, разбитых на блоки в разрезе

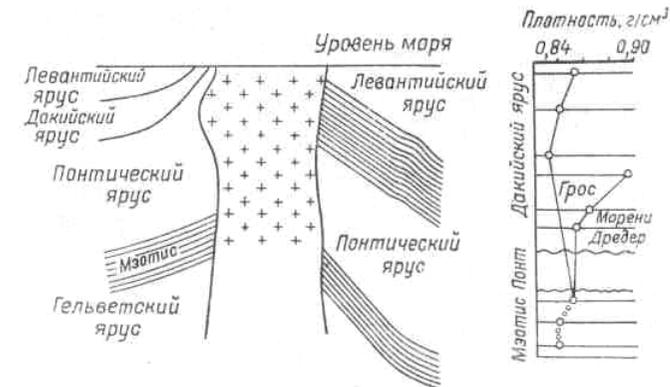


Рис. 114. Месторождение Морени, юго-восточные Карпаты, Румыния (по К. Крейчи-Граф).

месторождения, связанного с брахиантиклиналью, осложненной в пределах нефтеносной толщи соляным штоком, месторождение Морени в Румынии (рис. 114). Здесь массы соли миоценового возраста были выжаты вверх. В песчаных слоях меотиса и дакийского месторождения Локбатан, Апшеронский полуостров.

яруса (плиоцен), приподнятых штоком соли, образовались многочисленные ловушки, запечатанные в головах пластов массой соли. Иногда ловушки образуются вследствие выклинивания по направлению к штоку отдельных песчаных пластов. Таким образом, для

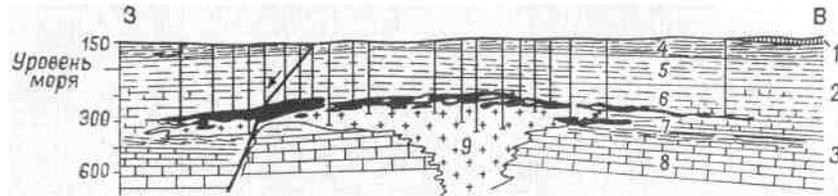


Рис. 115. Разрез нефтяной залежи Литтон-Спрингс, округ Калдуэлл, Техас (по А. И. Леворсену).

1 — третичные отложения; 2 — верхний мел; 3 — нижний мел; 4 — мидуэй; 5 — наварро; 6 — мергели тейлора; 7 — мел ОСТНН* — Эдуарде; 9 — серпентин.

месторождения в целом характерны преимущественно тектонически экранированные пластовые залежи. Иногда шток соли не выходит на поверхность, а лишь приподнимает расположенные над его кровлей пласты. При благоприятных условиях в таких пластах могут образоваться пластовые сводовые залежи.

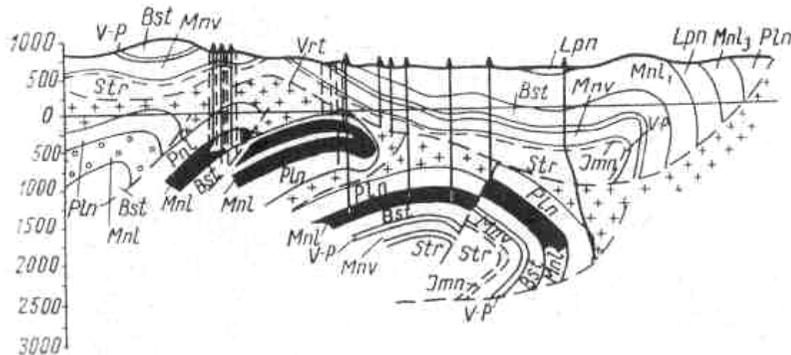


Рис. 116. Поперечный геологический профиль Битковской структуры (по В. О. Краюшкину).

V-P — выгодско-пасечнянская свита; Bst — бориславский песчаник; Mnv — маньявская свита; Str — егрийская серия; Pln — плиоцен; Vrt — ворытшенская серия; Imn — ино-церамовые слои; Lpn — среднеменилитовая серия; Mnl₃ — верхнеменилитовая серия.

Несколько обособлены месторождения, приуроченные к антиклинальным складкам, осложненным интрузиями изверженных пород. Месторождения такого типа наблюдаются в Мексике, в Техасе (рис. 115) и т. д.

3. Месторождения складок надвинутых покровов. Зоны нефтегазонакопления в геосинклинальных областях, характеризующихся интенсивным проявлением тектонических процессов, мало благо-

приятны для формирования и сохранения залежей нефти и газа. Несмотря на неблагоприятные в общем условия для сохранения скоплений нефти и газа, нефтяные и газовые месторождения в таких зонах все же встречаются. Месторождения, приуроченные к складкам надвинутых покровов, в Советском Союзе встречаются во внутренней зоне Предкарпатского прогиба. Поперечный геологический профиль Битковского месторождения нефти и газа приведен на рис. 116.

Приуроченность большинства месторождений в Прикарпатской области к зонам крупных дизъюнктивных нарушений говорит о значительной роли внерезервуарной трещинной миграции в условиях формирования и разрушения залежей нефти и газа. Обилие естественных нефтегазопроявлений на поверхности и многочисленные трещины на глубине, заполненные озокеритом и асфальтом, подтверждают этот вывод. В то же время они говорят о том, что Карпаты являются территорией наиболее сильного разрушения скоплений нефти и газа.

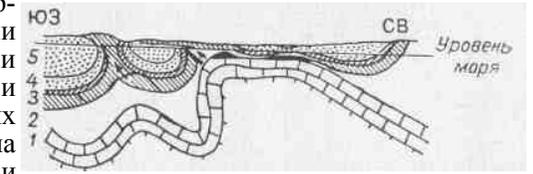


Рис. 117. Разрез нефтяного месторождения Масжид-и-Сулейман, Иран (по А. И. Леворсену).

1 — асмари и более старые породы; 2 — нижний фарс; 3 — фарс; 4 — верхний фарс; 5 — нижний бахтиари.

Под сложно построенным верхним, надвинутым комплексом в Прикарпатской области часто залегают более просто построенные крупные антиклинальные складки, к которым приурочены залежи нефти. Сходную картину можно наблюдать в Иране, например на месторождении Масжид-и-Сулейман (рис. 117).

Резюмируя сказанное о группе месторождений складчатых областей, связанных с антиклинальными складками, следует отметить: 1) общность морфологических форм антиклинальных складок, к которым приурочены месторождения нефти и газа; 2) большое разнообразие тектонических условий, вызывающих возникновение структурных форм; 3) разнообразие групп залежей, встречающихся не только в пределах группы или подгруппы месторождений, но и в пределах одного и того же месторождения (табл. 46).

Б. Группа месторождений нефти и газа, связанных с моноклиналями

В этой группе выделяются два типа.

1. Месторождения нефти и газа, связанные с зонами разломов и другими структурными осложнениями моноклиналей. В моноклинально залегающих слоях внутрирезервуарная миграция направлена

в сторону, противоположную падению пород. Для аккумуляции углеводородов при этом необходимо образование ловушек в природных резервуарах, что может произойти лишь при экранировании. Соответственно с условиями формирования ловушек для месторождений этого типа наиболее характерны залежи пластовые, тектонически экранированные (табл. 47).

Таблица 47

Месторождения складчатых областей, связанные с моноклиналами, и присущие им залежи нефти и газа

Месторождения	Группы или подгруппы залежей нефти и газа		Залежи, присутствие которых совершенно исключено или возможно в редких случаях
	Наиболее характерные	Встречающиеся	
Месторождения моноклиналей, связанные с разрывами и лугими структурными осложнениями	1. Пластовые, тектонически экранированные	1. Пластовые, литологически экранированные 2. Литологический со всех сторон ограниченные	1. Пластовые сводовые 2. Пластовые стратиграфически экранированные 3. Массивные
Месторождения моноклиналей, связанные с зонами выклинивания и стратиграфических несогласий	1. Пластовые, литологически экранированные 2. Пластовые стратиграфически экранированные 3. Литологически со всех сторон ограниченные	1. Пластовые, тектонически экранированные	1. Пластовые сводовые 2. Массивные

Примером моноκлиального месторождения, связанного с разрывом и структурным осложнением, может служить месторождение Раунд-Маунтеин в Калифорнии (рис. 118).

2. Месторождения моноκлиналей, связанные с зонами выклинивания и стратиграфических несогласий. Общие условия формирования месторождений этого типа близки к только что описанным. Внутррезервуарная миграция также направлена вверх по моноκлинали, но образование залежей нефти и газа связано с выклиниванием отдельных свит и пластов, а иногда с их несогласным перекрытием более молодыми отложениями. Роль экрана выполняет литологическая смена отложений, выражающаяся либо замещением песков глинами вверх по наклону пластового резервуара, либо срезанием его поверхностью несогласия с перекрытием плохо проница-

емыми, более молодыми слоями. Соответственно наиболее характерны для данного типа месторождений залежи пластовые (табл. 47), литологически экранированные, и пластовые, стратиграфически экранированные. Одной из особенностей месторождений является смещение контуров залежей нефти и газа в плане. На рис. 119 изображены в плане контуры выклинивания продуктивных песчаников в Северо-Хадзыженском месторождении Майкопского района северо-западного Кавказа.

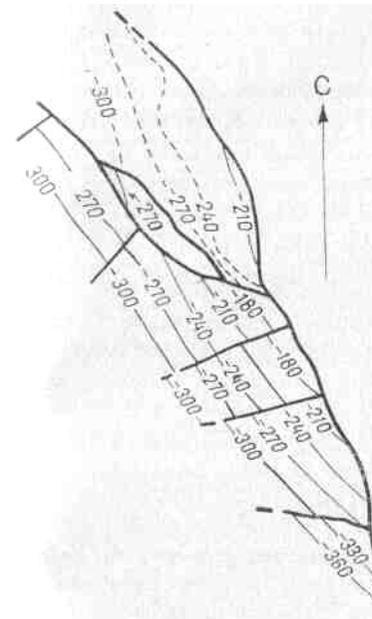


Рис. 118. Структурная карта по песчанику Веддер (нижний миоцен) месторождения Раунд-Маунтеин, округ Керн, Калифорния (по А. И. Леворсену).

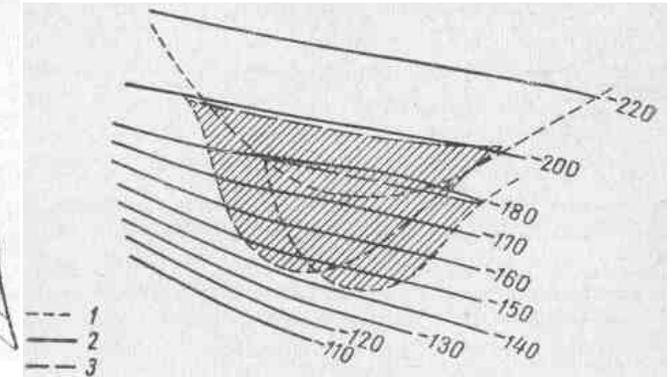


Рис. 119. Литологическая залежи Северо-Хадзыженского месторождения, (нижний миоцен) месторождения Раунд-Маунтеин, округ Керн, Калифорния (по А. И. Леворсену).
1 — зоны выклинивания песчаных пластов (нулевые линии мощности); г — условные изолинии кровли форминиферовых слоев; з — водонефтяные контакты,

В. Месторождения, связанные с платформенными, куполовидными и брахиантиκлиналными поднятиями

Наиболее распространенной структурной формой, с которой связаны многочисленные месторождения нефти и газа в платформенных условиях, является антиκлиная. Правда, это уже не те антиκлиальные складки, которые рассматривались в предыдущих параграфах. Платформенные антиκлиальные поднятия по условиям их образования и по их формам значительно отличаются от антиκлиальных складок, возникающих в геосинκлиальных областях. Их объединяет только наличие положительного изгиба слоев. В платформенных условиях не встречаются веерообразные, изοκлиальные или резко выраженные сундучные складки. Антиκлиальные поднятия центральных частей платформенных территорий слабовыпуклы, строение их обычно не нарушено сложными изгибами шарнира складок. В краевых частях платформ часто распространены

купола и брахиантиклинали, связанные с ростом соляных поднятий, им присущи многочисленные разрывы. Все платформенные структурные формы сильно отличаются от складок геосинклинальных областей не только по форме, но и по своему генезису, что определяет и отличие в формировании связанных с ними месторождений. Среди платформенных антиклинальных поднятий можно выделить три основных типа, отличие которых друг от друга вызывает и различия в условиях формирования приуроченных к ним месторождений нефти и газа.

1. Месторождения, связанные с возрожденными и погребенными платформенными поднятиями. И. М. Губкин в «Учении о нефти» выделяет особый тип структурных поднятий, отражающих тектоническое строение фундамента. Он указывает: «Роль погребенных гранитных массивов состояла в том, что они служили опорными пунктами, над которыми возникли складки сначала в породах палеозойского возраста, а позднее над этими складками возникли купола, террасы и т. п.».

Н. Ю. Успенская, детально изучившая условия образования таких поднятий, установила, что их формирование обусловлено неравномерными колебательными движениями фундамента платформы, расчлененного на ряд более или менее подвижных глыб и блоков. Особенностью упомянутых колебательных движений является их повторяемость в процессе геологической жизни данного участка земной коры. Шов, возникший при консолидации пород, слагающих фундамент, продолжает существовать в течение последующих геологических эпох. Структурная форма, образовавшаяся в осадочном комплексе пород, не прекращает своего существования после погружения, а неоднократно возрождается и усиливается с течением времени. Сформировавшиеся таким образом поднятия были названы Н. Ю. Успенской возрожденными.

Углы падения на крыльях самых верхних комплексов возрожденных поднятий часто ничтожны, измеряются долями градуса, погружение слоев иногда не превышает 1—2 м на 1 км. В более глубоко залегающих комплексах возрожденных поднятий наклон слоев больше и достигает иногда 10—20 л* на 1 кл. Углы падения на флексу-рообразных изгибах, ограничивающих поднятия, доходят до 10° и иногда достигают 70—80°. Стратоизогипсы, построенные по какому-либо пласту, слагающему поднятие, обычно имеют прихотливые очертания, не столь резко подчиняясь господствующему направлению структур, как это наблюдается в складках геосинклинальных областей.

Иные соотношения между верхними и более глубоко залегающими комплексами отложений наблюдаются в погребенных поднятиях. В этих поднятиях под сравнительно интенсивно изогнутыми слоями верхнего комплекса нередко залегают весьма полого наклоненные более древние слои, либо, наоборот, под горизонтально залегающей

толщей погребен довольно выпуклый изгиб слоев. Таким образом, для структур этого типа характерно несоответствие структурных планов по отложениям различного возраста.

Обычно возрожденные и погребенные поднятия отличаются от брахиантиклинальных складок геосинклинальных областей не только присущей им слабой выпуклостью, но и большими размерами.

Несмотря на иногда очень малую амплитуду поднятия и очень малый наклон крыльев, возрожденные и погребенные поднятия весьма благоприятны для формирования месторождений нефти и газа. На Русской и Северо-Американской платформах большинство известных месторождений связано с возрожденными и погребенными поднятиями.

Ярким примером месторождения нефти и газа, приуроченного к возрожденной структуре, является Муханово, в котором залежи нефти и газа в структурных ловушках встречаются от девона до перми включительно. К такому же типу структур следует отнести складки Узень, Жетыбай, Теньга Южно-Мангышлакской впадины, ряд локальных поднятий Западной Сибири, к которым приурочены месторождения нефти и газа. Примером месторождений, приуроченных к погребенным структурам, служат Жигули и Гуселки. Здесь отчетливые структуры и залежи наблюдаются в девоне, в то время как в карбоне структурные ловушки отсутствуют.

Можно выделить третий тип платформенных складок — бескорневые складки. Особенностью такого типа складок является наличие антиклинального изгиба в верхнем структурном этаже и отсутствие его в нижнем. В нижнем структурном этаже может наблюдаться моноклинальное залегание, как, например, на месторождении Арлан. На этом месторождении в породах карбона имеется отчетливо выраженная антиклинальная складка, с которой связаны крупные залежи нефти. Ниже породы девонского возраста залегают моноклинально. Иногда под антиклинальной складкой в верхнем структурном этаже наблюдается даже прогиб в нижележащем комплексе пород. Например, на месторождениях Стрельный Овраг и Генеральское под брахиантиклинальным поднятием в карбоне располагается прогиб в девонских отложениях. Генетическая природа бескорневых складок пока твердо не установлена.

Возрожденные и погребенные структуры могут располагаться в виде отдельных локальных поднятий, но могут и группироваться, образуя систему поднятий, вытянутых в виде вала (рис. 120).

Группы залежей, характерных для рассматриваемой подгруппы месторождений, приведены в табл. 48.

2. Месторождения солянокупольных поднятий представляют собой своеобразный тип, развитый главным образом в краевых частях платформ. Особенностью строения солянокупольных поднятий является наличие в них соляного ядра, имеющего иногда вид штока или каравая. В отношении сил, вызывающих образование

В качестве примера месторождения, приуроченного к солянокупольному поднятию, в этой области можно привести месторождение Косчагыл (рис. 121).

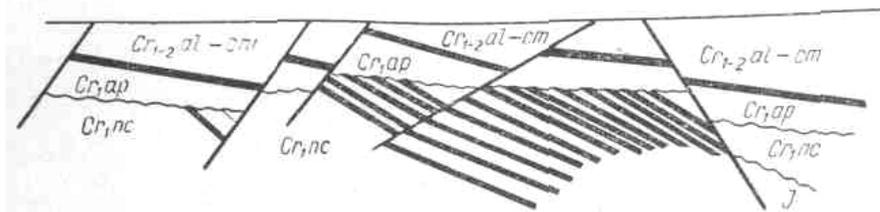


Рис. 121. Поперечный разрез месторождения Косчагыл, Эмба (по И. В. Высоцкому).

Месторождения солянокупольных поднятий обычно приурочены к краевым, наиболее погруженным частям платформ или к глубоким впадинам. В Советском Союзе соляные купола, помимо Прикаспийской низменности, встречаются в Днепровско-Донецкой впадине

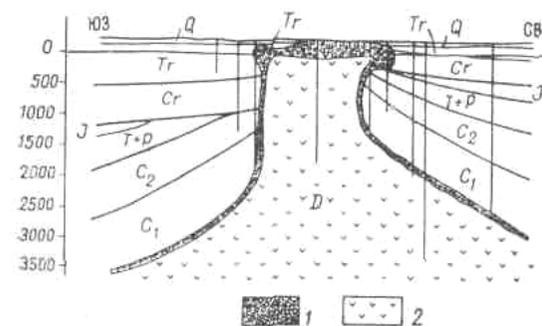


Рис. 122. Поперечный геологический разрез Ромненского соляного купола (по Г. Н. Долько и В. И. Китык).

1 — толща брекчий, обволакивающая соляной шток; 2 — массив девонской соли.

поднятию наиболее широко распространены в пределах внутриплатформенных впадин, в то время как месторождения солянокупольных поднятий встречаются исключительно во впадинах краевых частей платформ или глубоких грабенах.

Г. Месторождения, связанные с эрозионными и рифовыми массивами

Наиболее значительные месторождения нефти и газа, связанные с биогенными выступами, приурочены к рифовым образованиям. Последние для своего роста требуют особых физико-географических

условий. Как правило, рифогенные массивы располагаются вдоль крупных дизъюнктивных нарушений, отразившихся на рельефе дна, или вдоль структурных выступов. Наиболее благоприятные условия для развития рифов существовали в бассейнах краевых частей платформ. Здесь не происходило быстрого накопления огромных масс терригенного материала, мешающего жизнедеятельности организмов. В то же время подвижность краевых частей платформы сказывалась благоприятно на росте тела массива. В пределах Русской платформы рифогенные образования развиты в бортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов и, вероятно, в бортовой зоне Прикаспийской впадины, где можно встретить рифы, сходные с рифами Кэптен Северной Америки. Особенно широко развиты рифы вдоль Предуральского краевого прогиба. Схема распределения рифовых массивов в Предуралье показана на рис. 123. Залежи могли возникать как в самом теле массива, так и в окружающих его породах. Здесь иногда образовывались поднятия облекания. Такое образование не связано непосредственно с тектоническими явлениями. При погружении массива и захоронении его под толщей осадков последние сначала образовывали негоризонтальные слои, которые, обволакивая выступ, приобретали его форму. Условия миграции в таких поднятиях близки к условиям в обычных складках. Таким образом, если в теле массива возникают главным образом массивные залежи, то вокруг него и над ним могут возникнуть все остальные разновидности залежей (табл. 49).

Таблица 19

Месторождения платформенных областей, связанные с эрозионными и рифовыми массивами, и присущие им залежи нефти и газа

Месторождения	Группы и подгруппы залежей нефти и газа		
	Наиболее характерные для данного типа	Встречающиеся в месторождениях данного типа	Залежи, нахождение которых совершенно исключено или возможно в редких случаях
Месторождения, связанные с эрозионными и рифовыми массивами	1. Массивные залежи в биогенных и эрозионных выступах 2. Пластовые, литологически и стратиграфически экранированные 3. Пластовые свободные залежи, не разбитые на блоки	1. Литологически со всех сторон ограниченные 2. Массивные залежи в структурных выступах	1. Пластовые, тектонически разбитые 2. Пластовые залежи, разбитые на блоки

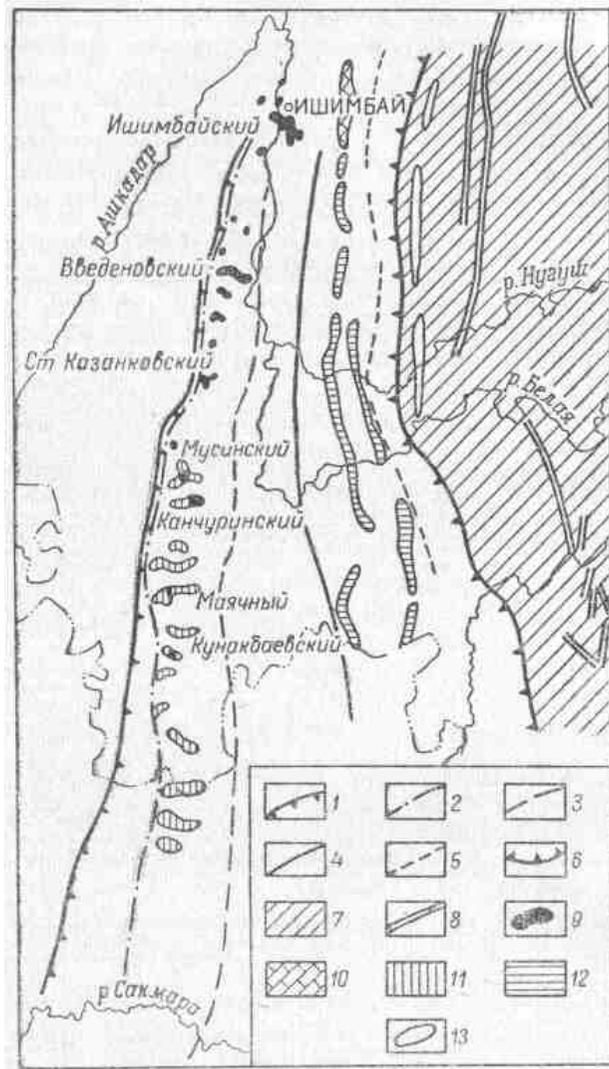


Рис. 123. Тектоническая схема южной части Предуралья (по Г. П. Ованесову, А. Г. Пастухову, Р. С. Белалову).

1 — западная граница Предуралья по кунгур; 2 — западная граница Предуралья по сакмаро-артинским отложениям; 3 — восточная граница полосы рифов; 4 — осевая линия Предуралья; 5 — граница крутого подъема сакмаро-артинских отложений; 6 — восточная граница Предуралья; 7 — область западного склона Урала; 8 — тектонические разломы; 9 — рифовые массивы; 10 — антиклинальные складки; 11 — площади высокоперспективные для поисков рифовых массивов; 12 — зоны высокоперспективные для поисков антиклинальных складок; 13 — окладки западного склона Урала, перспективные на нефть и газ.

Примером могут служить Ишимбайское месторождение нефти и газа (рис. 95) и месторождение Ледук в Канаде (рис. 124). К этой же группе можно отнести месторождения нефти и газа, связанные

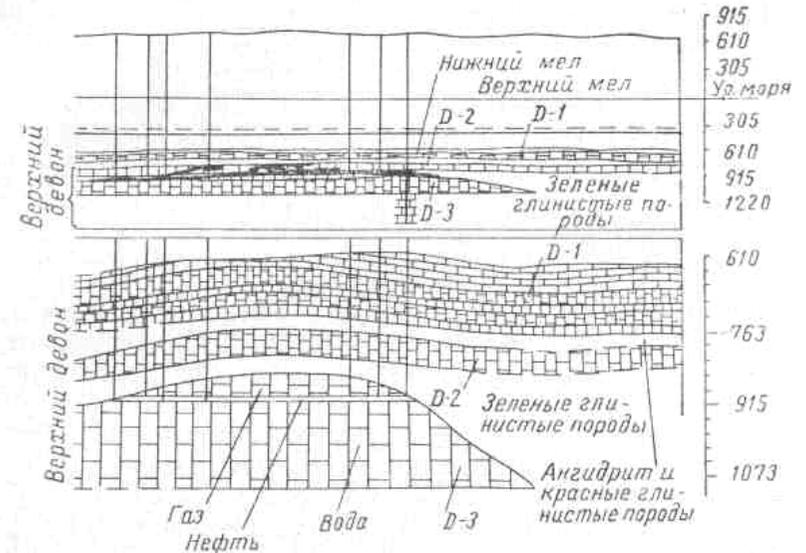


Рис. 124. Разрез рифа Ледук (по Линку).

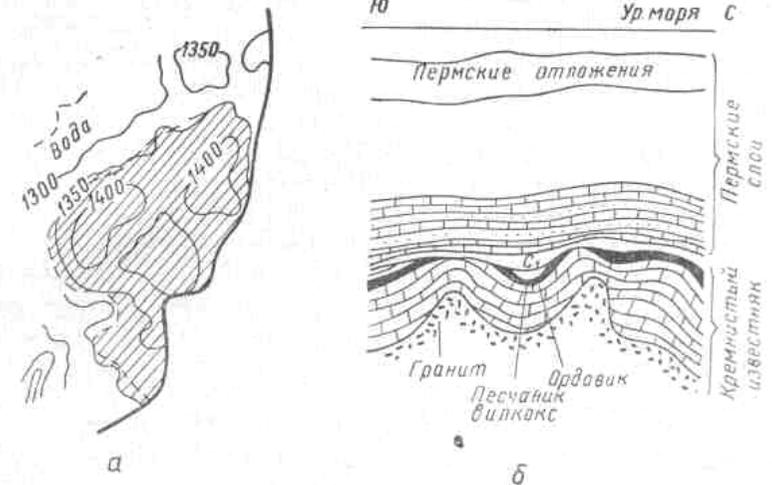


Рис. 125. Месторождение Эльдorado (США), а — залежь в плане; б — геологический разрез месторождения.

с эрозионными выступами. Большой частью рифогенные массивы подвергаются эрозии и могут одновременно рассматриваться как эрозионные выступы.

Реже встречаются месторождения, связанные с останцами древнего рельефа небиогенного происхождения. Месторождения этого типа распространены в областях с погребенными кряжами, где эпоха интенсивной складчатости сменилась последующим размывом дислоцированных пород. К этому типу можно отнести месторождение Эльдорадо (Канзас, США, рис. 125). Продуктивный песчаник заполняет углубления древнего рельефа. На склоне структуры облекания, сложенной карбонатными породами силура, песчаник выклинивается, в нем находится пластовая, литологически ограниченная залежь.

Д. Месторождения, связанные с гомоклиналями

В платформенных условиях можно наблюдать огромные территории, занятые полого падающими слоями. Структурный элемент в пределах платформы со сравнительно однородным моноклиальным падением пластов, не превышающим 1—2 л на 1 км, получил название гомоклинали. В структурном отношении гомоклинали является аналогом моноклинали складчатых областей. Основное отличие гомоклинали заключается в меньшей мощности осадочного покрова и меньших углах регионального наклона пород. Так же, как и в моноклиналях, для возникновения залежей в резервуарах, слагающих гомоклинали, необходимо присутствие структурных или литологических осложнений. В то же время в связи с более спокойным залеганием пластов даже в очень слабо выраженных ловушках здесь может произойти скопление нефти и газа. В пределах гомоклинали можно выделить два типа месторождений: 1) месторождения, связанные с зонами разломов и другими структурными осложнениями; 2) месторождения, связанные с зонами выклинивания и несогласий.

В гомоклиналях внутрирезервуарная миграция направлена в основном по восстанию пород. При наличии массивных резервуаров возможно и вертикальное направление внутрирезервуарной миграции. Ловушки могут возникнуть в зоне крупного тектонического нарушения, секущего гомоклинали. Следует иметь в виду возможность возникновения залежей в структурных осложнениях моноклинали, имеющих очень незначительную амплитуду подъема, но достаточно резко очерченных в плане. Группы залежей, наиболее характерные для месторождений этого типа, представлены в табл. 50.

В пределах Русской платформы указанные месторождения пока не обнаружены. Но возможность их нахождения очень велика, особенно в краевых частях платформы. Месторождения этого типа в последние годы установлены на Предсудетской моноклинали в Польше (Рыбаки, Нова-Суль) и на территории ГДР (Райкенхаген, Гриммен, Люттов и др.). Все они приурочены к главному доломиту цехштейна и связаны с блоковой тектоникой. На Америке

Таблица 50

Месторождения платформенных провинций, связанные с гомоклиналями, и присущие им залежи нефти и газа

Месторождения	Группы и подгруппы залежей нефти и газа		
	Наиболее характерные для данного типа месторождений	Встречающиеся в месторождениях данного типа	Залежи, наличие которых совершенно исключено или возможно в редких случаях
Месторождения, связанные с зонами разломов и других структурных осложнений	1. Пластовые, тектонически экранированные 2. Массивные залежи в структурных выступах	1. Пластовые, литологически и стратиграфически экранированные 2. Литологически со всех сторон ограниченные	1. Пластовые сводовые 2. Массивные залежи в эрозионных и биогенных выступах
Месторождения, связанные с зонами выклинивания и несогласий	1. Пластовые, стратиграфически и литологически экранированные 2. Литологически со всех сторон ограниченные	1. Массивные залежи в эрозионных и биогенных выступах	1. Пластовые сводовые 2. Пластовые, тектонически экранированные 3. Массивные залежи в структурных выступах

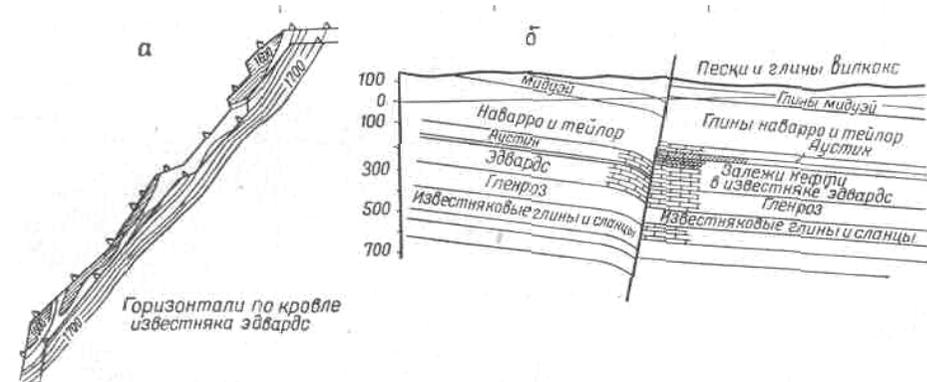


Рис. 126. Месторождение Люллинг (Техас).
а — схема залежей в плане; б — схема залежей в разрезе.

платформе к этому типу может быть отнесено месторождение Люллинг в Техасе (рис. 126).

Другим интересным примером может служить целая серия месторождений на южном борту Оринокского бассейна в Венесуэле

(рис. 127). Здесь ловушки образованы сочетанием структурных изгибов в гомоклинали с дизъюнктивными нарушениями.

Общие условия формирования месторождений второго типа близки к условиям формирования месторождений первого типа. Образование залежей связано с несогласным перекрытием их более

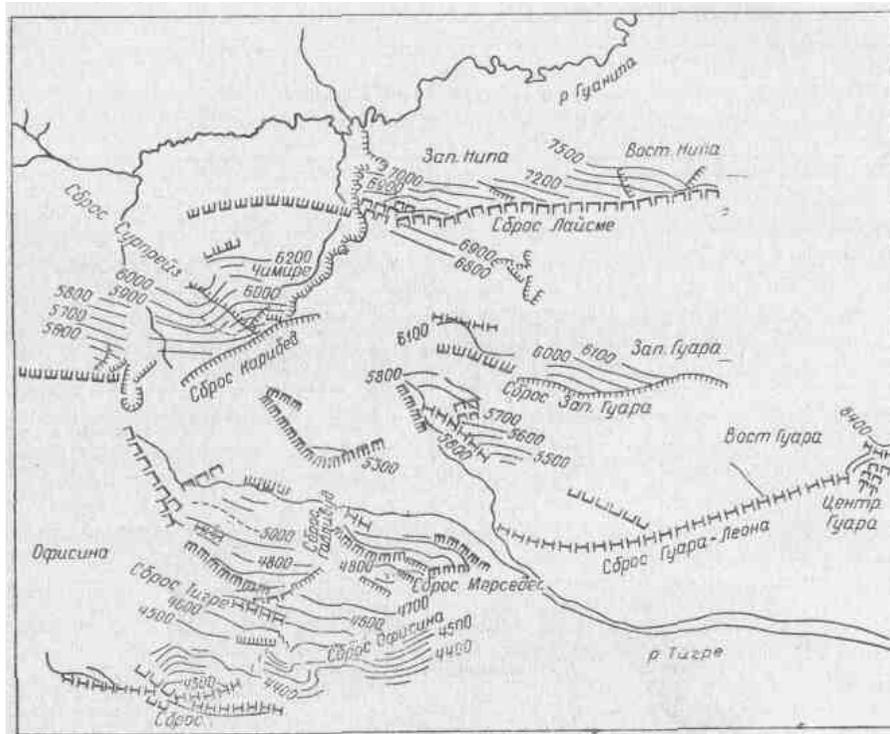


Рис. 127. Серия месторождений на южном борту Оринокского бассейна Венесуэлы.

молодыми отложениями, с региональными зонами выклинивания отдельных свит и пластов и даже с незначительным изменением литологического состава коллекторов (табл. 50).

Месторождения этого типа возникают главным образом в областях переходных от краевых частей платформ к центральным и во внутрисводовых поднятиях во впадинах краевых частей платформ.

К такому типу месторождений может быть отнесено месторождение Кэтбэнк в Канаде, структурная карта и поперечный разрез которого приведены на рис. 128.

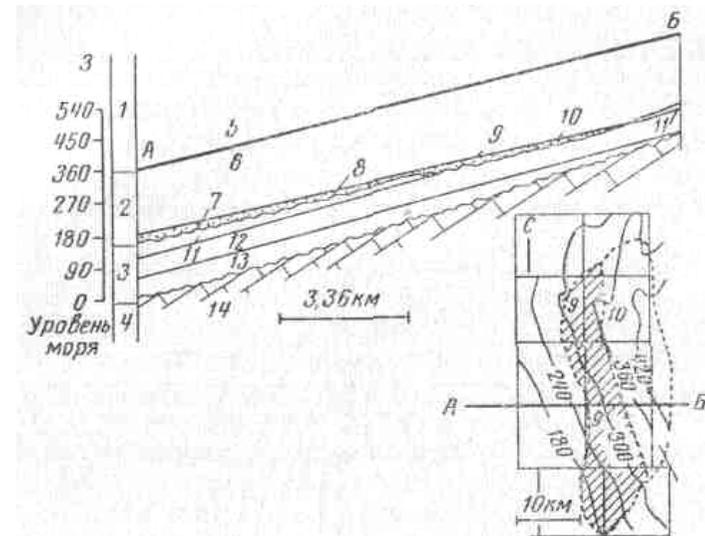


Рис. 128. Структурная карта и разрез залежи Кэтбэнк, Канада (по А. И. Леворсену).

1 — верхний мел; 2 — нижний мел; 3 — юра; 4 — миссияпий; 5 — сланец Колорадо (листоватый, черный, песчаный отдел); 6 — кугнай; 7 — кэтбэнк; 8 — вода; 9 — нефть; 10 — газ; 11 — сланец свифт; 12 — сланец райердон; 13 — сланец соурутс; 14 — известняк мэдисон.

Е. Месторождения, связанные с синклиальными прогибами

Залежи на месторождениях этой группы формируются исключительно под действием гравитационных сил. Нефть скапливается в синклиналях только в том случае, если жидкие углеводороды оказываются в сухом, безводном пласте. Сухие, безводные пласты-резервуары встречаются в природе очень редко. Процесс накопления осадочных толщ большей частью связан с водными бассейнами.

Образование залежей газа в синклиналях совершенно исключено. Углеводородные газы легче газов, которые могут заполнять сухие синклинали. К этому следует добавить, что сухие породы хорошо проницаемы для газа даже в том случае, если они сложены плотными, но сухими глинами. Формирование залежей газа может произойти в ловушках, расположенных в верхних частях крыльев синклинали.

Такого типа месторождения нефти встречаются в Аппалачской впадине в США. В месторождениях залежи нефти часто занимают не дно синклинали, как это следовало бы ожидать, а нижнюю часть склона. Это объясняется литологическими особенностями резервуаров, уменьшением пористости в данном направлении. О таких залежах можно сказать, что они литологически ограничены вниз по падению пласта. Из известных месторождений этого типа в США

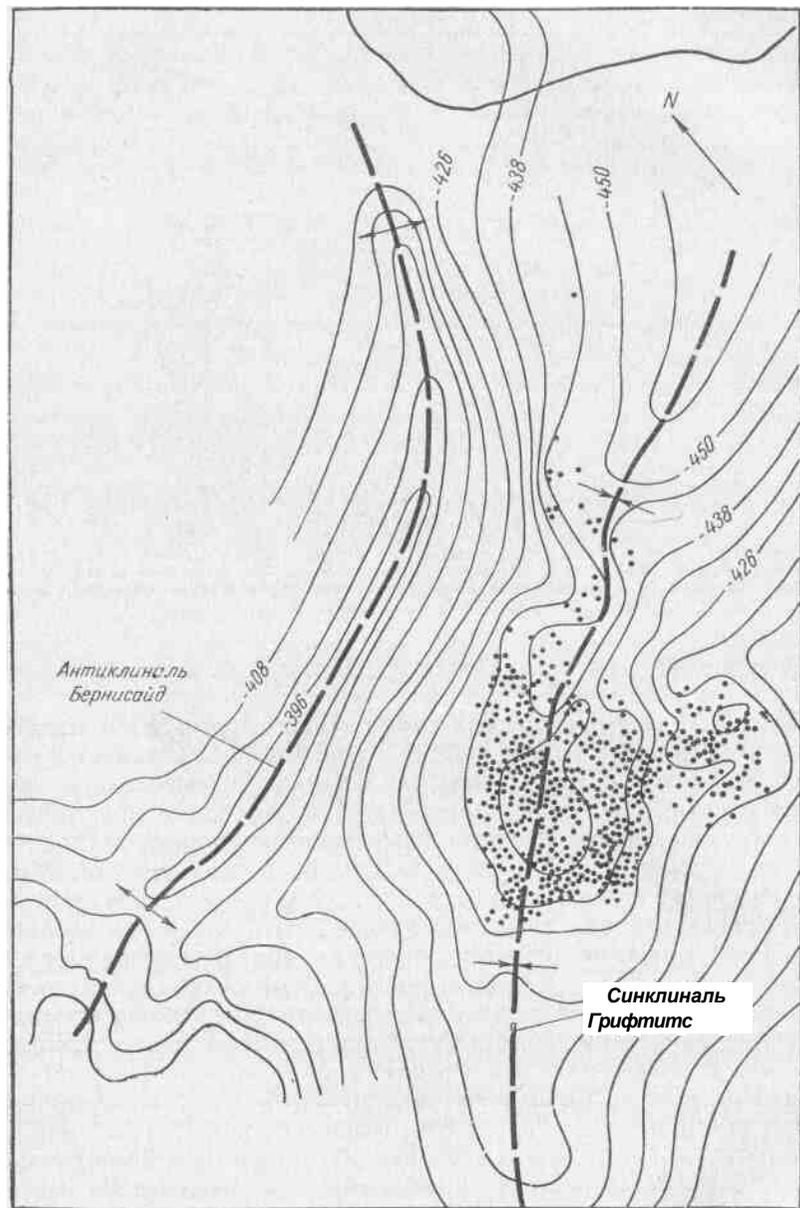


Рис. 129. Структурная карта по кровле иганина берега месторождения Гриффитсвилла, Западная Вирджиния (по Дейвис и Степхенсон).

Закономерности в изменении нефти и газа на месторождениях можно упомянуть Кэбин-Криг, Бег-Криг, Гриффитсвилл (рис. 129) и Копли. В Советском Союзе месторождения, связанные с синклиналями, пока не обнаружены.

§ 3. ЗАКОНОМЕРНОСТИ В ИЗМЕНЕНИИ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Свойства нефти, газа и конденсата изменяются в пределах нефтяных месторождений. Эти изменения тесно связаны с вертикальной зональностью. Вертикальная зональность контролирует влияние основных факторов (температура, давление, динамическая и химическая активность вод, выветривание), под действием которых происходит изменение свойств нефтей, газов и конденсатов в залежах. Обычны такие изменения, при которых с увеличением глубины и возраста отложений плотность нефти, вязкость и цикличность входящих в нее углеводородов уменьшаются, в парафиновых углеводородах увеличивается роль нормальных соединений в сравнении с изомерами, увеличивается количество растворенного газа в нефтях, в попутных газах растет содержание тяжелых углеводородов. Подобные изменения наблюдаются на очень многих месторождениях мира. По данным А. А. Карцева из 250 рассмотренных им месторождений в 175 отмечены изменения в указанном направлении, в 30 — обратные соотношения, и в 45 случаях четкой зависимости не было обнаружено.

В качестве примера могут быть приведены месторождения Палванташ в Ферганской долине (рис. 130), Зольный Овраг в Куйбышевской области; Старогрозненское, Байчунас в Гурьевской области (рис. 131) и др. Обширный материал в этом направлении приводится С. П. Максимовым (1964) по южным районам Волго-Уральской области.

Одновременно с увеличением глубины залегания продуктивных горизонтов, как правило, увеличивается их стратиграфический возраст. Возникает вопрос, какой из двух факторов оказывает решающее влияние. Решение этого вопроса возможно путем сравнения изменения нефтей в одних и тех же горизонтах, залегающих на различных глубинах. Сопоставления такого рода по Волго-Уральской области показывают отсутствие видимой зависимости между составом нефтей и возрастом горизонтов в пределах отдельных месторождений. Например, на месторождениях Кленовском и Коробковском, которые расположены вблизи друг друга, нефти, залегающие в одном и том же горизонте (бобриковском), но на разной глубине, существенно отличаются друг от друга. Как отмечает А. А. Карцев, отсутствие влияния возраста продуктивных горизонтов еще более четко выявляется при сопоставлении изменения нефтей двух месторождений одного района с обычным и опрокинутым залеганием пород. В качестве такого примера З. А. Табасаранский приводит месторождения

Ахтырско-Бугундырское и Зыбза — Глубокий Яр в Краснодарском крае. В обоих месторождениях, в залежах, расположенных в среднем и нижнем палеогене, наблюдается отчетливое уменьшение плотности с глубиной, хотя в первом из них с глубиной стратиграфический

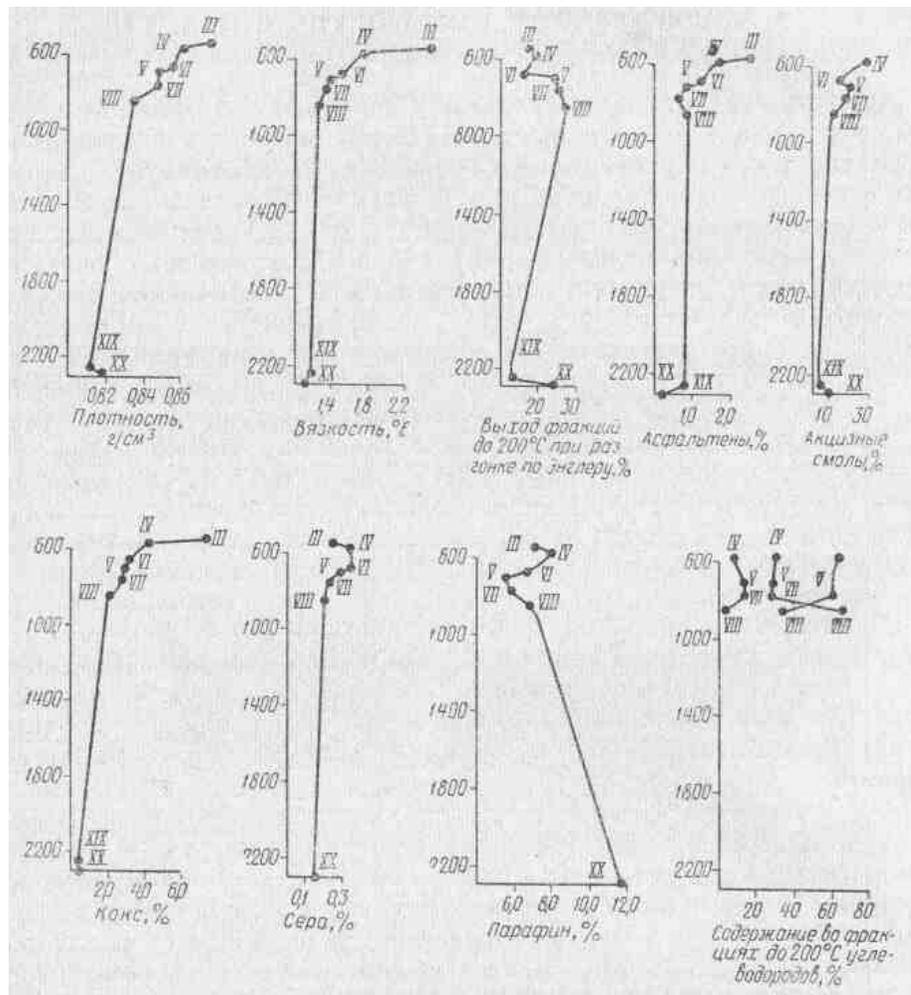


Рис. 130. Схема изменения свойств нефтей по разрезу месторождения Палван-таш. Римскими цифрами обозначены номера пластов (по А. А. Воробьеву).

возраст продуктивных горизонтов уменьшается (опрокинутое залегание), а во втором увеличивается. Таким образом, можно утверждать, что в пределах отдельных месторождений геологический возраст продуктивных горизонтов заметно не сказывается на изменении свойств нефтей.

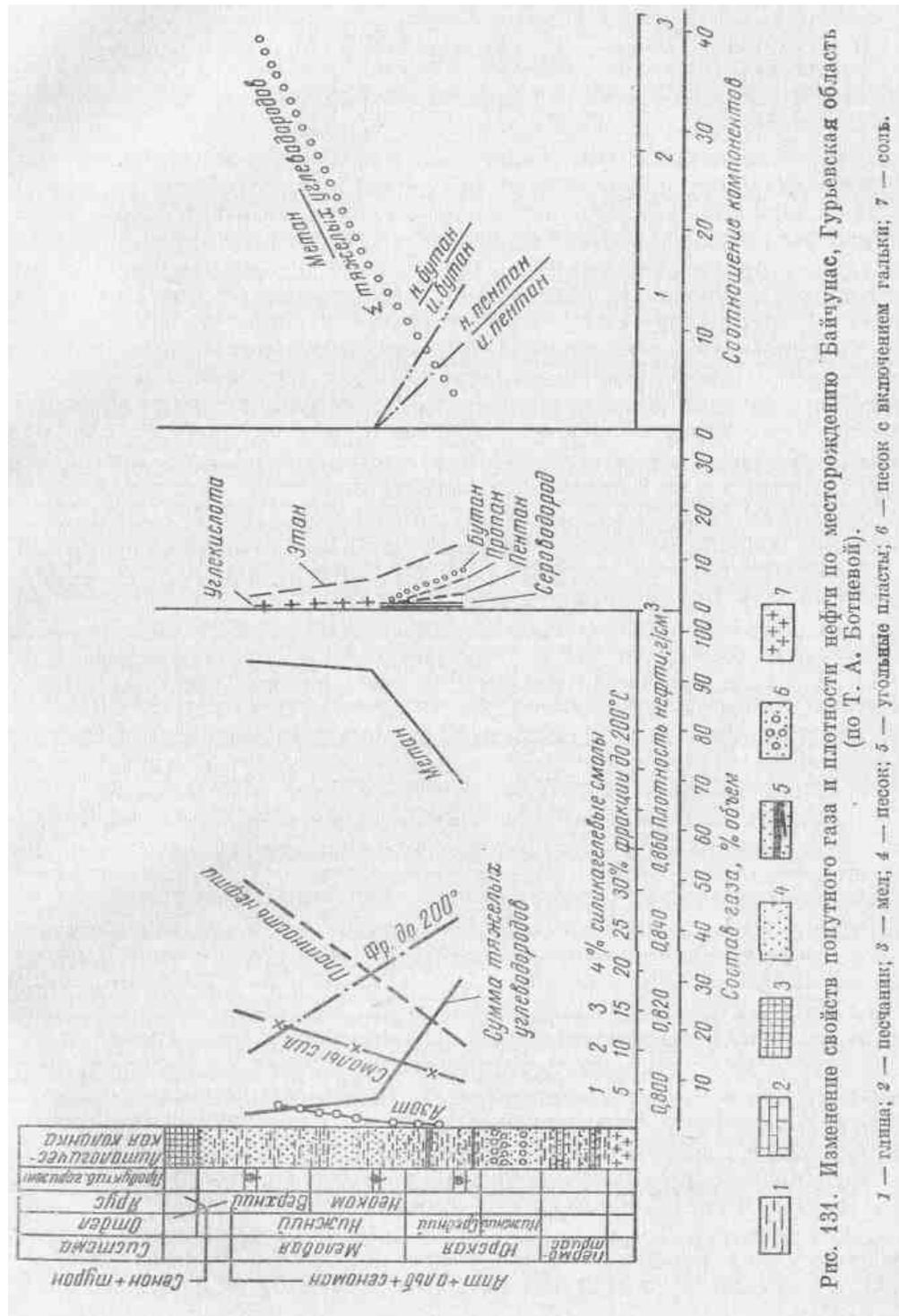


Рис. 131. Изменение свойств попутного газа и плотности нефти по месторождению Байдунаш, Гурьевская область (по Т. А. Богтневой).

1 — глины; 2 — песчанки; 3 — мел; 4 — песок; 5 — угольные пластины; 6 — песок с включением гальки; 7 — соль.

К иному заключению можно прийти, если рассматривать изменение свойств нефтей в зависимости от геологического возраста • по классам и подклассам нефтяных и газовых месторождений. Такое рассмотрение позволяет установить довольно отчетливую закономерность изменения свойств нефтей и попутных газов в зависимости от возраста вмещающих отложений.

Что происходит с нефтями и сопутствующими им газами с увеличением глубины их залегания в пределах месторождения? Можно говорить о влиянии поверхностных факторов у земной поверхности и влиянии глубинных факторов с увеличением глубины. Так как нефть залегает в породах земной коры, то вполне естественно попытаться сопоставить ее изменения со стадиями превращения осадочных пород: диагенезом, катагенезом, метаморфизмом, с одной стороны, и выветриванием (гипергенезом), с другой. Полезная работа в этом направлении была проделана Н. Б. Вассоевичем и Г. А. Амосовым. Эти авторы считают, что нефть образуется на стадии катагенеза, поэтому не рассматривают стадию диагенеза. Ее ли в настоящее время и неизвестно залежей нефти, достоверно сформировавшихся на стадии диагенеза, то возникновение углеводородов на этой стадии доказано работами В. В. Вебера, И. А. Горской и П. Смита. Стадия метаморфизма приводит к разрушению нефти, ее непосредственное влияние на углеводороды пока изучено слабо. Эта стадия также не анализируется упомянутыми авторами.

Н. Б. Вассоевич и Г. А. Амосов при рассмотрении изменений нефтей в месторождениях ограничиваются факторами гипергенеза и катагенеза. По их мнению, правильное и полное представление о характере изменений нефтей в природе можно получить лишь при знании свойств начальных типов нефтей. Начальным типам нефтей Н. Б. Вассоевич и Г. А. Амосов уделяют основное внимание. Вряд ли такой подход к решению вопроса может быть признан правильным. Логическим выводом из схемы Н. Б. Вассоевича и Г. А. Амосова является заключение о кратковременности, одноактности процессов образования углеводородов в земной коре в связи только с определенной стадией развития осадочных пород. А это противоречит основным положениям теории, развиваемой самим Н. Б. Вассоевичем. Именно этим автором весьма успешно развиты взгляды о стадийности процессов нефтеобразования. Процессы образования углеводородов в земной коре с позиции органического происхождения нефти непрерывны и протекают длительное время. Действие факторов гипергенеза сводится к выветриванию и окислению нефтей. Выветривание нефтей заключается в потере ими легких фракций и приводит к увеличению их плотности, вязкости, обогащению нефтей смолистыми компонентами и т. д.

Нефти могут окисляться как свободным поверхностным кислородом, так и сульфатами вод. Надо отметить малую вероятность заметного окисления нефтей поверхностным кислородом из-за хими-

ческой инертности углеводородов. Кроме того, как показали исследования Н. И. Черножукова и С. Э. Крейна, смолы, получаемые искусственным окислением углеводородов, не сопоставимы со смолами, извлекаемыми из нефтей. То же самое отмечает В. И. Забавин по отношению к асфальтенам. Окисление нефтей сульфатами вод имеет бактериальный характер и возможно до глубин распространения активного воздействия бактерий. Следует напомнить об ограниченном влиянии этого процесса на залежь в целом при достаточном ее размере (оно, по-видимому, ограничивается лишь зоной водонефтяного контакта). Таким образом, при гипергенезе основное влияние оказывает, по-видимому, собственно выветривание (потеря легких фракций).

По мере увеличения глубины залегания нефти и газа в залежах растут температуры и давления. В результате нефти и газы изменяются. Изменения нефтей под воздействием температуры принято называть метаморфизмом^х. Процессы изменения нефтей под действием температуры достаточно хорошо изучены еще К. В. Харичковым (1900—1915 гг.). Эти процессы приводят к уменьшению плотности нефтей и их вязкости; превращения углеводородного состава нефтей направлены в сторону образования нормальных предельных углеводородов вплоть до метана. Параллельно образуются конденсированные молекулы с малым содержанием водорода, пределом их превращения является графит. Не следует думать, что этот процесс начинается лишь при каких-то очень высоких температурах. Любое повышение температуры вызывает изменение нефти в этом направлении, в то время как снижение температуры обратного эффекта не дает. Изменения давления не вызывают заметных превращений углеводородов. Некоторые исследователи пренебрегают давлением при изучении изменения нефтей с глубиной в пределах месторождений. При этом они упускают из вида огромное влияние давления на взаиморастворимость газовой и жидкой фаз углеводородов. Взаимная же растворимость приводит к существенным физическим и физико-химическим изменениям как в жидкой, так и в газообразной фазе.

Действие выветривания усиливается по мере приближения к дневной поверхности, а действие температуры и давления увеличивается с глубиной, но вызываемые ими изменения нефтей по разрезу направлены в одну сторону. Возникают существенные трудности в выявлении влияния того или иного процесса. Н. Б. Вассоевич и Г. А. Амосов предлагают принципиальную схему изменения нефтей в литосфере (рис. 132), в которой граница зоны гипергенеза приводится на глубине, где температура составляет 75° С. Процессы гипергенеза авторы связывают главным образом с микробиологическими

^х Не следует путать с обычным геологическим представлением о метаморфизме пород.

(плиоцен) на большинстве месторождений с ростом давления отмечается увеличение сухости газа, а в нижнем отделе, наоборот, уменьшение сухости.

Многочисленные наблюдения над газонефтяными и дистиллятными месторождениями как в СССР, так и за рубежом показали отчетливое проявление обратной растворимости (ретроградных явлений) на глубине 1000—1500 м, т. е. при давлении 100—150 ат и температуре 45—60° С. При достижении критических давлений и температур дальнейший рост давлений приводит к переходу в газообразную фазу все более тяжелых компонентов нефти, вплоть до неуглеводородных компонентов (при определенных условиях), таких, как смолистые и асфальтеновые вещества.

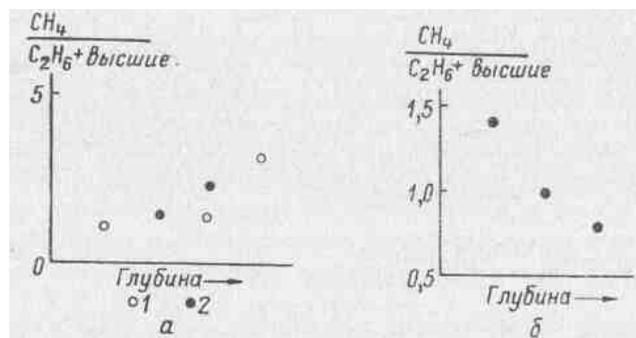


Рис. 133. Изменение «сухости» — «жирности» газов по разрезам месторождений Палванташ (а) и Избаскент (б). 1 — газ, растворенный в нефти; 2 — газ свободный.

Пользуясь в общем правильной принципиальной схемой изменения нефтей в литосфере Г. А. Амосова и Н. Б. Вассоевича, надо учитывать сделанные выше замечания, а также то, что в этой схеме не рассматриваются превращения углеводородов на стадиях диагенеза и метаморфизма.

Следует обратить внимание на закономерные изменения спутников нефти по разрезу месторождения. Особенно ярко это выражено в изменении состава вод. Параллелизм в изменении состава вод и нефтей на Ашперонском полуострове был отмечен автором в 1940 г. Особенно наглядно наблюдается обратная связь между плотностью нефтей и содержанием в водах сульфатов. Соответствующие кривые приведены и на принципиальной схеме Г. А. Амосова и Н. Б. Вассоевича. Существуют попытки объяснить параллелизм в изменении состава вод и нефтей их химическим взаимодействием (В. А. Успенский, А. А. Карцев и многие другие). Если влияние состава вод на нефть вполне допустимо, то обратное влияние маловероятно. Надо иметь в виду несопоставимость в природных резервуарах

количеств нефти и воды. «Капля» нефти в природном резервуаре не может существенно изменить химический состав «моря» воды в этом резервуаре. Кроме того, как уже отмечалось выше, химическое взаимодействие нефтей и вод в большинстве случаев ограничивается узкой приконтактной зоной. Более детальные исследования по этому вопросу, приведенные Б. С. Воробьевым, А. А. Карцевым, З. Л. Май-мин, В. А. Кротовой, Е. А. Барс и др., показали полное отсутствие прямого соотношения между составом вод в резервуаре и качеством нефтей в залежах. Наблюдающееся соответствие в изменении состава

нефтей и вод по разрезу месторождений следует объяснить не их химическим взаимодействием, а общностью причин, вызывающих их изменения. О причинах, вызывающих изменения состава нефтей и газов, было сказано выше. Для подземных вод следует отметить усиление их метаморфизма с глубиной, что выражается, например, в увеличении их минерализации. Параллельно изменяется и химический состав вод. В 30 случаях из 250 с увеличением глубины в месторождении наблюдается увеличение плотности нефти и соответствующие этому другие изменения в их составе. Приведенное соотношение не может служить мерилом истинного

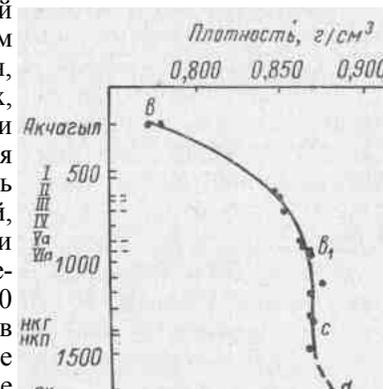


Рис. 134. Кривая зависимости плотности нефти от глубины ее залегания по разрезу (район Сураханов).

распространения таких случаев в природе. Для выяснения истинного распространения в природе той или иной закономерности в изменении состава нефтей по разрезу надо либо учитывать большинство известных месторождений, либо изучать крупные нефтегазоносные геологические области с определенным геологическим строением и с определенной геологической историей развития.

Обратная закономерность изменения свойств нефтей по разрезу (увеличение плотности нефти с глубиной) широко распространена на Ашперонском полуострове в продуктивной толще (плиоцен). Типичным примером может служить месторождение Сураханы. На рис. 134 приведена кривая изменения плотности с глубиной на этом месторождении.

На участках $bb^$ и cd градиент плотности значительно больше, чем на участке $B_{\pm c}$. Участок $B_{\pm c}$ соответствует наиболее песчанистой части разреза, а два других участка — глинистой. Такое изменение свойств нефтей по разрезу и зависимость его от литологического состава пород можно объяснить движением (миграцией) нефти и газа снизу вверх сквозь толщу пород. Движение это могло происходить

как по порам, так и по мелким трещинам. В этом случае изменение свойств нефтей можно объяснить эффектом фильтрации. Прорывы нефти и газа по более крупным трещинам, в которых эффект фильтрации не наблюдается, приводят к смещению нефтей и частным отклонениям от общей закономерности на том или ином участке разреза. Реальность такой схемы процесса подтверждается наблюдениями Д. В. Жабрева над распределением газовых шапок в разрезе месторождений Апшеронского полуострова. Зависимость разреза и мощности газовых шапок от мощности и литологических свойств покрывки можно объяснить лишь существованием потока углеводородов через толщу пород, который образует своеобразные запруды — газовые шапки и залежи нефти — у встречающихся препятствий в виде пачек плохо проницаемых глин. Изменения величины градиента плотности связаны не столько с глубиной (участок B^c), сколько с литологическими особенностями разреза. Все это в сумме заставляет отдать предпочтение в данном случае фактору фильтрации сквозь толщу пород (по порам и мелким трещинам). Наблюдающееся своеобразное изменение состава вод в продуктивной толще Апшеронского полуострова было отмечено В. А. Сулиным и детально описано в работах Д. В. Жабрева, Ш. Ф. Мехтиева, Г. П. Тамразяна. Параллельно с изменением свойств нефтей вниз по разрезу наблюдается закономерное уменьшение минерализации вод и степени их метаморфизма. Таким образом, здесь наблюдается обратная закономерность изменения состава вод и нефтей с глубиной. Не отрицая химического влияния вод на состав нефтей, мы считаем маловероятным (по причинам, указанным ранее), что наблюдаемое изменение нефтей является результатом этого влияния. Здесь опять-таки некоторые общие причины вызывают параллельные изменения в составе вод и нефтей, создавая ложное впечатление об их существенном взаимодействии. Такой общей причиной являются литологические изменения разреза. Увеличение глинистости природных резервуаров накладывает свой отпечаток на свойства нефтей и в то же время является решающим фактором в формировании состава вод. На примере изменения состава вод в Дагестане автор показал, что решающее значение в формировании состава вод имеют литологические свойства пластов и расстояния от области питания, в то время как другие факторы, в том числе влияние седиментационных вод, имеют второстепенное значение. Чем более глинизирован резервуар, чем медленнее происходит в нем движение вод, тем более минерализованными и более метаморфизованными оказываются воды. Сказанное вполне может быть распространено и на условия в продуктивной толще Апшеронского полуострова.

Если продуктивные пласты залегают на небольшой глубине, в верхней части разреза месторождения возможно влияние зоны выветривания и изменение знака градиента плотности. На рис. 135 иллюстрируется изменение плотностей на месторождении Бибиэйбат

на Апшеронском полуострове. Здесь так же, как и в Сураханах, отмечается зависимость градиента плотности от глинистости разреза, но, кроме того, в верхней части кривой появляется участок db . На этом участке плотности нефтей возрастают с уменьшением глубины в связи с процессами выветривания

Принципиальная схема изменения плотности нефтей с глубиной для случая образования залежей при вертикальной миграции снизу вверх представлена на рис. 136.

На многих месторождениях не наблюдается отчетливой закономерности в изменении свойств нефтей и газов по разрезу. Часто это можно объяснить наличием небольшого количества залежей, расположенных в узком интервале разреза. Нередко отсутствие отчетливо выраженной закономерности может быть следствием одновременного проявления факторов, действующих в различных направлениях. Примером такой сложной зависимости может служить распределение нефтей по разрезу месторождения Морени в Румынии (рис. 114). Можно высказать много предположений для объяснения подобной особенности изменения свойств нефтей, в том числе и предположение К. Крейчи-Графа о наличии двух фаз миграции

достаточно большом интервале нефтегазоносности всегда более или менее четко проявляется общая направленность к облегчению нефтей с глубиной. Иногда в той или иной части разреза вследствие процессов миграции или особенностей первоначального формирования залежей проявляется обратная закономерность или исчезает определенная направленность изменений. Но в общей схеме прямая зависимость (облегчение нефтей с глубиной) является ведущей. Даже в таком классическом районе проявления обратной зависимости, как Апшеронский полуостров, в нижних горизонтах продуктивной толщи (в калннской свите) эта особенность не проявляется, а в подстилающих отложениях (в диатомовой свите) встречены притоки весьма легкой нефти.

Говоря о закономерностях изменения состава нефтей и газов в пределах месторождения, следует остановиться на содержании углеводородов в толщах, разделяющих и перекрывающих залежи. Обычно такие породы также содержат углеводороды либо в газообразной фазе, либо в виде углеводородной части битумов. Их

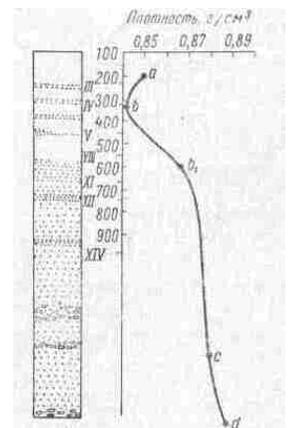


Рис. 135. Кривая зависимости плотности нефти от глубины ее залегания по разрезу Бибиэйбата.

количественное содержание резко изменяется в зависимости от литологических особенностей разреза. Несмотря на это, во многих случаях в толще, перекрывающей залежи, отмечается увеличение концентрации углеводородов над залежью и заметное снижение их количества за пределами залежей на крыльях структур. Такая картина наблюдается, например, на месторождении Песчаный Умет (рис. 137).

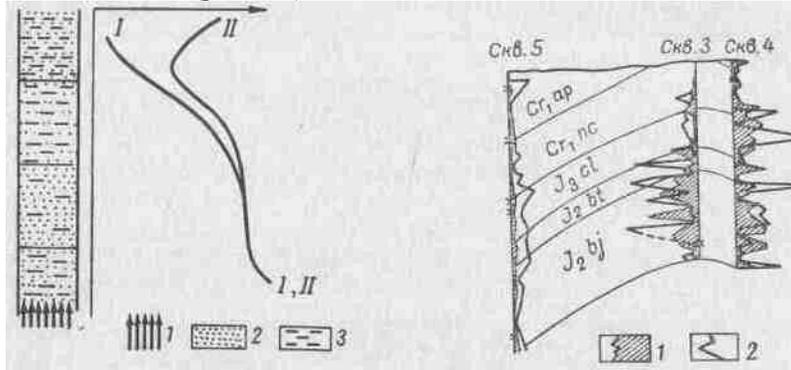


Рис. 136. Теоретические кривые изменения свойств нефти по разрезу: Песчано-Уметская площадь (по

1—1—при формировании залежей за счет вне- и внутрезервуарной миграции метана (в 1 см³ сл./кг); 2—концентрация углеводородов тяжелее (в 1 см³ сл./кг); 3—глина; на оси абсцисс показано направление увеличения плотности, содержания асфальтенов, смол и других тяжелых компонентов.

В отложениях, перекрывающих залежь, в пределах контура нефтегазоносности (скв. 3 и 4) наблюдаются повышенные содержания метана и тяжелых углеводородов, извлеченных из керна; в скважине за контуром (скв. 5) концентрации указанных компонентов в кернах значительно ниже. Обычно это объясняется миграцией (диффузией углеводородов) из залежей. Однако увеличение концентраций углеводородов в сводовых частях структур встречается и при отсутствии залежей в разрезе (Невинномысская структура). В этом случае, по-видимому, следует говорить о проявлении боковой миграции по пластам к своду структуры

§ 1. ПРАКТИЧЕСКОЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ

Научно обоснованные поиски полезного ископаемого не могут быть проведены без достаточно полного представления об условиях его образования.

Вопрос о происхождении (генезисе) того или иного полезного ископаемого относится к теоретическим проблемам, имеющим большое практическое значение. И. М. Губкин в своей работе «Учение о нефти» говорит следующее о теоретическом решении вопросов происхождения нефти: «Теоретическое значение вопроса о происхождении нефти состоит в том, что правильное его разрешение даст 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. . .

Верная разгадка происхождения нефти в природе имеет для нас не только научно-теоретический интерес, но и первостепенное практическое значение. Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникает нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи, будем знакомы со всеми структурными формами и литологическими особенностями пластов, благоприятными для скопления нефти, и получим из всей совокупности этих данных надежные указания, в каких местах нам искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку».

После того как полезное ископаемое найдено, производится его разведка и добыча. Организовать правильную разведку, а затем и добычу полезного ископаемого можно лишь тогда, когда известны условия его залегания в недрах земли. При отсутствии же знаний о генезисе полезного ископаемого трудно представить себе и условия его залегания. Правда, последние могут быть известны в результате [продолжение...](#)

ГЛАВА IX ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА

§ 1. ПРАКТИЧЕСКОЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ

Научно обоснованные поиски полезного ископаемого не могут быть проведены без достаточно полного представления об условиях его образования.

Вопрос о происхождении (генезисе) того или иного полезного ископаемого относится к теоретическим проблемам, имеющим большое практическое значение. И. М. Губкин в своей работе «Учение о нефти» говорит следующее о теоретическом решении вопросов происхождения нефти: «Теоретическое значение вопроса о происхождении нефти состоит в том, что правильное его разрешение даст 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. . .

Верная разгадка происхождения нефти в природе имеет для нас не только научно-теоретический интерес, но и первостепенное практическое значение. Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникает нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи, будем знакомы со всеми структурными формами и литологическими особенностями пластов, благоприятными для скопления нефти, и получим из всей совокупности этих данных надежные указания, в каких местах нам искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку».

После того как полезное ископаемое найдено, производится его разведка и добыча. Организовать правильную разведку, а затем и добычу полезного ископаемого можно лишь тогда, когда известны условия его залегания в недрах земли. При отсутствии же знаний о генезисе полезного ископаемого трудно представить себе и условия его залегания. Правда, последние могут быть известны в результате

разработки других месторождений этого же полезного ископаемого п в некоторой степени распространены на вновь открываемые месторождения. Однако в этом случае часто возможны ошибки.

Проблема генезиса полезного ископаемого очень сложна и часто не находит однозначного решения. Всестороннее освещение этого вопроса выходит за пределы отдельных наук и базируется на данных всего естествознания. Образование веществ в природе не протекает в какой-либо определенной, раз навсегда установленной форме. Часто процессы, на первый взгляд не имеющие между собой ничего общего, ведут к возникновению сходных веществ, одинаковых минералов, одинаковых полезных ископаемых.

В решении проблемы происхождения нефти и природных газов наметилось два основных направления. Существует неорганическая схема образования нефти и природных газов и органическая. Неорганическая схема образования нефти и природных газов имеет небольшое число сторонников. Основные положения ее были намечены еще в прошлом столетии Д. И. Менделеевым и Д. В. Соколовым. Схема органического происхождения нефти своими корнями уходит в глубь столетий, к высказываниям М. В. Ломоносова.

Схема органического происхождения предусматривает образование нефти в толщах осадочных пород. Следовательно, по этой схеме залежи нефти следует искать в областях накопления осадочных пород. Учет закономерностей в распространении залежей дает возможность выявить территории, наиболее благоприятные для обнаружения нефтяных месторождений. Сторонники неорганического происхождения нефти связывают ее образование либо с локальными очагами активного проявления основной магмы, либо с подкоровыми явлениями, либо, наконец, с космическими процессами.

Каждое из названных представлений требует своего подхода и своих критериев при оценке перспектив нефтегазоносности той или иной территории.

§ 2. НЕОРГАНИЧЕСКИЕ (АБИОГЕННЫЕ) ГИПОТЕЗЫ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ

В последнее время вновь возродилась гипотеза абиогенного происхождения нефти. В США ее предложили Е. Мак-Дермот (1939), Р. Робинсон (1963), но она вызвала резкий протест со стороны геологов-нефтяников. В Советском Союзе ее стали развивать с 1950-х годов геологи Н. А. Кудрявцев (1951), П. Н. Кропоткин (1955), В. Б. Порфирьев и другие.

Возрождение гипотезы абиогенного происхождения нефти вызвано крупными достижениями науки в области планетарной космогонии и геологии за последние 20—30 лет.

В планетарной космогонии радикально изменилось представление о начальном состоянии планетного вещества. Спектральные наблю-

дения показали, что атмосфера планет-гигантов — Юпитера, Сатурна, Урана, Нептуна — в основном состоит из метана, а первых двух планет из метана и аммиака. По данным Спинрада и Л. Трефтона (1964) в надоблачной части атмосферы Юпитера предположительно содержится 60% водорода, 36% гелия, 3% неона и 1% метана и аммиака.

Молекулы CH, CN, а также Cg наблюдаются в спектрах относительно холодных звезд. В газопылевой среде, заполняющей все звездное пространство, открыты радикалы GH и CN. В кометах выявлено присутствие молекул Cg, Cd, CN, CH, OH, NH, NHg, CO, Ng. На планетах земной группы (исключая Землю) установлено присутствие только одной углеродсодержащей молекулы, а именно углекислоты, играющей второстепенную роль в атмосфере Земли, но являющейся основной составной частью Венеры, Марса, и, по-видимому, Меркурия. Во всех без исключения метеоритах выявлены простейшие органические соединения. Газы, выделяющиеся при прокаливании метеоритов, содержат COg, CO, CH[^], Hd, H[^]S и 80з.

Как показали исследования Г. П. Вдовыкина, проведенные под руководством А. П. Виноградова (1962—1965) методом люминесцентного анализа экстрактов в углистых метеоритах (углистых хондри-тах), при холодном экстрагировании присутствуют масла, нейтральные и кислые смолы и гуминовые компоненты. Исследования же квазилинейчатых спектров флюоресценции позволили установить присутствие многоядерных углеводородов. Аминокислоты в метеорите Оргей выявлены Е. Андерсом, Е. Дюфрен, Р. Хаянц, А. Кавалье, Ф. Фитчером (1963); содержание же ванадиевого порфирина установлено Ж. Ходжсон и Е. Бейкер (1964). Все эти данные остались под сомнением, так как в метеоритах возможно было земное загрязнение. Но исследования газовых элементов, удерживаемых внутри минеральных зерен, при которых эти сомнения должны отпасть, показали присутствие многих элементов и молекул, среди которых наблюдалось присутствие Hg, CЩ, Ng, CgHg, CdHd, CoHsCHg, CgHgCaHg, C(H4(CHз)г, CeH[^]CHg[^], CвH4(C2Hд)2 и др.; эти данные были доложены на Химическом конгрессе в Москве в 1965 г. Х. Студ-пер, Р. Хаянц, Е. Андерс.

Новые данные показали, что в составе газов космоса довольно широко распространены водород, углерод, азот и другие элементы.

Геологи, развивавшие неорганическую теорию происхождения нефти, останавливались на гипотезе О. Ю. Шмидта (1944), который доказывал, что планеты, в том числе и Земля, образовались путем постепенной аккумуляции веществ в основном протопланетного облака. Большое значение также придавалось положениям о глубинных разломах, получившим развитие после работ А. В. Пейве (1945).

Эти новые космические и геологические идеи послужили материалом для возрождения идей абиогенного синтеза нефти.

Предлагаемые гипотезы неорганического происхождения нефти можно разбить на две группы. Взгляды первой группы исследователей излагаются Н. А. Кудрявцевым. Н. А. Кудрявцев (1954) выдвинул гипотезу образования углеводородов в глубинах земли. По его предположению из углерода и водорода, имеющихся в магме, образуются углеводородные радикалы CH , CH^\wedge , CH_3 , которые, как и свободный водород, выделяются из магмы или подкорового вещества и служат материалом для образования нефти в более холодных зонах земной коры (1966). По мнению Н. А. Кудрявцева, глубинные разломы «служат путями для подъема из ман-чип Земли в осадочную ее оболочку не только нефти, но и различных газов и паров, из которых по мере перемещения их в зоны с невысокой температурой образуются ювенильные воды, в той или иной степени насыщенные солями . . . Ювенильные воды, поднявшись в осадочную толщу, смешиваются с ископаемыми морскими и подземными морскими и подземными водами атмосферного происхождения и образуют различные типы подземных вод, в частности воды нефтяных месторождений и грязевых вулканов» (1963).

Вторая группа исследователей предполагает, что сложные углеводороды, попавшие из космоса в недра земли, претерпевают лишь умеренные химические преобразования, превращающие их в нефть, которая в дальнейшем поднимается к поверхности и образует залежи в земной коре.

Так, В. Б. Порфирьев (1966) пишет: «Нефть поступала с глубины не в форме углеводородных радикалов и низкомолекулярных соединений, а со всеми свойствами, присущими естественной нефти в отношении высокомолекулярных соединений и асфальтово-смолистого комплекса. Флюиды поднимались в высоко нагретом состоянии и под колоссальным давлением, обуславливающим эффект, аналогичный гидравлическому разрыву пластов и проникновению в пористые пласты, занятые водой . . . Таким путем образовались все нефтяные месторождения. Где и на каких глубинах находилась нефть до ее миграции, остается неясным. Несомненно только одно — в подкоровых зонах. Все соображения об условиях ее залегания и устойчивости в условиях температуры порядка 1000°C и высоких давлений могут иметь только гипотетический характер . . . Движение нефти по полостям разломов проходило под огромным давлением, и проникновение нефтяных флюидов в породы-коллекторы, прилегающие к разломам, имело характер импрегнации, сопровождаемая явлениями гидравлического разрыва. . . История восстановленных вод нефтяного типа аналогична истории нефти — они имеют глубинную природу».

Остановимся кратко на некоторых основных положениях гипотезы неорганического происхождения нефти.

1. Обе группы гипотез основаны главным образом на новых ; анных планетарной космогонии, которые еще требуют проверки.

Не рассмотрены возможные процессы образования углеводородов в магме, осевших вместе с протопланетным материалом. Поэтому Н. А. Кудрявцев (1966, 1967) предположил, что все органические соединения в магме разлагаются на углерод и водород, которые в дальнейшем образуют радикалы CH , CH_2 , CH_3 и уже в земной коре (по выходе из магмы) под влиянием процессов полимеризации и синтеза образуют углеводороды нефтяного ряда. Углеводородов нефтяного ряда много, и как протекает процесс их образования остается неясным. По-видимому, чтобы избежать проблемы состояния углеводородов в магме В. Б. Порфирьев (1966, 1967) предположил, что они почти не изменяются в магме, всплывают к ее кровле в сильно нагретом состоянии и под колоссальным давлением, первично скапливаясь в подкоровых зонах.

Следовательно, цикл образования первичной **нефти у обоих** авторов остается необоснованным.

В. Б. Порфирьев (1960), ссылаясь на работы астронома Ф. Хойля, указывает на наличие на Венере морей, состоящих из углеводородов. Следует отметить, что Ф. Хойль не доказывал, а лишь предполагал такую возможность на Венере. В последние годы поверхность Венеры и ее атмосфера изучались самыми различными методами: спектральными, радиолокационными, радиоизлучениями и т. д.

Особенно интересные данные получены Советской межпланетной станцией «Венера-4», опустившейся на поверхность этой планеты 18 октября 1967 г. Температура у поверхности Венеры составляет около 280°C , давление $15\text{--}22\text{ ат}$ (земные). Атмосфера планеты на $90\text{--}95\%$ состоит из CO_2 . Кроме того, в ней содержится кислорода $0,4\%$, воды вместе с кислородом не более $1,6\%$, азота не обнаружено. Планета покрыта слоем облаков из пыли мощностью до 30 км . Поверхность планеты представляет собой огромную горячую пустыню, на которой непрерывно бушуют пыльные бури.

Из многих метеоритов путем экстрагирования извлекаются битумы. Детальные исследования таких битумов из большого числа метеоритов произвели И. Карлан, Е. Дегенс, Дж. Рейтер (1964). В битумах метеоритов обнаружены углеводороды алифатического и ароматического рядов, аминокислоты и глюкоза. Таким образом следует признать астрофизическим фактом наличие в космосе органических молекул химического (неорганического) происхождения. Однако связь этих органических соединений с **залежами нефти:**

и газа в земной коре нуждается в обосновании.

В современных вулканических газах присутствуют горючие газы. Надо подчеркнуть, что содержание метана в газах вулканов крайне ничтожно даже в тех случаях, когда он обнаруживается (примерно $0,004\%$). Образование метана в связи с лавами лишь допускается. Фактически обнаруживаемый в вулканических газах метан может быть генетически связан с осадочной толщей. Он может возникнуть из органического вещества осадочных пород под

воздействием высокой температуры лавы при прорыве ею осадочных толщ.

Критикуя взгляды Н. А. Кудрявцева, В. Г. Васильев (1964) отмечает: «Для объяснения приуроченности крупных скоплений нефти, например к центральным районам Западно-Сибирской низменности или к таким районам Урало-Поволжья, как Татарский свод, Н. А. Кудрявцев, по-первых, должен, видимо, найти механизм дросселирования огромных давлений глубинных газов, растворенных в магме; во-вторых, найти механизм разделения нефти и газа на больших глубинах в зоне глубинных разломов, при котором нефть и газ поступали бы в коллекторские породы, а магматические расплавы и типично вулканические газы, как правило, содержащие большое количество сернистых соединений, удерживались бы на какой-то глубине. Однако в районах нефтяных и газовых месторождений составы природных газов не имеют ничего общего с вулканическими; в этих районах также нет и следов воздействия вулканических газов на вмещающие осадочные породы. Получается, что в магме должен происходить такой специфический процесс, при котором растворенные в ней газы в процессе нефтеобразования по непонятным причинам не должны проявлять себя».

2. Возможный синтез углеводородов неорганическим путем доказывался рядом простейших химических экспериментов, проведенных еще в прошлом столетии. Однако они не соответствуют условиям, которые могли наблюдаться на земле в какую-либо из стадий ее развития. Термодинамический анализ условий магматического расплава при внедрении его "в осадочную оболочку (М. Ф. Двали и П. Ф. Андреев) свидетельствует о том, что возникновение и существование каких-либо углеводородов более сложных, чем метан, невозможно.

3. В качестве одного из основных доказательств неорганического происхождения нефти П. А. Кудрявцев рассматривает наличие нефти или ее признаков в изверженных и метаморфических породах. В его работах проанализирован обширный материал. Н. А. Кудрявцев стремится показать, что в рассматриваемых им случаях нефть не могла попасть в изверженные и метаморфические породы из осадочного комплекса отложений. Действительно, известно около 30 промышленных или полупромышленных залежей нефти, приуроченных к изверженным и метаморфическим породам; кроме того, имеется упоминание более чем о 200 случаях минералогических включений углеводородов в изверженных или метаморфических породах.

Случаи, приводимые Н. А. Кудрявцевым, критически рассмотрены М. Ф. Двали, П. Ф. Андреевым, А. А. Бакировым, М. К. Калинин и многими другими.

Анализ геологических условий нахождения таких залежей нефти или проявлений углеводородов в связи с изверженными и метаморфическими породами (там, где он может быть проведен при наличии

достаточного фактического материала) с несомненностью устанавливает связь их образования с осадочной толщей или допускает такую возможность. Только около 30 месторождений нефти (более чем из 10 000) может привлекаться сторонниками неорганического синтеза как доказательство своих взглядов, да и то в большинстве этих случаев легко допустимо проникновение нефти в изверженные и метаморфические породы из осадочных пород.

4. Тесно связано с предыдущим положением утверждение сторонников неорганического происхождения нефти того, что нефть обязательно насыщает весь разрез в нефтегазоносном бассейне от самого верхнего встреченного продуктивного горизонта до пород фундамента включительно. В нефтеносных районах, действительно, диапазон нефтеносности очень широк и часто охватывает разрез от пород фундамента до четвертичных отложений включительно. Но при этом никогда не наблюдается непрерывной нефтеносности разреза. Она связана лишь с определенными толщами. Эти же толщи нефтеносны на обширных территориях, охватывающих крупные тектонические единицы земной коры. В то же время промежуточные толщи оказываются пустыми, несмотря на наличие в них условий, благоприятных для образования скоплений, и на приуроченность их к тем тектоническим разломам земной коры, по которым, по мысли П. Н. Кропоткина, углеводороды проникали из глубоких недр земли.

Эта особенность может быть прослежена не только в каждом нефтегазоносном районе но и в земной коре в целом. Неравномерность размещения добычи и запасов нефти и газа по возрасту отложений вряд ли можно объяснить с позиций неорганического происхождения нефти. Вместе с тем отмеченные особенности размещения залежей нефти и газа как по разрезу, так и по возрасту могут объясняться периодичностью возникновения условий, благоприятных для образования нефти и газа.

5. Региональная приуроченность скоплений нефти и газа к зонам разломов в земной коре использовалась как довод П. Н. Кропоткиным и В. Б. Порфирьевым. В 1963 г. вышла монография Н. А. Кудрявцева, посвященная этому вопросу. Отдавая должное тщательности исследований, проведенных Н. А. Кудрявцевым, никак нельзя согласиться с его основными выводами о глубинных разломах как проводниках нефти и газа из глубоких недр земного шара к верхним слоям земной коры.

О характере разломов в фундаменте в нефтегазоносных районах до сих пор известно очень мало. Приуроченность некоторых типов залежей нефти и газа к разрывам в осадочной толще рассмотрена в гл. VII. Глубинные разломы влияют на распределение фаций отложений, в том числе фаций, благоприятных для нефтегазообразования, а приуроченность многих нефтяных и газовых месторождений к зонам глубоких разломов и грабенам в земной коре объясняется

прежде всего благоприятными условиями для формирования скоплений в таких зонах-

Напомним о своеобразном распределении аномальных давлений в районах развития тектонически экранированных залежей и условиях их существования. Аномальные давления могут возникать лишь при надежной изоляции залежей от остальных частей резервуара, т. е. они возникают там, где не может быть перемещений нефти и газа по разрывам. Если количество залежей с аномальными давлениями на глубинах свыше 2000 м увеличивается, это указывает на ухудшение возможностей миграции нефти и газа по трещинам на этих глубинах. Следует считать с замыканием трещин на значительных глубинах и малой вероятностью миграции по ним газа, нефти и воды. Всестороннее давление в земной коре возрастает пропорционально глубине. Уже на глубинах 20 км оно превышает 5000 ат. Как известно, при больших всесторонних давлениях все материалы, в том числе и породы, приобретают пластичность и по своим свойствам напоминают жидкость. Вряд ли кто-либо серьезно может рассматривать глубинные разломы как открытые трещины, проникающие в мантию земного шара.

За последние годы проведено много работ с целью выявления закономерностей формирования нефтяных и газовых месторождений в различных нефтегазоносных регионах. Многие исследователи обращали внимание на связь нефтеносности с крупными разрывными нарушениями. В работе Н. А. Крылова (1966) отмечается, что в зонах с крупными разломами поисковые работы на нефть и газ в мезозойских отложениях эпигерцинской платформы юга СССР дали отрицательные результаты. Поэтому автор пришел к выводу, что крупные разломы нельзя считать положительным признаком при оценке перспектив нефтегазоносности. Таким образом, не устанавливается прямой связи глубинных разломов с нефтегазоносностью разреза осадочных отложений.

Географическое размещение более чем 10 000 известных ныне нефтяных и газовых месторождений и многих тысяч естественных нефтегазопроявлений несомненно указывает на их приуроченность к осадочным бассейнам, в том числе и к зонам разломов, если таковые в этих бассейнах наблюдаются. П. Н. Кропоткин считает, что если бы нефть и газ были органического происхождения, то крупнейшие и наиболее концентрированные скопления биогенного органического материала (месторождения горючих сланцев, каменноугольные бассейны) сопровождалась бы месторождениями нефти и газа. По его мнению, такого явления в природе не наблюдается. Ученые давно отмечали парагенезис полезных ископаемых угольного и битумного ряда (Д. Уайт в США, К. Крэг в Англии и И. М. Губкин в СССР), но объясняли явление по-разному. Д. Уайт, подобно М. В. Ломоносову, видел связь этих полезных ископаемых в образовании битумов из углей путем перегонки. К. Крэг объяснял парагенезис, единством

исходного материала; И. М. Губкин указывал на переход одной фациальной обстановки в другую.

И. О. Брод и автор настоящей книги подчеркивали разницу в условиях накопления исходного материала (гомогенная и рассеянная формы) и сохранения образовавшихся подвижных веществ. Н. Б. Вассоевич отмечает, что рассеянной органики в породах в 1000 раз больше, чем угля и нефти вместе взятых. По его подсчетам в стратисфере содержится 10^{13} т микронепти, что на два порядка выше, чем содержание нефти. Примерно такие же данные ($6 \cdot 10^{13}$) опубликованы Дж. Хантом (1961).

6. В. Б. Порфирьев (1966) пришел к выводу, что все известные на земле нефтяные месторождения образовались недавно, в промежутке времени от миоцена до четвертичного периода. Почему нефть начала мигрировать к земной поверхности именно в миоцене? Конечно, такой подход к проблеме не может быть признан верным. В природе, действительно, существуют залежи, формирование которых происходило в относительно недавнее время, но существуют и залежи более ранние, время формирования которых может быть легко определено. Нельзя в качестве доказательства поздней миграции признавать только наличие «закированных» галек; этот вопрос должен решаться на основании совокупности различных, главным образом геологических факторов. В частности, в этом отношении весьма показательными могут быть условия формирования стратиграфически и тектонически экранированных залежей.

Следует указать еще на одно обстоятельство, подчеркнутое В. П. Савченко и необъяснимое с позиции неорганического происхождения нефти. В. П. Савченко разработал применение гелиевого метода для определения условного возраста нефтей и природных газов. Проведенные расчеты показали, что в большинстве случаев возраст нефтей и природных газов в общем соответствует возрасту вмещающих пород.

Н. А. Кудрявцев признаком наличия глубинных разломов в ряде-нефтегазоносных (районов) бассейнов считает присутствие в них грязевых вулканов. Он полагает, что газы, выделяемые ими, имеют глубинное происхождение, так как в них присутствуют СО и Н² в долях процента. При этом он ссылается на анализы, приведенные С. А. Ковалевским. Заключение лаборатории, выполнявшей анализы, отличается от выводов С. А. Ковалевского и Н. А. Кудрявцева. Л. Потоловский и В. Буйницкая в 1935 г. писали: «Резюмируя нашу работу, необходимо отметить почти полное отсутствие в исследованных нами образцах газов водорода и окиси углерода. Получившиеся в некоторых случаях величины порядка 0,1—0,2% можно отнести за счет погрешности газоаналитического метода . . . Вообще-можно считать, что свободный водород, окись углерода и неопредельные углеводороды в природных газах Азербайджана отсутствуют» .

Ф. Г. Дадашев (1965) на основании данных всех анализов, накопленных за предыдущие годы, делает вывод: «Газы грязевых вулканов относятся к газам биогенного происхождения. По своему составу они значительно отличаются от газовых выделений магматических вулканов и газов, окклюдированных изверженными горными породами. Абсолютный возраст газов грязевых вулканов Азербайджана, определенный гелий-аргоновым методом, и исследования отношения процентного содержания нормальных бутана и пентана к их изомерам показали, что стратиграфическая приуроченность газа подавляющего числа грязевых вулканов не выходит за пределы третичных отложений».

Как отмечалось выше, теоретически можно допустить образование углеводородов неорганическим путем. Однако остается неясным, возможно ли образование за счет этих углеводородов нефти как весьма сложной системы органических соединений. Отмечены определенные закономерности в изменении состава нефтей в земной коре в зависимости от глубины залегания и от возраста. В соответствии с глубинной схемой образования нефти по мере увеличения глубины нахождения залежей, т. е. по мере приближения к источнику их образования степень превращенности нефтей, их метанизация должны уменьшаться. В действительности же наблюдается обратная картина. В последующих главах рассматриваются закономерности в распространении залежей нефти и газа в земной коре и закономерности свойств находящихся в них нефтей с позиции органического происхождения нефти. Для обоснования неорганической схемы образования нефти необходимо объяснить установленные закономерности и геохимические условия возникновения нефти.

§ 3. ОСНОВНЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ДОВОДЫ В ПОЛЬЗУ ОРГАНИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Органическое происхождение нефти и природного газа ныне признается подавляющим большинством ученых и практиков. Для обоснования этого положения могут быть приведены геологические, геохимические и химические доводы. Геологические доказательства органического происхождения нефти базируются на условиях залегания нефти и на закономерностях распространения их в земной коре. Отчасти эти условия проанализированы в предыдущих главах. Одним из доказательств органического происхождения нефти является то, что 99,9% известных скоплений нефти и газа приурочено к осадочным толщам. Другим доказательством служит неравномерность распространения скоплений нефти и газа в земной коре и преимущественная приуроченность их к определенным лито-лого-фациальным комплексам. Наконец, в качестве доказательства, как отмечают М. Ф. Мирчинк и А. А. Бакиров, можно рассматривать довольно частое нахождение скоплений нефти и газа в линзах про-

нищаемых пород среди непроницаемых. Закономерности распространения скоплений нефти и газа в земной коре подробно рассматриваются в последующих главах.

Следует остановиться на химической аргументации в пользу органического происхождения нефти. Отмечается структурное сходство ряда органических соединений, обнаруженных в осадках, с углеводородами, составляющими основную массу нефти. Особенно близкое родство в структурном строении молекул, переходящее иногда в тождество, наблюдается между липоидами и некоторыми углеводородами нефтей. В составе легких ароматических углеводородов нефтей выдерживается следующее неравенство: ксилола больше, чем толуола, а толуола больше, чем бензола. При температуре примерно 700° С это соотношение меняется в обратную сторону. То же самое, но при более низких температурах, отмечается в соотношении в нефтях циклогексана и циклопентана и их простейших аналогов. Эти соотношения ясно показывают, что, нефти в процессе своего образования не могли испытывать действия высоких температур.

В качестве доказательства органического происхождения нефти следует рассматривать наличие в ее составе кислородных, азотистых и сернистых соединений явно биогенного происхождения. Большинство из этих соединений, как показали исследования В. И. Вернадского, Н. Д. Зелинского, С. С. Наметкина и других, несомненно связано с разложением органического вещества. По заключению В. И. Вернадского «нахождение хинолинового ядра в нефтях является не только необъяснимым, но и противоречит наиболее установленным фактам геохимии азота, если возникновение производных хинолина связывать с магмами. К тем же заключениям мы приходим при изучении и других элементов нефтей — серы, кислорода и фосфора».

Большой интерес представляют результаты исследования золы нефтей, которые получены благодаря трудам С. М. Катченкова, Д. И. Зульфугарлы и др. Сравнение средних и максимальных концентраций элементов в золе углей и нефтей показывает наличие общих закономерностей в накоплении редких элементов в них. Почти те же закономерности наблюдаются в живом веществе (В. И. Вернадский).

Одним из доказательств в пользу теории органического происхождения нефтей является их оптическая активность. Полученные же в результате неорганического синтеза углеводороды или неф-теподобные продукты оптически неактивны.

Во многих нефтях, главным образом залегающих в относительно молодых породах, обнаружены жирные кислоты. Например, в бори-славской и японской нефтях обнаружены насыщенные жирные кислоты: миристиновая, стеариновая и арахидовая. Они представляют собой неизменные остатки исходных растительных и животных жиров и масел.

Углеводороды, составляющие основу нефтей, обнаруживают признаки своей изначально биогенной природы. Особенно убедительны данные, основанные на изучении распределения н-алкинов (от C 23 ДО €34) в битуминозных компонентах рассеянного органического вещества и нефти (Дж. Купери и Э. Брей, 1963; Дж. Филиппи, 1965).

На генетическое родство нефтей* и органического вещества указывают изотопный состав углерода. Соотношение изотопов углерода в различных природных соединениях указывает на тяготение нефтей к органическим соединениям. Как показали работы С. Сильвер-мана и С. Эпштейна (1958), изотопный состав углерода нефтей близок к изотопному составу органического вещества пород, заключающих эти нефти (табл. 51).

Таблица 51

Отношение изотопов углерода в нефти и в органическом веществе пород (по С. Сильверману и С. Эпштейну)

Таблица 51

Отношение изотопов углерода в нефти и в органическом веществе пород (по С. Сильверману и С. Эпштейну)

Вещество	Возраст	‰	Примечание
Сланец (экстракт). Калифорния	Плиоцен	—22,3	Нормальные морские отложения
Сборная нефть, Калифорния	Плиоцен и миоцен	—23	То же
Сланцы грин-ривер, экстракт (юра)	Эоцен	-30,5	Пресноводные отложения
Продукты перегонки сланца грин-ривер	»	-31,0	То же

С. Сильверман и С. Эпштейн обратили внимание на соответствие в изменениях $\delta^{13}C$ в организмах и нефтях с различными условиями залегания. Различие в величине $\delta^{13}C$ у морских и наземных организмов такое же, как у нефтей, которые по условиям залегания соответственно связаны с морскими и континентальными (но субаквальными) отложениями. В нефтях в сравнении с соответствующими организмами (морскими или пресноводными) наблюдается весьма незначительное облегчение изотопного состава углерода. Это может быть обусловлено либо изотопным фракционированием в процессе превращения органического вещества, либо преобразованием в углеводороды не всей массы органического вещества, а лишь некоторой его части, относительно обогащенной легким изотопом углерода C^{12} (липоидная часть).

Изучение изотопных соотношений серы в нефтях, газах и битумах также указывает в большинстве случаев на тесную генетическую связь этих веществ с вмещающими их отложениями.

Х. Г. Год изучил изотопный состав серы нефтей и газов на огром-

ных пространствах США и Канады. В разновозрастных отложениях изотопный состав серы в нефтях различных месторождений оказался исключительно близким. Так, в нефтях силура и ордовика в США (Техас) в среднем $\delta S^{34} = 7,6\text{‰}$, та же величина для месторождения Канады составляет $8,4\text{‰}$. Для нефтей девона эта величина колеблется в пределах от $10,1$ до $15,5\text{‰}$, для миссисипских нефтей — от $1,3$ до $6,8\text{‰}$, для нижнемеловых — от $5,7$ до $7,5\text{‰}$ и, наконец, для верхнемеловых нефтей от $-1,0$ до $-5,2\text{‰}$.

В узких стратиграфических интервалах наблюдается большое сходство изотопных соотношений в сере. Такая выдержанность в изотопном составе серы наблюдается, например, для нефтей карбона Волго-Уральской области, в месторождениях, расположенных в разных тектонических зонах.

Большинство исследователей серу, находящуюся в нефти, связывало с последней генетически, лишь в отдельных случаях допуская возможность осернения нефтей. Если этот тезис справедлив, то приведенные данные по изотопному составу серы являются одним из наиболее ярких доказательств органического происхождения нефти. Удивительное постоянство изотопного состава серы в нефтях из разновозрастных горизонтов на огромных территориях при одновременно существенно различии по разрезу говорит о наличии единого, широко распространенного для данного времени источника серы. В то же время исключается наличие локального источника серы, связанной с нефтью, который мог бы обеспечить ее распространение по разрезу. Наблюдающаяся по разрезу дифференциация изотопного состава серы нефтей не может быть объяснена процессами фракционирования при вертикальной миграции нефти. В палеогео-логической обстановке земной коры можно представить себе только один источник серы с одинаковым изотопным составом, охватывающий огромные территории, — это сульфаты морских бассейнов. По Х. Г. Тоду в открытых морях изотопный состав серы вследствие огромных ее запасов может изменяться во времени, лишь в незначительной степени под влиянием биологического фактора. В замкнутых бассейнах возможно более энергичное фракционирование за счет бактериальной деятельности.

Напомним, что по существу к тем же выводам пришли С. Сильверман и С. Эпштейн по отношению к изотопам углерода. Интересные данные получены в лаборатории ВНИГНИ. В общем по стратиграфическому разрезу наблюдается довольно закономерное облегчение изотопного состава серы нефтей от кембрия до эоцена (табл. 52),

Следует коротко остановиться на экспериментальных данных по получению нефти искусственным путем. В 1927—1931 гг. академику Н. Д. Зелинскому при температуре примерно 200°C под действием хлористого алюминия на холестерин, пальмитиновую, олеиновую и стеариновую кислоты, пчелиный воск, абиетиновую кислоту, бутелин и каучук удалось получить продукты, похожие по внешнему

Таблица 52

Изотопный состав серы нефтей разного возраста и сульфатов из
одновозрастных пород, о/дд

Возраст	Сульфаты эвапоритов ¹		Нефти США и Канады ³		Нефти СССР ³	
	количество образцов	es ³ *	количество образцов	68 ⁸	количество образцов	es ³ *
Эоцен	12	20,36	-	-	1	-2,2
Палеоцен	10	19,0	-	-	7	-4,3
Мел	5	17,11	17	0,7	1	2,2
Юра	1	15,5	-	-	2	-6,4
Триас	4	13,1	-	-	1	2,0
Пермь	61	9,8	5	1,8	4	-2,25
Карбон	192	14,1	10	3,54	19	3,9
Девон	57	20,4	22	13,4	4	8,2
Силур	31	24,2	4	8,7	1	6,6
Ордовик	12	23,8	6	6,6	1	6,6
Кембрий	7	27,1	-	-	3	25,6
Докембрий	4	14,5	-	-	-	-

¹ По данным Тода и Монстера (1963).

³ По данным Тода, Монстера, Данфорда (1958).

⁸ По данным ВНИГНИ.

виду, физическим и химическим свойствам на нефть. Н. Д. Зелинский отметил, что «химику удастся, таким образом, природный органический материал превратить в нефтяные горючие масла, причем можно констатировать, что в зависимости от состава и строения природных веществ разложением их образуется определенная смесь нефтяных углеводородов, в которых имеются все типичные представители углеводородов нефти, но в различном соотношении».

Опыты по воздействию бентонитовой глины, песка и мела на органические вещества (хлопковое масло, олеиновая кислота, темный ил) при 88—98° С, повторенные А. К. Каримовым (1967), показали, что процесс превращения органического вещества пород идет достаточно интенсивно уже при температуре около 100° С; образование нефти происходит в глинистых породах и менее интенсивно в известняках; одновременно с образованием происходит миграция части углеводородов из глинистых пропластков в песчаные. Материнскую глину покидают прежде всего метаново-нафтенные углеводороды. Арены, особенно полициклические, прочнее удерживаются глинистой материнской породой.

А. И. Богомолов (1966) поставил опыты по низкотемпературному катализу с различными жирными кислотами. Во всех случаях выделялась смесь метановых, нафтенных и ароматических углеводородов.

Нефть и природные горючие газы через переходные формы тесно взаимосвязаны с другими горючими ископаемыми (углем, сланцами), органическое происхождение которых не вызывает сомнения.

Интересная связь между различными каустобиолитами может быть выявлена и по условиям их залегания в земной коре (рис. 138). Кривые на рис. 138 отражают наблюдаемую в природе закономерность лишь приближенно. Тем не менее они отчетливо показывают генетическую связь процессов углеобразования и нефтеобразования с накоплением органического вещества в осадках соответствующего периода. Параллелизм в распространении горючих ископаемых по разрезу земной коры тесно связан с их пространственным распространением в той или иной толще. Одни и те же толщи, как отмечает И. М. Губкин, по простиранию переходят из угленосных в нефтеносные. Если залежи угля приурочены к континентальным толщам или к области их перехода в прибрежно-морские отложения, то залежи нефти и газа оказываются связанными по возрасту с теми же отложениями, но с их морскими или прибрежными фациями. В условиях прибрежных фаций области распространения залежей угля и нефти перекрывают друг друга, однако ни те, ни другие в этих условиях не образуют крупных скоплений. Совместное нахождение угля и нефти отмечается во многих районах (Западный Сахалин, Минусинская котловина, Волго-Уральская область и др.).

В 1934 г. Т. Л. Гинзбург-Карагичева и К. Ф. Родионова обнаружили углеводороды в современных осадках Черного моря. Этому открытию в свое время не придали должного значения. Позднее В. В. Вебер совместно с А. И. Горской и П. Смит в США детально изучили современные осадки в морских бассейнах. Работы В. В. Вебера и А. И. Горской дали принципиально новые данные о составе и преобразовании органического вещества в современных и четвертичных морских осадках. В условиях преобразования в восстановительной среде осадка были обнаружены существенные признаки восстановления битумной части органического вещества с изменением ее компонентного и элементарного состава в сторону нефти. В итоге

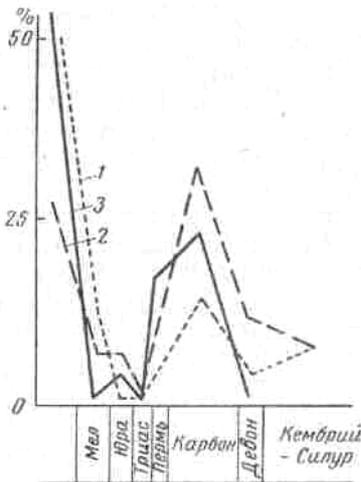


Рис. 138. Распределение известных мировых запасов горючих ископаемых по стратиграфическим комплексам (по И. -С. Мустафинову).

1 — нефть; 2 — сланцы; 3 — каменный уголь.

наиболее восстановленные битумы отложений древнего Каспия приобретают следующий элементарный состав (в %)

	C.	H	O+N
Глины	80,0	10,0	9,5
Алевриты	80,0	10,9	9,1

Этим битумам остается потерять около 5—7% кислорода, чтобы достигнуть элементарного состава нефти. Однако полное совпадение показателей битумов четвертичных морских осадков и нефтей вообще маловероятно, так как трудно допустить, что весь битум целиком перешел бы в нефть. Полученные новые данные показывают, что в процессе преобразования органического вещества осадков содержание углеводов в нем увеличивается в несколько раз, считая на битум, органическое вещество и на сухой вес осадка. Происходит явное новообразование углеводов. Одновременно изменяется и их состав. В них уменьшается относительное содержание нафтеново-метановых фракций и увеличивается содержание ароматических фракций (до 40% от общего содержания углеводов в отложениях бакинского яруса). Сами углеводороды при этом приобретают вид подвижно-маслянистой жидкости. Молекулярный вес их снижается до 202,4; 198,7.

Инфракрасный спектр поглощения испытанных преобразование углеводов четвертичных отложений и нефтей весьма близок. По полученным данным эти углеводороды постепенно приобретают все большее и большее качественное сходство с углеводородами нефтей.

Более низкомолекулярные углеводороды **были** обнаружены В. В. Вебером совместно с Н. М. Туркельтаубом в свободной газовой фазе опресненных фаций современных осадков, а именно тех фаций, в которых наблюдается и новообразование углеводов твердой фазы осадка.

Е. Н. Боковой и Б. М. Накашидзе были поставлены экспериментальные работы по получению газообразных углеводов микро-биальным путем в анаэробной обстановке. Помимо метана и других углеводородных газов, установлена генерация этана, пропана и бутана. Концентрация тяжелых газообразных углеводов достигает 1.0[^]—1.0^{^-}о.

Новообразования веществ битуминозного характера и гуминовых кислот экспериментально изучались в течение нескольких лет М. А. Мессиневой. Эксперименты проводились над современными осадками непосредственно в природных условиях путем погружения опытных сосудов в осадок или придонные слои воды. Во многих опытах (более 300), продолжавшихся от 6 месяцев до 5 лет, установлено новообразование веществ битуминозного характера (хлоро-форменного битума А) и гуминовых кислот в количествах, существенно

превышающих исходное содержание этих веществ в изучаемых породах.

Если отмеченные явления представляют собой начальную стадию процессов нефтегазообразования, то между нефтями и соответствующими фракциями битумов, рассеянных в породах, должно наблюдаться значительное сходство. Действительно, такое сходство было

отмечено многими учеными как в нашей стране (Н. Б. Васильевич, Э. Д. Гимпелевич, Ю. Н. Петрова, Е. А. Глебовская, Н. А. Еременко и многие другие), так и за рубежом.

О близости их химического состава свидетельствует однотипность физико-химических констант этих соединений. Особенно это заметно при сравнении нафтеново-метановых групп углеводородов. Не менее отчетливо сходство парафино-нафтеновых фракций рассеянных битумов и нефтей отмечается по данным инфракрасной спектроскопии (рис. 139).

В нескольких районах мира удалось проследить закономерное изменение углеводородов от современных осадков до миоценовых пород и тем самым доказать унаследованность в них рассеянного органического

вещества. Можно считать установленным, что битумы изменяются согласованно с вмещающими их породами. Ряд важных их свойств хорошо коррелируется с глубиной максимального захоронения отложений. (Н. А. Еременко, Э. Д. Гимпелевич, А. А. Ильина, 1961; А. Э. Конторович, 1965; Дж. Филиппи, 1965) со степенью их катагенетической изменчивости. Определение органического происхождения горючих ископаемых еще не является решением всей проблемы их генезиса. Для ее решения необходимо определить:

1) исходный органический материал, послуживший источником для образования угля, нефти и других горючих ископаемых; 2) условия накопления и характер среды, в которой происходило накопление

19 Заказ 1934.

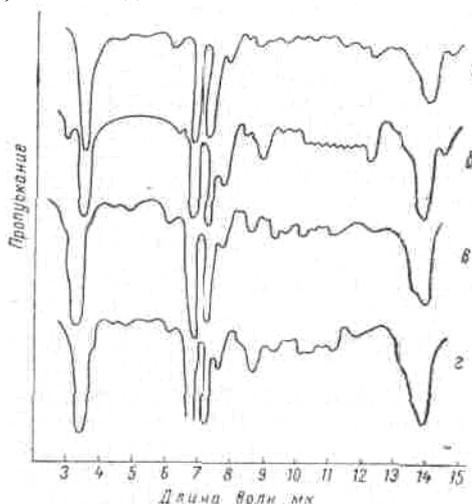


Рис. 139. Инфракрасные спектры парафино-нафтеновых фракций рассеянных битумов и нефтей (по Е. Б. Проскуряковой):

- а — парафино-нафтеновая фракция рассеянных битумов из майкопских отложений (Датых, скв. 1);
- б — парафино-нафтеновая фракция рассеянных битумов из майкопских отложений (скв. 2);
- в — парафино-нафтеновая фракция нефти из хадумского горизонта (скв. Прасковейская);
- г — парафино-нафтеновая фракция нефти из хадумского горизонта (скв. Ачикулак),

органического материала; 3) совокупность условий, требуемых для дальнейшего преобразования органического вещества в битумы, угли и другие горючие ископаемые.

§ 4. ИСХОДНЫЙ ОРГАНИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ И УСЛОВИЯ НАКОПЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ПРИРОДЕ

Исходным материнским веществом, давшим начало всей массе битумов и нефтей в природе, является органическое вещество во всем его многообразии. Несмотря на возможное участие в процессе нефтеобразования остатков любых видов организмов, очевидно, можно поставить вопрос о преобладании той или иной группы организмов. Такие группы организмов, как отмечает Н. Б. Вассоевич, появились в истории Земли и стали играть существенную роль в продукции водных бассейнов с кембрия. Они имеют достаточно широкие ареалы распространения, содержат такие биохимические компоненты, которые по своему молекулярному составу наиболее близки к нефтяным углеводородам или могут в условиях диагенеза и катагенеза перейти в таковые.

Условия для проявления таких организмов были, по-видимому, уже в докембрии. Дж. Харингтон и Дж. Силлерс (1963) изучили битумы и проявления нефти из докембрийских отложений. Они отмечают частое присутствие «примитивной» нефти и аминовых кислот в полосчатых железных рудах и амфиболитах, в то время как в высокотемпературных серпентинитах не обнаружено нефти, смол и аминовых кислот. Исходными организмами, по мнению авторов, были водоросли и бактерии докембрия.

В состав органического вещества, попадающего в осадок, входят остатки растительного и животного мира. В зависимости от преобладания растительных или животных остатков меняется и химический состав органического вещества (табл. 53).

В составе органического вещества можно выделить липоиды, белки, углеводы и лигнин.

Липоиды. К липоидам относятся жиры (липиды), углеводороды, смолы и бальзамы, стерины, воска и некоторые другие соединения. Липоиды по своему химическому составу и молекулярному строению стоят ближе всего к соединениям, входящим в состав нефти.

Жиры (липиды) представляют собой эфиры глицерина и самых разнообразных жирных кислот.

Жиры содержат относительно мало кислорода, около 10—12%. В природных условиях они расщепляются с присоединением молекул воды, происходит их гидролиз.

В процессе гидролиза жиры образуют смесь жирных кислот и глицерина. Глицерин легко растворяется и вымывается водой. Кроме того, он служит питательной средой для микроорганизмов. Жирные кислоты, наоборот, очень устойчивы и способны к накоплению

Таблица 53

Химический состав наземных и водных организмов, % сырого веса (по Берджу, Джеджи, Г. Л. Стадникову, В. Е. Раковскому., П. К. Когерману)

Организмы	Алюг общий	Скворй безлок	Жиры, воска, смолы (эфирный вытгак-ка)	Пентозаны	Углеводы и клетчатка	Безазотистые экстрактивные вещества и лигнин
Дерево	—	1.21—2.29	0.7—3.17	11—25	40—49	20—29*
Мхи	—	—	1.6—1.48	18—40	12—60	7—41 (по Ваксману)
Водоросли бурые	—	—	3—6	Очень много	1.6—2.3	7—19*
сине-зеленые диатомовые	8.60 3.06—2.77	53.75 22.87—17.31	4.55 13.60—2.54	4.5 2.87—8.32	1.3—2.11 1.43—18.40	32.05 22.60—35.10
Высшие расте- ния	1.80	11.25	1.83	8.46	13.55	46.54
Животные . .	9.57 5.74	59.81 35.88	19.80 37.65	— —	10.07 14.47	4.58 10.30

Примечание. Звездочкой отмечен лигнин.

в анаэробных условиях. Жирные кислоты представляют собой органические соединения с открытой цепью, в молекулах которых содержится карбоксильная группа COOH . Примером жирной кислоты может служить уксусная кислота CH_3COOH .

Декарбосилирование жирных кислот (потеря COOH) приводит к образованию углеводов. Из жирных кислот искусственным путем были получены предельные и непредельные углеводороды с небольшим содержанием ароматических углеводородов.

Углеводороды обнаружены в последние годы в составе растительных и животных организмов. Количество их очень невелико — не превышает долей процента на сухое органическое вещество.

По мнению некоторых исследователей уже само механическое накопление углеводов, попадающих из живого вещества в осадок, в конечном счете может привести к образованию нефти и природного газа. Так, Дж. Хант (1967) считает, что углеводороды в нефти от C^4 и выше синтезированы из живущих организмов.

Смолы и бальзамы вырабатываются растительными организмами. В химическом отношении они представляют смеси карбоновых R—C—OH и оксикарбоновых OH—R—G—OH кислот,

○

○

сложных эфиров и нейтральных кислородных соединений. Это очень стойкие вещества, способные сохраняться в течение геологических периодов. Однако они могут несколько изменяться в сторону усложнения молекул или несколько упрощаться вследствие потери кислотами карбоксильной группы. В первом случае образуются стойкие, нерастворимые и неплавкие вещества, во втором случае — углеводороды.

С т е р и н ы представляют собой очень стойкие вещества, близкие по своему составу к смолам и бальзамам. Содержание их в растениях очень невелико. Предполагается, что они вряд ли могут играть существенную роль в образовании горючих ископаемых.

Споронины и поленины образуют оболочки спор и пыльцы у растений. Они высокомолекулярны, очень устойчивы, не разлагаются под действием кислорода воздуха, органических растворителей и минеральных кислот и щелочей; разрушаются лишь при нагревании свыше 300° С. Споронины и поленины могут сохраняться в осадочных отложениях в течение геологических эпох.

Воска представляют собой смесь свободных высокомолекулярных кислот с эфирами этих кислот и высокомолекулярных спиртов; кроме того, они часто содержат в себе углеводороды. Воска очень устойчивы и в природных условиях в течение геологического времени способны долго сохраняться без существенных изменений.

Среди липоидов основным по массе веществом являются жиры.

Под действием микроорганизмов преобразование жировых веществ может начаться еще в осадке. Так, В. Л. Мехтиева было изучено преобразование жировых веществ животного и растительного происхождения под воздействием денитрифицирующих бактерий в водной среде при доступе воздуха, т. е. в условиях, сходных с соответствующими в органогенных илах. Установлено, что под воздействием денитрифицирующих бактерий жиры претерпевают глубокий гидролиз; разрушаются эфирные связи, глицерин и жирные кислоты подвергаются бактериальному окислению за счет кислорода нитратов. Резко возрастает кислотное число подопытного жира за счет образования свободных жирных кислот; происходит насыщение двойных связей.

Присутствие азотнокислых солей в морской воде, а также наличие в современных осадках большого числа денитрифицирующих форм дает основание считать, что превращение органических веществ, в том числе и липоидов, в верхнем слое осадка происходит при активном участии денитрифицирующих бактерий. Естественно полагать, что липоиды, присутствующие в органогенных илах, в первую очередь подвергаются воздействию денитрифицирующих бактерий. В результате жизнедеятельности этих микробиальных форм среда приобретает резко восстановленный характер, благоприятствующий развитию анаэробных сульфатредуцирующих бактерий, использующих наряду с другими веществами и жирные кислоты.

В процессе преобразования жировых веществ под воздействием денитрифицирующих бактерий в подопытном жире увеличивается содержание неомыляемых веществ (в отдельных случаях в 4—6 раз по сравнению с контролем). В неомыляемом остатке установлено новообразование стеринов, за счет которых главным образом происходит накопление неомыляемых компонентов. При дегидрировании стеринов сравнительно легко образуются углеводороды. Можно предположить, что бактериальный синтез стеринов жировых веществ в современных морских осадках служит источником образования циклических конденсированных углеводородов.

Следует напомнить, что в некоторых нефтях обнаружены насыщенные жирные кислоты, явно унаследованные из исходных органических веществ.

Для проверки возможности образования нефти из жиров еще К. Энглер проводил специальные опыты, в которых подвергал жиры перегонке под давлением и исследовал при этом дистиллят, **очень** сходный с естественной нефтью.

Гипотеза образования углеводородов из растительных жиров наиболее последовательно развита Г. Л. Стадниковым. Последний считает, что в естественных условиях в скоплениях растительного материала решительно все углеводы, пектиновые вещества и белки подвергаются разрушению до газообразных или легко вымываемых водой соединений. Воска же, углеводороды, смолы, споронины, поленины, стеринны и родственные им вещества — кутины, жирные кислоты и лигнин — не разрушаются и накапливаются на месте отложения растительных остатков. Эти последние вещества, по мнению Г. Л. Стадникова, и являются истинными образователями углей и нефти, в которые они постепенно превращаются путем ряда сложных реакций. В массе неразрушающихся остатков существенную роль играют лишь жирные кислоты и лигнин. Лигнин дает начало ряду углей, а жирные кислоты — ряду нефтей. В процессе превращения в углеводороды органических остатков, содержащих жирные кислоты, необходимо обогащение их водородом — гидрогенизация. Поступление водорода, по мысли Г. Л. Стадникова, возможно из глубоких недр земли, где пары воды вследствие высокой температуры могут разлагаться с выделением водорода. Существенным недостатком гипотезы является необходимость допущения спорадического скопления больших масс растительности, что плохо вяжется с региональным распространением углеводородов и родственных им продуктов в природе.

В результате исследований Т. Г. Гинзбург-Карагичевой был намечен путь биохимического образования нефтяных углеводородов непосредственно из жировых веществ и через промежуточные продукты — нафтеновые кислоты. Анаэробные бактерии по ее схеме являются не только преобразователями органического вещества, но и мощной биомассой для преобразования. Биомасса бактерий

может доходить иногда до 30% от общей массы органических остатков.

В 1958 г. Н. Б. Вассоевич предложил схему образования первичных углеводородов в илах за счет исходных водных организмов и переработки их микроорганизмами (рис. 140).

Дж. Купер и Е. Брей (1963) также отводят большую роль жирным кислотам в образовании нефти. Они отмечают, что в биологических

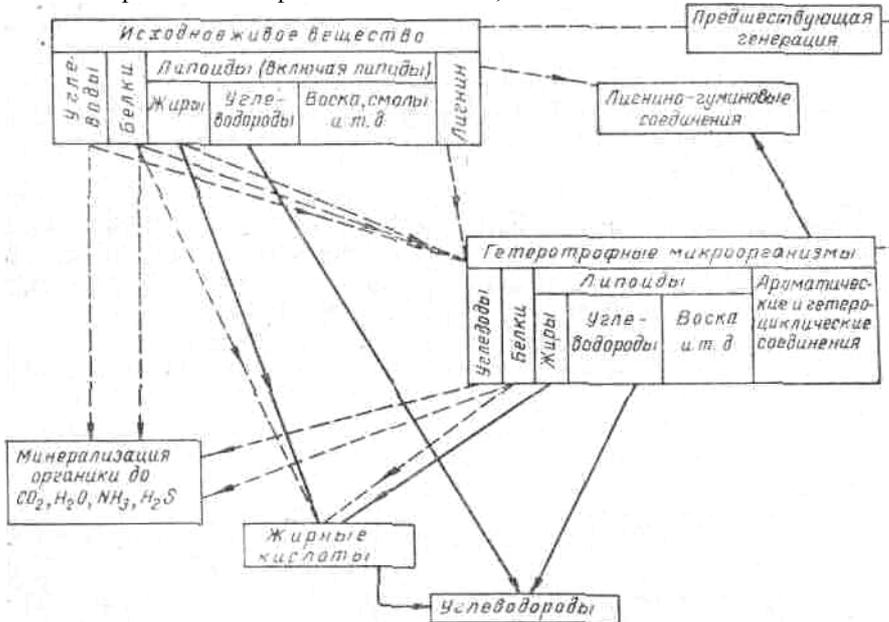


Рис. 140. Образование углеводородов в илах сначала за счет исходных водных организмов, а затем за счет переработки многими поколениями микробов различных биохимических компонентов всех отмерших ранее организмов. Сплошные линии доказывают основные пути образования углеводородов (по Н. Б. Вассоевичу).

системах n-парафины с высоким молекулярным весом (более 20 атомов углерода) и нечетным числом атомов углерода встречаются чаще, чем таковые в сырых нефтях. На это обстоятельство указывал и Герард в 1961, 1962 гг. По мнению Дж. Купера и Е. Брея, в водной среде осадка идет процесс, в соответствии с которым молекула исходной жирной кислоты теряет CO₂ с образованием промежуточного вещества, которое в свою очередь дает два продукта — n-парафин и жирную кислоту. Оба продукта содержат на один атом углерода меньше, чем исходная кислота. Образующиеся продукты подвергаются тому же процессу. В результате происходит, с одной стороны, выравнивание в содержании n-парафинов с четным и нечетным числом

атомов углерода, а с другой, — растёт количество *n*-парафинов с низким молекулярным весом. Распределение жирных кислот в современных и древних осадках и водах нефтяных месторождений вполне укладывается в разработанную ими схему.

Дж. Мейер (1964) также отводит большую роль **жирным кислотам** в образовании парафинов, в то же время терпены он рассматривает как исходное органическое вещество для циклических углеводов.

По данным Н. Б. Вассоевича (1963), многие биохимические соединения, играющие важную роль в жизнедеятельности организмов, построены из изопреновых или изопреноидных звеньев. Изо-преноидной структурой обладают не только цепочки, но и кольчатые углеводороды, например цикланы и терпены, а также комбинированные соединения, например каротины и другие. Естественно поэтому, что нахождение в нефтях (в микронфтях) изопреноидных структур геохимии расценивают как прекрасное подтверждение биоорганической природы нефтематеринского вещества.

К числу циклических соединений со структурами, позволяющими считать их фрагментами, порой несколько изменёнными, биохимических компонентов различных организмов, относятся фенантрены (из нефти выделено шесть типов), лежащие в основе многих природных веществ растительного происхождения, например стероидов и ряда терпеновых соединений. В частности, именно фенантрен — трёхкольчатый арен — лежит в основе ретена и фихтелита — углеводов, найденных в торфе.

Найденный и в нефтях, и битумах пятикольчатый ароматический углеводород — перилен — также может свидетельствовать об участии живого вещества в образовании нефти, так как производные перилена имеются в низших растениях. Бензперилен был обнаружен в остатках иглокожих. Очень своеобразный циклический углеводород, найденный в нефти и названный адамантаном ($C_{10}H_6$), мог, по мнению А. Ф. Платэ и других химиков, иметь своим первоисточником биоциклические терпены растительного происхождения, претерпевшие воздействие глинистых минералов.

С. Сильверман и С. Эпштейн на основании изучения изотопного состава углерода в растениях, в органическом веществе осадков, пород и нефтей также пришли к выводу о возможности образования нефти из растительных жиров. По данным Крэга, С. Сильвермана и С. Эпштейна в липоидной фракции растений отношение изотопов углерода меньше, чем в растениях в целом, на $4-10\text{‰}$ и соответствует соотношению изотопов углерода в нефтях. В то же время при изучении современных осадков в заливе Флорида показано наличие фракционирования изотопов углерода в органическом веществе осадков. Это может быть следствием не собственно фракционирования изотопов углерода, а избирательного накопления в осадке липоидной фракции растений за счёт разрушения и ухода в растворённом или газообразном состоянии других частей органического вещества.

Белки представляют собой очень сложные вещества, в состав которых входят углерод, водород, кислород, азот, сера и фосфор. В анаэробных условиях белки легко разрушаются с образованием жирных кислот и аминокислот.

Аминокислоты — производные от жирных кислот, у которых один атом кислорода заменен аминной группой — NH^{\wedge} .

Например,



Потеря аминной группы NHg — дезаминирование и приводит к переходу аминокислот в жирные кислоты.

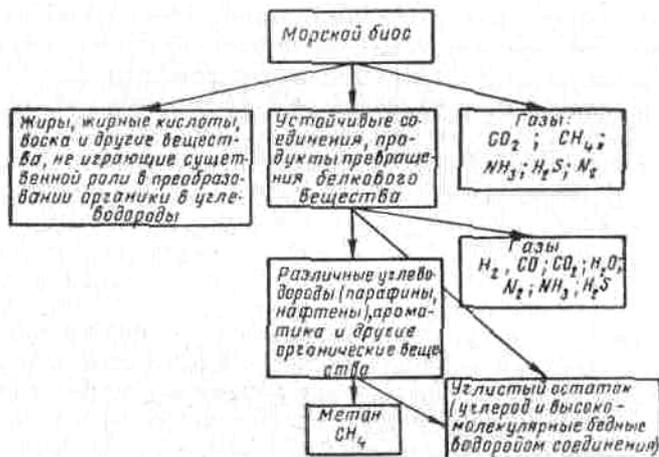


Рис. 144. Схема образования углеводородов из белков.

Некоторые ученые рассматривают белки в качестве исходного органического материала для образования нефти. Исследования А. Д. Архангельского показали, что содержание азотистых соединений, протеинов и лигнинно-гумусового вещества в современных и ископаемых морских осадках значительно.

Белковые вещества в природных условиях легко разлагаются, происходит реакция гидролиза. При гидролизе выделяются различные аминокислоты. Часть аминокислот растворяется в воде и вымывается из осадка. Высшие аминокислоты, плохо растворимые в воде, вступая в реакцию с дубильными веществами и лигнином, дают начало соединениям гумусового характера (рис. 141).

Углеводы. Обнаружение в нефтях парафинов и других производных хлорофилла дает основание предполагать участие растительного материала в образовании нефти. Преобладающей группой

химических соединений в растениях являются углеводы. Из них главная роль принадлежит целлюлозе, химическая формула которой $(C_6H_{10}O_5)_n$. Еще опытами Е. Берля установлена возможность превращения углеводов в нефтеподобные продукты при восстановлении их водородом. Химическая сторона превращения углеводов в углеводороды в лабораторных условиях была разработана Н. А. Орловым.

Лигнин — химически сложное аморфное вещество. Состав его до последнего времени полностью не выяснен. Это вещество коллоидального характера, не растворимое в воде и органических жидкостях и не поддающееся гидролизу.

Роль лигнина в образовании гуминокислот согласно новейшим представлениям невелика. По современным воззрениям лигнин образуется из окислительных ферментов и особенно энергично в период отмирания плазмы клеток.

Некоторые исследователи (И. Д. Газеман, А. Ф. Добрянский) в качестве исходного материала для нефтеобразования рассматривают гуминокислоты. По А. Ф. Добрянскому содержание гуминокислот в общем балансе органического вещества озерных сапропелей достигает 30—67%, в то время как относительное содержание битуминозных веществ не превышает 9 %.

По мнению геохимиков, гуминокислоты, переведенные в растворимое состояние, легко вступают во взаимодействие с различными веществами, представляющими продукты превращения клетчатки, пектиновых веществ и жиров (сахара, альдегиды, аминокислоты, глицерин). Эти продукты синтеза обладают свойствами битумов — растворяются в органических растворителях (Н. Титов, 1953). Гидрирование первичных продуктов и преобразование их в нефть могло происходить при участии водорода в момент выделения, образующегося при сбраживании углеводов.

Таким образом, в настоящее время можно считать доказанной возможность образования углеводородов из любой указанной группы веществ: липоидов, белков и углеводов. Без сомнения, в богатой лаборатории природы могут создаваться благоприятные условия для преобразования любой из этих групп в углеводороды.

Направленность изменения исходного органического вещества в значительной степени зависит от условий его накопления и захоронения в осадке.

Жизнь зародилась на земле в отдаленную геологическую эпоху, в архейскую эру. Уже в кембрии жизненные формы водной оболочки земного шара были довольно разнообразны. Водоемы были населены не только различного типа водорослями и простейшими животными типа трилобитов, остатки которых в виде окаменелостей дошли до нас, но и многочисленными микро- и макроорганизмами, не оставившими в геологической летописи своих следов. В начале палеозоя жизнь быстро завоевывает и сушу. В современную нам эпоху жизнь

покрывает сплошной биогенной оболочкой весь земной шар, наиболее богата она в водоемах.

В табл. 54 в качестве примера приведен баланс органического вещества в Черном море.

Таблица 54

**Баланс органического вещества Черного моря (по данным
О. А. Радченко и Н. Б. Вассоевича)**

организмы	Биомасса, млн. <i>m</i>	Годовая <i>i</i> продукция	
		сотни млн. <i>m</i>	%
Общий планктон	15,0	27,45	-
Фитопланктон без бавтерпий	13,5 1,5	27,00 0,45	13
Бентос	40 0	0 80	-
макрофиты	20 0	0 40	0 19
Зообентос	20 0	0 40	0 19
Бактерии в водной толще	30 0	120—180	
Пурпурные серобактерии	20 0	60—80	28 80
Бактерии грунта	10 0	60—80	28 80
Рыбы	10,0 1,0	60—80 0,0017	28,80

Как в наше время, так и в любой другой геологический период можно наблюдать необычайное разнообразие условий отложения органического вещества, начиная от консервирующего действия районов вечной мерзлоты до окисляющего влияния атмосферы, уничтожающей полностью органические остатки.

Условия для дальнейшего преобразования органических остатков не везде были одинаковые. На дневной поверхности пустынных континентов под окисляющим действием атмосферы органические остатки, за исключением их минеральной части, «сгорают» почти целиком. Органическое вещество переходит в различные газообразные продукты, рассеивающиеся в атмосфере. Трудны условия сохранения и накопления органического вещества на возвышенных частях континентов. Помимо разрушающего действия атмосферы, органическое вещество разрушается и окисляется проточными водами, которые сносят органические остатки с повышенных в пониженные части суши. Здесь при обилии воды в болотах, пресноводных и соленых озерах, лагунах, заливах и морях наиболее пышно развивается флора. Пышное развитие флоры в свою очередь вызывает обильное развитие фауны.

Отложение органического вещества не ограничивается зоной лагун и заливов. Оно происходит и в обширных континентальных морях (эпиконтинентальных) и в геосинклинальных бассейнах. Накопление органического вещества в эпиконтинентальных и геосинкли-

нальных бассейнах могло происходить как за счет пассивно плавающих организмов (планктона), так и организмов, обитающих на дне (бентоса). Немалую роль играют микроорганизмы, населяющие осадок на дне бассейна. Достаточно указать на то, что только один фитопланктон (растительный планктон) верхнего 100-.% слоя мирового океана, по данным С. А. Зернова, дает ежегодно 60 млрд. *t* органического углерода. В глубоких частях бассейнов вдали от береговой линии количество органического вещества, попадающего в осадок, значительно сокращается. Можно говорить о некоторой оптимальной зоне накопления органического вещества в осадках в пределах шельфа, т. е. в пределах той постепенно погружающейся под уровень моря части континентов, в-которой происходит накопление основной массы осадочных пород.

Наконец, водные потоки несут в моря и другие водоемы огромное количество органического вещества. Подсчитано, что Волга ежегодно вносит в Каспийское море 5,5 млн. *t* растворенного органического вещества. Общее же количество органического вещества в Каспии достигает, по данным Н. М. Страхова, 134 млн. *t* сухого вещества в год.

Из приведенных цифр видно, что органическое вещество в водоеме в подавляющей массе накапливалось за счет организмов самого моря.

В различных местах, в разное время и в разнообразных условиях происходило накопление различных по своему характеру органических веществ.

Не следует забывать, что на дне различных водоемов не просто накапливалась органическая масса, а шел процесс осадконакопления. Накапливался осадок лишь в той или иной мере обогащенный органическим веществом, и только в особо благоприятных условиях (болота, лагуны, заливы и т. д.) образовывались иногда значительные массы органического вещества, по количеству преобладающие над остальной частью осадка.

Интересные выводы о распределении рассеянного органического материала в современных осадках на громадных пространствах внутренних морских бассейнов и океанов сделаны О. К. Бордовским (1966). В бассейнах котловинного типа, где материковая отмель узка, основная масса рассеянного органического вещества аккумулируется у основания склона; в сравнительно небольших бассейнах перемещение органического вещества из мелководных районов приводит к резкому обогащению центральных областей впадин; повышенные концентрации в океанических бассейнах явно тяготеют к районам, изобилующим планктоном (так, в северной половине Индийского океана повышенные концентрации отмечаются в отложениях глубоководной Яванской впадины, вблизи острова Цейлон, западного побережья Австралии и др.). Следовательно, высокой концентрацией органического материала характеризуются осадки впадин и районы по тем или иным причинам чрезмерно богатые планктонными организмами.

В зависимости от разных геологических условий можно выделить три основных пути преобразования обогащенного органическим веществом осадка: 1) свободный доступ кислорода — тление; 2) ограниченный доступ кислорода — гумификация; 3) отсутствие доступа кислорода — гниение: а) газообразные продукты могут свободно удаляться; б) удаление газообразных продуктов и их рассеивание затруднено.

Рассмотрим каждый из перечисленных выше путей преобразования (рис. 142).

1. Свободный доступ кислорода. Свободный доступ кислорода к осадку, обогащенному органическим веществом, происходит в случае накопления органических остатков на суше и в водоемах при свободной циркуляции обогащенных кислородом поверхностных вод и выводе осадка на поверхность. В случае отложения грубозернистого материала и циркуляции воды последняя не только приносит кислород, но и легко вымывает из осадка органические вещества. Результатом при всех этих явлениях будет удаление из осадка органического вещества путем окисления его и превращения в газообразные продукты или путем механического выноса.

2. Ограниченный доступ кислорода. Все ранее перечисленные условия отсутствуют. В осадок поступает лишь незначительное количество кислорода. Это может происходить при накоплении осадка в болотах или мелководных озерах и лагунах при отсутствии активной циркуляции воды. Бассейн в общем характеризуется застойными условиями, но некоторое количество кислорода поступает отчасти с приносимыми минеральными частицами, отчасти благодаря медленному проникновению кислорода в осадок через маломощный слой воды и проницаемую покрывку. Имеющегося в осадке и поступающего извне кислорода не хватает для полного окисления органического вещества и превращения его в газообразные продукты. В органическом веществе окисляются лишь наиболее неустойчивые, легко разлагающиеся продукты. Происходит брожение органического вещества под действием различных микроорганизмов. Образующиеся газы, в том числе и метан (CH_4), свободно удаляются.

3. Отсутствие доступа кислорода. Накопление осадка, содержащего органическое вещество, происходит в относительно более глубоководных условиях. Доступа кислорода нет. Процессы окисления идут только за счет кислорода, содержащегося в самом органическом веществе. Среда восстановительная. Идет энергичное брожение вещества под влиянием бактерий. Осадок пелитовый, тонкообломочный или карбонатный. По геологическим условиям и дальнейшему ходу процессов можно выделить два случая:

1) образовавшееся в осадке коллоидальное вещество медленно коагулирует и стареет. Накопление осадка происходит сравнительно медленно. Дно бассейна или незначительно прогибается, или то прогибается, то поднимается. Сверху над осадком, обогащенным

органическим веществом в процессе его диагенеза (преобразования в породу), отлагаются относительно проницаемые породы. Часть органического вещества, превращаясь в жидкие и газообразные продукты, легко удаляется и рассеивается;

2) в бассейне преобладает тенденция опускания, вызывающая быстрое захоронение осадков, обогащенных органическим веществом. Происходит накопление мощных толщ в основном песчано-глинистого или карбонатного характера. Энергично протекают микробиологические процессы, особенно на первой стадии преобразования осадка. Среда резко восстановительная. Возникающие в процессе преобразования органического вещества подвижные соединения перемещаются в боковом направлении и в вышележающие слои. Вследствие погружения осадок попадает в область более высоких температур.

Как видно из изложенного, накопление органического вещества в осадке тесно связано с геологическими условиями образования последнего. Поэтому накопление органического вещества следует рассматривать в общей схеме осадочной дифференциации и интеграции пород.

Н. М. Страхов, изучая осадки современных морей, пришел к выводу, что «органическое вещество накапливается в осадках в концентрациях, обратно пропорциональных средним диаметрам частиц или прямо пропорциональных количествам имеющейся в осадке пелитовой фракции». Интересно отметить сохранение той же закономерности для осадков древних морей. Не менее 85% всей массы органического вещества, заключенного в земной коре, содержится в рассеянном состоянии в пелитовых (глинистых) породах.

Остановимся несколько подробнее на осадке как на физико-химической среде для химических и биохимических процессов. Эта среда возникает на дне бассейна и существенно отличается от водной массы, расположенной выше. Н. М. Страхов дает ей следующую общую характеристику: «Отсутствие свободного кислорода и восстановительный характер среды, выраженные тем сильнее, чем с более тонкозернистым осадком мы имеем дело; колоссальное изобилие бактерий в верхних слоях осадка и соответственно интенсивная их жизнедеятельность; резкая, а порой исключительно сильная обогащенность грунтового раствора малыми компонентами P, N, SiO₂, Fe и другими, несомненное насыщение ими во многих случаях раствора; пестрота и большие изменения физико-химических показателей даже внутри однородных осадков, а вместе с тем и ярко выраженная зональность этих показателей по мере перехода от прибрежных песчаных отложений к более тонкозернистым пелагическим — вот основные признаки осадков как физико-химической среды для течения химико-биологических процессов».

Наиболее характерными показателями физико-химических особенностей среды осадконакопления являются концентрации водородных **ионов pH** и окислительно-восстановительный потенциал Eh.

В водной среде происходит частичная диссоциация как самой воды, так и всех солей, кислот и оснований, находящихся в растворе. В нейтральной среде концентрация гидроксильных (ОН) и водородных (Н) ионов одинаковая, равная $1 \cdot 10^{-7}$ м/л. Повышение содержания ионов водорода в растворе приводит к появлению кислой среды, понижение — к появлению щелочной. В качестве показателя щелочности или кислотности среды берется десятичный логарифм (с положительным знаком) концентрации ионов водорода в 1 л, обозначаемый рН.

Величина рН оказывает существенное влияние на растворимость и осаждение различных солей. Особенно сильно это сказывается на растворимости карбонатов. Последнее обстоятельство отзывается на условиях существования организмов с карбонатным скелетом или покровом. С понижением рН растворимость карбонатов повышается и условия существования для упомянутых организмов ухудшаются. На участках морского дна, значительно удаленных от берега, в условиях накопления карбонатных отложений почти единственным источником органического материала являются остатки планктонных организмов. Значительная часть органического вещества, захороняемого в карбонатных илах, будет представлена жировыми веществами. Это в известной степени определяет и направленность процессов превращения компонентов состава. Имеются сведения, что распад белковых веществ замедляется в присутствии жиров, которые тормозят действие энзимов, разрушающих белки.

Наличие карбонатов кальция или магния в илах обуславливает повышенное значение рН среды, что также сказывается на направленности, процессах превращения органических компонентов. Карбонаты кальция или магния обеспечивают, кроме того, нейтрализацию кислых (вредных) продуктов бактериальной жизнедеятельности, что способствует дальнейшему протеканию биохимических процессов.

Вопрос о геохимической обстановке образования карбонатных пород весьма обстоятельно рассмотрен в монографии «Карбонатные породы», вышедшей в 1967 г. под ред. Т. В. Чилингера, Х. Дж. Бис-села и Р. В. Фаирбриджа. —

Дж. Хант рассматривает карбонатные породы как возможно нефтематеринские.

В глинистом осадке (верхняя часть склона и нижняя часть шельфа) отмершие остатки планктона в водной массе при падении на дно подвергаются тем же изменениям, что и в карбонатной фации, но путь, который они проходят до дна, короче, а распад их может оказаться менее полным. В глинистые осадки вместе с жирами могут попасть остатки белкового и углеводного характера. В этой зоне в илах может оказаться несколько большим и количество отмерших бактериальных клеток, так как бактериальная флора пышно развивается на тонковзмученных глинистых частицах. В этой же

зоне вместе с глинистыми частицами будут осажаться и гумино-кислоты, приносимые с суши водными потоками; их величина в общем балансе органического вещества может быть значительной (от 20 до 70%). В этой зоне может оседать и приносимый с суши мелкий растительный детрит, содержащий воска, кутин и смолы. Таким образом, органические клетки, отлагаемые в глинистых илах, могут оказаться значительно более разнообразными по сравнению с карбонатными илами. Превращение органического вещества в этих условиях (по крайней мере внутри осадка) будет протекать в восстановительных условиях. Передвижение воды, способной принести кислород, внутри глинистых илов крайне затруднено. Поэтому бактериальное окисление может протекать лишь за счет кислорода железа, а при большем содержании органического вещества и за счет кислорода сульфатов. В глинистых илах будут накапливаться кислые (вредные) продукты жизнедеятельности микробов, и затухание последней будет происходить гораздо раньше, чем в карбонатной фации. По К. Ф. Родионовой это является одной из причин накопления органического вещества в глинистой фации.

При переходе к алевроитовым и песчаным отложениям среди органических остатков в илах возрастает роль детрита высших растений, приносимого с суши, и детрита макрофитов, произрастающих в водоеме. Обычно здесь пышно развивается бентос.

Обстановка в период седиментации и раннего диагенеза для каждого типа осадков (песчаные, глинистые, карбонатные) определяет количество захороненного в них органического вещества.

Возникновение в осадке тех или иных минералов обусловлено характером выпадающих в осадок солей, последнее связано с величиной рН раствора. По минералам, возникшим в момент накопления осадка, так называемым сингенетичным минералам, можно судить о концентрации водородных ионов в осадке, исходном для данной породы.

Сущность окисления сводится к потере ионами электронов. При восстановлении происходит обратный процесс — приобретение ионами электронов. Поскольку электрон является носителем отрицательного заряда, окисленные вещества, имеющие меньше электронов, обладают более высоким электрическим потенциалом, чем восстановленные. Этот потенциал называется окислительно-восстановительным, или редокс-потенциалом, и обозначается знаком E_h . Чем ниже значение E_h , тем выше у данного соединения способность восстанавливать другие вещества и тем более оно само восстановлено. Таким образом, физико-химические условия накопления осадка могут быть охарактеризованы величинами рН и E_h .

Осадки, характеризуемые определенным комплексом физико-химических особенностей среды накопления, называются геохимическими фациями. Учение о геохимических фациях разработано у нас в стране в трудах Л. В. Пустовалова, Н. М. Страхова, Г. И. Бушин-

ского, Г. И. Теодоровича, Л. А. Гуляевой, К. Ф. Родионовой и других исследователей.

Восстановление органического вещества в осадке до почти бескислородных углистых или битуминозных веществ может происходить лишь в определенных геохимических фациях. Такие фации должны характеризоваться, с одной стороны, отрицательными значениями окислительно-восстановительного потенциала E_h , т. е. восстановительными условиями, а с другой, — значениями $pH > 7$, т. е. **должны** носить нейтральный или щелочной характер.

Условия образования осадочных минералов и пород в зависимости от pH и E_h осадка подробно исследованы Г. И. Теодоровичем. На основании изучения субаквальных (подводных) отложений Г. И. Теодорович выделяет ряд фаций, наиболее благоприятных, по его мнению, для процессов битумообразования.

К ним относятся по Г. И. Теодоровичу следующие геохимические фации: 1) явно восстановительная или сероводородная (сульфидная);

2) восстановительная (с окислительно-восстановительным разделом чуть выше поверхности осадка); 3) слабовосстановительная (сидеритовая и вивианитовая) с окислительно-восстановительным разделом, совпадающим с поверхностью осадка и 4) нейтральная фация с окислительно-восстановительным разделом проходящим немного **ниже** поверхности осадка.

Изучение процессов битумообразования в современных и четвертичных осадках привело В. В. Вебера к выводу, что благоприятные фациальные обстановки распространяются на известную часть субаквальных континентальных фаций, они охватывают весь комплекс лагунных фаций (от опресненных до переходных к эвапоритовым); к ним могут относиться фации не только застойных бассейнов, но и нормальные мелководно-морские фации как терригенного, так и карбонатного состава. Иначе говоря, возможности накопления и превращения углеводов в нефтяном направлении могут быть созданы по В. В. Веберу в различных фациальных обстановках, объединяемых лишь одним общим и обязательным признаком: исходный органический материал должен попадать в осадок неокисленным (или практически неокисленным), и дальнейшее преобразование этого органического материала должно происходить в условиях длительного субаквального погружения осадка и неизменно сохраняющейся восстановительной среды.

Говоря о восстановительной среде осадка, следует подчеркнуть, что создание и сохранение восстановительной среды в нем зависят прежде всего от наличия органического вещества. В процессе своего разложения органическое вещество, взаимодействуя с осадком, создает в нем восстановительную обстановку. Выделяющаяся в процессе разложения органического вещества энергия в незначительной части трансформируется в тепловую энергию, большей же частью она расходуется на химические и биохимические процессы.

Влияние фациальных условий на состав органического вещества и превращение его в битум могут быть прослежены и по древним осадкам. В этом отношении большая работа была проделана Ш. Ф. Мехтневым и Д. В. Жабревым по неогеновым отложениям Азербайджана, Н. Б. Вассоевичем и В. А. Успенским по северо-восточному Предкавказью, К. Ф. Родионовой по Ставрополью и Волго-Уральской области.

Наиболее благоприятными для накопления органического вещества и дальнейшего его преобразования в направлении битуминизации и образования углеводородов оказываются субаквальные фации без четко выраженной связи с их литологическим выражением. Поэтому наиболее активные преобразования органического вещества и новообразования битуминозных веществ происходят в гетерогенных глинисто-алевритово-песчаных осадках или в фациях с тонким и частым переслаиванием осадков; благоприятными оказываются карбонатные осадки. Геохимически безусловно благоприятны фации от резко восстановительных до сидеритовой. Разногласия касаются только сидеритовой и шамозитовой геохимических фаций, которые многими исследователями рассматриваются как неблагоприятные для процессов нефтеобразования.

Влияние фаций сказывается не только на условиях накопления и превращения исходного органического вещества, но в известной мере и на продуктах его превращения. При сопоставлении нефтей, полученных из толщ, имеющих различную фациальную характеристику, удается подметить некоторые различия. По одновозрастным отложениям наблюдается приуроченность более легких и более метанизированных нефтей к породам, имеющим более восстановленный облик и в значительной степени глинизированным. Еще отчетливее наблюдаются изменения при сопоставлении нефтей из континентальных (субаквальных) и морских отложений; эти отличия отмечаются даже по изотопному составу углерода нефтей.

Ранее уже приводились данные С. Сильвермана и С. Эпштейна по сопоставлению битума и нефтей из континентальных и морских отложений. Значение δC^{13} у морских растений и животных (беспозвоночных) составляет $13^\circ/до$, у нефтей из морских осадков миоцена — плиоцена Калифорнии оно равно $23^\circ/ао$. Наземные растения и уголь характеризуются величиной δC^{13} $25^\circ/о()$, у нефтей из эоценовых континентальных (озерных) сланцев грин-риверс в штате Юта (США) эта величина составляет примерно $32^\circ/оо$. Таким образом, пресноводные организмы содержат углерод на $10—12^\circ/од$ более легкий, чем морские, а углерод нефтей из этих отложений также на $10^\circ/ов$ легче, чем углерод нефтей из морских отложений.

На рис. 143 приведено сопоставление нефтей месторождения Уод-Крик США с битумами из вмещающих сланцев фронтьер по Дж.; Ханту, достаточно красноречиво подтверждающее сделанные выше выводы. К. Ф. Родионова, Ю. И. Корчагина, В. В. Ильинская

(1963) детально изучили нефти и битумы из отложений карбона и девона Волго-Уральского региона. Они пришли к выводу, что сходство в строении нафтеново-моноароматической и нафтеново-бициклоароматической фракций из масел сырых нефтей и сингенетично битуминозных веществ указывает на генетическую связь углеводородов

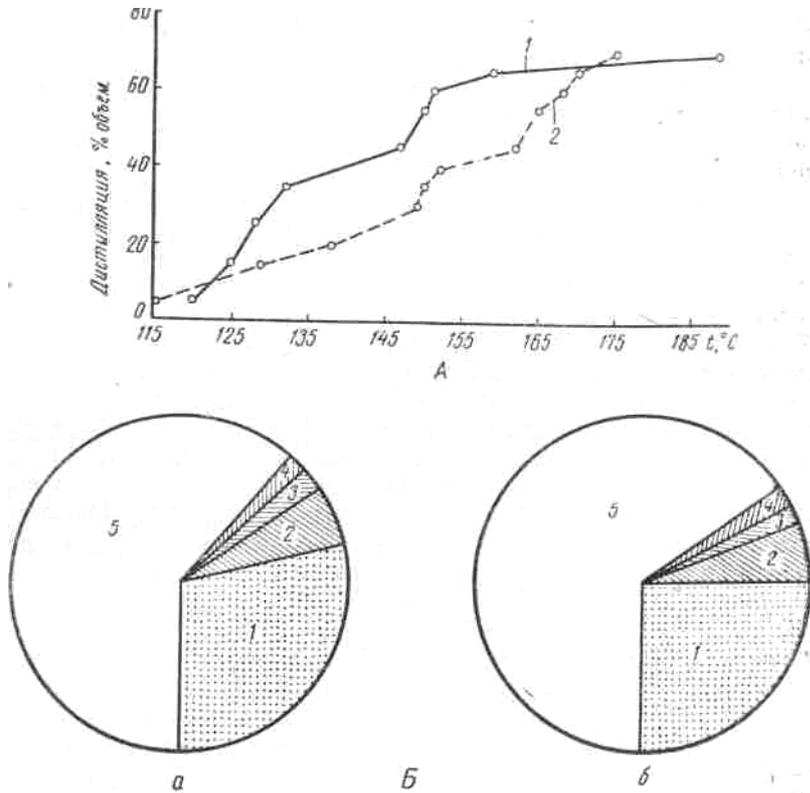


Рис. 143. Сравнение экстракта из сланцев фронтьер с нефтью из песков уолт-крик (по Дж. Ханту). Разгонка осуществляется при глубине вскрытия вакуума Ю¹⁰³ мм рт. ст.

A — кривые разгонки экстракта из сланцев фронтьер и нефти из песков уолт-крик. **B** — распределение углеводородов во фракции > 400° F; а — экстракт из сланцев фронтьер — сырая нефть из песков уолт-крик; 1 — моноциклические ароматические углеводороды; 2 — бициклические; 3 — трициклические; 4 — полициклические; 5 — парафины и нафтены.

нефти и органического вещества, рассеянного в породах. Кроме того, сходство в строении углеводородов рассмотренных фракций масел сингенетично битуминозных веществ пород девона и карбона указывает на то, что нефтеобразовательные процессы в этих породах протекали самостоятельно. Е. П. Шишенина подчеркивает сходство и углеводородных фракций нефтей и битумов. 26*

Таким образом, рассеянные в осадочных породах углеводороды и родственные им некоторые неуглеводородные компоненты органического вещества обнаруживают столь много общих черт с соответствующими фракциями нефтей, что в целом могут называться дисперсной нефтью (по И. М. Губкину) или микронфтью (по Н. Б. Вассо-евичу).

Несмотря на отмеченное сходство, нельзя говорить о полном тождестве отдельных фракций битумов и нефтей. По данным Э. Д. Гим-пелевич, битумы глинистых пород содержат в 2—3 раза меньше масляных фракций, чем нефти, экстрагированные из песчаников. В масляной фракции битумов относительно понижено содержание предельных углеводородов. В усредненной молекуле нафтеново-ме-тановых углеводородов число циклопарафиновых колец и содержание углерода в этих кольцах значительно выше, чем в молекуле той же группы углеводородов, выделенных из нефтей. Отличия в цикличности углеводородов подтверждаются значениями показателей преломления и других констант.

Аналогичная направленность изменений наблюдается и в составе ароматических углеводородов. В битумах глин в отличие от нефтей повышено общее содержание ароматических углеводородов. Характерно присутствие полициклических ароматических соединений. В частности, А. А. Ильиной в третичных отложениях Предкавказья и Сахалина установлено наличие пятиядерного ароматического углеводорода перилена ($C_{20}H^{14}$). В нефтях из тех же отложений перилена либо отсутствует, либо удается наблюдать лишь его следы. Отличия в характере ароматических фракций битумов и нефтей подтверждаются (Е. А. Глебовская, Е. Б. Проскуракова) методом инфракрасной спектроскопии.

К аналогичным выводам пришел Дж. Хант, изучая нефти и битумы бассейнов Паудер-Ривер и Вайоминг в США. Он отмечает очень большое сходство изучаемых объектов, но мигрировавшая нефть содержит несколько больше парафиновых и нафтеновых углеводородов.

Наиболее убедительными доказательствами органического происхождения нефти и газа являются закономерности их распространения в земной коре.

§ 5. ФАКТОРЫ ПРЕВРАЩЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В НЕФТЬ

В качестве факторов, обеспечивающих превращение органического вещества в нефть, исследователи называют температуру, давление, катализаторы, микробиологическую деятельность, зараженность бассейна сероводородом, радиоактивность, электромагнитные колебания, тангенциальные давления, окисление. Многочисленность предполагаемых факторов объясняется отсутствием достаточно отчетливого представления о процессах нефтеобразования. Обычно тот

или иной фактор исследователи выдвигали в качестве решающего при нефтеобразовании на основании лабораторных экспериментов. При этом данному фактору приписывали исключительную роль, отрицали влияние других факторов и недоучитывали реальную природную обстановку. Иногда влияние того или иного фактора утверждали без каких-либо обоснований.

Нефть представляет собой глубоко восстановленный продукт превращения органического вещества. Поэтому почти все исследователи предусматривают наличие восстановительной среды для течения процесса нефтеобразования. И. Потапов, однако, считает возможным образование нефти за счет окисления метана. Образование нефтей в результате окислительных процессов признает также и В. А. Успенский. Если образование метана связывать с глубокими недрами земли, то «окислительная» гипотеза должна быть отнесена к разряду неорганических, и по отношению к ней применимо большинство возражений, изложенных выше. Если метан осадочного, т. е. органического, происхождения и образование нефтей идет за счет процессов окисления, то во времени нефти должны становиться все менее и менее метановыми. По этой схеме более древние нефти должны быть наименее метанизированы. В действительности, как уже отмечалось, наблюдается как раз обратное явление. В термодинамических условиях земной коры окисление метана считается невозможным. Наконец, в противоречии с этой гипотезой находятся и изотопные соотношения углерода в нефтях и газах.

Как отмечают С. Сильверман и С. Эпштейн, изотопный состав углерода в нефтях и их фракциях изменяется в очень узких пределах, в то время как природные газы, связанные с ними, значительно обогащены изотопом C^{12} . Если колебания изотопного состава групп углеводородов в нефти составляют 1°/до; ^{10}B попутных газах они достигают 18°/до и более. На основании этого упомянутые авторы делают вывод о невозможности образования всей газовой фазы за счет превращения тяжелых углеводородов нефтей. Еще менее вероятным оказывается предположение об образовании нефтей из газовой фазы.

Еще Н. И. Андрусов, а затем А. Д. Архангельский и Н. М. Страхов обратили внимание на наличие сероводородного заражения в современных бассейнах (Черное море), в которых происходит накопление органического вещества в осадках в ясно выраженной восстановительной среде. Сероводороду довольно долго приписывали существенную роль в процессе преобразования органического вещества в нефть. Впоследствии более детальные исследования Н. М. Страхова показали, что это представление является одним из «увлекательных заблуждений». Сероводород следует рассматривать как индикатор среды, благоприятной для процессов нефтеобразования, как индикатор одной из геохимических фаций, в которой могли идти процессы превращения органического вещества в нефть.

Особенно часто **как** основной фактор процесса нефтеобразования выдвигается температура. Это вполне естественно, так как в лабораторной обстановке нефтепродукты наиболее легко получают воздействием высоких температур на различные органические вещества. М. В. Ломоносов, Г. Потонье, Д. Уайт и их последователи рассматривали высокотемпературную деструкцию органического вещества как единственный фактор нефтеобразования. Если бы породы, с которыми связаны процессы нефтеобразования, подвергались температурному воздействию в 300—500° С, то они несли бы на себе явные следы температурного метаморфизма. Все известные и изученные нефтеносные толщи, судя по их характеру и минералогическому составу, никогда не испытывали влияния такой высокой температуры.

Химический состав нефти также свидетельствует об определенных температурных пределах ее образования. Исследования температурных интервалов образования нефтей привели С. Н. Обрядчикова к выводу, что некоторые углеводороды, содержащиеся в нефтях, не могли возникнуть при температуре выше 300° С. Разобранные ранее соотношения между постоянными компонентами нефтей указывают на невозможность образования последних при высоких температурах. К такому выводу приходят по существу все химики, занимающиеся детальным исследованием химического состава нефтей (С. Н. Обрядчиков, А. Фрост, А. Ф. Добрянский, А. И. Богомолов и многие другие).

А. Фрост, опираясь на геохимические идеи Н. Д. Зелинского, экспериментальным путем показал возможность образования углеводородов из различных органических веществ при умеренно низких температурах (90—150° С).

В качестве катализаторов в своих последних работах **А. Фрост** использовал сухие природные глины. Американский исследователь Брукс, продолжая работы А. Фроста с природными катализаторами, принял за нижний температурный предел образования нефтей температуру 65° С. Последние исследования в этом направлении А. И. Богомолова указывают на возможность таких превращений при катализе **над** глинами, не подвергшимися просушке.

Как показали исследования М. А. Мессиневой, каталитическая активность ферментов (продуктов жизнедеятельности бактерий) во много раз выше, чем глини. Высокая каталитическая активность ферментов определяется специфичностью их действия. Ферментативные процессы сопряжены с перераспределением химической энергии и не требуют или почти не требуют внешних источников энергии. Ферменты могут действовать при низких температурах. В отличие от бактерий каталитическая деятельность ферментов не ограничивается источниками питания, температурой, давлением, влажностью и т. д.

Участие бактерий в разложении органического вещества в осадке установлено исследованиями Н. Д. Зелинского, Е. М. Брусиловского,

А. С. Вериги и др. Н. И. Андрусов, Г. П. Михайловский, Н. Г. Ушинский, Г. А. Надсон, В. О. Таусон, Б. Л. Исаченко и многие другие отводили бактериям большую роль в образовании нефти. Особенно много в этом направлении было сделано Т. Л. Гинзбург-Карагичевой в СССР, Э. Бастеном и К. Зобеллом за рубежом. Т. Л. Гинзбург-Карагичева экспериментальным путем установила образование нефте-подобных продуктов из жирных кислот под воздействием бактерий. К аналогичным выводам пришел К. Зобелл. Он подчеркивал способность бактерий синтезировать некоторые простейшие углеводороды. При погружении осадка вследствие потери им влаги, а в дальнейшем повышении температуры и влияния других ограничивающих факторов, деятельность бактерий замирает или во всяком случае не может быть решающей в превращении органического вещества в нефть.

После открытия радиоактивных явлений **весьма** распространенными стали попытки применения их для объяснения самых различных процессов в природе, начиная от образования земли до превращения органического вещества в нефть. Впервые идея о влиянии радиоактивности на процесс образования нефти была высказана В. А. Соколовым в 1925 г. В качестве исходных продуктов для образования нефтяных углеводородов В. А. Соколов рассматривает органические вещества, которые преобразуются под действием радиоактивных излучений. Он приводит расчет, показывающий возможность образования за 1 млн. лет 180 тыс. *t* нефти из 1 км³ породы плотностью 2,0 г/см³, содержащей 1% органического вещества и обладающей суммарной радиоактивностью, равной по урану 0,001%. Произведя подсчет для месторождений Апшеронского полуострова, В. А. Соколов констатирует, что радиоактивным путем в продуктивной толще могло образоваться значительно менее 1% содержащейся в этих слоях нефти, ¹

В США И. Бергер и В. Уайтхэд отводят радиоактивным процессам очень большую роль в образовании нефти. Однако они несколько переоценивают значение радиоактивности. В самом деле, судя по их экспериментам, в заметных количествах образуется лишь метан, да и то только при разложении уксусной кислоты. В основном образуются такие газы, как Н₂, СО₂ и СО. Запасы этих газов, особенно инертного водорода, были бы в земной коре колоссальными, если бы образование известных скоплений нефти и горючих газов шло таким путем. Следовательно, если радиоактивность и оказывает влияние на процесс образования нефти, **то она во всяком случае не является** решающей.

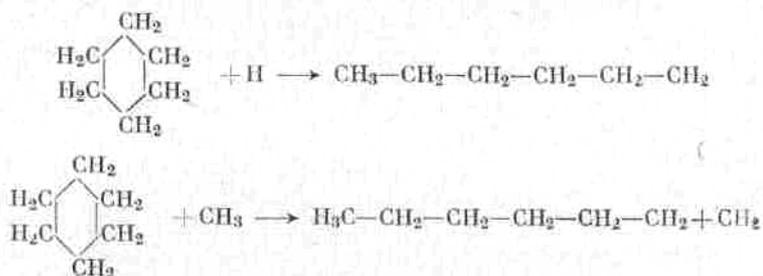
Некоторые ученые, например В. П. Батурин, решающее значение в процессе нефтеобразования придают давлению. В. А. Сенюков и Н. И. Талдыкина (1967) экспериментальным путем доказали различие в процессах преобразования органического вещества, протекающих при низких и высоких (до 200 ат) давлениях.

Для описания процессов, происходящих в нефти, до сих пор практически не привлекались вопросы кинетики и представления о цепных процессах. Между тем известно, что почти все превращения углеводородов (крекинг, окисление, полимеризация и т. п.), в особенности при низких температурах, являются цепными реакциями. С. П. Максимов, Н. А. Еременко, А. А. Жуховицкий и др. (1959) предложили в качестве одной из возможных схем следующую цепь реакций, согласующуюся с термодинамическими концепциями и отвечающую в основном экспериментальному материалу.

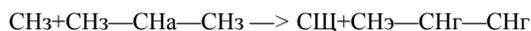
Первой стадией любого цепного процесса является зарождение цепи. Отщепление радикала (CH_3 или H) от органической молекулы (M) может произойти в результате воздействия радиоактивного излучения:



В настоящее время хорошо изучены возможные последующие реакции, вызываемые свободными радикалами. Прежде всего возможно раскрытие циклов нафтеновых углеводородов:



Возможно также образование метана по реакции



В результате всех трех рассмотренных процессов возникает радикал углеводорода. Свободные радикалы обнаружены в нефти, каменном угле и сланцах (Х. Жутовский, 1959; И. Дучесня и Дж. Дей икс, 1961; Е. Роберте, 1961 и др.).

Таким образом, большинство рассмотренных факторов может оказать то или иное влияние на процессы образования нефти. Основная ошибка авторов большинства схем преобразования органического вещества в нефть заключается в том, что они приписывают исключительную роль какому-либо фактору. При этом явления отрывают от естественной природной обстановки, где все эти факторы действуют, взаимно переплетаясь. Каждому фактору в таких случаях приписывается активное энергетическое воздействие на исходное органическое вещество. В то же время до последних лет энергетическая сторона проблемы никогда серьезно не рассматривалась. А ведь

представляется естественным, что органическое вещество само по себе обладает достаточно высоким запасом энергии для последующих преобразований. Процесс преобразования веществ с потерей энергии является обычным для земной коры. В этом случае все указанные выше факторы может быть следует рассматривать не как главные действующие силы, а лишь как определенные показатели среды преобразования подобно тому, как это было выявлено по отношению к сероводороду, или как факторы, лишь возбуждающие и стимулирующие течение того или иного процесса.

Первая серьезная попытка разрешения вопроса в этом направлении была предпринята А. Ф. Добрянским и П. Ф. Андреевым. Краткое изложение основных положений, выдвинутых А. Ф. Добрянским и П. Ф. Андреевым, приводится ниже. Термодинамика изучает энергию и ее превращения. Опираясь на понятия энтропии и свободной энергии, термодинамика может предсказать направленность процессов движения материи и энергии. При этом знание начального и конечного состояний вещества достаточно для суждений о возможностях происхождения того или иного процесса в заданных условиях. С энергетической точки зрения ассимиляция углекислоты организмами представляет собой процесс трансформации солнечной энергии. В живом организме идет накопление запаса свободной энергии высокого потенциала за счет поглощения солнечной радиации в результате построения сложных, способных ко множеству превращений энергетически насыщенных соединений: углеводов, белков и липоидов.

После смерти организма начинается самопроизвольный распад сложных соединений, термодинамически не устойчивых в условиях окружающей среды. Конечным результатом этого процесса в окислительной обстановке будут продукты полной минерализации: углекислота, вода, азот и другие соединения, обладающие наименьшими запасами свободной энергии. Запас энергии системы в целом уменьшается, энтропия увеличивается. В конечном счете вся запасенная солнечная энергия рассеивается. Общей тенденцией процессов превращения остатков организмов, захороненных в толще осадочных пород, является отделение от углерода гетерогенных элементов:

кислорода, азота, серы и водорода. Потеря свободной энергии системой идет таким образом, что все процессы, вызывающие наибольшее выделение энергии, протекают в начале, а менее — экзотермические — в конце.

На первых этапах превращения отделяются главным образом углекислота и вода как наиболее энергоемкие соединения. Вслед за этим отщепляются аммиак и сероводород. С исчезновением запасов легко отщепляемого кислорода и водорода в виде CO_2 , HgO , HgS , NH_3 наступает очередь удаления основной массы водорода в виде CH_4 . Прогрессирующая потеря водорода приводит к образованию в остатке углеродистых систем со структурой графита, обладающих нулевым

запасом свободной энергии. Таков путь превращений при образовании углей.

Захоронение в толще глинистых пород органических остатков в дисперсном состоянии создает возможность некоторого осложнения описанного процесса. Вследствие каталитических процессов на границе органическое вещество — минеральные зерна могут возникнуть явления распада исходной сложной молекулы с отщеплением более крупных обломков, чем молекулы газов. Относительно большая часть отщепившихся молекул получит возможность покинуть материнскую молекулу. Подвижные продукты, возникшие в результате процессов разрушения сложных молекул и потери энергии, могут в определенных случаях образовать скопления нефти.

Система сложных молекул захороненных остатков живых организмов имеет в себе достаточно высокий запас энергии для того, чтобы за счет внутренних ресурсов протекали все необходимые химические процессы, связанные с возникновением энергонасыщенных соединений — углеводородов. Однако реализация этой возможности, как отмечает П. Ф. Андреев и М. Ф. Двали, происходит лишь в определенных условиях — при наличии некоторых факторов. К числу последних обычно относят время, температуру, бактериальное действие, минеральные и органические катализаторы. Влияние этих внешних факторов в конечном счете сводится к мобилизации внутренних возможностей, к преобразованию захороненного органического вещества и превращению части его в углеводороды и другие компоненты нефти.

§ 6. ВРЕМЯ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТИ И ПЕРВИЧНАЯ МИГРАЦИЯ

Вопрос о времени образования нефти тесно связан с факторами, под действием которых происходят превращения органического вещества. Допущение преимущественного влияния на органическое вещество того или иного фактора неизбежно влечет за собой вывод о времени образования нефти. К сожалению, эта очевидная истина очень часто не учитывается. В самом деле, если допустить, что преобразование органического вещества в нефть происходит микробиологическим путем, то обязательным следствием будет вывод об образовании нефти на ранней стадии диагенеза осадка.

Справедливым будет и обратное заключение. Если допустить формирование залежей, например, в девонских отложениях в девонское время (как это делает К. А. Машкович), неизбежно придется признать и раннее образование нефти. Основную роль в процессе преобразования органического вещества в этом случае приходится отводить деятельности микроорганизмов. Если за основной фактор превращения органического вещества принять температуру, то неизбежен вывод о поздней стадии образования нефти после погружения осадков на значительные глубины.

Существуют две диаметрально противоположные точки зрения. Одни ученые считают, что нефть образовалась на самых ранних стадиях диагенеза осадка, другие признают позднее образование нефти при погружении осадков на значительные глубины, в стадию ката-генеза. Оба эти представления имеют существенные доводы «за» и «против».

В пользу раннего образования нефти могут быть приведены следующие соображения. В. В. Вебер и другие исследователи доказали образование углеводородов в современных осадках. При переходе от современных к четвертичным и верхнечетвертичным осадкам установлен как процесс битумообразования, так и рост количественного содержания углеводородов в масляной фракции битумов. Таким образом, образование углеводородов на ранней стадии диагенеза осадков можно считать доказанным.

Против изложенной схемы выдвигаются некоторые возражения. Как показали исследования, в современных осадках среди обнаруженных углеводородов преобладают углеводороды с нечетным числом атомов углерода. В нефтях наблюдается примерно равное количество углеводородов с четным и нечетным числом атомов углерода. На основании этого делается вывод об отсутствии какой-либо связи между обнаруженными в современных осадках углеводородами и процессами нефтеобразования. Вряд ли такое категорическое утверждение может быть принято безоговорочно. В экспериментах Смита углеводороды извлекались из осадка при повышенных температурах. Следовательно, углеводороды могли изменяться в процессе их извлечения. Происходит перегруппировка атомов углерода в углеводородах во времени при диагенезе осадка. Возможная схема такой перегруппировки атомов по Дж. Куперу и Е. Брею упоминалась выше.

Другими фактором, противоречащим схеме раннего образования нефти, является малая мощность и хорошая проницаемость перекрывающих осадков. Вследствие этого при уплотнении осадков вода и образовавшиеся углеводороды должны отжиматься вверх и рассеиваться в водном бассейне. Это положение безусловно верное, но в то же время, несмотря на процесс рассеивания, при переходе от современных осадков к более древним наблюдается увеличение как битуминозности, так и количества углеводородов в битумах. Таким образом, несмотря на рассеивание, накопление битумов и углеводородов в них остается неопровержимым. Если допустить раннее образование нефти в осадках, то в современных условиях должно было бы наблюдаться и формирование скоплений нефти и газа. К сожалению, такого явления пока наблюдать не удалось. Правда, имеется указание А. Кидуэлла и Дж. Ханта на концентрацию углеводородов в песчаных линзах современных осадков Восточной Венесуэлы.

Необходимо отметить, что не только в современных, но и в четвертичных отложениях не установлены залежи нефти и газа, которые были бы, несомненно, генетически связаны с этими отложениями.

В четвертичных отложениях залежи газа и нефти встречены в Туркмении, в Италии, Китае и Японии. В большинстве случаев вторичная природа этих скоплений газа и нефти не вызывает сомнения. Наконец, следует обратить внимание на факт, отмеченный А. В. Ульяновым. Нефтегазоносность тех или иных отложений большей частью связана с областью распространения их максимальных мощностей. Как правило, нефте-газоносные толщи имеют значительную мощность, превышающую 300 м.

Для накопления их требуется значительный отрезок геологического времени. Процессы раннего диагенеза заканчиваются на глубинах меньше 300 лг, и, следовательно, нефтеобразование должно быть связано с более поздними стадиями превращения осадков.

Ранее уже отмечалось неравномерное распространение рассеянного органического углерода в осадочной толще. На фоне этого неравномерного циклического распределения органического углерода по разрезу намечается общее уменьшение его с увеличением стратиграфического возраста толщ. Особенно это заметно при переходе от современных осадков к древним. Можно допустить превращение части органического вещества в нефть и природные газы.

Автор совместно с Э. Д. Гимпелевич рассмотрел изменение характера органического вещества по стратиграфическому разрезу от мзотиса до девона включительно (рис. 144). В

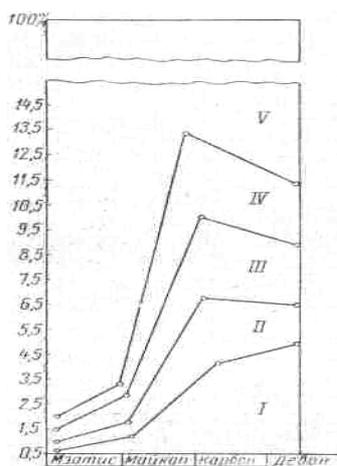


Рис. 144. Изменение группового состава битумов в зависимости от возраста вмещающих пород.

I — масла; II — бензольные смолы; III — спирто-бензольные смолы; IV — асфальтены; V — остальная часть органического углерода.

указанном направлении наблюдается возрастание концентрации битумов по отношению к общему содержанию органического вещества, что свидетельствует о новообразовании битумов во времени. При этом максимальное увеличение отмечается для масляной фракции, и, следовательно, можно допустить, что происходит новообразование и углеводородных соединений. Одновременно с увеличением количественного содержания битумов и изменением их состава наблюдается уменьшение содержания органического вещества в породе, что вызвано, по-видимому, отщеплением газообразных веществ и удалением части жидкой фазы.

Изменение характера битумов с увеличением возраста вмещающих пород удалось проследить и А. А. Ильиной методом люминесцентной спектроскопии замороженных растворов. А. А. Ильина отмечает появление в более древних отложениях в ароматических фракциях битума более конденсированных молекул.

По А. Б. Ронову среднее процентное содержание органического углерода изменяется снизу вверх по стратиграфической шкале, то увеличиваясь, то уменьшаясь. Это позволяет говорить о периодическом чередовании эпох интенсивного и слабого накопления органики в осадочных толщах. Максимальное накопление рассеянного органического вещества присуще отложениям средних-эпох каледонского, герцинского и альпийского циклов седиментации. К этим же стратиграфическим интервалам с повышенным средним содержанием рассеянного органического материала приурочены все известные на Русской платформе более или менее крупные месторождения каусто-биолитов. Содержание рассеянного органического вещества в породах нефтеносных областей в 3 раза выше, чем в породах не нефтеносных территории. Наиболее высокое содержание C_{10-12} в нефтеносных провинциях в отложениях прибрежно-морских фаций. Повышенное содержание рассеянного органического вещества создавало регионально выдержанную устойчивую восстановительную среду в глинистых осадках, что и определило, с одной стороны, направленность преобразования битумной части органического вещества в нефть, а с другой, — изменение валентности такого широко распространенного элемента, как железо.

Таким образом, на приведенном материале лишний раз подтверждается представление А. Ф. Добрянского о преобразовании органического веществ в породах, приводящем к образованию, с одной стороны, легких углеводородов, а с другой, — конденсированных соединений. Рассмотрение изменения битумов по разрезу неизбежно приводит к выводу о непрерывности протекающих в них процессов. Таким образом, если исследования В. В. Вебера и П. Смита доказывают наличие процессов образования углеводородов из органического вещества в современных и четвертичных осадках, то приведенные материалы указывают на продолжение этих процессов в более древних отложениях. Вряд ли эти процессы во времени протекают равномерно. По-видимому, в ходе геологической истории они могут то усиливаться, то ослабевать или даже приостанавливаться при создании неблагоприятной обстановки.

"Признав непрерывность процессов углеводородообразования в осадочной толще, приходится полностью отказаться от поисков некой исходной нефти среднего состава, как это делает, например, Н. Б. Вассоевич. Во времени происходит не только изменение состава нефтей и сопутствующих им газов, но и качественные изменения компонентов того органического вещества, из которого предполагается их образование.

Сказанное позволяет несколько иначе подойти к вопросу о времени, образования углеводородов и нефти. Если рассматривать его с позиций энергетических превращений органического вещества, то в этом случае возможность превращений заключена в самом органическом веществе. В общем можно сказать, что образование углеводородов, начавшись еще в живом организме, продолжается после его смерти на всех стадиях превращения вплоть до полного использования заключенных в нем энергетических запасов. Этот процесс непрерывный и представляет собой лишь часть более общего процесса фоссилизации органического вещества в осадках и породах. К этому выводу пришли многие видные исследователи (И. О. Брод, Н. Б. Вассоевич, В. А. Успенский и др.).

Могут ли быть названы нефтью образовавшиеся в осадках и породах углеводороды? Нефть представляет собой сложное химическое соединение, составные компоненты которого находятся в непрерывном взаимодействии друг с другом и окружающей средой. Их специфика определяется совместным нахождением в одной массе и взаимодействием, но именно это исключается при их возникновении из рассеянного в породах органического вещества. Еще в 1950 г. автор совместно с Я. О. Бродом высказал мысль, что образующиеся в массе пород углеводородные и неуглеводородные подвижные вещества мигрируют в коллектор, аккумулируются в нем и путем физико-химического взаимодействия друг с другом образуют то сложное химическое соединение, которое принято называть нефтью. В дальнейшем эта мысль получила свое развитие в трудах Н. Б. Вассоевича.

Выше неоднократно подчеркивалось генетическое родство битумов из пород и нефтей, сходство содержащихся в них углеводородных и некоторых неуглеводородных компонентов. Вместе с тем было подчеркнуто и существование различий между излучавшимися компонентами битумов и нефтей. Если наблюдаемое сходство одноименных фракций и соединений битумов и нефтей может быть объяснено только их генетическим родством, то наблюдаемые различия должны быть следствием перехода флюида из одной толщи в другую,

А. Г. Милешина и Г. И. Сафонова изучали изменения нефти при ее фильтрации через различные искусственные смеси минералов и естественные глинистые породы. При фильтрации в нафтеново-парафиновой фракции нефти уменьшается количество углерода в нафтеновых кольцах, убывает среднее количество колец на молекулу, увеличивается количество углерода в боковых парафинистых цепях. Эти изменения имеют ту же направленность, что и при переходе от битумов к нефтям. Иначе говоря, наблюдающиеся различия в аналогичных фракциях битумов и нефтей объясняются их миграцией в направлении от битумов пород к нефтям. Как уже отмечалось ранее, накопление основных масс рассеянного органического вещества связано преимущественно с глинистыми образованиями. Естественно, возникает вопрос, каким же образом происходит переход образовав-

шихся подвижных веществ из плохо проницаемых пород в коллекторы? Процесс перехода углеводородов из пород, в которых они образовались (нефтематеринских), в коллекторы получил название первичной миграции. Наибольшей популярностью пользуется взгляд, в соответствии с которым образовавшиеся углеводороды выжимаются из осадков при их уплотнении. Еще И. М. Губкин предполагал уход нефти из нефтематеринских пород вместе с последними порциями отжимающейся воды. На ранней стадии литогенеза, когда находящееся в осадке органическое вещество еще не успело преобразоваться в углеводороды и находится в связанном состоянии с частицами осадка, выжиматься будет в основном вода, а количество ее в осадке будет резко уменьшаться. На этой стадии уплотнения, когда осадок еще не превратился в породу, выжимаемая вода будет направляться в основном вверх, в область наименьших давлений. По мере того как осадок в процессе литогенеза превращается в породу, направление движения выжимаемых подвижных веществ будет меняться. Свойства пород неодинаковы в различных направлениях. В частности, проницаемость их по простиранию, как правило, значительно лучше, чем по нормали. Вследствие этого при дальнейшем уплотнении подвижные вещества, содержащиеся в породе, будут встречать сопротивление движению по вертикали больше, чем по простиранию слоев. Давление на погружившиеся слои пород будет уменьшаться от центральной части седиментационного бассейна к его краям. Поэтому движение подвижных веществ, содержащихся в толще пород, в этом случае будет в основном направлено к краям бассейна.

Выше было сказано, что пески и алевроиты уплотняются меньше, чем глины, следовательно, если в толще слоев окажутся песчаные прослои, то подвижные вещества будут выжаты в них из глин. Уплотнение илистых осадков не прекращается при превращении их в глины. Максимальная потеря воды осадком будет происходить в самую начальную стадию его уплотнения. При наблюдении над современными илистыми осадками установлено, что они теряют свободную воду на первых метрах по разрезу. После этого в них сохраняется связанная вода, удаление которой при уплотнении происходит с большим трудом. В то же время проведенные наблюдения показали значительное (до 60%) уменьшение объема при превращении глин в глинистые сланцы. Такое изменение объема неизбежно сопровождается не только перераспределением частиц породы, но и значительным выделением подвижных веществ, находящихся в уплотняющейся породе.

Н. Б. Вассоевич (1964) указывает, что пористость глинистых пород на глубинах 1,5—2 км составляет 20% от первоначального объема и может в дальнейшем значительно уменьшаться. Градиент уменьшения в интервале 1—2 км равен по Н. Б. Вассоевичу 1—1,3 на 100 м глубины. Породы по мере их погружения уплотняются,

и содержащаяся в них вода, как бы прочно она не была связана сорбционными силами, уходит из глин, растворяя при этом различные соли, газы и, вероятно, углеводороды.

Работами Е. В. Шабаровой, Г. И. Носова и др. в СССР, У. Чи-лингара, М. Пауэре и др. в США показана существенная разница

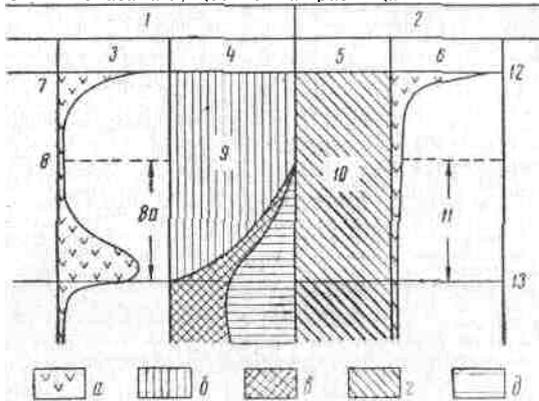


Рис. 145. История уплотнения различных глинистых минералов, отложившихся в морской среде

И ее возможная связь с высвобождением углеводородов из глинистых сланцев (по М. Пауэре).

1 — процесс уплотнения монтмориллонита — возможное образование нефтематеринской породы; 2 — процесс уплотнения иллита и каолинита — возможное превращение в горючие сланцы; 3 — увеличение количества высвобождаемой воды (соответственно изменяются кривые проницаемости и пористости); 4 — история диагенеза монтмориллонита после его захоронения; 5 — история диагенеза иллита и каолинита после их захоронения; 6 — увеличение количества высвобождаемой воды (соответственно изменяются кривые проницаемости и пористости); 7 — залегание осадка ниже границы, вверх от которой осадки представлены в жидкой фазе. Большое количество свободной воды выжимается при захоронении осадка на глубину первых нескольких метров; 8 — мономолекулярная вода не может быть выжата в результате давления уплотнения. Как только монтмориллонит переходит в иллит, вода, находящаяся в связанном состоянии на поверхности зерен монтмориллонита, десорбируется уже в виде свободной воды и переходит в пространство между частицами породы. После этого давление вышележающих осадков может привести к выжиманию воды из осадка вместе с углеводородами; 8а — зона, из которой выжимаются углеводороды. Последние либо образовались здесь, либо пришли сюда из других зон; 9 — переход монтмориллонита после погружения в иллит и смешанные глинистые породы; 10 — зона, где с глубиной не происходит изменения иллита или каолинита; 11 — зона, где процесса выжимания углеводородов не происходит. Последние либо образовались здесь, либо пришли из другой зоны; 12 — поверхность осадка; 13 — граница существования монтмориллонита (обычно около 3750—4160 м);

a — кривая выделения свободной воды; **b** — монтмориллонит; **v** — иллит; **g** — иллит и каолинит; **d** — смешанные глины.

в потери глинами воды, в зависимости от их минералогического состава. Особенно примечательно поведение монтмориллонитовых глин. После потери воды на первых стадиях уплотнения монтмориллонитовые глины в процессе диагенеза могут превращаться в иллиты. При этом происходит перестройка их структуры с резким уменьшением (до 50%) объема минеральной массы. Как следствие, ранее связанная вода выделяется в свободную фазу и образуется дополнительная (трещинная) пористость. На рис. 145 по М. Пауэре сопоставлены диагенетические изменения монтмориллонитовых, иллитовых

п каолинистых глин. Таким образом, появляются пути для первичной миграции и может быть объяснен механизм выжимания углеводородов вместе с диагенетической водой монтмориллонитовых глин.

Процесс уплотнения и консолидации карбонатных илов при их превращении в породу сопровождается кристаллизацией минеральных веществ и возникновением многочисленных трещин и каверн. Трещины большей частью мелкие, часто микроскопические. Находящиеся в осадке подвижные вещества при переходе карбонатного ила в породу частично входят в состав самой породы, а частично получают способность свободно перемещаться. Последнее облегчается за счет трещиноватости, возникающей при вторичных процессах доломитизации известняка. Погружение пород вызывает и возрастание температуры. Под влиянием повышения температуры породы содержащиеся в них подвижные вещества стремятся расширяться. Коэффициенты расширения пород воды, нефти и газа различны. Нефть и газ при повышении температуры увеличиваются в объеме значительно больше, чем породы. Поэтому повышение температуры должно способствовать перемещению подвижных веществ. Кроме того, под действием температуры подвижные вещества изменяют свои физические свойства, вязкость их уменьшается, они могут перейти полностью или частично в парообразную или газообразную фазу. Естественно, что такое изменение физического состояния подвижных веществ также способствует их миграции.

Х. Ватте (1963) вообще считает основной движущей силой первичной миграции изменение температуры в земной коре (температурный градиент). По его мнению, процесс первичной миграции протекает путем переноса углеводородов в растворенном в воде состоянии и комбинации адсорбции и диффузии при температурном градиенте.

Исходя из ранее сделанного вывода о непрерывности процессов образования углеводородов, следует относиться критически к факторам, обеспечивающим их первичную миграцию лишь на коротком отрезке времени диагенеза осадков. По-видимому, следует искать фактор или факторы, действие которых охватывает длительные периоды преобразования осадков. Следует обратить внимание на положение, выдвинутое И. О. Бродом, А. Н. Снарским и А. Л. Козловым. По мнению упомянутых исследователей, при уплотнении пород в субкапиллярных порах глинистых отложений вследствие слабой проницаемости и разобщенности пор должны возникнуть аномальные давления, совершенно отличные от давлений, существующих в коллекторских породах той же толщи. Между глинами и коллекторами возникает перепад давлений, который и может послужить причиной для перемещения углеводородов из материнских пород в коллекторы. К сказанному следует добавить возможность увеличения давления за счет больших объемов вновь образующихся веществ. Описанные факторы выдержаны во времени и могли бы обеспечить процесс первичной миграции, хотя сам механизм этой

миграции и в данном случае остается неясным. Многие исследователи (Л. Эзи, В. А. Соколов, М. Ф. Двали, Дж. Хант и др.) допускают возможность перемещения углеводородов в растворенном в воде состоянии (И. О. Брод считал такую форму перемещения основной). Как газообразные, так и жидкие углеводороды в той или иной степени растворимы в воде. Растворимость в воде газообразных углеводородов использована А. Л. Козловым в созданной им схеме формирования газовых месторождений. Растворимость жидких углеводородов в воде возрастает с увеличением температуры. Как отмечает М. Ф. Двали и М. И. Гербер, органические добавки сильно повышают растворимость в воде жидких углеводородов. По мнению М. Ф. Двали, литературные данные и лабораторные опыты, проведенные во ВНИГРИ, позволяют говорить о повышенной растворимости углеводородов при наличии в воде коллоидных органических соединений. Большая часть таких органических соединений и, вероятно, другие подобные им, но еще не идентифицированные соединения, имеются в седиментационных водах или возникают при преобразовании захороненного органического вещества.

По М. Ф. Двали при седиментационном уплотнении осадка отжимаемая вода при своем движении через материнскую породу все более насыщается коллоидно-растворимыми органическими соединениями и тем самым значительно повышает свою растворяющую способность по отношению к рассеянным углеводородам, содержащимся в органическом веществе осадка-породы. При дальнейшей миграции воды выделение углеводородов уже в жидком виде будет происходить при понижении температуры или изменении состава самого раствора.

Исследованиями Е. А. Барс, К. Ф. Родионовой, Дж. Купера и другими установлено наличие жирных кислот и их солей как в различных по возрасту глинистых породах, так и в водах нефтяных месторождений. Это обстоятельство подкрепляет рассматриваемую схему первичной миграции. А. А. Карцев (1963) предполагает возможность выделения из воды растворенной в ней микроневфти за счет эффекта фильтрации при движении воды через пористую среду.

Существует предположение о возможности осуществления первичной миграции в газообразной фазе. Выше уже описывались явления ретроградного растворения в жидких углеводородах и эксперименты, проведенные в этом направлении Т. П. Жузе, С. Л. Зак-сом и др.

По свидетельству М. Ф. Двали, из песка насыщенностью 0,05% вес. маслом, выделенным из средней пробы каменноугольной нефти Волго-Уральской области, при давлении на выходе от 150 до 400 $\text{кг}/\text{см}^2$ и средней температуре опыта 48° С за 13 ч циркуляции углекислоты было извлечено 87% масла от первоначального насыщения. При этом основная часть масла растворилась в углекислоте при давлении 150 $\text{кг}/\text{см}^2$. Во ВНИГРИ проведен опыт со сланцами

Ленинградской области (средний ордовик), в которых содержание битума $A + C = 0,104\%$ на породу (по данным экстракции). В СОд при 40°C конденсат появился, начиная с давления в 200 кг/см^2 . Всего за 37 ч опыта было извлечено 70% битума $A + C$ от его первоначального содержания в сланце, причем основная часть битума растворилась в газе при давлении 200 кг/см^2 и температуре 40°C .

При первичной миграции, происходящей по схеме образования газообразной фазы, необходимо наличие газа, в тысячи и десятки тысяч раз превышающего по объему жидкую фазу. В этом случае для большинства месторождений следует предположить огромные потери газа. И. О. Брод, а вслед за ним М. С. Бурштар и И. В. Машков (1963) предполагают довольно сложный механизм' первичной миграции в комбинации газовых и жидких растворов. По их мнению, жидкие углеводороды растворяются по законам ретроградных явлений в газовой фазе. Образовавшаяся газоконденсатная фаза уже по газовым законам растворяется в воде и вновь выделяется из воды при снижении давления. Распространение газовых законов на газоконденсатные смеси, на наш взгляд, несколько рискованно. Физическая природа ретроградных явлений до настоящего времени твердо не установлена. Однако можно предположить, что газоконденсатная смесь при растворении ее в воде и выделении из раствора будет вести себя не как молекулярно единый газ, а как смесь различных газов. Иначе говоря, растворение и выделение из раствора будет происходить в зависимости от парциальных давлений и коэффициентов растворимости отдельных компонентов, составляющих смесь. Будет происходить дифференциация газоконденсатной смеси на составляющие компоненты, и предлагаемая схема первичной миграции потеряет свой смысл. Во всяком случае, теоретические и экспериментальные исследования в этом направлении оказались бы весьма полезными.

Наконец, следует обратить внимание еще на одно явление. Многие породы, которые безоговорочно или предположительно принимаются за нефтематеринские, рассланцованы и разбиты микротрещинами. В момент образования трещин масса породы разрывается и при этом образуется вакуум. Когда порода расщепляется массой мелких трещин, создается колоссальный перепад давления между порами, примыкающими непосредственно к трещинам, и полостью трещин. Вследствие этого подвижные вещества должны поступать из пор в трещины. Тектонические трещины в течение геологического времени живут. Они то замыкаются, то расширяются, получается нечто вроде «движения поршня». При раскрытии трещины подвижные вещества всасываются из окружающей среды, при замыкании они перемещаются по трещине вследствие лучшей проницаемости в этом направлении. Динамика такого процесса может быть изучена путем моделирования в лабораторных условиях. Пока же в пользу высказанного 21*

соображения могут быть приведены лишь некоторые наблюдения. Например, в нижней толще чокракских отложений, представленных рассланцованными глинами (перевал Атлы-Баюн в Дагестане), на поверхности рассланцования можно наблюдать отвердевшую мозаику нефти, когда-то бывшей в вязком состоянии. Аналогичная картина наблюдается во многих других толщах, например в майкопской.

Большой интерес представляют наблюдения Г. П. Колпенского, произведенные им на специально подготовленных шлифах под люминесцентным микроскопом. Иногда в шлифах, приготовленных, в частности, из глинистых алевролитов пашийского горизонта Волго-Уральской области, можно наблюдать своеобразные особенности в распределении органического вещества, битумов и их легкой (масляной) фракции в породе. Под микроскопом среди мелких обломков породы видны сгустки органического вещества, напоминающие по форме обрывки органической ткани. Вокруг сгустка, окрашенного в темный цвет, наблюдаются концентрические хроматографические зоны битумов различного состава — от тяжелых в центре до легких маслянистых на периферии. Если вблизи сгустка проходит микротрещина, то хроматографические зоны вытягиваются по направлению к ней, и сама трещина оказывается заполненной легким битумом. Эта наглядная картина, с одной стороны, служит некоторым подтверждением высказанных взглядов на первичную миграцию, а с другой, — несомненно, указывает на нефтематеринские свойства пашийских отложений.

Ф. Л. Линецкий в своей работе (1965) старательно доказывает несправедливость предложенной схемы первичной миграции углеводородов по микротрещинам в коллекторы. Между тем она в природе существует, о чем свидетельствуют многочисленные примеры исследования под люминесцентным микроскопом.

Как видно из изложенного, для решения вопроса о первичной миграции потребуются дальнейшие научные исследования.

В настоящей главе были рассмотрены основные положения органической теории происхождения нефти. В ней еще остаются неясные или спорные вопросы, но уже могут быть четко намечены основные контуры схемы образования нефти в земной коре. В этом колоссальная заслуга советских ученых: Н. Б. Вассоевича, В. А. Успенского, М. Ф. Двали, П. Ф. Андреева, А. И. Богомолова, А. Ф. Добрянского, О. А. Радченко, В. В. Вебера, Д. В. Жаб-рева, К. Ф. Родионовой, М. А. Мессиневой, И. О. Брода, М. В. Абрамовича, Ш. Ф. Мехтиева, С. И. Миронова, А. А. Тро-фимука, Л. А. Гуляевой, В. А. Соколова и многих других.

Современное состояние рассматриваемой проблемы дает основание утверждать, что исходным продуктом для образования нефти является органическое вещество во всем его разнообразии. Возможно смешанное растительно-животное **происхождение этого вещества.**

В принципе допустимо образование углеводов из любой составной части органического вещества, но наибольшее значение имеют липоиды. Процесс образования углеводов в органическом веществе является длительным и непрерывным и протекает вплоть до полного превращения органического вещества в газообразные продукты и твердый углерод. Начало образования углеводов можно наблюдать еще в живых организмах; после того как организмы отмирают и их остатки попадают в осадок, этот процесс продолжается, то усиливаясь, то ослабевая, в зависимости от воздействия окружающей среды. Основным стимулом развития процесса является внутренняя энергия самого органического вещества. Остальные факторы служат своеобразными катализаторами, которые обеспечивают возникновение процесса и оказывают влияние на его скорость или на характер конечных продуктов превращения. Преобразование органического вещества в осадках и в породах происходит под действием различных взаимосвязанных природных факторов.

В стадии седиментогенеза осадков основные преобразования разлагающихся остатков растений и животных заключаются в гидролитическом распаде сложных молекул под действием собственных ферментов отмершего организма (автолиз). Одновременно с этим процессом развиваются микроорганизмы, которые также способствуют деструкции сложных молекул с новообразованием различных веществ (главным образом белков и липоидов) в телах бактерий.

Гетерогенный катализ под действием ферментов осуществляется в тех породах, диагенез которых обеспечивал условия сохранности ферментов (отрицательный окислительно-восстановительный потенциал, адсорбция на глинистых минералах, присутствие сероводорода). Для превращения органического вещества в осадке и породах в направлении получения жидких и газообразных углеводов необходимо создание восстановительной обстановки. Но сама восстановительная обстановка создается за счет энергии разложения органического вещества. Диапазон фациальных обстановок, в которых возможно течение процесса в нужном направлении, достаточно широк, так же как и литологический состав осадков, в которых происходит захоронение и превращение органического вещества. Наиболее благоприятными оказываются гетерогенные осадки с большим содержанием глин и глинистых частиц. Сам процесс образования газообразных и жидких углеводов, особенно последних, является частным по отношению к общему процессу углефикации органического вещества в земной коре. В зависимости от конкретной обстановки этот частный процесс может быть выражен более или менее ярко, но он всегда происходит.

Образующиеся углеводороды могут сосредоточиться в коллекторах и образовать в них залежи нефти и газа. Но они могут и рассеяться или остаться в связанном состоянии в самой материнской

породе. Таким образом, для образования залежей нефти и газа недостаточно превращения органического вещества в осадках и породах с образованием углеводородов. Необходимо сочетание условий, благоприятных для перехода образовавшихся соединений в коллекторы, сохранение их там и аккумуляция в скопления нефти и газа.

Анализ распространения скоплений нефти и газа в земной коре и обстановок возникновения и существования нефтематеринских свит указывает на ведущее значение геологических условий.

Главным геологическим условием, сформулированным И.О. Бродом как основной закон нефтегазообразования и нефтегазонакопления, является длительное и устойчивое погружение данного участка земной коры, при котором тенденция опускания, погружения и захоронения осадков преобладает в процессе как малых, так и крупных колебательных движений земной коры. В последующих преобразованиях только некоторая часть органического вещества, находившегося в осадках, превращается в углеводородные соединения и при благоприятных условиях образует залежи нефти и газа. Значительно большее его количество в виде рассеянных углистых частиц сохраняется в породах и легко обнаруживается в них при соответствующих исследованиях.

Колебательные движения земной коры являются причиной, обуславливающей связь процессов осадконакопления (включая накопление органического вещества в осадке) с образованием горных пород (включая преобразование органических веществ) и с тектоническими формами, возникшими в процессе этих движений (включая образование залежей горючих ископаемых, их метаморфизм и разрушение)

Таким образом, нефтегазообразование является неразрывной частью общего развития земной коры и совершается в процессе движения. При этом наблюдаются не просто механические перемещения, а главным образом сложные превращения. Превращения, по своему характеру то биологические, то биохимические, то геохимические, то физико-химические, хотя и проявляются в совокупности, но на разных этапах нефтегазообразования, имеют неодинаковое значение.

Переход от одной формы движения к другой совершается скачком и выражается в качественном изменении. Живые организмы переходят в органическое вещество, т. е. приобретают новое качество. Последнее сильно видоизменяется в пелитовых породах, давая иное качество — разнообразные продукты превращения, наблюдающиеся в этих породах. Битуминозные вещества, диффузно рассеянные в пелитовых породах, — это еще не нефть. Новый скачок, новое качество возникает при выделении нефти и свободного горючего газа в ловушке с образованием скопления. Все перечисленные

превращения совершаются в процессе борьбы взаимно связанных противоположностей. Это наблюдается не только в колебательных движениях земной коры, но буквально на каждом этапе ее развития. Преобразование органического вещества, образование скоплений нефти и газа совершаются в борьбе окислительной и восстановительной тенденций, тенденций повышения и понижения температуры и давления, в борьбе микробиологических процессов, способствующих созданию углеводородных соединений и разрушению **их**.

ГЛАВА X

МИГРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА, ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗРУШЕНИЕ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О МИГРАЦИИ

Под миграцией нефти и газа понимают любое перемещение этих веществ в земной коре¹.

Прежде чем говорить о силах, вызывающих перемещение подвижных веществ в земной коре, следует коротко остановиться на том, в каком физическом состоянии они могут передвигаться сквозь толщу пород. Вопрос этот очень сложен, и пока не существует твердо сложившегося представления.

Рассмотрим ряд: асфальты (1) —>- мальты (2) —»- «мертвые» нефти (3) ->- недонасыщенные газами нефти (4) -> насыщенные газами нефти (5) ->- смесь нефти и газа (6) —>- газ с конденсатом (7) -> газ сухой (8). В этом ряду способность к перемещению увеличивается в направлении от твердых асфальтов к газам.

Первые три члена этого ряда сами по себе малоподвижны, и перемещение их в недрах земной коры возможно только совместно с вмещающими их породами в процессе тектонических движений.

Четвертый и пятый члены ряда имеют относительно большую подвижность. Здесь следует иметь в виду уменьшение вязкости нефти и ее плотности по мере растворения в ней газов. Можно предполагать наличие в недрах достаточных количеств газообразных углеводородов для насыщения нефти на первых стадиях ее образования. Встречающиеся в природе случаи недонасыщенной или «мертвой» нефти следует рассматривать как результат вторичных процессов.

Шестой член разбираемого ряда несколько отклоняется от общей закономерности. Для него характерно наличие не одной, а двух фаз, следовательно, на перемещение будет влиять фазовая проницаемость.

У седьмого и восьмого членов ряда наблюдается одна фаза, и, следовательно, они действительно будут обладать максимальной подвижностью при наличии непрерывной фазы (струи). Всегда надо иметь в виду еще одну жидкую фазу — воду. На границе раздела газ — вода возникают большие поверхностные напряжения (ме-

¹ Первичная миграция рассматривается в гл. IX.

ниск), препятствующие перемещению газа в пористой среде, заполненной водой. Чтобы вызвать перемещение газа в пористой среде, заполненной водой, необходимо преодолеть эти напряжения (давление прорыва) и создать непрерывный поток газа. Сказанное в равной степени относится и к контакту нефть — вода. Величина сопротивлений определяется поверхностными напряжениями на контактах разных фаз. Этим обстоятельством, в частности, объясняется способность воды фильтроваться через крышку резервуара, представленную глинами, смоченными водой, в то время как для нефти и газа она оказывается практически непроницаемой. Теоретическая сторона этих вопросов достаточно детально рассмотрена в трудах В. П. Савченко.

Законы фильтрации жидкостей, газов и их смесей через пористую или трещиноватую среду были рассмотрены в гл. VI. Диффузия, т. е. перемещение, обусловленное собственным движением молекул, давно известна в физике и не вызывает сомнения. Диффузия того или иного вещества в другом веществе обуславливается наличием градиента концентраций. Диффузия газов происходит в соответствии с законом Фика

$$Q = \frac{Ds\beta(C_1 - C_2)}{h},$$

где Q — объемная скорость диффузии;

D — коэффициент диффузии;

s — поперечное сечение;

P — коэффициент растворимости или сорбции;

h — толщина слоя;

$C_1 - C_2$ — перепад концентраций.

Величина

называется градиентом

$$\frac{\beta(C_1 - C_2)}{h}$$

концентрации.

В природных условиях по В. А. Соколову можно

наблюдать:

1) диффузию газа в другом газе; 2) диффузию газов в жидкости (в воде или нефти); 3) диффузию газа в твердом теле (в веществе породы); 4) диффузию газа в породе, насыщенной водой; 5) диффузию газа во влажной глине.

Давление геостатическое и динамическое. Роль давления в первичной миграции рассмотрена в предыдущей главе. Здесь следует добавить, что уплотнение пород может происходить не только под действием геостатического давления (нагрузки вышележащих слоев), но и под действием тектонических сил, выводящих породы из нормального залегания и сминающих их в складки. Давление, вызываемое тектоническими силами, называется динамическим в отличие от геостатического давления, вызываемого нагрузкой вышележащих пород. Под действием динамического давления возможно дальнейшее уплотнение пород и, следовательно, дальнейшее выжимание подвижных веществ. В результате действия тектонических сил

породы сминаются в складки, часто нарушенные разрывами. При этом происходит перераспределение давления в отдельных участках земной коры. Возникшие в толще пород трещины и разломы могут служить путями для перемещения воды, нефти и газа. Перераспределение давления вызывает новое перемещение подвижных веществ.

При складкообразовании часть пород поднимается на значительную высоту и подвергается усиленной эрозии. Эрозия, с одной стороны, влияет на распределение давления в земной коре, а с другой, — может повести к разрушению слоев, содержащих в себе нефть и газ.

Гравитационный фактор. Под гравитационным фактором миграции нефти и газа понимают действие силы тяжести. Если в результате тех или иных перемещений нефть и газ попадают в коллектор, лишенный воды, то нефть в силу своего веса будет стремиться занять в этом пласте его пониженные участки, а газ — повышенные.

Миграция нефти и газа путем всплывания может происходить лишь по трещинам и крупным порам. Перемещению нефти и газа под действием гравитационных сил препятствуют силы трения, междуфазное трение, вызываемое относительным перемещением газа, нефти и воды по отношению друг к другу (фазовые проницаемости); вязкость (или внутреннее трение); молекулярное притяжение между стенками породы и молекулами подвижных веществ (своего рода сила «прилипания»).

Всплывание облегчается, если оно происходит не по отдельным каплям, а непрерывным слоем нефти или газа, или в подвижной среде. При движении нефти по порам в виде отдельных капелек нефти и газа существенную роль играет эффект Жамена. Капельки нефти и газа стремятся принять шарообразную форму, обладающую наименьшей поверхностью. Когда капельке необходимо пройти через пору с меньшим диаметром, чем ее собственный, она вынуждена вытянуться и увеличить свою поверхность. Увеличение поверхности капли может произойти только под воздействием внешних сил. Внешней силой может быть разница в удельных весах — гравитационная сила.

При малом размере пор (плохой проницаемости) и малом угле падения пласта гравитационные силы не смогут преодолеть сил сопротивления, и свободное движение подвижных веществ прекращается. Для преодоления сопротивления движению необходимо приложение добавочной внешней силы. Такой силой может оказаться напор воды — гидравлический фактор.

Гидравлический фактор. Вода в земной коре может находиться в движении. В пластах горных пород наблюдается струйное движение воды, подчиняющееся закону Дарси. В своем движении вода увлекает вместе с собой мельчайшие капли нефти и газа и таким образом перемещает их.

Пользуясь законом Дарси и расчетами силы всплывания, которая будет пропорциональна разности удельных весов и синусу угла наклона пород, можно рассчитать скорость потока воды, при которой она способна увлечь с собой пузырьки газа или нефти. Подобные расчеты, начиная с прошлого столетия, неоднократно приводились различными авторами. Однако было бы грубой ошибкой распространять подобные расчеты на процесс разрушения залежей водой (как это пытаются сделать А. А. Карцев, В. А. Краюшкин и некоторые другие).

В процессе движения дифференциация подвижных веществ по их плотностям происходит значительно легче. Отдельные капельки нефти и газа, всплывая над водой, соединяются между собой, образуют более крупные капли, последние в свою очередь соединяются между собой и при благоприятных условиях образуют скопление нефти и газа. При наличии сплошной массы нефти или газа, заполняющих поры породы, вода может вытеснять их силой своего гидростатического давления на поверхность нефти (газ) — вода. Здесь главную роль играет напор воды на поверхность раздела или вытеснение всего объема залежи. Возможен и другой механизм разрушения залежи, обусловленный скоростью движения воды, т. е. путем послойной передачи количества движения от воды к залежи нефти и газа. В этом случае, как уже упоминалось, приведенные расчеты не применимы. Для решения подобной задачи может быть использовано уравнение движения вязких жидкостей Новье-Стокса. Попытка расчета скоростей движения воды, необходимых для разрушения залежей по этой формуле, была произведена П. Л. Антоновым. Оказалось, что при мощности нефтяного слоя (девонская нефть) в пластовых условиях 10 см, проницаемости 0,5 δ и пористости 25% для разрушения залежи необходима линейная скорость движения воды около 20 см/сек. Обычные скорости движения вод в пластовых условиях порядка га-Ю⁷ см/сек, т. е. на 6—7 порядков ниже. Иначе говоря, в природных условиях не может быть достигнута скорость движения воды, необходимая для разрушения залежей путем увлечения нефти или газа движущейся водой.

Углеводороды растворимы в воде в незначительной степени. Растворимость их в воде зависит от температуры и давления, а также от содержания в воде некоторых компонентов. В одних условиях температуры и давления вода может растворить в себе углеводороды, а в других — вновь выделить их. Таким образом совершается миграция углеводородов, растворенных в воде.

Капиллярные и молекулярные явления. Механизм перемещения нефти и газа под действием капиллярных сил в достаточной мере еще не изучен. Трудно сказать, на какое расстояние возможны такие перемещения и какую роль играют они в процессе миграции углеводородов. Поставленные опыты и некоторые теоретические предположения дают основание предполагать, что такое перемещение

вряд ли возможно на большие расстояния и вряд ли играет главную роль в процессе формирования скоплений нефти и газа.

Не углубляясь в физическую сущность капиллярных явлений, остановимся коротко на основных положениях теории замещения. Величина капиллярного давления зависит от свойств подвижных веществ, свойств породы и размера пор. В поре породы наблюдается сложное взаимодействие породы, воды, нефти и газа. Поверхностное натяжение на границе сред различное. Поверхность раздела между водой и нефтью в поре, стенки которой состоят, например, из кремнезема, имеет выпуклую форму, обращенную в сторону воды. Кривизна поверхности, обусловленная поверхностным натяжением, зависит от диаметра поры. Чем больше диаметр поры, тем меньше кривизна и тем меньше капиллярное давление. При диаметре поры около 0,5 мкм оно исчезает совершенно. Чем меньше диаметр поры, тем больше кривизна поверхности раздела и тем больше капиллярное давление, так что уже при диаметре поры 0,1 мкм капиллярные, силы обычно превышают гравитационные. Так как вода смачивает породы лучше, чем нефть, то в результате капиллярного давления она стремится вытеснить нефть из мелких пор в более крупные.

Можно предполагать передвижение нефти не в виде отдельных капель, а в виде молекулярных пленок. Зерна породы в результате молекулярного притяжения обволакиваются концентрическими слоями воды. Нефть в свою очередь в виде молекулярных пленок располагается между слоями воды.

Передвижение подвижных веществ может происходить под действием капиллярного фактора, под действием гидравлического давления и в результате выдавливания при уплотнении породы. По существу сюда же должны быть отнесены и ранее упомянутые перемещения вследствие диффузии. Возникновение скопления представляет собой процесс возрастания концентрации углеводородов. Тогда явления диффузии должны рассматриваться прежде всего как один из факторов разрушения существующих скоплений нефти и газа. Созидательная роль этого фактора может быть отмечена при рассмотрении региональной стороны явления. При огромных масштабах диффузии этим процессом можно объяснить массовый переход углеводородов из одних пород в другие, из пород плохо проницаемых в породы хорошо проницаемые. Дальнейшая концентрация углеводородов в хорошо проницаемых пластах возможна под влиянием других факторов, в частности гидравлического.

Энергия газа. Энергия газа как движущая сила для нефти в пласте довольно хорошо изучена путем наблюдений за разрабатываемыми скоплениями нефти и газа. Установлено двоякое проявление энергии газа. Если в скоплении нефти и газа последнего достаточно много для полного насыщения нефти при данном давлении и температуре, то избыток газа может образовывать газовую шапку. В газовой шапке газ находится в сжатом состоянии под давлением.

При перепаде давления (например, при вскрытии пласта скважинами) газ расширяется, затрачивая свою энергию на работу по продвижению подстилающей его жидкости. В этом случае энергия расширяющегося газа прикладывается к поверхности его контакта с жидкостью. Такой режим перемещения жидкости (нефти) в пласте называется газонапорным.

При снижении давления происходит выделение и расширение газа, растворенного в нефти или в воде. Выделяющийся и расширяющийся газ также совершает работу по перемещению жидкости. В этом случае энергия газа равномерно распределена по всему объему жидкости. В практике разработки скоплений нефти такой процесс называется режимом растворенного газа. •

Упругие расширения жидкости и пород. В. Н. Щелкачев и И. Н. Стрижов изучали упругие свойства жидкости и пород. Жидкость (преимущественно вода), заполняющая коллектор и находящаяся под некоторым давлением, сжимается. Коэффициент сжимаемости воды весьма мал (примерно $5 \cdot 10^{-5} \text{ 1/am}$), но при больших объемах воды в пласте снижение давления в нем может вызвать значительное увеличение объема жидкости. Увеличение объема жидкости будет сопровождаться ее перемещением — миграцией.

Коэффициент сжимаемости пород еще меньше, но при больших объемах пласта его упругие силы могут иметь существенное значение для миграции жидкости в пласте. При снижении пластового давления в результате упругого расширения зерен породы поровые каналы будут сужаться, а находящаяся в них жидкость вытесняться из пласта.

А. Н. Снарский допускает существенное повышение внутри-пластового давления в глинах за счет их уплотнения, которое по своим размерам может приблизиться к горному давлению. Может наступить момент, когда внутрипоровое давление превысит предел упругости породы, произойдет ее разрыв и образование трещин. По образовавшимся трещинам произойдет миграция от пород с большим поровым давлением в сторону пород, в которых поровое давление равно гидростатическому. Широко применяющаяся ныне практика гидравлического разрыва пластов подтверждает выдвигаемую А. Н. Снарским схему.

Как видно из изложенного, процесс миграции определяется физико-химическим состоянием мигрирующих веществ, силами, вызывающими их перемещение, и наличием путей миграции. Если физическое состояние мигрирующего вещества допускает его перемещение под действием любого из перечисленных выше факторов и при этом существуют необходимые пути миграции, то последняя будет происходить на любые расстояния в пределах действия сил миграции. Таким образом, вопрос о дальности миграции следует рассматривать прежде всего исходя из конкретной геологической обстановки, обеспечивающей действие необходимых сил и наличие

путей для перемещения. Судя по крупным нефтяным и газовым месторождениям, протягивающимся иногда на многие десятки и даже первые сотни километров, необходимо допустить миграцию по пластам (внутрирезервуарную) на многие километры.

В горных и предгорных районах на всем протяжении складчатых зон, опоясывающих земной шар, известны обильные нефтегазо-проявления. Связано это как с тем, что в сильно дислоцированных областях существуют многочисленные пути — трещины и разломы, облегчающие продвижение нефти и газа, так и с тем, что здесь происходят мощные процессы размыва, выводящие насыщенные нефтью и газом пласты на поверхность земли. Большинство естественных выходов нефти и газа являются проявлением внерезервуарной миграции углеводородов на срезе современной поверхности земли. Эти явления свидетельствуют о процессах, которые происходят в недрах и создают в природных резервуарах мощные скопления нефти и газа.

В слабодислоцированных складчатых районах и на платформах, где не наблюдается подобных интенсивных проявлений нефти и газа, подвижные вещества в недрах все же перемещаются то с большей, то с меньшей силой.

Миграция является одной из форм движения в общем процессе нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в земной коре.

Известны многочисленные попытки создать классификацию миграционных процессов по их характеру и направлению. В. А. Соколов (1965) считает, что в предложенных классификациях не учитывается рассеяние газа и нефти, а поэтому среди миграционных процессов предлагает выделять фильтрацию, всплывание, диффузию, отжатие из уплотняющихся глинистых пород, перенос газа и нефти вместе с водой (в растворенном и в свободном виде), растворение и перенос нефти сжатыми газами.

При этом он отмечает, что всякий процесс миграции на более или менее значительное расстояние сопровождается процессом разделения мигрирующей газовой и газонефтяной смеси. Следует, однако, отметить, что в природе обычно одновременно проявляются противоположные тенденции. Мы также неоднократно подчеркивали возможность дифференциации веществ в процессах их миграции. Но при этом не следует забывать, что во многих случаях именно процессы миграции приводят к смешению ранее разделившихся веществ. В литературе по геологии нефти существует большое количество терминов, связанных с процессами миграции. Наиболее часто употребляются такие термины, как первичная и вторичная миграция, вертикальная и боковая (латеральная), урмиграция (первичная) и эмиграция (вторичная) и т.д.

И. М. Губкин писал: «Закон передвижения нефти в сущности чрезвычайно прост: нефть выбирает линии наименьшего сопротивле-

ния и пробирается в каждом отдельном случае в том направлении, в каком ей это легче сделать». С этой точки зрения следует выделять лишь основные типы миграционных процессов, постоянно имея в виду возможность сосуществования различных видов миграции;

и их взаимный переход друг к другу.

Исходя из упоминавшихся выше критериев, И. О. Брод совместно с автором в 1945 г. разработал классификацию миграционных процессов, которая и приводится ниже в несколько переработанном и расширенном виде. Все миграционные процессы рассматриваются по трем категориям: 1) по форме (характеру) движения нефти и газа; 2) по масштабу движения; 3) по путям движения. -Факторы, обуславливающие процессы миграции, были рассмотрены ранее.

В табл. 55 и 56 рассмотрены группы, виды и разновидности миграционных процессов, при этом предусмотрены всевозможные формы движения битумов при формировании и разрушении скоплений нефти и газа.

Таблица 55 Классификация миграционных процессов по форме и масштабу движения

Основные группы процессов миграции по масштабу движения	Основные роды миграции по форме (характеру) движения	Внутрирезервуарная миграция в слабопроницаемых и в хорошо проницаемых породах
Локальная миграция	Контролируемая структурными особенностями Контролируемая стратиграфическими особенностями	В пределах отдельных структурных поднятий В связи с местными разрывами на моноклиналях и гомоклиналях В связи с местными литологи-нескими изменениями пород Вдоль поверхностей несогласий при местных перерывах
Региональная миграция	Контролируемая структурными особенностями Контролируемая стратиграфическими особенностями	В связи с региональным наклоном пород В связи с антиклинальными зонами регионального значения В связи с региональными разломами Вдоль поверхностей несогласия при региональных перерывах В связи с зонами региональной смены фаций

Миграция нефти и газа в гидродинамической обстановке коллектора, при которой они перемещаются по пласту вместе с гидравлическим потоком, подтверждается экспериментами В. А. Краюш-кина (1967). Эксперименты проводились в реальных пористых средах с водонасыщенностью 100%, при температуре 20—30° С и давлениях

5—20 ат. Они показали, что гидравлические потоки в большинстве случаев являются не разрушительной силой, а, наоборот, силой, создающей месторождения нефти и газа.

Таблица 56 Классификация миграционных процессов по путям движения

Разновидность	Внерезервуарная миграция (в слабо-проницаемых породах)		Внутрирезервуарная миграция (в хорошо проницаемых породах)	
По отношению к толщам пород, в которых идет перемещение	Сингенетическая (в осадке, где происходят накопление и преобразование органических веществ)	Эпигенетическая (сквозь мощные толщи разнородных пород)	Внутри-пластовая	Внутри мощных толщ, состоящих из многих хорошо проницаемых пластов
По типу путей движения	По капиллярам (капиллярная)		Перовая	
	По разломам и трещинам (трещинная)		Трещинная	
По направлению движения	Боковая			
	Вертикальная			

В. А. Краюшкин считает, что при латеральном подходе нефти вместе с гидравлическим потоком к любым ловушкам антиклинального типа (пластовым, сводовым или массивным) нефть и газ не всплывают к их сводам, а образуют у места входа небольшие скопления. Перемещение этих углеводородов вверх к своду ловушек осуществляется путем приращения их новых порций к данному скоплению и движения вверх по склону только на том отрезке пути, который соответствует приращенному объему скоплений. Миграция нефти и газа от подошвы антиклинали к своду происходит в виде «ползущего ручейка» или струи. Нефть и газ вытесняют из пор воду, подталкиваемые гидравлическим потоком, который уносит из ловушек и вытесняемую воду. Поэтому В. А. Краюшкин считает, что нефть и газ, латерально мигрирующие вместе с гидравлическим потоком вверх по восстанию моноклинали, также движутся в виде «ползущего ручейка» или струи, переносятся гидравлическим потоком и улавливаются на участках пьезометрических минимумов — у литологических барьеров, поверхностей стратиграфических несогласий, зон уменьшения проницаемости коллектора и т. д.

Миграция нефти и газа в коллекторе подтверждается в процессе применения разработки нефти путем применения методов заводнения и закачки газа.

§ 2. ОБРАЗОВАНИЕ И РАЗРУШЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Передвижение углеводородов сопровождается дальнейшими химическими и физическими преобразованиями, в результате которых и возникают разнообразные углеводородные соединения.

Длинный путь ведет от рыхлого песка и ила к образованию плотного песчаника, сланцеватой глины или известняка. Жизнь углеводородных соединений не отделима от жизни и развития содержащих их отложений. Это происходит не потому, что глины служат катализатором при образовании битумов, и не только потому, что образовавшиеся масла, смолы и асфальтены входят в химическое взаимодействие с окружающей породой, но и потому, что превращение осадка в породу меняет его физические свойства, а следовательно, меняет и его взаимоотношение с содержащимися в нем подвижными веществами. При погребении осадка происходит все большее его уплотнение и перемещение насыщающих его подвижных веществ в менее уплотненные зоны. Если нефтематеринская формация содержит в себе прослой и линзы песков или включения каких-нибудь других мало уплотняющихся осадков, то подвижные вещества перемещаются в них. Этому содействует капиллярный фактор. Более проницаемые породы с заключенными в них подвижными веществами оказываются окруженными слабопроницаемыми породами с субкапиллярными порами, заполненными водой. При таком сочетании вода стремится вытеснить нефть в более крупнопористые зоны и во всяком случае удержать в них нефть. Подвижные вещества дифференцируются. Газ и нефть всплывают над водой, образуя залежи этих полезных ископаемых.

Примером залежей нефти, образовавшихся, по-видимому, в материнской свите по описанной выше схеме, могут служить залежи в песчаных скоплениях, которые заключены в толще глин олиго-ценового возраста (майкопская свита) Кавказа,

В тех случаях, когда возникновение нефтяных углеводородных соединений связано с карбонатными илами, природным резервуаром может служить в целом толща, в которой произошло образование нефти и газа-

На первом же этапе формирования залежей может происходить не только их образование, но и разрушение. Процессы образования и разрушения тесно переплетаются между собой. Те же причины, которые вначале способствуют образованию залежи, а в дальнейшем могут явиться причиной ее разрушения.

Так, в период формирования нефти биологические процессы, т. е. всевозможные биохимические реакции, помогают образованию

нефти и газа. Но те же процессы при развитии бактерий, разлагающих углеводороды, могут привести к превращению нефти целиком в газ, а иногда к уничтожению и газообразных углеводородов.

Стадия накопления осадка в морских бассейнах нередко сменяется эпохой мощных тектонических и горообразующих процессов или колебательных движений сравнительно малого масштаба. Толща пород, заключающая нефтематеринские слои, под действием тектонических сил сминается в складки. Антиклинальные складки, выведенные на поверхность, подвергаются интенсивному разрушению поверхностными агентами и разбиваются многочисленными разрывами. Динамическое давление распределяется по площади неравномерно. При орогенических процессах перемещение подвижных веществ совершается не только под влиянием геостатического, но и динамического давления.

Подвижные вещества могут перемещаться по порам, трещинам и разломам. При передвижении подвижных веществ по трещинам существенную роль приобретает гидравлический фактор. Поток воды, устремляющийся в область наименьшего давления, увлекает за собой различные углеводородные соединения, перенося их на значительные расстояния. При движении этого смешанного потока проявляется новый фактор — гравитационный. Под влиянием разности в плотностях различных веществ, входящих в состав потока, который передвигается по трещинам, они стремятся разделиться — дифференцироваться. Газ, находящийся в свободном (нерастворенном) состоянии, в своем движении обгоняет нефть и воду. Жидкие углеводороды, всплывая над водой, стремятся обогнать ее. Замыкание трещин, переходящих неоднократно вновь в зияющие, сопровождается резкими перепадами давления и усложнением процесса миграции за счет энергии расширяющегося газа.

В случае сообщения крупной трещины или разлома, по которому происходит подобное движение подвижных веществ, с поверхностью создается наибольший перепад давления; при этом описанный выше процесс протекает наиболее бурно, и на поверхности наблюдаются газовые выбросы, достигающие иногда весьма значительных размеров. Так как при своем движении поток захватывает, растирает и перемешивает породы, то и они вместе с ним в виде грязи извергаются на поверхность. Конусообразные скопления грязи на поверхности образуют сальзы и грифоны, а иногда огромные грязевые вулканы. Особенно резко такие процессы выражены в геосинклинальных областях.

Внерезервуарная миграция, носящая по своему масштабу региональный характер, является естественным следствием динамического и геостатического давлений на горные породы, содержащие углеводородные соединения. Внерезервуарная миграция — передвижение подвижных веществ по тонкопористым породам — **не** только ведет к перемещению нефти и газа в при-

родные резервуары, но и может вызвать полное уничтожение залежей.

Слабее выражается Внерезервуарная миграция в платформенных областях. Вместо мощных толщ терригенных отложений геосинклинальных областей здесь отлагаются осадки меньшей мощности с преобладанием карбонатов. Результатом проявления тектонических сил являются пологие изгибы осадочных толщ. Образующиеся складки более пологи, углы падения на их крыльях измеряются иногда долями градуса (превышение всего несколько метров на 1 км). Динамический фактор меньше влияет на процесс выжимания подвижных веществ, чем в геосинклинальной области. Внерезервуарная миграция затруднена не только из-за ослабления сил, вызывающих ее, но и из-за характера пород, слагающих разрез. Поэтому она протекает спокойнее и медленнее, чем в геосинклинальных областях, и проявляется в значительно меньшем диапазоне разреза.

В истории земли эпохи энергичного движения ее **коры, эпохи** складкообразования сменяются периодами относительного затишья в проявлении тектонических сил. Периоды относительного покоя отражаются и на процессе формирования залежей нефти и газа. Условия, вызывающие внерезервуарную миграцию, не исчезают полностью, а лишь сокращаются. Основное значение начинает приобретать внутррезервуарная миграция, которая в периоды относительного покоя имеет основное значение в формировании залежей, хотя она существует и в периоды складкообразования.

Итак, в результате внерезервуарной миграции подвижные вещества могут попасть в природные резервуары. Здесь они продол-! жают перемещаться, т. е. происходит внутррезервуарная миграция. При внутррезервуарной миграции роль различных факторов,! определяющих образование скоплений нефти и газа, зависит в основном от проницаемости коллектора, его насыщенности водой и от движения воды. Для хорошо проницаемых коллекторов, насыщенных водой, которая находится в покое, формирование залежей обуславливается гравитационным фактором. При наличии хотя бы небольшого уклона углеводородные соединения двигаются под кровлей вверх по ее уклону до встречи с ловушкой.

Растворенный газ выделяется из нефти или воды тогда, когда давление оказывается равным давлению насыщения; только в этом случае может образоваться газовая шапка или газовая залежь над водой. В резервуаре жидкость находится, как правило, под гидростатическим давлением. Наименьшее гидростатическое давление наблюдается в наиболее высоко поднятых частях резервуара, наибольшее — в наиболее опущенных. Следовательно, выделение растворенного газа из жидкости (нефти или воды) с образованием

свободного скопления будет происходить в приподнятых участках резервуара, в сводах антиклинальных складок, у кровли выступов массивных резервуаров, в головах моноклинально падающих пластов (А. Л. Козлов).

При наличии в резервуаре ловушки на пути движения флюидов может образоваться залежь нефти и газа. Если при отсутствии движения воды любая слабо выраженная ловушка может служить местом формирования залежи, то при циркуляции воды условия скопления иные.

Здесь также обнаруживается разница в условиях формирования залежей в платформенных и геосинклинальных областях. В платформенных областях ловушками могут служить слабовыпуклые структурные изгибы, а роль экрана могут играть даже незначительные ухудшения проницаемости пород. Например, в Бугурусланском месторождении ловушкой для залежи служит структурный изгиб резервуара с наклоном пород, не превышающим нескольких метров на 1 км.

В геосинклинальных областях при хорошо проницаемом коллекторе и большом градиенте давлений нефть и газ могут образовать скопления далеко не в каждом выпуклом брахиантиклинальном изгибе или экранированной моноклинали. Вследствие этого в пределах крупных антиклинальных зон в одним и тем же природным резервуаром в одних поднятиях образуются нефтяные залежи, в других — нефтяные залежи с газовыми шапками или чисто газовые залежи, а в некоторых поднятиях залежи отсутствуют совсем. Различным напором и неравномерной по интенсивности циркуляцией воды объясняется переменяемость нефтеносных и водоносных песчаников в мощных песчано-глинистых толщах. Примером может служить продуктивная толща Апшеронского полуострова (рис. 146).

Дифференциация нефтей и газов в процессе миграции особенно отчетливо проявляется при рассмотрении цепи ловушек, расположенных на одном структурном элементе. Принцип дифференциального улавливания углеводородов для таких условий был одновременно высказан С.П.Максимовым в 1954г. и канадским ученым В. Гассоу. Сущность его излагается ниже по С. П. Максимову.

При региональном подъеме пласта, вдоль которого расположены структуры одна выше другой, но со значительным прогибом между ними, будут наблюдаться следующие соотношения. В первой, более глубоко погруженной антиклинальной складке или куполе скапливается газ, так как ловушки, полностью заполненные газом, улавливать нефть не могут. Если свободный газ весь будет израсходован на заполнение первых двух снизу ловушек (рис. 147, а), то в следующей (третьей), более высоко залегающей, скопится нефть или нефть с остатками свободного газа в виде газовой шапки. В следующей ловушке вверх по восстанию пластов скопится нефть только с раство-

ренным газом или нефть с водой. Если вся нефть будет израсходована на заполнение предыдущих снизу ловушек, то последующие ловушки по пути движения газа и нефти будут заполнены только водой.

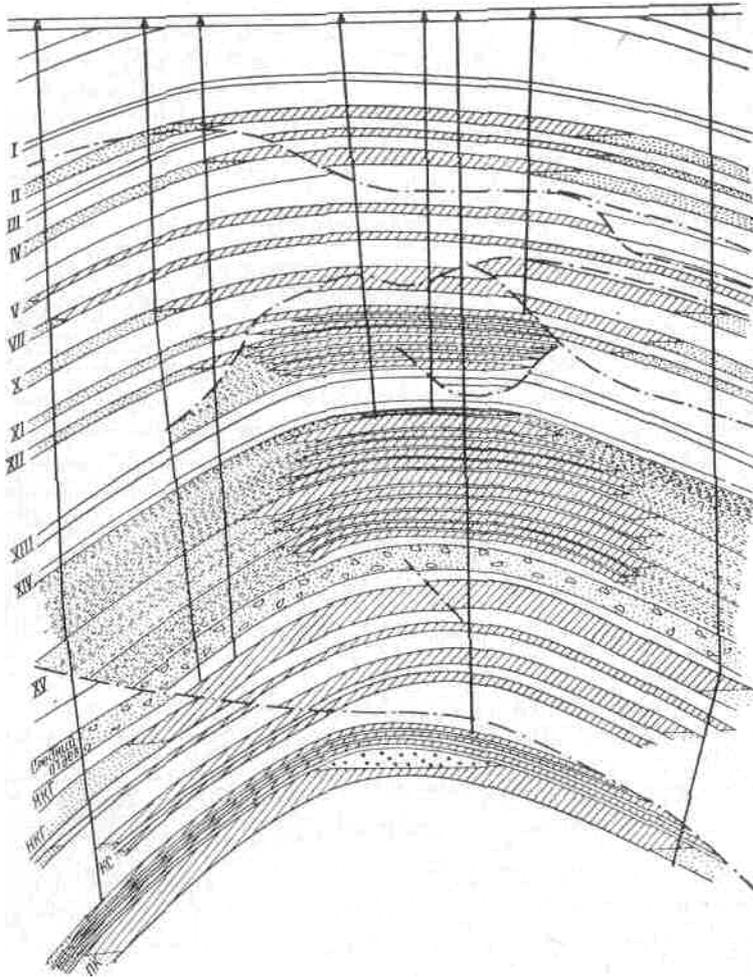


Рис. 146. Схематический поперечный разрез месторождения Бибиэйбат.

Эта закономерность отмечается в тех стратиграфических комплексах и районах, где пластовые давления в залежах нефти ниже давления насыщения газа.

Если в нефтегазовых залежах давление насыщения газа будет меньше пластового давления, то разделения нефти и газа в ловушках не произойдет. В этом случае самые погруженные ловушки будут

заполнены нефтью с растворенным в ней газом (рис. 147, б). При дальнейшей миграции по цепочке постепенно повышающихся ловушек нефть может попасть в область, где пластовое давление меньше давления насыщения, тогда газ начнет выделяться из раствора и образовывать либо газовые шапки, либо чисто газовые залежи, оттесняя нефть в расположенные выше ловушки. В этом случае будет следующее распределение нефтяных и газовых залежей: самые погруженные ловушки заполнены нефтью, средние — газом или нефтью с газовыми шапками, выше по региональному подъему пласта ловушки снова заполнены нефтью с относительно повышенной плотностью, а самые верхние ловушки заполнены водой.

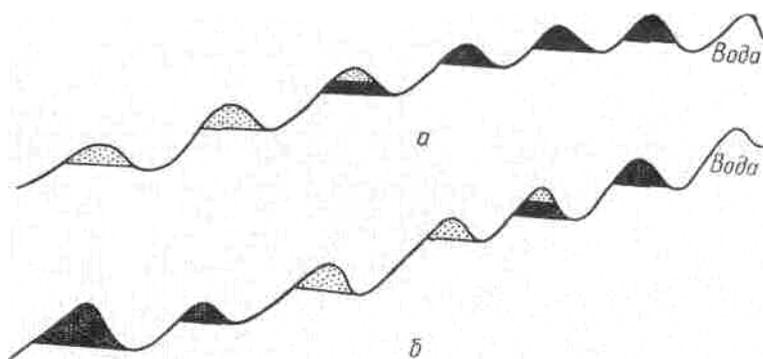


Рис. 147. Принципиальная схема дифференциального улавливания нефти и газа в последовательной цепи ловушек (по С. П. Максимова).

Распределение нефти и газа в последовательной цепи ловушек подчинено единой закономерности дифференциального улавливания; вариант, изображенный на рис. 147, а, является частным случаем общей закономерности.

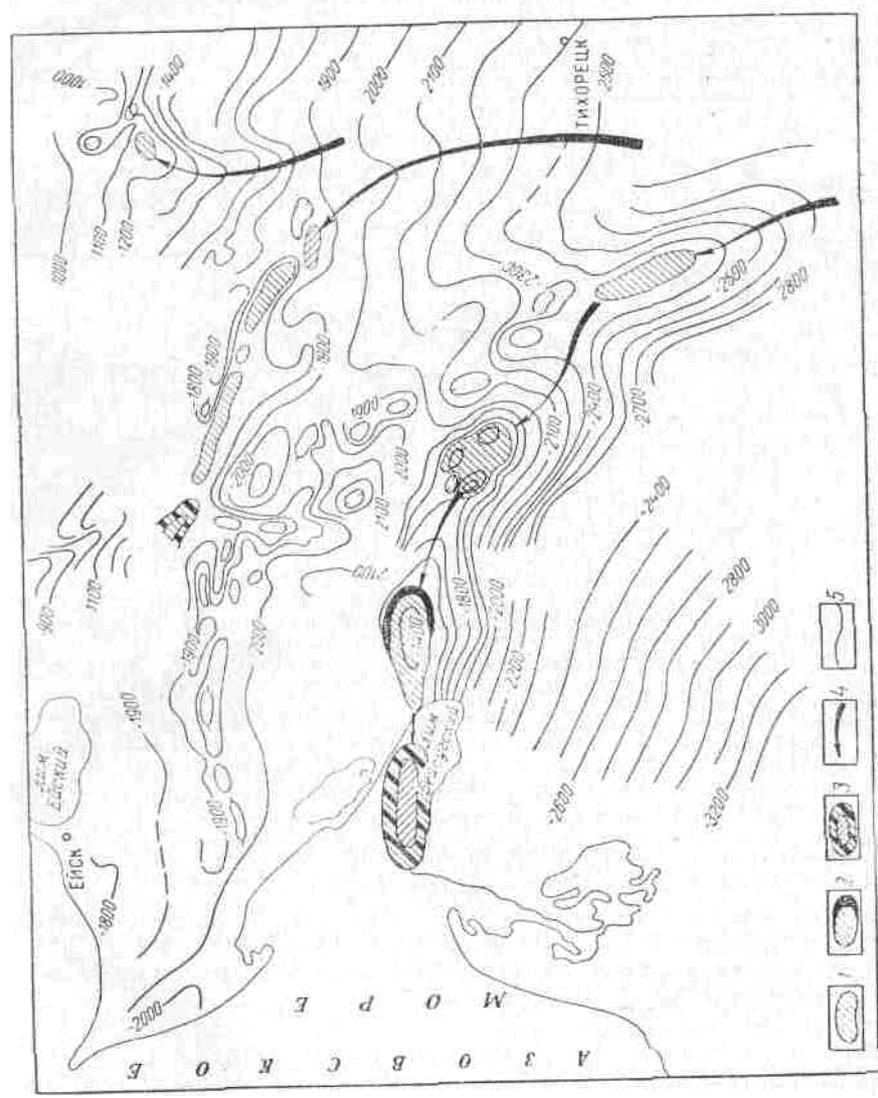
Описанное явление, конечно, представляет собой лишь самую общую схему. В действительности процесс протекает в более сложных условиях, зависящих прежде всего от конкретной геологической обстановки и ее изменений во времени. Существенные изменения могут вноситься разновременностью образования ловушек, изменением направления регионального наклона пластов, глубин залегания и в связи с этим давлений и температур в залежах, выводом пластов на поверхность и т. д. Распределение залежей нефти и газа в соответствии с принципами дифференциального улавливания установлено во многих тектонических зонах как в Советском Союзе, так и в других странах.

В качестве примера на рис. 148 приведено распределение залежей нефти и газа в альбских отложениях Ейско-Березанского района

2. ООразоваяИе и равр"?1пенне аалежей

Рис. 148. Распределение залежей нефти и газа в альпийских отложениях в Ейско-Бензинском районе Краснодарского края (по С. Т. Короткову, 1959).

1 — газоносные месторождения; 2 — газоконденсатные месторождения с нефтяной оторочкой; 3 — предельногазовые газиферные месторождения; 4 — предельногазовые пути миграции углеводородов; 5 — стратиграфическая граница сантоновых и мезотинских.



Краснодарского края. Характерно также распределение залежей нефти и газа в бобриковском горизонте Линево-Бахметьевской зоны дислокации. Многочисленные примеры распределения залежей в соответствии с принципом дифференциального улавливания приводятся С. П. Максимовым (1964) по южным районам Волго-Ураль-ской области. В. А. Кашлян и И. А. Якупов (1963) пытаются применить этот принцип для выяснения условий формирования залежей нефти и газа в рифовой зоне Приуральяского прогиба.

Облегчение нефтей в одних и тех же горизонтах по мере погружения тектонических зон было отмечено Б. М. Саркисяном для залежей продуктивной толщи Апше-ронского полуострова еще в 1943 г.

В. А. Краюшкин (1957, 1967) поставил опыты для проверки в лабораторных условиях принципа дифференциального улавливания.



Он применял стеклянные трубки, заполненные водой и песком с водой (рис. 149). При имитации гидродинамических условий наблюдалось четкое разделение нефти и газа в ловушках в соответствии с принципами дифференциального улавливания. Разделение происходило одинаково, независимо от того, подавался ли в первую ловушку сна-

тальное воспроизведение подавалась нефть. В статиче- селективной аккумуля- ции нефти и газа (по ских условиях распределение нефти и газа

В. А. Краюшкину, 1957). по ловушкам не наблюдалось. В. А. Кра-А — заполнение газом и юшкин экспериментально показал возмож-S^юек^ю%^юач^юлT^юS^ю^X^ю аналогичного дифференциального рас-

ся газ, а затем нефть). Угол **ПределёНИЯ При вертикальной миграции** наклона антиклинальной ли-

нии больше нуля. в - за- в макетах многопластовых месторождения.

полнение нефтью и газом С нотгптгг.ту ртпгиасту та ттппптто ттайтгп-опрокинутых антиклиналей P НеКОТОРых Случаях В Природе НаОЛЮ-

(сначала подавалась нефть, ДаЮТСЯ рСЗКИе расхождения С Описанным а затем газ); 1 — нефть; 2 — тл

газ; s — вода. выше принципом. В качестве примера можно привести распределение залежей в отложениях нижнего карбона Бопыкеинель-

ского вала. С. П. Максимов склонен рассматривать такие явления не как отклонение от общей закономерности, а как результат последующих изменений. Так или иначе описанная закономерность весьма часто наблюдается в природе и может быть распространена на цепь литологически экранированных ловушек на моноклинали (В. А. Киров).

Изменения регионального наклона пород (величины или направления), установленные для многих нефтегазоносных областей, должны приводить к существенному перераспределению залежей

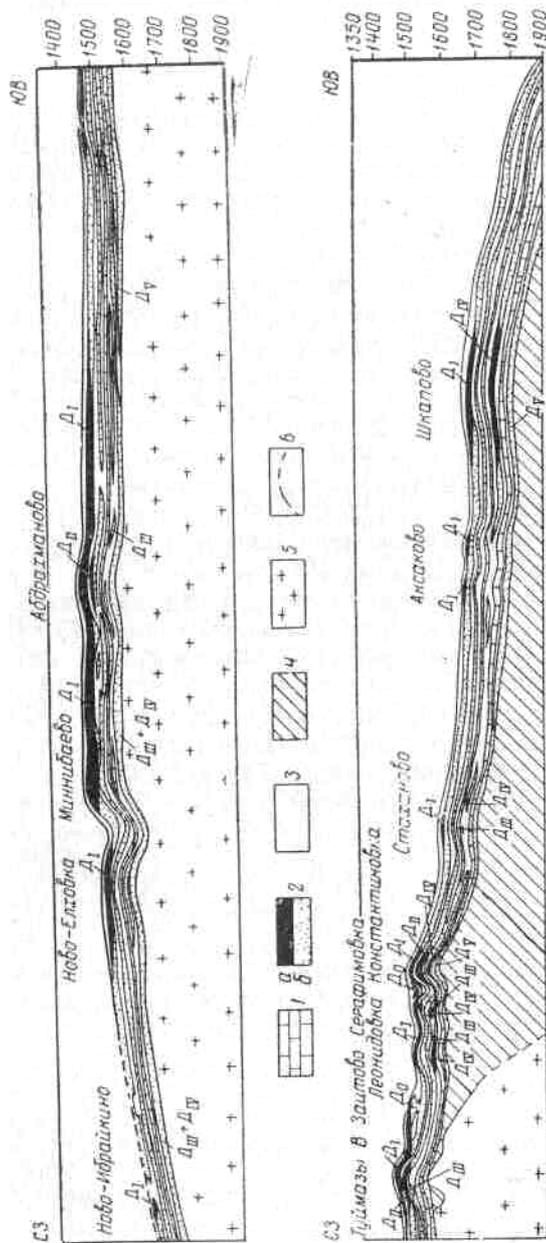


Рис. 150. Схематический геологический профиль по линии Ново-Ибрайкино — Абдрахманово — Туймазы — Серафимовка — Шнапово, принципиальная схема залегания нефти в продуктивной толще девона (по Е. П. Семшину и Ю. П. Гаттенбергеру, 1958).

1 — известняки; 2 — песчаники; 3 — аргиллиты, глины, глинистые алевролиты; 4 — отложения бавльского свита; 5 — породы кристаллического фундамента; 6 — кровля лашинской свиты.

нефти и газа. В этом случае некоторые ловушки могут открыться частично или полностью, могут появиться и новые ловушки. Весьма вероятно перетекание в этом случае нефти и газа из одной ловушки в другую путем струйной миграции. При значительных подъемах того или иного участка земной коры периферийные залежи за счет полного или частичного раскрытия ловушек будут разрушаться. В этом случае в наиболее приподнятой части при благоприятных условиях могут образовываться колоссальные по размерам залежи нефти и газа. Возможно именно таким путем образовались залежи в пластах девона Ромашкинского (рис. 150), площади Ново-Ибрай-кино, Ново-Елховка, Минибаево и в отложениях нижнего карбона Мухановского месторождений Волго-Уральской области.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной области (А. Я. Креме, Б. Я. Вассерман и др., 1967) нефть и газ вместе с водой поступали в коллекторы, двигались вверх по восстанию пластов от центров бассейнов к их периферии, аккумулировались в ловушках. В процессах нефтегазонакопления основную роль, по мнению авторов, играла латеральная миграция углеводородов по природным резервуарам продуктивных толщ; вертикальная миграция нефти и газа в Тимано-Печорской области имела подчиненное значение, приобретая большую роль при формировании залежей в карбонатных толщах. Формирование месторождений нефти и газа шло в виде неоднократно возобновлявшегося и повторявшегося процесса. В периоды существенной перестройки тектонического плана территории происходило расформирование или переформирование залежей в пространственно выдержанных резервуарах.

Сказанное заставляет обратить особое внимание на геологическую историю развития той или иной нефтегазоносной территории. Закономерности распределения в ней залежей (и в частности размещение наиболее крупных залежей) теснейшим образом связаны не только с возникновением локальных поднятий, но и с региональным тектоническим планом и его изменениями во времени.

На первом этапе формирования залежей наиболее заполненными должны оказаться наиболее погруженные ловушки, стоящие на пути миграции углеводородов; расположенные выше ловушки будут заполнены водой. В дальнейшем при изменении структурного плана, наоборот, наиболее приподнятые ловушки могут оказаться местом, где будут концентрироваться углеводороды, поступающие за счет разрушения погруженных залежей. Размер и сохранение залежей в погруженных зонах будут определяться в этом случае размером и сохранением соответствующих ловушек. Таким образом, палео-тектонический анализ является одним из наиболее важных моментов, позволяющих установить закономерности распределения залежей нефти и газа в той или иной области. А знание таких закономерностей — это наиболее короткий и верный путь к открытию новых крупных залежей нефти и газа.

Ранее было отмечено, что при миграции углеводородов могут не только образовываться, но и разрушаться залежи нефти и газа. Многообразные процессы уничтожения углеводородов и разрушения их залежей М. К. Калинин (1964) условно разделил на две группы:

1) физические и 2) химические и биохимические.

Среди физических процессов разрушения залежей нефти и газа М. К. Калинин выделяет: 1) диффузию; 2) внерезервуарную фильтрацию по пустотным пространствам различного типа; 3) внутри-резервуарную фильтрацию под влиянием движения подземных вод или сил всплывания. Здесь автор выделяет два принципиальных случая: а) исчезновение ловушки под влиянием тектонических движений и б) исчезновение ловушки вследствие вскрытия нефтегазосодержащих пластов процессами эрозии. Условия развития этих процессов и их скорости неодинаковы для нефти и газа вследствие различных физических свойств последних.

Развитие химических и биохимических процессов обуславливается геотектоническими условиями. Поскольку эти процессы разрушения углеводородов в естественных условиях развиваются сравнительно медленно, конечный эффект во многом зависит от длительности пребывания нефтегазосодержащих пластов в той или иной зоне гипергенеза. Разрушение залежей движущимися водами, химические и биохимические процессы развиваются только на определенных этапах геологической истории того или иного региона» чаще всего во время интенсивных восходящих движений.

Среди всех процессов разрушения залежей, по мнению М. К. Калинин, постоянными являются процессы диффузии и фильтрации, и поэтому они оказывают наибольшее влияние на залежи в течение всего времени существования последних. На отдельных этапах гидродинамические, химические и биохимические процессы могут подавлять влияние процессов диффузии и фильтрации и иметь решающее значение, обуславливая полное разрушение или, наоборот, сохранение залежи.

§ 3. ВРЕМЯ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В этом вопросе существует очень большой разницей во взглядах. Некоторые исследователи допускают возможность формирования залежей сразу после отложения вмещающих пород (К. А. Машко-вич, А. И. Клещев и др.). Так, А. И. Клещев предполагает окончание формирования залежей в терригенном девоне (живетские и пашийские отложения) на обоих куполах Татарского свода еще в кыновское время. Время формирования, таким образом, всего 1—3 млн. лет.

В. Б. Порфирьев (1966) предполагает, что формирование вообще всех известных залежей на земном шаре происходило от начала миоцена до четвертичного периода.

С. Ф. Федоров, С. П. Козленке, А. Л. Козлов и некоторые другие исследователи пришли к выводу о формировании залежей в девонских отложениях Саратовского Поволжья в течение девонского периода. В качестве примера приводятся Елшанские и Соколово-горские поднятия. Высказывается предположение, что девонские отложения Елшанского поднятия нефти не содержат, так как формирование поднятия происходило в карбоне. В то же время на Соколово-вогорском поднятии, сформировавшемся в девонскую эпоху, обнаружены залежи нефти и газа в девоне, возникшие за счет миграции нефти из нефтематеринских глин живецкого и франского возраста. Для тех же районов Ю. С. Ковалевский отмечает правило, согласно которому нефтеносность более древних комплексов приурочена к более древним по времени образования структурным поднятиям.

Прямо противоположный вывод сделан К. Б. Ашировым (1967) для районов Среднего Поволжья, расположенных несколько севернее, где он устанавливает связь времени формирования залежей с совсем молодыми движениями. По мнению К. Б. Аширова, формирование залежей здесь происходило в конце неогена и четвертичном периоде.

К. Б. Аширов считает, что формирование месторождений Русской платформы в целом в основном относится к позднему кайнозою;

миграция нефти и газа в ограниченных масштабах происходила и на более ранних этапах, например в мезозое, т. е. на начальных этапах альпийского тектогенеза. В связи с этим автор высказывает представления о высокой скорости формирования месторождений — максимально за 1 млн. лет и минимально за сотни лет.

В. Ф. Линецкий (1965) высказал предположение о том, что критерием времени миграции и аккумуляции нефти может являться избыточное пластовое давление, которое долго сохраняться не может. В связи с этим автор приходит к выводу, что в запечатанной залежи время снижения избыточного давления от его максимального значения до величины, мало отличающейся от нормального гидростатического давления, не превышает нескольких миллионов лет, даже при самых неблагоприятных условиях для фильтрации воды.

Как было отмечено ранее, такой вывод не может быть распространен на запечатанные залежи, расположенные в районах современных тектонических прогибаний. Во многих нефтяных районах мощность четвертичных отложений составляет сотни метров. Это дает прирост геостатического давления во многие десятки и даже сотни атмосфер. Процесс новообразования избыточных давлений в залежах может происходить значительно быстрее их рассасывания за счет фильтрации.

Таким образом, существуют две крайние точки зрения: 1) залежи сформировались сейчас же вслед за отложением вмещающих толщ и 2) залежи сформировались в относительно недавнее геологическое время.

По-видимому, обе эти точки зрения ошибочны и не могут быть распространены на все нефтегазоносные области. Объясняется это односторонним рассмотрением сложных вопросов формирования и переформирования залежей. Противоречия во взглядах на время формирования залежей Саратовского Поволжья, Самарской Луки и прилегающих районов объясняются тем, что в одних случаях в исследуемых ныне залежах более отчетливо выражены условия их начального формирования, а в других — условия начального формирования залежей в значительной степени затушеваны более поздними процессами формирования, переформирования и разрушения.

Вопрос о времени и длительности формирования залежей должен решаться на геологической основе (прежде всего на основе геологической истории развития конкретного региона), а также на основе изучения геохимических закономерностей в условиях залегания нефти и газа и контролироваться физическими параметрами залежи.

Канадский исследователь Гассоу считает, что время миграции и аккумуляции нефти и газа может быть установлено путем изучения: 1) уплотнения, которое является функцией глубины захоронения и управляет временем начальной миграции или удалением углеводородов из нефтематеринских свит; 2) регионального наклона, который контролирует время латеральной (боковой) или вторичной миграции; 3) времени формирования ловушек (аккумуляции не может быть до тех пор, пока не сформировались ловушки); 4) способности ловушек содержать газ, которая является функцией глубины залегания пласта и означает начало завершения процесса аккумуляции; 5) давления насыщения — функции глубины залегания пласта во время миграции. В общих чертах это верно. Распределение нефтяных и газовых залежей и условия их формирования не всегда могут быть объяснены, исходя из изучения современного тектонического строения нефтегазоносной области.

Тектоническое строение области может существенно изменяться во времени и приводить как к изменению регионального наклона, так и к появлению или исчезновению структурных и экранированных ловушек.

В этом отношении весьма показательный пример приводят А. И. Иванов и В. А. Киров, указывая на формирование газовых залежей в I (тульский горизонт) и II пластах (алексинский горизонт) Иловлинского месторождения. В алексинском горизонте газоносна юго-восточная часть складки, с северо-запада залежь литологически экранирована. На северо-западном крыле, несмотря на наличие коллектора и ловушки, залежь отсутствует (рис. 151). Здесь следует предполагать формирование залежи за счет миграции с юга, востока или юго-востока. В тульском горизонте, наоборот, газоносна северо-западное крыло складки, а на юго-западном крыле залежи нет. Приходится допустить миграцию газа с запада или северо-запада. Получается, что две ловушки на одной и той же антикли-

Восточный склон Воронежского свода до конца каменноугольного времени развивался как моноклираль, полого погружающаяся на восток. Только в конце палеозойской эры моноклираль осложнилась поднятиями второго порядка: Донским и Медведицким выступами. Локальные структурные поднятия в пределах описываемой территории начали формироваться относительно поздно, в конце визейского, а некоторые и в конце каменноугольного периода. Так, формирование Иловлинского локального поднятия началось в конце визейского века и закончилось в предбайосский период. По-видимому, ко времени формирования Иловлинского локального поднятия залежи тульского и алексинского горизонтов уже существовали, но положение их было иным (рис. 151, 152). Таким образом, описываемые залежи в своем первичном залегании сформировались в нижнекаменноугольное время, а затем в промежуток от начала средне-каменноугольного до предбайосского периода были переформированы.

Н. А. Калинин, изучая вопрос о времени формирования залежей в связи со стратиграфическими несогласиями в Эмбенском нефте-газоносном районе, пришел к выводу, что чем меньше промежуток времени, соответствующий стратиграфическому несогласию, тем больше сохраняется нефть. Этот вывод, безусловно, следует относить только к рассмотренному им району.

В результате обобщения многочисленных наблюдений, по мнению Н. А. Калинина, возможно оценить длительность процесса образования и миграции нефти. При залегании акчагыла на юре (промежуток 108—121 млн. лет) в последней промышленных скоплениях нефти не встречено, но при залегании апта на юре (20—33 млн. лет) и тем более неокома (13—26 млн. лет) встречаются залежи, заслуживающие разработки. Следовательно, для Эмбы процесс нефте-образования и миграции продолжался не менее 35 млн. лет, но не достигал 100 млн. лет.

При выяснении времени формирования залежей существенную помощь могут оказать геохимические исследования. З. М. Табасаранский для Ильско-Холмского района северо-западного Кавказа выделяет две фазы формирования залежей. Он допускает, что залежи в эоценовых слоях продолжают формироваться ныне. Несколько ранее аналогичная мысль о продолжающемся в современное время формировании залежей была высказана Н. А. Еременко, С. П. Максимовым и И. И. Шмайсом на основании геохимических исследований миоценовых залежей Грозненской области.

Наглядным примером формирования залежей в палеогеновых отложениях в неогеновое и посленеогеновое время может служить месторождение Южный Аламышик. Формирование залежей в этом районе в неогеновое — посленеогеновое время доказывается нефтями легкого типа, насыщенными газом, и газовой шапкой под стратиграфическим несогласием.

Очень часто пытаются определить время формирования залежей по времени формирования ловушек или по закономерностям заполнения нефтью и газом разновозрастных ловушек. Так, С. П. Коз-ленко, С. Ф. Федоров и К. А. Машкович связывают формирование залежей нефти и газа в девонских отложениях Саратовского Поволжья и Заволжья с девоном. Основанием для этого служит сделанный ими вывод о том, что структурные ловушки, образовавшиеся в девоне, продуктивны, в то время как ловушки, возникшие позднее, оказываются пустыми.

Однако из этого правила имеются и исключения. Это вызывает необходимость проверить сделанный вывод о завершении процесса формирования залежей в девоне иным путем. Одним из критериев проверки может быть количество газовой фазы в ловушке. Путем палеотектонических построений можно выяснить не только начало образования структурной ловушки, но и ее объем в разные моменты геологической истории и вероятную глубину залегания ловушки. Пользуясь законами газового состояния, можно легко рассчитать, при каких давлениях и температурах ловушка была полностью заполнена имеющимся в ней газом. Для этого можно воспользоваться формулой

$$pV = \frac{p_{на} V_{г} f}{z}$$

где p — пластовое давление в момент возможного полного заполнения ловушки в кГ/с-м^2 ;

V — объем ловушки при давлении p в м^3 ;

p^{\wedge} — пластовое давление в настоящее время в вГ/сл^2 ;

V — объем газа в настоящее время в м^3 ;

f — температурная поправка в $^{\circ}\text{C}$;

z — поправка и коэффициент сжимаемости газа в $\text{ат}^{\text{мл}}$.

При ориентировочных подсчетах поправками f та. z можно пренебречь.

Вычисляемое таким путем давление p минимально, так как ловушка могла быть полностью и не заполненной в момент ее формирования. Исходя из данной величины p , можно примерно определить соответствующую ей глубину залегания залежи и, следовательно, время по геологическому разрезу. Если таким путем определено, что формирование залежи произошло за время x , то это означает следующее. Когда поступали в ловушку первые порции газа, остается неизвестным, но последняя порция находящегося в залежи газа могла прийти в нее только после времени x , т. е. только после погружения залежи на соответствующую глубину; при меньших давлениях (и глубинах) имеющийся в ловушке газ не смог бы поместиться в ней. Проведенные таким путем расчеты С. П. Максимова, А. И. Иванова и В. А. Кирова для некоторых залежей девонских отложений Саратовского Заволжья показали, что они не могли

сформироваться раньше конца середины карбона (подольское время). Приведенная схема расчета времени формирования залежей газа будет наиболее убедительной только для ловушки, расположенной ниже по региональному падению пород другой залежи газа, так как в этом случае можно с уверенностью сказать, что определяемая залежь когда-то была заполнена газом до «гидрозапора». Таким образом, установленная ранее эмпирическая геологическая закономерность не может служить критерием для определения времени формирования залежей. Объяснение этой закономерности надо искать в другом направлении. Возможно, она связана характером и системой расположения складок, заложенных еще в девоне.

Необходимые геологические построения и соответствующие расчеты для залежей в альбских отложениях Березанского месторождения Краснодарского края были выполнены К. Н. Марченко под руководством автора. Начало образования ловушки в альбских отложениях Березанского месторождения может быть отнесено к концу мезозоя. Определенное минимальное время формирования залежи — верхний олигоцен, точнее середина майкопского времени. Именно к этому времени относятся интенсивные тектонические движения на северо-западном Кавказе, приведшие, с одной стороны, к росту складчатого сооружения, а с другой — к формированию предгорного прогиба. По-видимому, это время следует считать наиболее благоприятным для миграции и формирования залежей, что и подтверждается произведенным расчетом.

Для залежей нефти подобный расчет практически не применим из-за относительно небольшого изменения объема нефти при изменении температуры и давлений. В этом случае можно рекомендовать использовать давления насыщения в качестве дополнительного контрольного критерия геологических построений и заключений. Залежь нефти не могла формироваться при давлении ниже упругости растворенных в ней газов. Следовательно, для залежей нефти давление насыщения может служить критерием глубины и времени их формирования. Рассчитанное таким образом теми же авторами время формирования нефтяных залежей в девоне Степновского поднятия соответствует башкирскому подъярису нижнего карбона. Аналогичные расчеты, проведенные Е. Л. Пештич для девонских залежей Куйбышевского Поволжья и Заволжья, дали те же результаты. По данным Е. Л. Пештич формирование девонских залежей относится к карбону либо даже к нижней перми.

Как показали исследования К. Мжачиха (1964), точность определения насыщения зависит от учета температуры, ибо давление насыщения связано с изменением коэффициента растворимости газов в нефти.'

При расчетах времени формирования залежей, которое происходило по принципу дифференциального улавливания, необходимо учитывать изменения давления насыщения в цепи ловушек. Изменения

давления насыщения в цепи ловушек могут быть не прямо пропорциональны глубине их залегания вследствие качественных изменений состава нефти и газа в процессе миграции. Поэтому наиболее достоверные данные будут относиться к наиболее погруженным ловушкам.

Т а б л и ц а 57

Время формирования залежей нефти и газа Среднего и Нижнего Поволжья (по С. П. Максиму и др., 1964, и по Е. Л. Пештич)

Стратиграфический комплекс	Месторождения и залежи	По С. П. Максиму и др.	По Б. Л. Пештич
Кунгурский ярус	Мухановское	Современное	Неогеновый период
Башкирский ярус	Восточно-Черновское	Татарский век	—
	Покровское	Конец мячковского времени	—
Бобриковский горизонт	Красноярское	Каширское время	Среднекаменноугольная эпоха
	Белозерское	Намюрский век	—
	Покровское Яблоневый Овраг	Верейское время Границы окского и серпуховского времени	— «г»
Турнейский ярус	Стрельный Овраг	Начало верхнекаменноугольной эпохи	Верхнекаменноугольная и нпж-непермская эпохи
	Стрельный Овраг	Начало подольского времени	—
	Зольный Овраг Красноярское	То же Каширское время	— Средне- и позднекаменноугольное время
Данково-лебедянский горизонт	Покровское	Верейское время	—
	Жирновское, II пласт	Тульское время	—
Среднефранский полярус	Яблоневый Овраг	Бобриковское время	Раннекаменноугольное время
Саргаевский горизонт	Мухановское, пласт Д1	Башкирский век	Среднекаменноугольная эпоха
Пашийский горизонт	Чубовское, пласт Д1	Конец верхнефранского времени	—
	Зольный Овраг, пласт Д1	Окское время	Намюрский век
Живетский ярус	Степновский, пласт Д1	Подольское время	—

В табл. 57 приведены данные расчета времени формирования залежей нефти и газа Среднего и Нижнего Поволжья. Определив время формирования ловушек и залежей, иногда можно определить

направление миграции при формировании залежей и скорость поступления углеводородов в ловушку. Направление миграции определяется на основе палеотектонического анализа, гидрогеологической обстановки и ее возможного изменения во времени, геохимических характеристик залежи нефти и газа, условий распределения ловушек и их заполнения нефтью и газом. Подобный анализ был произведен нами совместно с В. В. Коцерубой для IV продуктивного горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения. При этом была рассмотрена возможность формирования газонефтяной залежи за счет различных видов миграции. Детальное рассмотрение этого вопроса привело авторов к выводу, что формирование рассматриваемой залежи могло произойти только за счет струйной миграции в направлении с севера из Славяно-Рязанской впадины.

Зная время формирования залежей и их размер, можно определить примерно скорость поступления нефти в ловушку. Для рассматриваемого случая она составила примерно 1 м в год.

Можно привести другой пример ориентировочного расчета скорости заполнения ловушек в карбоне и девоне Степновского поднятия, произведенного С. П. Максимовым, А. И. Ивановым и В. А. Кировым. Авторы принимают абсолютное время от начала до конца заполнения пласта Ду живетского яруса равным 58 млн. лет, а для ловушки бобриковского горизонта 33 млн. лет. Исходя из запасов, они определяют скорость накопления газа для пласта Ду примерно 300 м^3 в год и для бобриковского горизонта 36 м^3 в год.

Указанный расчет произведен без учета палеотектонического развития ловушки, а поэтому сугубо ориентировочный.

В. А. Киров (1964) предложил графический способ (рис. 153) оценки времени формирования газовых залежей, основанный на сопоставлении объемов ловушки (определяются путем палеотектонических построений) с объемами, занимаемыми газовой фазой для различных отрезков геологического времени (определяются по закону Бойля-Мариотта).

В. А. Соколов (1965) предложил оценивать время аккумуляции, исходя из средних значений возможных диффузионных потерь газа. Он считает, что этим методом можно рассчитать время, когда ловушка была нацело заполнена газом или когда нефть содержала газ в концентрации, соответствующей давлению насыщения. В этом случае, по мнению этого автора, можно подсчитать не только оставшийся в залежах, но и утерянный газ. Расчет времени образования залежи в Чуэльской структуре по данным об ореольно-хроматографическом распределении углеводородов показал, что диффузионный поток возник 10—15 млн. лет назад; это время В. А. Соколов рассматривает как время образования залежи. Залежь на площади Кум-Даг согласно такому же расчету образовалась 8 млн. лет назад. Следовательно, возраст этих скоплений в геологическом смысле невелик. В связи с трудностями определения коэффициентов диффузии по

всему разрезу и изменением этих значений с течением времени предложенный метод нельзя признать надежным и универсальным. Существуют попытки определения возраста газовой залежи по концентрации газов, растворенных в воде. В. Н. Корценштейн (1960)

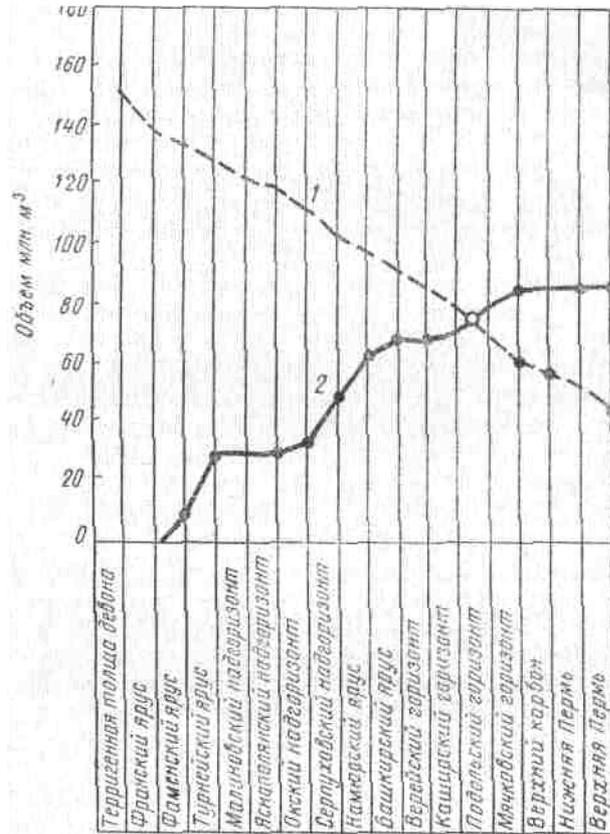


Рис. 153. Диаграмма для определения времени заполнения ловушки (по В. А. Кирову, 1964).

1 — объем залежи газа; 2 — объем порового пространства ловушки.

предлагает определять возраст исходя из предложения, что весь газ, находящийся в ловушке, рост которой продолжается в настоящее время, доставляется подземным водным потоком. Тогда возраст залежи определяется по формуле

$$t_r = \frac{V_r}{Q(P_1 - P_2)},$$

где Q — объем воды;
 t_y — возраст газовой залежи;
 y^{\wedge} — запас газа в залежи;
 Λ и Γ^2 — газонасыщенность вод в районе, откуда движутся воды, и в районе залежи соответственно.

П. Л. Антонов (1964) предлагает производить расчет, исходя из диффузионной скорости миграции газа в воде. Он принимает, что весь газ, растворенный в воде, поступает в нее из имеющейся залежи. Оценка возраста газовых залежей по их химическому анализу (He и Ar) методом В. П. Савченко приведена в гл. III.

Ни один из приведенных выше примеров расчета не может претендовать на точность, но их совместное применение на фоне геологического анализа может привести к достаточно обоснованным заключениям.

Таким образом, процессы формирования и переформирования залежей могут охватывать десятки и даже сотни миллионов лет. Этот вывод хорошо увязывается с представлением о непрерывности и цикличности процессов нефтегазообразования, сделанным ранее.

Говоря о длительности формирования залежей нефти и газа или их месторождений, не следует забывать о неравномерности этого процесса. Как видно из приведенных примеров, часто удается установить несколько фаз формирования месторождений.

Формирование залежей в несколько **фаз** миграции — широко распространенное явление. Еще Л. Мразек и К. Крейчи-Граф указывали на формирование залежей в месторождении Морени (Румыния) в несколько фаз (рис. 114). Для залежей Апшеронского полуострова благодаря работам В. А. Горина и В. В. Вебера считается общепринятым существование по крайней мере двух фаз миграции. Формирование залежей в нижнем отделе продуктивной толщи соответствует первой фазе; второй, более поздней фазе соответствует образование залежи в верхнем отделе продуктивной толщи. Н. П. Туаев отмечает многофазность формирования залежей в Ферганской впадине.

Изучая условия формирования массивных газовых залежей на Шебелинском месторождении, И. С. Романович (1963) приходит к выводу о формировании их в течение трех фаз: предкаменноугольной, предверхнепермской и предтретичной.

Многофазность следует прежде всего связывать с тектоническими процессами и обусловленными ими явлениями. Первая фаза формирования залежей происходит на ранней стадии развития седиментационного бассейна. Залежи начинают формироваться в замкнутых резервуарах внутри нефтематеринских свит. В пластовых резервуарах, заключенных внутри нефтематеринских свит или непосредственно с ней контактирующих, залежи также формируются. Наклон

пластов обуславливается прежде всего региональным прогибанием бассейна и связанным с ним первичным наклоном осадков. Следует иметь в виду, что даже на самых ранних стадиях своего развития седиментационный бассейн не представляет собой равномерно прогнутого «корыта». Несмотря на общую тенденцию к погружению для данного геологического цикла, седиментационный бассейн изначально тектонически расчленен. Положительные элементы внутри седиментационного бассейна могут определить развитие многочисленных ловушек. В результате возникают условия, весьма благоприятные для формирования многочисленных и при этом весьма часто крупных залежей нефти и газа не только в краевых частях седиментационного бассейна, но и внутри него.

Вторая фаза формирования залежей связана с последующей тектонической дифференциацией области. Она приурочивается к концу общего прогибания крупного участка земной коры и началу проявлений в нем движений в обратном направлении. Именно в этот период наступает отчетливая дифференциация бассейна на зоны поднятий и опусканий. В геосинклинальных областях ясно обособляются антиклинальные и синклинальные зоны, в платформенных областях — валы и прогибы. В эту фазу, по-видимому, формируется большинство залежей внутри данного бассейна. Но формирование их на этом не заканчивается, оно может продолжаться в зависимости от конкретной геотектонической обстановки вплоть до сегодняшнего дня.

Последующее тектоническое развитие данного участка земной коры может привести к проявлению третьей фазы формирования залежей. Изменение знака тектонических движений с изменением регионального наклона слоев и последующая дифференциация участка земной коры с развитием старых и возникновением новых зон поднятий и опусканий существенно видоизменяют структурный план области. Соответственно меняются региональная гидрогеологическая обстановка и условия формирования и разрушения залежей.

Ранее возникшие ловушки, заполненные нефтью и газом, могут оказаться частично или полностью раскрытыми. Вследствие этого начинается утечка нефти и газа — залежи разрушаются. За счет их разрушения в других местах могут возникнуть новые залежи. Таким образом, идет процесс переформирования залежей внутри резервуаров. При этом основная масса нефти и газа может рассеяться. С этой точки зрения переформирование залежей следует рассматривать прежде всего как процесс их разрушения.

Переформирование залежей в третью фазу происходит не только в результате изменения регионального структурного плана и образования новых поднятий, но и в результате возникновения в это время крупных и мелких разрывов. Появление последних особенно характерно для данной стадии тектонического развития области,

облегчает и усиливает внерезервуарную миграцию. Внерезервуарная миграция приводит к формированию залежей в коллекторах, иногда значительно удаленных по разрезу от нефтематеринских свит.

Как в зарубежной литературе, так и в отечественной (В. П. Савченко, А. Л. Козлов и др.), развивается взгляд на неравномерное движение углеводородов по резервуару. Углеводороды в своем движении прокладывают определенные пути, которые проходят по наиболее проницаемым участкам резервуара и приурочены к его приподнятым зонам.

ГЛАВА XI

ЗАКОНОМЕРНОСТИ В РАСПРЕДЕЛЕНИИ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

§ 1. ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Скопления нефти и газа известны в отложениях всех возрастов, начиная от кембрия и кончая верхним плиоценом. Они встречаются также в более древних, докембрийских и в более молодых, четвертичных отложениях. Однако в общем балансе добычи и запасов этих полезных ископаемых их скопления в докембрийских и четвертичных отложениях существенной роли не играют.

Распределение скоплений нефти и газа в одних и тех же стратиграфических комплексах различных стран мира неравномерно (табл. 58). Рассмотрим для примера отложения плиоцена. Хотя они широко развиты во многих странах и достигают часто весьма значительной мощности (до 1000 м и более), их промышленная нефтегазоносность установлена лишь в Калифорнии и Примексиканской впадине (США), Италии, Югославии, Индии, Бирме, Японии, Индонезии, на о. Борнео, в Венесуэле, на Тринидаде, в СССР — в Предкавказье, Закавказье, Средней Азии и на Сахалине. В других странах и районах в этих отложениях скопления нефти и газа либо совсем отсутствуют, либо известны в незначительных количествах.

Примерно то же самое можно сказать об отложениях всех стратиграфических возрастов. Более того, отложения одного и того же возраста, высокопродуктивные в одном районе, оказываются непродуктивными в соседнем. Например, в Западно-Сибирской низменности основные продуктивные горизонты расположены в юре и меду; в то же время промышленные залежи газа и нефти в сеноманских отложениях тяготеют к северным и восточным районам низменности; в западных и южных районах Западной Сибири эти отложения непродуктивны. В Аму-Дарьинской области в ее северо-западных районах диапазон нефтегазоносности охватывает отложения юры и верхнего мела, в юго-восточных районах этой же области продуктивные горизонты приурочены к отложениям только юры. В западно-Туркменской области в ее северной части этаж нефтегазоносности охватывает средний и верхний плиоцен (красноцветная толща, акчагыл и апшерон); в южной же части области продуктивны только низы красноцветной толщи среднего плиоцена. Аналогичные

Продолжение табл. 58

Возраст нефтеносных слоев	Средний Восток										Восточная Азия, Австралия и Океания										Африка					
	Турция	Израиль	Иран	Саудовская Аравия	Ирак	Кувейт	Катар	Бахрейн	Пакистан	Индия	Китай	Монголия	Япония	Бирма	Индонезия	Борнео	Новая Каледония	Австралия	Алжир	Марокко	ОАР	Тунис	Ангولا	Либия		
Четвертичные																										
Плиоцен																										
Миоцен																										
Олигоцен																										
Эоцен																										
Палеоцен																										
Мел																										
Юра																										
Триас																										
Пермь																										
Средний и верхний карбон																										
Нижний карбон																										
Девон																										
Силур																										
Орловик																										
Кембрий																										
Докембрий																										

● — основные продуктивные горизонты.
○ — незначительная добыча нефти, газа и нефтепроявления.

примеры могут быть приведены по более древним отложениям и другим нефтегазоносным областям и провинциям мира.

Таким образом, даже широко распространенные в том или ином стратиграфическом комплексе скопления нефти и газа встречаются не повсеместно, а приурочены лишь к определенным районам и областям. Подобное распределение скоплений нефти и газа связано с литолого-фациальными условиями образования включающих их свит и историей тектонического развития каждой конкретной области и района.

Из табл. 58 следует, что в большинстве стран мира промышленные скопления нефти и газа чаще всего встречаются в неогеновых, палеогеновых и мезозойских отложениях. Скопления нефти и газа в палеозойских отложениях концентрируются преимущественно в Северной Америке, в Южной Америке, Африке, Австралии, Западной Европе и в СССР. В США максимальное количество залежей приходится на девон и карбон. Анализ распределения залежей нефти и газа в СССР по стратиграфическим комплексам показал, что максимальное количество залежей приходится на кайнозойскую группу (более 1600 залежей). Палеозойские отложения занимают второе место (более 1100 залежей). По мере развития геологоразведочных работ в Западно-Сибирской низменности и Средней Азии приведенное распределение залежей по стратиграфическим комплексам в СССР будет изменяться в сторону увеличения удельного веса залежей мезозойского комплекса.

Однако распространенность скоплений нефти и газа в отложениях того или иного возраста еще не говорит о количестве этих полезных ископаемых в данных отложениях. О распределении суммарного количества нефти и газа можно получить представление, рассматривая добычу и запасы этих полезных ископаемых по соответствующим стратиграфическим интервалам. Попытка оценить добычу и запасы нефти по системам и группам предпринималась

Распределение добычи и запасов нефти

Группа	По И. М. Губкину, 1927		По В. А. Успенскому и О. А. Радченко, 1947 г.
	Суммарная добыча по 1927 г. включительно	Добыча за 1927 г.	Суммарная мировая продукция на 1/1 1943 г.
Кайнозойская	40 22 36	56,2 29,2 146	53,06 17,02 29,92
Мезозойская			
Палеозойская			

в разное время различными исследователями. Некоторые данные по этому вопросу приведены в табл. 59.

По М. И. Баренцеву и др. (1966) распределение запасов газа на земном шаре следующее: кайнозой—33%, мезозой—38%, палеозой — 29% от общих запасов газа, т. е. примерно такое же, что и для нефти.

Скопления нефти и газа неравномерно распределены по разрезу различных областей. Почти в каждой области среди стратиграфических комплексов отложений, содержащих эти полезные ископаемые, встречаются отложения пустые или содержащие лишь незначительные признаки их.

В табл. 60 приведена динамика добычи нефти и природного газа в СССР по геологическим группам, из которой видно, что в 1958 г. основная добыча газа в СССР производилась из кайнозойских и палеозойских отложений, а в 1966 г. — из мезозойских и палеозойских. К 1970 г. удельный вес добычи нефти из палеозойских отложений сохранится на уровне 70%.

Неравномерно распределение добычи и запасов нефти и газа по возрасту вмещающих отложений отмечается также и при рассмотрении отдельных стран и районов. Распределение запасов газа и нефти в СССР на 1 января 1966 г. по группам приводится в табл. 61.

В табл. 62 приведены данные о стратиграфическом распределении залежей 236 крупнейших месторождений капиталистических стран. Как видно из табл. 62, наибольший их процент приходится на миоцен-олигоцен и палеозой.

Следует обратить внимание и на неравномерность распределения запасов среди выявленных месторождений. Так, по данным К. Кне-бел (1956), основные запасы нефти (более 80%) капиталистических стран приурочены всего к 236 месторождениям. По данным М. И. Варенцова и др. (1966) на территории США открыто около 9 тыс. нефтяных месторождений, из них 230 относится к категории крупных

Таблица 59

в мире по возрастным группам в %

По А. И. Леворсеву, 1956		По А. Я. Кремсу, 1954	По Г. М. Кнэ-бел, 1956	По м. к. Калинко, 1964
Суммарная добыча на 31/XII 1947 г.	Первоначальные запасы на 3.1/XII 1947 г.	Суммарная добыча на 1953 г.	Первоначальные запасы (236 месторождений)	Первоначальные запасы
58,1 23,9 18,0	58,1 26,9 15,0	48 19 33	38,2 52,7 9,1	28 43 29

Таблица 60

Динамика добычи нефти и природного газа в СССР по геологическим группам, % от общей добычи (по С. П. Максимуму и В. А. Кирову)

Группа	Газ				Нефть		
	1940 г.	1958 г.	1965 г.	Возможная добыча за 1966-1970 гг.	1958 г.	1965 г.	Возможная добыча за 1966—1970 гг.
Кайнозойская	100	54,00	21,16	16,70	22,42	8,47	10 20 70
Мезозойская		0,50	40,00	51,80	24,31	7,49	
Палеозойская		45,50	38,84	31,50	53,27	74,04	

Таблица 61

Распределение запасов нефти и газа СССР (категории А+В+С₁) по группам, % от общих запасов (по С. П. Максимуму и В. А. Кирову)

Группа	Газ	Нефть
Кайнозойская	19,8	14,8
Мезозойская	58,4	24,2
Палеозойская	21,8	61,0

Таблица 62

Распределение крупных месторождений и запасов нефти в мире по возрасту продуктивных толщ, % (по К. Кнебел, 1956)

Возраст продуктивной толщи	Запасы крупных месторождений	Количество крупных месторождений	Запасы крупных месторождений (Среднего Востока)	Количество крупных месторождений (Среднего Востока)
« Плиоцен и плейстоцен . .	3,5	10,3	9,8	11,3
Миоцен и олигоцен	28,7	32,6	33,7	31,9
Эоцен и палеоцен	6,0 52,7	7,1 19,5	10,5 20,5	7,0 16,3
Мезозой				
Палеозой	9,1	30,5	25,5	33,5

с начальными запасами более 13,5 млн. т. В крупных месторождениях (2,5% от общего количества месторождений США) содержится 57,6% промышленных запасов нефти. Добыча из этих месторождений составляет около 45% всей добычи нефти США. Еще более сконцентрированы запасы газа. Во всех капиталистических странах насчи

тывается около 70 крупных и крупнейших газовых и газонефтяных месторождений, в которых начальные запасы газа составляют около 9 трлн. м³. На пять крупнейших месторождений газа США приходится около 42% всех запасов газа, из которых добыча составляет около 55%.

На 1 января 1966 г. в Советском Союзе было выявлено 440 месторождений газа (свободного и газовых шапок). Из них 335 месторождений (76,14%) относились к группе мелких и содержали 11,14% общесоюзных запасов; 80 месторождений (18,18%) относились к группе средних и содержали 29,70% общесоюзных запасов и 25 месторождений (5,68%) относились к группе крупных и заключали 58,36% общесоюзных запасов. В числе последних четыре месторождения (0,91%) содержали 29,15% общесоюзных запасов.

Уникальные и крупные месторождения газа распределены неравномерно. В Волго-Уральской нефтегазоносной области расположено только одно Коробковское уникальное месторождение, приуроченное к восточному склону Воронежской антеклизы. В Ухто-Печорской области открыто уникальное Вуктыльское месторождение. В Предкавказье выявлены уникальное Северо-Ставропольское месторождение и крупные — Майкопское, Анастасиевско-Троицкое, Березанское, Ленинградское, Старо-Минское, Тахта-Кугультинское месторождения; в Предкарпатье крупными месторождениями являются Рудковское, Бильче-Волицкое; в Днепровско-Донецкой впадине расположено уникальное месторождение Шебелинское и крупное Ефремовское. В пределах Р^аракумской платформы открыто уникальное месторождение Газли, а также крупные месторождения Ачакское, Байрамалийское, Майское, Зеагли-Дарвазинское и Теньгинское. В Западно-Туркменской области расположено крупное месторождение Камышлджа.

В Западно-Сибирской низменности открыты уникальные Тазовское, Губкинское, Ново-Портовское, Комсомольское месторождения. Вероятно гигантские размеры имеют Заполярное и Уренгойское месторождения. В Лено-Виллюйской области расположено уникальное Средне-Виллюйское месторождение.

По данным С. П. Максимова (1964), аналогично распределяются и запасы нефти (рис. 154, а). Уникальные и крупные месторождения нефти в СССР размещаются в шести нефтегазоносных областях:

Волго-Уральской, Апшеронской, Предкавказской, Южно-Мангыш-лакской, Западно-Туркменской и Западно-Сибирской. В Волго-Уральской нефтегазоносной области открыто 12 уникальных месторождений, в том числе Ромашкинское и Арланское, в Апшеронской — пять, в Южно-Мангышлакской — два, в том числе гигантское месторождение Узень; в Западно-Туркменской области — одно и в Западно-Сибирской области — несколько месторождений, в том числе Сосьвинско-Советское, Медвединское, Усть-Балыкское, Правдинское, Белозерное. Распределение запасов нефти и газа по

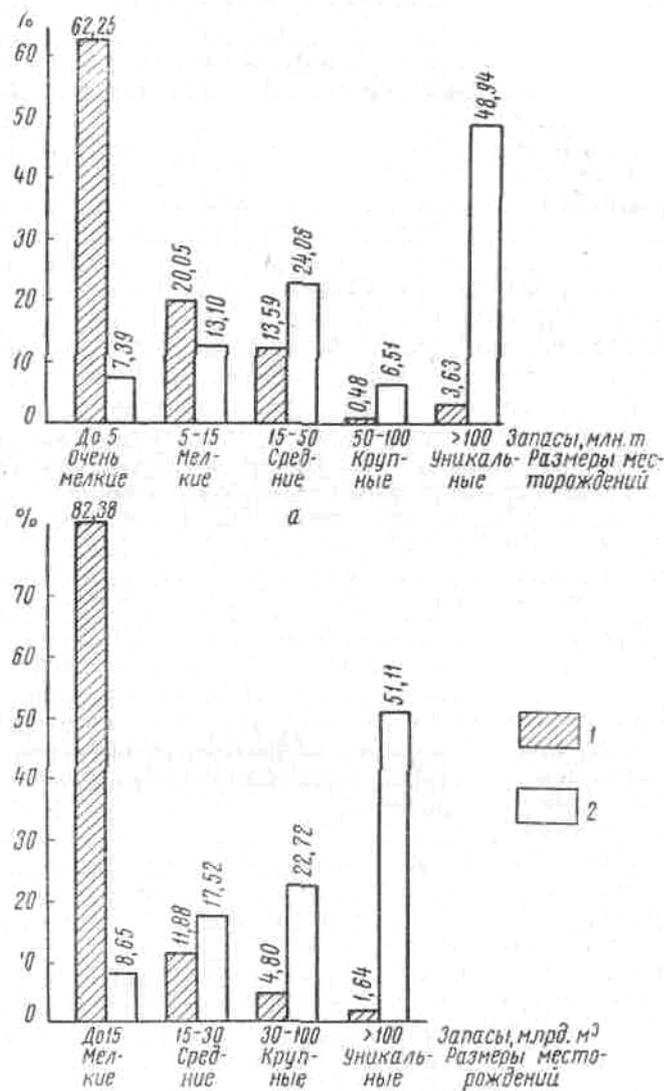


Рис. 154. Распространение балансовых запасов нефти и газа по группам месторождений СССР на 1 января 1960 г. в % (по С. П. Максимова, 1964).

— количество месторождений в %; 3 — количество запасов в %.

• нефть; б — газ

стратиграфическим комплексам совпадает с распределением по этим же комплексам других горючих ископаемых — каменного угля и горючих сланцев, что объясняется общностью условий их образования. Неравномерное распределение запасов нефти и газа по разрезу является следствием периодичности процессов нефтеобразования и сопровождается качественными изменениями нефтей и газов.

При рассмотрении происхождения нефти и газа и условий их залегания в земной коре должны учитываться закономерные связи содержащихся в них углеводородных и неуглеводородных компонентов. Изменения свойств нефтей и газов по разрезу месторождений связаны с глубиной залегания продуктивных горизонтов и не зависят (в пределах отдельных месторождений) от их возраста. Несколько иная картина наблюдается при рассмотрении изменения свойств нефтей и газов по геологическим формациям в более широком плане.

При сопоставлении нефтей и газов по формациям в среднем по миру влияние глубины залегания продуктивных горизонтов на соответствующие показатели практически исключается. Одновозрастные горизонты в различных районах залегают на разных глубинах. Более того, учитывая специфику распределения скоплений нефти и газа по крупным тектоническим элементам, можно говорить, что более древние продуктивные горизонты в среднем залегают на меньших глубинах. Так, палеозойские отложения продуктивны на платформах, где глубина их залегания 2—2,5 км; третичные отложения продуктивны главным образом в предгорных прогибах, где глубины залегания продуктивных горизонтов достигают 4 км и более; мезозойские отложения занимают промежуточное положение. Вместе с тем с увеличением возраста продуктивных горизонтов наблюдаются примерно те же изменения в составе нефтей и газов, что и при увеличении глубины залегания в пределах месторождения.

Как видно из табл. 63, от кайнозоя к палеозою по группам отмечается уменьшение плотности, увеличение содержания парафина, увеличение выхода легких фракций (до 200° С).

63

Средняя характеристика нефтей по геологическим формациям (по О. А. Радченко, 1965)

Возраст вмещающих отложений	Доля суммарной добычи в общесоюзном балансе, %	Глубина, м	d_{4}^{20}	Сера, %	Парафин, %	Конец, %	Выход фракций, %				
							До 100° С	100—200° С	200—300° С	300—400° С	400—500° С
Кайнозой	49,4	1110	0,874	0,91	2,3	3,4	5	18	23	13	12
Мезозой	21,5	1430	0,855	1,36	4,2	3,7	8	19	19	13	11
Палеозой	29,1	1430	0,834	0,69	4,5	2,3	9	22	24	12	11

В общих чертах та же закономерность наблюдается и при рас-1 смотрении качества нефти по геологическим системам. Дж. Мак-Наб, П. Смит и Р. Бете (1952) для нефтей США приводят аналогичные изменения по геологическим системам (рис. 155).

По содержанию серы довольно отчетливо выделяются две группы нефти. В первой группе сернистых нефтей ее содержание превышает 1% (в среднем 1,56%). В группе малосернистых нефтей содержание серы обычно менее 0,5% (в среднем 0,24%).

Многие авторы отмечают частные изменения тех или иных свойств нефтей или входящих в них химических соединений и элементов. Так, Д. С. Болл и соавторы, а также С. П. Максимов отмечают изменение с возрастом содержания азота в нефтях; С. М. Катченко и Л. А. Гуляева — закономерное изменение с глубиной отношения ванадия к никелю;

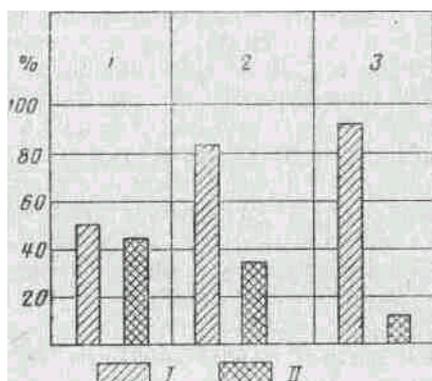


Рис. 155. Содержание низкокипящих фракций в нефтях США (по Смит и Бетсу).

Г. А. Амосов и др. — изменение оптической активности к т. д. Вполне естественно ожидать также изменения свойств попутных газов с возрастом вмещающих пород. Анализ нефтей и попутных газов Европейской части СССР¹ показал полное соответствие в изменении их свойств. Параллельно с изменением нефтей и газов во вмещающих толщах меняется состав битумов. Отмечается закономерное изменение изотопного состава серы в нефтях в зависимости от возраста отложений (рис. 156). Установленные закономерности подтверждают общую схему превращения органического вещества в земной коре, выдвинутую в свое время А. Ф. Добрянским. Установлена не только метанизация углеводородов во времени, но и другая сторона этого процесса — конденсирование молекул. Как было указано в гл. IX, группа исследователей предложила гипотетическую кинетическую схему превращения углеводородов. В соответствии с этой схемой превращения могут происходить по цепной реакции. Началом цепной реакции может явиться отрыв радикалов (СН₃ или Н[•]) от органической молекулы (М),

I — количество нефтей, содержащих более 20% углеводородов, вскипающих до 200° С;

II — количество нефтей, содержащих менее 20% углеводородов, вскипающих до 200° С;

1 — нефти третичного возраста (112 образцов);

2 — нефти мезозойского возраста (33 образца);

¹ Работа проведена автором совместно с С. П. Максимовым, А. А. Жуховицким, Н. М. Туркельтаубом, Т. А. Ботневой и Р. Г. Панкиной.

который может произойти, например, под воздействием радиоактивной реакции. Дальнейшие воздействия непрерывно образующихся углеводородных радикалов на углеводороды обеспечивают: 1) разрыв нафтеновых колец; 2) метанизацию; 3) уменьшение молекулярного веса насыщенных углеводородов; 4) дегидрогенизацию нафтеновых углеводородов; 5) конденсацию ароматических колец, приводящую в конечном счете к графиту.

Физико-химическое толкование установленных закономерных изменений в составе нефтей и сопутствующих им газов и битумов в зависимости от стратиграфической глубины их залегания говорит о необратимости процессов, обусловивших появление этих закономерностей в земной коре. Если справедливо это заключение, то наблюдающиеся закономерности находятся в явном противоречии с представлением Н. А. Кудрявцева и А. Б. Порфирьева о единой фазе миграции и формирования залежей нефти в земной коре. Более того, они противоречат представлениям о вертикальной миграции нефти снизу

вверх. Для объяснения наблюдающихся закономерностей неизбежно приходится допустить многократное усиление процессов нефтеобразования в земной коре с последующим превращением во времени нефтей и газов (старение). Цикличность процессов битумо-и нефтегазообразования неоднократно отмечалась различными авторами (В. В. Вебер, И. О. Брод, Д. В. Жабров, С. П. Максимов и др.). Весьма интересные выводы в этом направлении были сделаны С. П. Максимовым при детальном изучении условий формирования нефтяных и газовых месторождений в южных районах Волго-Уральской области¹. Здесь открыто 140 месторождений, содержащих

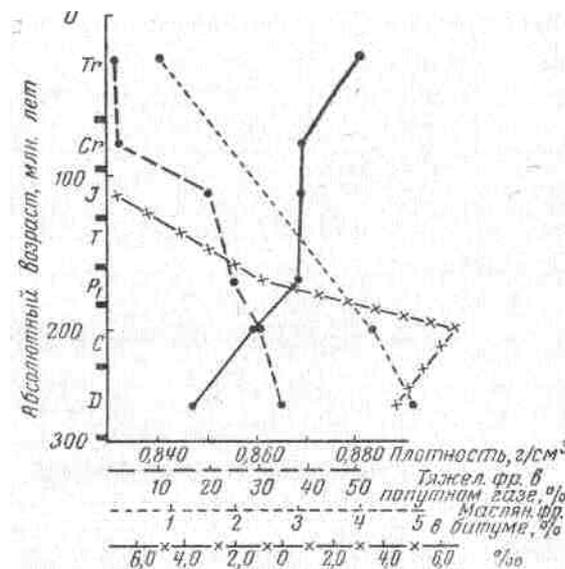


Рис. 156. Закономерности изменения нефтей, попутных газов, битумов и изотопного состава ($6S^{34}$) серы в нефти по стратиграфическому разрезу

¹ Изложение ведется по работе С. П. Максимова «Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа». Пзд-во «Недра», 1964. Монография удостоена премии им. И. М. Губкина за 1965 г.

535 залежей нефти и газа, в том числе подсчитаны запасы в 108 месторождениях (в 403 залежах).

В распределении залежей по разрезу палеозойских отложений наблюдаются следующие закономерности.

1. Залежи нефти и газа в открытых месторождениях связаны с тремя системами: девонской (97 залежей), каменноугольной (324 залежи) и пермской (111 залежей). Исключением из этого правила является Коробковское месторождение, в пределах которого установлены три залежи газа в отложениях юрской системы.

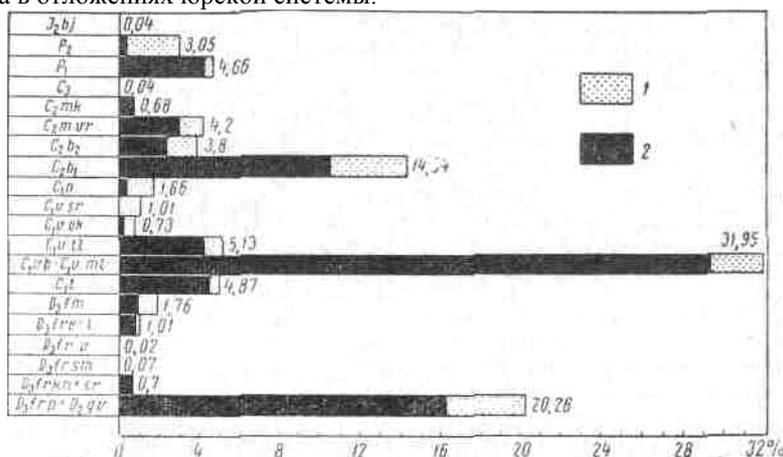


Рис. 157. Распределение запасов нефти и газа по разрезу палеозойских отложений южных районов Волго-Уральской нефтегазо-носной области в % (по С. П. Максимова, 1964).

1 — газ; 2 — нефть.

Промышленная нефтегазоносность приурочена к 26 стратиграфическим комплексам отложений палеозоя. Границы промышленной нефтегазоносности отложений девона, нижнего и среднего карбона и перми в пространстве не совпадают и, очевидно, генетически не связаны.

2. Распределение запасов нефти и газа по разрезу палеозойских отложений, слагающих основные тектонические элементы исследуемой области, показано на рис. 157.

Может быть выделено четыре регионально выдержанных терри-генных комплекса нефти и газа, содержащих большую часть запасов и залежей в разрезе палеозоя.

а. Живетско-нижнефранский в девоне. В пределах Донского горстообразного поднятия в эту толщу следует включать верхне-франские и фаменские (кроме данково-лебединских) отложения.

б. Визейский (малиновский надгоризонт, бобриковский и тульский горизонты) в нижнем карбоне.

в. Верхнебашкирский — верейский в среднем карбоне. **На** восточном склоне Воронежского свода и в некоторых участках в южной части Жигулевско-Пугачевского свода в этот комплекс следует включить отложения каширского горизонта московского яруса.

г. Нижнепермский (мергелистые фации).

Промышленные запасы резко снижаются как **вверх, так и вниз**, по разрезу от этих комплексов.

Приуроченность большей части залежей нефти и газа и их промышленных запасов к четырем терригенным комплексам палеозоя находится в генетической связи с цикличностью осадконакопления и нефтегазообразования на всей территории Волго-Уральской области. Как известно, на этой территории четко выделяются четыре цикла седиментации. «Цикличность палеозойского осадкообразования на Русской и Северо-Американской платформах, по-видимому, обусловлена цикличностью колебательных движений, которые испытывают платформы в связи со своим развитием» (Успенская, 1952). Анализ этого процесса дан в работах В. В. Белоусова (1944, 1948, 1954), А. А. Бакирова (1948, 1951, 1954, 1960), М. Ф. Мирчинка и А. А. Бакирова (1951), А. А. Трофимука (1950, 1956), Л. Н. Розанова- (1957), И. О. Брода, М. Ф. Мирчинка и др. (1960), Н. В. Неволлина и др. (1956). Этими работами доказано, что с цикличностью колебательных движений связана цикличность палеозойского осадконакопления, которая в свою очередь периодически порождала благоприятные условия для нефтегазообразования.

История осадконакопления в пределах платформы связана с тремя циклами тектогенеза — каледонским, герцинским и альпийским.

Цикличность колебательных движений и осадкообразования привели к тому, что в разрезе палеозойских отложений два комплекса терригенных пород (девонский и нижнекаменноугольный) регионально прослеживаются по всей территории Волго-Уральской области, а среднекаменноугольный и нижнепермский терригенный и мергелистый комплексы развиты на относительно ограниченной территории. Полностью соответствует этому нефтегазоносность отложений. Следовательно, определенная закономерность в колебательных движениях, происходивших в палеозойской эре на территории Волго-Уральской области, привела к цикличности седиментации и периодическому накоплению песчано-глинистых и глинисто-карбонатных толщ, обогащенных органическими веществами. Только этим можно объяснить широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности и появление в разрезе четырех регионально продуктивных комплексов, с которыми связаны основные залежи нефти и газа палеозойских отложений и их промышленные запасы.

Таким образом, цикличность колебательных движений осадконакопления и периодичности нефтегазообразования в палеозойских

отложениях Волго-Уральской области являются единым процессом. Отмеченная цикличность осадкообразования в разрезе палеозойских отложений, несовпадение границ распространения промышленной I нефтегазоносности отложений девона, нижнего карбона, среднего карбона и нижней перми, выделение четырех продуктивных толщ, с которыми связаны основные промышленные залежи нефти и газа и их запасы, геохимические различия нефтей и газов указанных продуктивных толщ в пределах большей части исследованных месторождений дают возможность говорить о наличии в разрезе палеозойских отложений цикличности нефтегазообразования.

Из этого следует, что выделенные в разрезе четыре продуктивные толщи и их залежи генетически связаны с индивидуальными нефте-материнскими свитами в живетско-франских, нижне- и средне-визейских, верхнебашкирских — верейских и нижнепермских тер-ригенных образованиях.

Таким образом, цикличность процессов битумо- и нефтеобразования, обусловленная геологической историей земной коры и отдельных ее участков, изначально вызывает неравномерное распространение скоплений нефти и газа в земной коре.

Все те области, где докембрийские породы (щиты) обнажены или подходят близко к поверхности, лишены месторождений нефти и газа. Скопления нефти и газа в центральных частях горных сооружений отсутствуют. Если происхождение нефти и природных газов связывать с органическим веществом, то, очевидно, не следует ожидать месторождений этих полезных ископаемых на щитах, где нет осадочного покрова. В интенсивно дислоцированных областях отсутствие месторождений нефти и газа объясняется прежде всего плохими условиями сохранения залежей. В таких областях благоприятные условия для существования залежей нефти и газа сохраняются лишь в межгорных впадинах, выполненных слабодислоцированными- и метаморфизованными осадочными породами.

С рассмотренной закономерностью тесно связано неравномерное распределение залежей нефти и газа в пределах одновозрастных геологических формаций. Наличие залежей нефти и газа в той или иной формации связано с ее распространением в том или ином крупном тектоническом элементе земной коры. Возраст продуктивных формаций изменяется по основным тектоническим элементам. Сопоставляя схему распространения известных скоплений нефти и газа с тектонической картой мира, можно сделать следующие выводы.

1. На древних (докембрийских) платформах основные продуктивные горизонты имеют палеозойский возраст.
2. В периферийных частях альпийской складчатой зоны и в межгорных впадинах основной возраст продуктивных горизонтов палеогеновый, неогеновый и мезозойский.
3. В пределах эпигерпинских платформ основные продуктивные горизонты имеют мезозойский возраст.

4. В областях перехода от одной тектонической области к другой (например, от платформы к геосинклинали) в предгорных прогибах наблюдается наложение разновозрастных формаций друг на друга.

Примерно к таким же выводам несколько позже пришел М. К. Ка-линко (1964). Отмеченные закономерности имеют большое практическое значение для открытия новых месторождений и поэтому заслуживают детального рассмотрения.

До последнего времени количество запасов нефти и газа, разведанных в пределах внутриплатформенных впадин, составляло небольшой процент от общего количества их запасов, разведанных во всем мире. Открытие новой Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции показывает, что подобное положение является результатом недостаточной разведанности. Очевидно, роль ресурсов нефти и газа, содержащихся в недрах внутриплатформенных впадин, пропорциональна площади их развития. И в этом отношении богатейшей в мире по ресурсам нефти и газа впадиной является Западно-Сибирская внутриплатформенная впадина. Хотя она еще недостаточно разведана, можно отметить следующие геологические особенности в размещении скоплений нефти и газа в пределах этой впадины. Относительное количество месторождений и их масштабы в общем случае увеличиваются в глубь впадины. В более погруженных частях впадины увеличивается стратиграфический диапазон нефтегазоносности за счет появления новых продуктивных горизонтов.

Аналогичная закономерность характерна и для другой внутриплатформенной впадины — Мичиганской.

Значительное количество разведанных в мире запасов нефти и природного газа приурочено к предгорным прогибам *та.* примыкающим к ним относительно погруженным частям платформ.

В Европейской части СССР могут быть выделены восточная часть Русской (докембрийской) платформы и ее переход к складчатым сооружениям Урала и южная часть эпигерцинской Русской платформы с ее переходами к альпийским складчатым сооружениям (Карпаты, Крым, Кавказ). Упомянутые области резко отличаются по истории своего развития и геологическому строению; в то же время обе они содержат в недрах огромные запасы нефти и газа. Поэтому представляется целесообразным рассмотреть те общие признаки, которые их объединяют как крупные области нефтегазо-накопления.

Геологическое развитие погруженных частей платформ тесно связано с жизнью соседних геосинклиналей. При накоплении в геосинклиналях мощных толщ осадков в относительно глубокое погружение втягиваются и примыкающие к ним части платформ, Трансгрессии и регрессии геосинклинальных морей охватывают и значительные участки платформ. Характер накопления осадков и их фациальные особенности для таких бассейнов взаимно связаны и должны рассматриваться совместно. Позже, при замыкании

геосинклинали, полной инверсии и образовании горной системы, на участках платформ, примыкающих к геосинклинали, развиваются предгорные прогибы.

В восточной области уральская геосинклиналь развивалась на стыке с древней (докембрийской) платформой. В южной области альпийская геосинклиналь (ее северная ветвь) возникла на стыке с эпигерпинской платформой. И в той и другой области при замыкании геосинклиналей и росте горных сооружений образовывались предгорные прогибы, но возраст и геологическое строение этих предгорных прогибов существенно различны. Время формирования Предуральского прогиба — пермское, время формирования Пред-кавказского прогиба, по В. Е. Хаину и Л. Н. Леонтьеву, изменяется от середины палеогена до плиоцена. Первый прогиб формировался на докембрийском основании, второй — на эпигерцинском. Ширина предгорных прогибов изменяется в значительных пределах. Так, ширина Уральского предгорного прогиба изменяется от первого десятка километров на широте Уфы до нескольких десятков и, возможно, первых сотен километров на юге. Учитывая наличие на юго-востоке и юге Русской платформы погребенных герцинских сооружений, можно рассматривать Урало-Эмбенский район как погребенный предгорный прогиб герцинского сооружения.

В южной области ширина Предальпийского предгорного прогиба также варьирует в широких пределах: от первого десятка километров в Ставрополье до первых сотен километров в Терско-Кумской и Азово-Кубанской низменностях. В некоторых районах, например в Предкарпатье, внешняя зона прогиба перекрывает эпигерпинскую часть платформы. В предгорных прогибах во времени отмечается миграция оси наибольшего погружения в сторону платформы. Это явление подробно описано В. В. Бедоусовым, М. В. Муратовым, Н. С. Шатским, В. Е. Хаиным, И. О. Бродом и другими.

В одновозрастных осадках на платформах и в геосинклиналях наблюдаются отчетливые фациально-литологические отличия. В то же время такие толщи имеют иногда общие черты, в частности к некоторым из них могут быть приурочены нефтегазопроявления. В разрезе геосинклиналей выделяются толщи с широко распространенными нефтегазопроявлениями. В герцинской геосинклинали Урала такими толщами являются силурийские, девонские и каменноугольные отложения; в альпийской геосинклинали Кавказа — юрские, нижнемеловые, эоценовые и нижнеолигоценовые. Обычно эти же толщи содержат крупные залежи нефти и газа на части платформы, примыкающей к предгорному прогибу. Так, в восточной области в пределах платформы располагается Волго-Уральский нефтегазоносный район с основными продуктивными горизонтами в девоне и карбоне. В южной области в пределах эпигерцинской платформы известны крупные залежи нефти и газа в нижнемеловых и юрских отложениях Восточного Предкавказья (рис. 158), крупные залежи **газ»** в ниже-

частям платформы (палеошельфам), например по Месопотамскому,, Оринокскому, Аппалачскому и другим нефтегазоносным бассейнам.

Региональное перемещение нефти и газа из геосинклиналей на платформу в течение первых двух стадий развития (стадии по В. Е. Хаину) маловероятно из-за резких фациально-литологических изменений осадочных толщ при переходе от геосинклинали к платформе. В более позднее время, в момент общей инверсии движений, при появлении разрывов как путей вертикальной миграции широкая миграция из геосинклинали в область платформы также маловероятна, так как в этом случае пришлось бы предполагать, что движение нефти и газа было направлено в основном сверху вниз. Условия для формирования залежей, их сохранения и разрушения в платформенной и геосинклинальной обстановке резко отличаются друг от друга. В геосинклинальных частях вследствие метаморфизма осадочных толщ, образования горной страны и ее глубокого размыва условия для сохранения залежей нефти и газа оказываются крайне неблагоприятными. Действие упомянутых факторов в значительной степени ослабляется в краевой части геосинклинали, в зонах сочленения ее с платформой. Именно поэтому становится возможным появление залежей нефти и газа на геосинклинальном борту предгорного прогиба и в его центральных частях, как правило, расположенных уже в пределах платформы. Так как основные залежи нефти и газа на геосинклинальном борту и в центральной части предгорного прогиба приурочены к осадкам, отложившимся уже в платформенных условиях, приходится признать, что наиболее благоприятная обстановка для формирования залежей **и их** сохранения характерна для платформ.

Среди межгорных впадин наиболее богатыми нефтью и газом являются впадины альпийского тектогенеза. Значительно реже и в меньших масштабах встречаются нефть и газ в межгорных впадинах мезозойского тектогенеза и совсем неизвестны промышленные скопления нефти и газа в более древних межгорных впадинах.

В межгорных впадинах альпийского тектогенеза чаще всего встречаются многопластовые месторождения, нефтегазоносные горизонты распространены почти по всему осадочному чехлу. Благодаря этому отдельные участки впадин характеризуются максимальной плотностью запасов нефти и газа. Прекрасным примером этому являются нефтяные месторождения Апшеронского полуострова-Калифорнии в США, Маракайбо в Венесуэле и др. Так, в недрах сравнительно небольшой впадины Маракайбо в Венесуэле извлекаемые запасы нефти составляют более 4 млрд. *т*.

Выявленные закономерности позволяют на основе геологического изучения прогнозировать возраст основных продуктивных горизонтов и наиболее вероятное расположение крупных нефтяных и газовых месторождений. Описанные ранее закономерности изменения свойств нефтей позволяют делать более углубленные прогнозы:

определять размещение газовых, газоконденсатных, газонефтяных и нефтяных залежей и с той или иной степенью вероятности предвидеть состав нефтей и газов в них.

§ 2. РАЙОНИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Для научно обоснованного прогнозирования нефтегазоносности недр необходимо выяснить закономерности размещения месторождений нефти и газа. Эффективное ведение поисково-разведочных работ на нефть и газ требует знаний формирования не только залежей и месторождений нефти и газа, но и крупных нефтегазовых территорий. Однако общепринятой классификации региональных скоплений нефти и газа нет.

Тектонический фактор рассматривается большинством ученых как ведущий при районировании нефтегазовых районов. Однако отсутствие четкости в современных тектонических схемах создает большие трудности при создании подобной классификации.

Скопления нефти и газа в земной коре располагаются группами — зонами, закономерно связанными либо с платформенными впадинами, либо с межгорными и предгорными прогибами. Закономерности в распространении зон накопления и сохранения залежей нефти и газа можно выявить лишь при изучении геологической истории формирования рассматриваемой области погружения земной коры. Зонами нефтегазонакопления называются структурные элементы, с которыми закономерно связаны группы залежей нефти и газа, составляющие месторождения; закономерности образования групп залежей нефти и газа в пределах зоны нефтегазонакопления связаны с условиями образования ловушек. Группирование ловушек в пределах зоны нефтегазонакопления может быть обусловлено антиклинальными изгибами, осложняющими крупный структурный элемент, выклиниванием или несогласным перекрытием нефтегазовых толщ. Таким образом, зона нефтегазонакопления наиболее тесно связана с тектонической жизнью участка земной коры. Образование зон нефтегазонакопления происходит в процессе формирования структуры земной коры, приводящем к возникновению антиклинальных складок, региональному выклиниванию отдельных толщ и региональным несогласиям.

Классификация зон нефтегазонакопления разработана еще очень слабо. В. Е. Хаин предлагает выделять три основных типа зон:

структурные, экзоструктурные и аструктурные (седиментационно-денудационные).

Если крупный структурный изгиб слоев развивается в течение нескольких этапов осадконакопления, то он может служить зоной нефтегазонакопления для нескольких нефтемагеринских формаций.

Зоны нефтегазонакопления могут возникнуть в связи с любой полосой антиклинальных поднятий (типа Жигулевской зоны

поднятий на Русской платформе или Терского антиклинория в Предкавказье), со структурной террасой большой протяженности или просто с моноклиальным залеганием пород. Крупный структурный подъем может быть усложнен серией более мелких структурных поднятий, в связи с которыми образуются ловушки. В пределах структурного подъема могут происходить резкие литологические изменения и отмечаться стратиграфические несогласия, приводящие к образованию ловушек. Последнее особенно важно при моноклиальном залегании пород.

В складчатых областях зоны нефтегазонакопления, как правило, вытянуты параллельно линии основного простираия складчатости либо расположены под некоторым углом к этой линии в виде кулис. В платформенных же областях зоны нефтегазонакопления не столь четко ориентированы. Некоторая закономерная связь с очертаниями впадин наблюдается лишь для зон, вытянутых вдоль бортов платформенных нефтегазоносных бассейнов, в частности вдоль границ центральных и краевых областей платформ.

При изучении условий образования залежей нефти и газа в мощных толщах пород необходимо прежде всего рассмотреть соотношение ныне существующей зоны нефтегазонакопления с ранее существовавшими седиментационными прогибами.

Под седиментационным прогибом понимается более или менее обособленная область накопления осадков в водном бассейне. Одна общая поверхность (зеркало) водного бассейна может покрывать один или несколько седиментационных прогибов.

Каждый седиментационный прогиб обычно является составной частью более крупной области погружения земной коры. Очертания этих прогибов и положение оси их наибольшего прогибания существенно изменяются в связи с движениями земной коры, приводящими к изменению положения и соотношения крупных областей прогибания в земной коре.

В качестве примера анализа распространения зон нефтегазонакопления можно привести работу С. П. Максимова по южным районам Волго-Уральской области (1964). Он отмечает следующие общие закономерности в размещении зон нефтегазонакопления в данной области.

1. Приуроченность к тектоническим зонам поднятий (валам), структурным носам, зонам регионального литологического и стратиграфического выклинивания. Наиболее крупные зоны нефтегазонакопления располагаются на склонах древних сводовых поднятий и бортах прилегающих впадин.

2. Генетическая связь с зонами максимального накопления терригенных комплексов девона и карбона в древних впадинах. Песчаные коллекторы и плохо проницаемые для нефти и газа покрышки шире всего развиты в зонах максимального развития терригенного комплекса.

3. Генетическая связь региональных зон нефтегазонакопления, содержащих крупные промышленные запасы нефти и газа, с региональной миграцией нефти и газа из зон максимального развития мощностей терригенного комплекса девона и карбона. В этом случае формирование залежей происходит по принципу дифференциального улавливания нефти и газа и может быть осложнено разновозрастным образованием ловушек в пределах тектонической зоны, последующим переформированием залежей в связи с изменением регионального наклона пластов, полным или частичным разрушением отдельных скоплений нефти и газа при размывах покрышек или даже продуктивных пластов, полным или частичным, длительным или кратковременным последующим раскрытием локальной структуры, резким изменением гидрогеологических условий, которые при наличии малоамплитудных структур могут полностью вытеснить нефть и газ из ловушки или быть причиной их окисления и микробиологического разрушения.

Четвертая общая закономерность характерна для формирования зон нефтегазонакопления в карбонатных коллекторах, наиболее развитых на бортах впадин и склонах сводовых поднятий; в центральных частях сводов карбонатные породы также содержат скопления нефти и газа, но их запасы всегда ограничены; в центральных частях впадин карбонатные коллекторы очень редко содержат залежи нефти и газа, поэтому формирование этих залежей происходит, вероятно, за счет поступления флюидов из нижележащих продуктивных толщ нижней перми и, возможно, карбона в районах отсутствия мощных плохо проницаемых отложений иренского горизонта,

Из приведенного описания видна связь зон нефтегазонакопления с более крупными элементами земной коры, объединяющими многочисленные зоны нефтегазонакопления. При районировании крупных территорий используется различная терминология: нефтегазоносная провинция, бассейн, область.

Основой районирования по Н. Ю. Успенской (1962,1966) является нефтегазоносная провинция, под которой она понимает крупную область прогибания, связанную с определенным регионально-структурным элементом (внутриплатформенная, окраинная, межгорная впадина и т. д.), характеризующуюся определенными чертами строения и геологической истории, а также общими нефтегазоносными комплексами, с которыми связаны месторождения нефти и газа. Ниже приведена классификация провинций по Н. Ю. Успенской (1966).

А. Провинции платформенных областей (древних и молодых платформ).

I. Провинции центральных (внутренних) частей устойчивых платформ.

1. Внутриплатформенные впадины (Западно-Сибирская, Парижская).

2. Внутренние грабеновые впадины, осложняющие сводовые поднятия (Днепро-Донская, Суэцкая, Рейнская).

II. Провинции склонов устойчивых платформ.

1. Крайние впадины (Волго-Камская, Тимано-Печорская, Ан-гаро-Ленская, Вилуйская, Предкавказская, Южно-Туранская, Ак-витанская, Северо-Африканская, Западно-Канадская, Пермский и Западный внутренний бассейны США).

2. Глубоко погруженные (узловые) впадины (Прикаспийская, Примексиканская).

3. Платформенные (внешние) крылья передовых прогибов (Предуральская, Предкарпатская, Баварская, Аппалачская).

III. Провинции впадин подвижных древних платформ и внутриплатформенных подвижных зон (Ордосская, Сычуанская, Вичитская).

Б. Провинции подвижных поясов (геосинклинальных и эпиплатформенных).

1. Провинции периферических частей геосинклинальных складчатых систем.

1. Передовой складчатости и внутренних крыльев передовых прогибов (Восточно-Карпатская, Кубанская, Терско-Дагестанская, Ирано-Иракская).

2. Поперечных погружений внешних поднятий складчатых систем поперечных и периклинальных прогибов (Апшеронно-Нижекуруинская, Западно-Туркменская).

II. Провинции межгорных и внутренних впадин геосинклинальных складчатых систем.

1. Наложённые грабеновые впадины в мегантиклинориях (Венская, Ирравадийская, Калифорнийская).

2. Наложённые впадины средних массивов (Куринско-Рионская, Паннонская, Маракаибская).

3. Остаточные прогибы в мегантиклинориях (Центрально-Карпатский).

III. Провинции межгорных и внутренних впадин эпиплатформенных орогенических областей (Ферганская, Таджикская, Джунгарская).

При районировании нефтегазоносных территорий внутри нефтегазоносных провинций выделяют нефтегазоносные области и районы. Нефтегазоносная область, по данным Н. Ю. Успенской (1966), это часть нефтегазоносной провинции, представляющая собой крупный

•структурно-тектонический элемент (обычно первого порядка) с определенными структурными и литофациальными особенностями, которые влияют на распространение зон нефтегазонакопления и характер месторождений нефти и газа.

Под нефтегазоносным (нефтеносным или газоносным) районом Н. Ю. Успенская понимает часть нефтегазоносной области (или

•провинции), связанную с более мелким структурным элементом (обычно второго порядка), объединяющим группу или несколько

групп месторождений, сходных по условиям залегания нефти и газа.

При районировании крупных территорий И. О. Брод рекомендовал пользоваться понятием нефтегазоносный бассейн. Под нефтегазоносными бассейнами понимают области крупного и длительного погружения в современной структуре земной коры, с которыми связаны многочисленные зоны нефтегазонакопления и питающие их нефтесборные площади. Термин нефтегазоносный бассейн не является синонимом нефтегазоносной провинции. Он не отвечает понятию о провинции как о едином седиментационном бассейне. Нефтегазоносный бассейн определяется по современной структуре земной коры, в то время как нефтегазоносная провинция является категорией исторической, определяемой историческими условиями осадконакопления в седиментационном бассейне.

По мнению И. О. Брода (1964), всякий нефтегазоносный бассейн является артезианским, состоящим из ряда регионально нефтегазоносных свит, каждая из которых представляет собой водонапорный комплекс. Хотя водонапорные комплексы отличаются друг от друга, в целом они служат элементами единого артезианского бассейна. Поэтому при изучении нефтегазоносных бассейнов необходимо изучить как отдельные регионально нефтегазоносные толщи, так и весь бассейн в целом.

В структуре нефтегазоносного бассейна выделяются отдельные депрессии и приподнятые участки. С приподнятыми участками, связаны зоны нефтегазонакопления самого различного типа.

Современные прогибы, примыкающие к зонам нефтегазонакопления, следует рассматривать как нефтесборные площади. Понятие о нефтесборных площадях введено в геологию нефти И. М. Губкиным.

Нефтегазоносные бассейны в современной структуре включают в себя зоны нефтегазонакопления и нефтегазосборные площади.

За основу классификации нефтегазоносных бассейнов (1964, 1965) И. О. Брод принял сочетание геоморфологических и геотектонических признаков. Учитывая возможные сочетания, все известные замкнутые области прогибания земной коры он разделил на три основные группы¹.

К первой группе относятся бассейны платформенных равнинных впадин. Эта группа объединяет равнинные области прогибания, которые геотектонически связаны с участками земной коры, испытывающими платформенную фазу развития. Данные бассейны ограничиваются чаще всего склонами платформенных сводовых поднятий, а также линейно вытянутыми зонами поднятий, отделяющими один бассейн от другого. Иногда обрамление бассейна на относительно.

¹ Классификация и распространение нефтегазоносных бассейнов, приведенные ниже, даны по И. О. Броду с сокращениями.

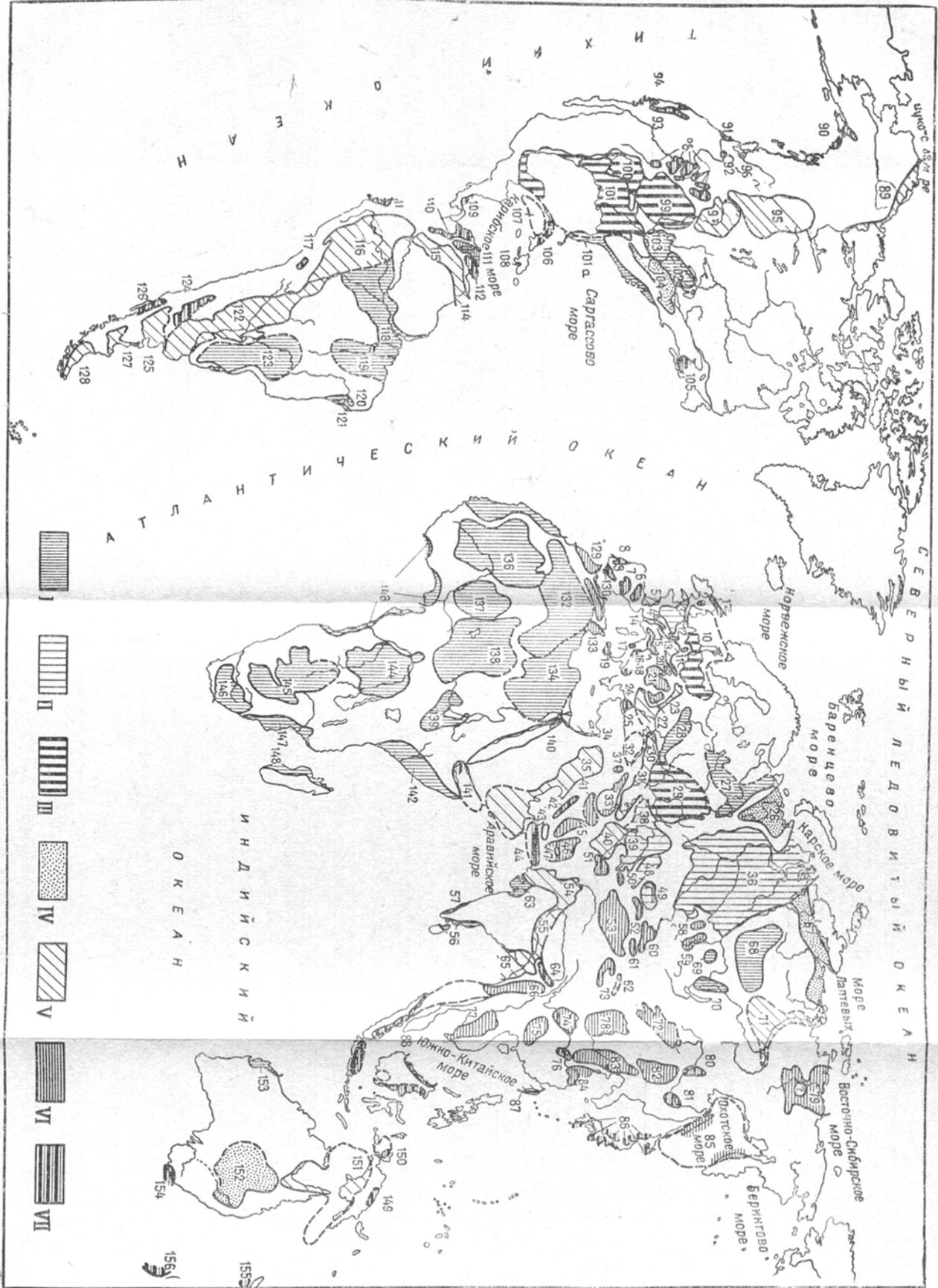


Рис. 159. Основные известные и возможные нефтегазовые бассейны земного шара.

месторождений (гл. VIII). Это сходство определяется единством классификационной схемы. Выделение бассейнов предусматривает рассмотрение общих особенностей крупных тектонических элементов в современной структуре земной коры. При выделении подклассов нефтяных и газовых месторождений дается характеристика месторождений, приуроченных к данному типу бассейнов. Таким образом, в первом случае рассматривается категория геологической структуры земной коры, а во втором случае — категория скоплений нефти и газа. Можно провести и дальнейшую аналогию между зонами нефтегазонакопления и группами месторождений, между локальными структурами и типами месторождений.

В дальнейшем при более детальной разработке этих вопросов, по-видимому, представится возможным произвести классификацию, примерно по следующей схеме (табл. 64).

Таблица 64.

Категории классификация скоплений нефти и газа и вмещающих их геологических структур

Категории геологических структур	Категории скоплений нефти и газа
Основные структурные элементы земной коры I порядка: платформы, геосинклинали (и возможно переходная зона между ними) — группы нефтегазоносных бассейнов	Классы нефтяных и газовых месторождений
Крупные структурные элементы земной коры II порядка — нефтегазоносные области (иногда также именуют бассейнами)	Подклассы нефтяных и газовых месторождений
Структурные элементы III порядка и сопутствующие им стратиграфо-литологические изменения — зоны нефтегазонакопления	Группы нефтяных и газовых месторождений;
Локальные структурные элементы IV порядка и связанные с ними стратиграфо-литологические изменения структуры — нефтяные месторождения	Типы нефтяных месторождений
Особенности строения и залегания отдельных пластов в локальных структурах IV порядка — ловушки	Залежи нефти и газа;

В книге рассмотрены основные теоретические и практические проблемы нефти и газа. Как видно из изложенного материала, некоторые проблемы еще не решены, многие остаются пока дискуссионными. В то же время нефтяная и газовая промышленность всего мира и особенно Советского Союза развивается весьма бурно. Открываются все новые и новые месторождения, зоны и целые нефтегазоносные области. Расширяются и углубляются наши знания условий залегания нефти и газа в земной коре. Вместе с тем растут и наши возможности открытия и освоения все новых и новых запасов, нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Б р о д И. О., В а с и л ь е в В. Г., В ы с о ц к и й И. В. и д р.
Нефтегазоносные бассейны земного шара. Изд-во «Недра», 1965.
2. Генезис нефти (доклады, представленные на Всесоюзное совещание по генезису нефти и газа). Изд-во «Недра», 1967.
3. Г у б к и н И. М. Учение о нефти. ОНТИ, 1937.
4. М а к с и м о в С. П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях (на примере южных районов Волго-Уральской нефтегазоносной области). Изд-во «Недра», 1964.
5. С о к о л о в В. А. Геохимия газов земной коры и атмосферы. Изд-во «Недра», 1966.
6. Успенская Н. Ю., Т а б а с а р а н с к и й З. А. Нефтегазоносные провинции СССР. Изд-во «Недра», 1966.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	3-
<i>Глава I.</i> Политико-экономическое значение нефти и природного газа ...	8.
§ 1. Политико-экономическое значение нефти и газа в мировом хозяйстве.....	8
§ 2. Роль нефти и газа в народном хозяйстве СССР	
<i>Глава II.</i> Географическое размещение нефти и газа	16
§ 1. Зарубежная Европа	17
§ 2. Советский Союз	24
§ 3. Зарубежная Азия	34
§ 4. Австралия, Новая Гвинея, Новая Зеландия и Новая Каледония	39"
§ 5. Африка	40
§ 6. Северная Америка	42
§ 7. Южная Америка	46
<i>Глава III.</i> Элементы, входящие в состав нефтей и природных газов, и их изотопный состав	50'
§ 1. Основные элементы, входящие в состав нефтей и природных газов	50-
§ 2. Общие понятия об изотопах	54
§ 3. Изотопы С, Н, S, О и N в нефтях, газах и битумах	56
<i>Глава IV.</i> Состав и физико-химические свойства нефтей и природных углеводородных газов	66-
§ 1. Химические соединения, входящие в состав нефтей и природных газов	' 66
§ 2. Физические и физико-химические свойства нефтей и природных газов	76
§ 3. Закономерности в составе нефти и углеводородного газа ...	85.

	Стр. 91
<i>Глава V. Природные битумы</i>	
^ 1. Положение битумов среди других горючих ископаемых ...	91
§ 2. Минералы битумного ряда (нафтиды)	98
§ 3. Рассеянные (дисперсные) битумы в горных породах	105
<i>Глава VI. Горные породы как вместилище нефти и газа</i>	120
§ 1. Пористость горных пород	120
§ 2. Проницаемость горных пород	129
§ 3. Коллекторы и природные резервуары	136
§ 4. Нефтегазоносные свиты	142
<i>Глава VII. Залежи нефти и газа</i>	146
§ 1. Ловушки и их классификация	146
§ 2. Основные понятия о залежах и их параметрах	154
§ 3. Давление и температура в залежах нефти и газа	160
§ 4. Классификация залежей и принципы, положенные в их основу	184
§ 5. Закономерности в изменении нефтей и газов внутри залежей	201
<i>Глава VIII. Месторождения нефти и газа</i>	212
^ § 1. Классификация месторождений нефти и газа	212
§ 2. Группы и типы месторождений нефти и газа складчатых и плат-	
форменных областей	239
§ 3. Закономерности в изменении нефти, газа и конденсата на место-	
рождениях	261
<i>Глава IX. Происхождение нефти и природного газа</i>	273
§ 1. Практическое и теоретическое значение проблемы	273
§ 2. Неорганические (абиогенные) гипотезы происхождения нефти	274
§ 3. Основные геохимические доводы в пользу органического про-	
исхождения нефти	282
§ 4. Исходный органический материал и условия накопления орга-	
нического вещества в природе	290
§ 5. Факторы превращения органического вещества в нефть	308
§ 6. Время образования нефти и первичная миграция	314
<i>Глава X. Миграция нефти и газа, формирование и разрушение скоплений</i>	
<i>нефти и газа</i>	328
§ 1. Основные понятия о миграции	328
§ 2. Образование и разрушение залежей	337
§ 3. Время формирования скоплений нефти и газа	347

Уважаемый товарищ!

В издательстве «Недра»
готовятся к печати и выйдут в свет в 1969 г. новые книги
по геологии нефти и газа

АРАБАДЖИ М. С. и др. Опыт применения математических методов в геологии. 15 л. Ц. 1 р. 65 к.

В книге рассматриваются современные математические методы решения различных задач региональной геологии на основе комплексной интерпретации геодого-геофизических данных. На основе разработанной методики статистического сопоставления результатов геофизических съемок и глубокого бурения предлагается ряд новых способов изучения структурных особенностей осадочного чехла и фундамента малоисследованных регионов. Детально рассмотрены вопросы правомерности использования предлагаемых методов для регионов с различным геологическим строением. Значительное место в книге уделено изучению термодинамических условий формирования нефтяных и газовых месторождений. На этой основе предлагается методика раздельного прогнозирования углеводородов по их фазовому составу.

Книга представляет интерес для широкого **Круга геологов**, геофизиков, научных сотрудников, аспирантов, а также для студентов старших курсов нефтяных вузов и факультетов.

ЕРЕМЕНКО НИКОЛАЙ АНДРЕЕВИЧ

Геология нефти и газа

Редактор издательства *А. Г. Ионель*
Технический редактор *Д. Е. Матвеева*
Корректор *Д. Я. Эпель* Художник *А. С. Александров*

Сдано в набор 22/V 1968 г. Подписано в печать 10/IX 1968 г. Т-08190. Формат 60X90. Лв. Печ. л. 24,75 с вкл. Уч.-изд. л. 25,36. Бумага М 2. Индекс 1—1—1. Заказ 1934/227—7. Тираж 6700 экз. Цена 1 р. 09 к.

Издательство «Недра». Москва, К-12,
Третьяковский проезд, д. 1/19. Ленинградская
типография Л^оэ 14 «Красный Печатник»
Главполиграфпрома Комитета по печати при Совете
Министров СССР, **Московский проспект, д. 91.**

ГРАЧЕВСКИЙ М. М. и др. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. (Под ред. Долицкого В. А.). 20 л. Ц. 2 р. 20 к.

Монография посвящена методике сопоставления разнофациальных толщ пород — одной из самых сложных и актуальных проблем современной геологической науки. В книге доказывается необходимость использования при сопоставлении рассматриваемых отложений определенного комплекса критериев. Дана развернутая характеристика каждого из этих критериев и условий их применения. На ряде примеров показано применение разработанной методики, часто открывающей новые возможности для поисков залежей нефти и газа. Изложенный в книге методический подход может быть с успехом применен и при поисках месторождений других полезных ископаемых, связанных с осадочным! породами.

Эта оригинальная книга, в которой пересмотрены многие устоявшиеся представления, рассчитана на широкий круг геологов, занимающихся стратиграфией, седиментологией, нефтяной геологией, поисками полезных ископаемых, а также на студентов старших курсов геологических факультетов.