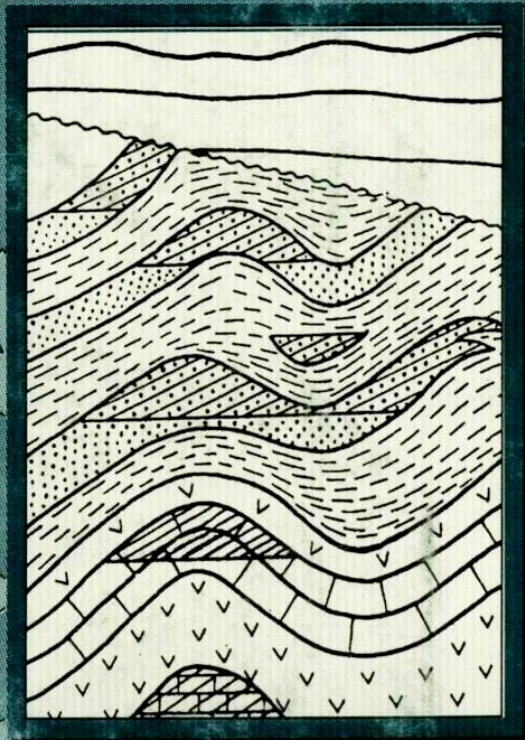


**ГАНГ**

**ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА  
И НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ  
ПРОВИНЦИИ**



**«НЕФТЬ И ГАЗ»**

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ГОСУДАРСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ НЕФТИ И ГАЗА  
им. И. М. ГУБКИНА

---

# ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА И НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ

Под редакцией проф. Э. А. Бакирова  
и проф. В. И. Ларина

*Допущено Министерством  
общего и профессионального образования  
Российской Федерации  
в качестве учебника для студентов  
нефтяных специальностей вузов*

Москва, 1998

УДК 553.98

Г 35

*Издание подготовлено на кафедре  
теоретических основ поисков и разведки нефти и газа*

**Авторы: А. К. Мальцева, Э. А. Бакиров, В. И. Ермолкин, В. И. Ларин,  
Л. В. Каламкаров, Э. Л. Рожков**

**Рецензент К. А. Клещев, д-р геол.-минер. наук, профессор**

**Геология нефти и газа и нефтегазоносные провинции: Учеб. для вузов /**  
Г 35 А. К. Мальцева, Э. А. Бакиров, В. И. Ермолкин и др.; Под ред. Э. А. Бакирова,  
В. И. Ларина. — М.: ГАНГ им. И. М. Губкина, 1998. — 175 с.

Изложены основы геологии нефти и газа и геологическое строение нефтегазоносных провинций России и зарубежных стран. Описаны происхождение, миграция и формирование залежей нефти и газа, закономерности размещения месторождений.

Для студентов нефтегазовых специальностей вузов.

ISBN-5-7247-00-х

© Государственная академия нефти и газа  
им. И. М. Губкина, 1998

## ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Геология нефти и газа изучает происхождение, условия залегания в земных недрах и геологическую историю этих полезных ископаемых. На ее основе разрабатывается научная база поисков, разведки и разработки скоплений нефти и газа. В становлении и развитии геологии нефти и газа большую роль сыграли русские ученые — А. Д. Архангельский, Д. В. Голубятников, И. М. Губкин и многие другие.

Особенно большое значение имели работы И. М. Губкина — одного из основоположников нефтяной геологической науки. Видный общественный деятель, академик, организатор высшего нефтяного образования в России, он уделял много внимания раскрытию богатств земных недр. Открытие Курской магнитной аномалии, Волго-Уральской нефтеносной области связано с именем И. М. Губкина. Опираясь на научно обоснованный анализ, он дал оценку перспектив нефтегазосности Западной Сибири и других районов страны.

Развивая творческое наследие И. М. Губкина, отечественные ученые и производственники достигли больших успехов в познании основных закономерностей распространения нефти и газа в земных недрах, происхождения и условий формирования залежей и местоскоплений, что позволяет научно обоснованно вести поиски и разведку местоскоплений нефти и природного газа и обеспечивать добычу этих важнейших полезных ископаемых.



## Глава I

### ПОНЯТИЕ О КАУСТОБИОЛИТАХ. СОСТАВ И СВОЙСТВА НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

#### § 1. КАУСТОБИОЛИТЫ

Нефть и газ, угли и горючие сланцы, а также другие природные органические соединения составляют особую группу минеральных образований земной коры. Их называют горючими ископаемыми, или *каустобиолитами* (от греч. «каусто» — горючий, «биос» — жизнь, «литос» — камень). Возникли они в результате преобразований органического вещества, первоисточником которого являлись остатки живых организмов. Общая направленность этих преобразований, начинающихся на земной поверхности (или на дне водоемов) и продолжающихся по мере накопления отмерших организмов и их погружения в недра земной коры, состоит в постепенном обогащении органического вещества углеродом (табл. 1).

Все горючие полезные ископаемые подразделяются на два больших ряда: угольный и нефтяной.

Нефти характеризуются весьма незначительным колебанием содержаний углерода (83—87%), водорода (12—14%) и кисло-

Таблица 1

Вещество	Элементный состав, % по массе					С/Н
	С	Н	N	S	O	
<i>Живые организмы</i>						
Высшие растения	49,7	6,1	—	—	44,2	8,4
Низшие организмы (планктон)	50,08	7,32	8,29	1,22	33,09	6,9
<i>Каустобиолиты угольного ряда</i>						
Торф	57,48	6,14	1,55	0,2	34,63	9,4
Бурый уголь	71,64	5,33	1,57	0,38	21,67	13,4
Каменный уголь	83,71	5,12	1,68	0,52	8,97	16,3
Антрацит	94,37	2,19	0,6	0,25	2,59	45
<i>Каустобиолиты нефтяного ряда</i>						
Сапропель	59,07	7,84	3,61	2,63	26,85	7,5
Нефть	85,4	12,81	0,22	1,16	0,41	6,6

Примечание. Таблица составлена В. Н. Муратовым.

рода (от десятых долей процента до 1,5%), в то время как в каустобиолитах угольного ряда диапазон их изменения значительно больше. Нефть и газ подвижные вещества, тогда как угли образуют твердые тела (угольные пласты). Изучение геологии нефти и газа принято начинать с рассмотрения их химического состава и физических свойств.

## § 2. НЕФТЬ

Нефть — это жидкое полезное ископаемое, состоящее в основном из углеводородных соединений. По внешнему виду это маслянистая, чаще всего черного цвета, жидкость, флюоресцирующая на свету.

Химический состав. По химическому составу нефти из различных залежей отличаются друг от друга, поэтому практическое значение их неравнозначно. Изучение состава нефти очень важно также для решения вопросов ее геологической истории (происхождения, образования скоплений и т.д.).

Элементный состав нефтей характеризуется обязательным наличием пяти химических элементов — углерода, водорода, кислорода, серы и азота при резком количественном преобладании первых двух — свыше 90% (см. табл. 1). Максимальное содержание остальных трех элементов может в сумме достигать 5—8% (главным образом за счет серы), но обычно оно намного меньше.

Всего из нефтей выделено и идентифицировано более 500 индивидуальных химических соединений — углеводородных и гетероорганических. Углеводородные соединения подразделяются на парафиновые (метановые, или алканы), нафтеновые (полиметиленовые, или цикланы), ароматические (арены) и смешанные.

Парафиновые углеводороды  $C_nH_{2n+2}$  делятся на нормальные и разветвленные. К нафтенам относят углеводороды  $C_nH_{2n}$  (мононафтены),  $C_nH_{2n-2}$  и  $C_nH_{2n-4}$  (полинафтены). Ароматические углеводороды также делятся на моноарены (бензол и его гомологи  $C_nH_{2n-6}$ ) и полиарены ( $C_nH_{2n-12}$ ,  $C_nH_{2n-18}$ ,  $C_nH_{2n-24}$ ). В молекулах смешанных углеводородов имеются различные структурные элементы: ароматические кольца, парафиновые цепи, пяти- и ше-

Таблица 2

Температура выкипания фракций, °С	Распределение углеводородов, % по массе							
	$C_nH_{2n+2}$	$C_nH_{2n}$	$C_nH_{2n-2}$	$C_nH_{2n-4}$	$C_nH_{2n-6}$	$C_nH_{2n-12}$	$C_nH_{2n-18}$	$C_nH_{2n-24}$
<100	80	15	0	0	5	0	0	0
100—200	60	20	5	0	10	5	0	0
200—300	30	10	30	5	10	10	5	0
300—400	15	15	10	25	0	20	10	5
400—500	5	0	5	35	0	20	30	5
>500	0	0	0	30	0	10	40	20

Примечание. Таблица составлена по данным А. Ф. Добрянского.

Таблица 3

Возраст пород	Содержание (по А. А. Карцеву) в дистиллятах нефтей, % по массе		
	алканов	цикланов	аренов
Кайнозойский	0—53 (26)	30—80 (52)	10—35 (22)
Мезозойский	11—76 (37)	12—78 (50)	7—20 (13)
Палеозойский	33—93	1—45	3—37

Примечание. В скобках — среднее.

стичленные нафтеновые циклы. Приблизительное количественное соотношение указанных видов углеводородов в разных фракциях нефти и в нефтях из пород различного возраста приведено в табл. 2, 3.

Гетероорганические соединения могут составлять 10—20% сырой нефти. В их состав кроме углерода и водорода входят главным образом кислород, сера и азот.

В золе нефтей обнаружены никель, ванадий, натрий, серебро, кальций, алюминий, медь и др. По-видимому, указанные элементы были в составе некоторых органических соединений. Количество золы, образующейся при сжигании нефтей, невелико — обычно сотые доли процента.

**Физические свойства.** Измерение физических параметров нефтей позволяет определить их товарные качества. Некоторые параметры (плотность, вязкость и др.) используются при расчете и проектировании разработки местоскоплений, нефтепроводов, транспортирования нефти и т.д. В геологии из физических параметров наибольшее значение имеют плотность, вяз-

кость, оптическая активность, люминесценция и некоторые другие. Многие вопросы геологической истории решаются с привлечением данных об изменении физических параметров нефтей с глубиной по разрезу местоскоплений и по площади нефтегазоносных районов.

*Плотность* нефти определяется ее массой в единице объема. Единица плотности в СИ —  $\text{кг/м}^3$ . На практике пользуются относительной плотностью, которая представляет собой отношение плотности нефти при температуре  $20^\circ\text{C}$  к плотности воды при  $4^\circ\text{C}$ . Относительная плотность нефтей  $\rho_4^{20}$  чаще всего колеблется в пределах  $0,82-0,92$ . Как исключение, встречаются нефти плотностью меньше  $0,77$  (дистилляты естественного фракционирования нефтей) и тяжелые, густые асфальтоподобные нефти, плотность которых превышает  $1$  (остатки естественного фракционирования). Различия плотности нефтей связаны с количественными соотношениями углеводородов отдельных классов. Нефти с преобладанием метановых углеводородов легче нефтей, обогащенных ароматическими углеводородами. Плотность смолистых веществ нефти выше  $1$ , поэтому чем больше их в нефти, тем выше ее плотность.

Плотность нефти зависит от соотношения количеств легкокипящих и тяжелых фракций. Как правило, в легких нефтях преобладают легкокипящие (бензин, керосин), а в тяжелых — тяжелые компоненты (масла, смолы), поэтому плотность нефти дает первое приближенное представление о ее составе.

В пластовых условиях плотность нефтей меньше, чем на земной поверхности, так как в пластовых условиях нефти содержат растворенные газы.

*Температура кипения* углеводородов зависит от их строения. Чем больше атомов углерода входит в состав молекулы, тем выше температура кипения. У нафтеновых и ароматических углеводородов, у которых атомы углерода соединены в циклы (кольца), температура кипения выше, чем у метановых при одинаковом количестве атомов углерода. Природная нефть содержит компоненты, выкипающие в широком интервале температур — от  $30$  до  $600^\circ\text{C}$ . Из нефтей путем разгонки получают большое количество товарной продукции. На первой стадии перегонки (при атмосферном давлении) получают дистиллятные фракции, выкипающие при температуре до  $350^\circ\text{C}$  (бензиновый



дистиллят — до 180°C, керосиновый — до 150—200°C, дизельный — до 250—350°C), и остаток — мазут, выкипающий при температуре выше 350°C.

Мазут поступает на вторую стадию перегонки (в вакууме), из него получают масляные дистилляты (соляровый, веретенный, машинный, цилиндровый).

*Температура застывания и плавления* различных нефтей неодинаковая. Обычно нефти в природе встречаются в жидком состоянии, однако некоторые из них загустевают при незначительном охлаждении. Температура застывания нефти зависит от ее состава. Чем больше в ней твердых парафинов, тем выше температура ее застывания. Смолистые вещества оказывают противоположное влияние — с повышением их содержания температура застывания понижается. Например, грозненская парафиновая нефть ( $\rho_4^{20} = 0,838$ ) застывает при температуре  $-11^\circ\text{C}$ , а грозненская беспарафиновая ( $\rho_4^{20} = 0,863$ ) — при температуре ниже  $-20^\circ\text{C}$ ; охинская смолистая нефть ( $\rho_4^{20} = 0,925$ ) остается текучей даже при очень сильных морозах.

*Вязкость* — свойство жидкости (газа) оказывать сопротивление перемещению ее частиц при движении. Вязкостью определяют масштабы перемещения нефти и газа в природных условиях, ее необходимо учитывать в расчетах, связанных с добычей этих полезных ископаемых. Различают динамическую (абсолютную) вязкость нефти, кинематическую и относительную.

Динамическая вязкость выражается величиной сопротивления в Па · с взаимному перемещению двух слоев жидкости с поверхностью  $1 \text{ м}^2$ , отстоящих друг от друга на расстоянии  $1 \text{ м}$ , при относительной скорости перемещения  $1 \text{ м/с}$  под действием приложенной силы в  $1 \text{ Н}$ . По динамической вязкости расчетным путем определяют значения рациональных дебитов скважин.

Кинематическая вязкость представляет собой отношение динамической вязкости данной жидкости к ее плотности при той же температуре. Единица кинематической вязкости в СИ —  $\text{м}^2/\text{с}$ . Данные о кинематической вязкости используются в технологических расчетах.

Относительная вязкость выражается отношением абсолютной вязкости нефти к вязкости воды. Относительную вязкость определяют с помощью вискозиметров. В основе методики лежит из-

мерение времени истечения определенного объема испытуемой жидкости через калиброванный патрубок. По относительной вязкости вычисляют кинематическую. Из различных углеводородов, составляющих нефть, наименьшей вязкостью обладают парафиновые, наибольшей — нафтеновые. Вязкость углеводородов нормальных и изостроения существенно неодинакова.

*Поверхностное натяжение* определяется работой, которую нужно произвести, чтобы увеличить свободную поверхность жидкости на  $1 \text{ см}^2$ , не меняя ее температуры. Выражается в СИ — Дж/м<sup>2</sup>.

Поверхностное натяжение является результатом действия молекулярных сил, которые у разных веществ неодинаковы. Силы сцепления молекул жидкости с молекулами твердого тела могут быть больше, чем силы сцепления между молекулами жидкости. Молекулярные силы сцепления между водой и породой больше, чем между нефтью и породой. Это может привести к вытеснению нефти водой из мелких пустот породы в более крупные, т.е. к миграции нефти в горных породах.

Добавляя в жидкость поверхностно-активные вещества, можно изменять ее поверхностное натяжение. Свойства поверхностно-активных веществ используются во многих отраслях народного хозяйства, в том числе в нефтедобывающей промышленности.

*Оптические свойства нефтей* также неодинаковы. Одной из качественных характеристик является *цвет*. В зависимости от ее состава он меняется от черного, темно-коричневого до красноватого, желтого и светло-желтого. Углеводороды нефти бесцветны, цвет же ее обусловлен в основном содержанием в ней смолисто-асфальтеновых соединений — чем их больше, тем темнее нефть.

Некоторые нефти при освещении не только отражают часть падающего на них света, но и сами начинают светиться. Такое явление носит название *люминесценции*. Так, бакинские нефти, рассматриваемые при дневном свете, характеризуются синеватым свечением, а грозненские — зеленоватым. Применяя источники света, содержащие значительное количество ультрафиолетовых лучей, можно обнаружить ничтожные следы (тысячные доли процента) нефти в горных породах или в каком-либо растворе. Люминесцентный анализ широко применяется при поисках и разведке нефти.

Нефти содержат *оптически активные* вещества. При прохождении через них поляризованного луча плоскость поляризации смещается (почти всегда вправо по ходу луча). Носителями оптической активности нефтей служат преимущественно полициклические нафтены. Установлено, что нефти из более древних отложений менее оптически активны по сравнению с нефтями из молодых отложений.

*Электрические свойства* играют особую роль. Нефти не проводят электрический ток, поэтому для обнаружения в разрезах скважин нефтеносных пластов используют электрические методы.

*Теплота сгорания* нефтей исключительно высокая. Для сравнения приведем данные о теплоте сгорания угля, нефти и газа, Дж/кг: каменный уголь 33 600; нефть 43 250—45 500; природный газ (сухой) 37 700—56 600.

*Классификация*. Существуют различные классификации нефтей: химическая, геохимическая, товарная и технологическая.

Химическая классификация предусматривает выделение классов нефтей по преобладанию в них той или иной группы углеводородов. Согласно этой классификации выделяют метановые, нафтеновые и ароматические нефти, а также переходные (метано-нафтеновые, нафтено-метановые и др.).

Геохимическая классификация учитывает не только химический состав нефтей, но и геологический возраст отложений, из которых получена нефть, глубину залегания этих отложений и другие признаки.

Товарная и технологическая классификации, близкие между собой, строятся по таким показателям, как содержание фракций, выкипающих при температуре до 350°C, а также парафина, масел и др.

Согласно действующей в России в настоящее время технологической классификации все нефти по содержанию серы делятся на три класса: I — малосернистые (не более 0,5%); II — сернистые (0,51—2%); III — высокосернистые (более 2%).

По содержанию фракций, перегоняющихся до 350°C, нефти делятся на три типа: T<sub>1</sub> — не менее 45%; T<sub>2</sub> — 30—44,9%, T<sub>3</sub> — менее 30%.

По потенциальному содержанию масел различают четыре группы нефтей: M<sub>1</sub> — не менее 25% в расчете на нефть; M<sub>2</sub> —

15—25% в расчете на нефть и не менее 45% в расчете на мазут;  $M_3$  — 15—25% в расчете на нефть и 30—45% в расчете на мазут;  $M_4$  — менее 15% в расчете на нефть.

Все нефти делятся по качеству масел, оцениваемому индексом вязкости\*, на две подгруппы:  $I_1$  — индекс вязкости выше 85,  $I_2$  — индекс вязкости 40—85, а по содержанию парафина — на три вида:  $П_1$  — малопарафиновые (не более 1,5%),  $П_2$  — парафиновые (1,51—6%),  $П_3$  — высокопарафиновые (более 6%).

Используя эту классификацию, для любой промышленной нефти можно составить шифр. Так, нефть Жетыбайского месторождения с п-ова Мангышлак получает шифр  $IT_2M_3I_1P_3$ . По шифру нефти легко составить представление о наиболее рациональных путях ее переработки и о возможности замены ею ранее применявшейся в данном технологическом процессе нефти.

### § 3. ГАЗ

Углеводородные газы, генерируемые в осадочной оболочке земной коры, могут находиться в различных состояниях: свободном, растворенном и твердом. В свободном состоянии они образуют газовые скопления промышленного значения. Углеводородные газы хорошо растворимы в подземных водах и нефтях. При определенных условиях они вступают в соединение с водой или переходят в твердое состояние (газогидраты).

Химический состав. Газы *газовых* скоплений представлены в основном метаном (до 98,8%) с примесью его гомологов, а также неуглеводородных компонентов: углекислого газа, азота и сероводорода (табл. 4). Ввиду резкого преобладания метана и небольшого (до 0,2%) количества жидких его гомологов эти газы относят к так называемым сухим газам.

Газы, растворенные в *нефтях*, называются попутными нефтяными газами. Нефтяные попутные газы резко отличаются от сухих значительным содержанием этана, пропана, бутана и высших углеводородов (в сумме до 50%), поэтому они получили название жирных или богатых газов.

---

\* Индекс вязкости — условный показатель, представляющий собой сравнительную характеристику испытуемого масла и эталонных масел.



Таблица 4

Местоскопление	Средний состав			
	СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>
Угерское	98	0,4	0,2	0,3
Северо-Ставропольское	98,3	0,3	0,1	0,04
Уренгойское	95,1	1,1	0,3	0,07
Медвежье	98,3	0,3	0,1	0,15
Шебелинское	92	4	1,1	0,52
Канчуринское	85,5	4	2,8	1,2
Ленинградское	86,9	6	1,6	1
Карадагское	93,2	2,1	1,2	1
Газлинское	93,2	3,2	0,9	0,47
Оренбургское	84,8	4,5	1,4	0,3
Сызранское	31,9	23,9	5,9	2,7
Мухановское	30,1	20,2	23,6	10,6
Ишимбайское	42,4	12	20,5	7,2

\* Символом R обозначены редкие газы (гелий, аргон и др.).

В составе газов, растворенных в *подземных водах*, основные места занимают метан, азот и углекислый газ. Концентрация метана в растворенном газе может достигать 80—95% и составлять тысячи кубических сантиметров на литр. Эта форма концентрации углеводородов имеет иногда промышленное значение.

Данные по химическому составу газа используются не только при проектировании комплексной разработки газового местоскопления. Изучение химического состава газов, в том числе растворенных в подземных водах, проводится также с целью решения некоторых геологических задач, связанных с прогнозированием нефтегазоносности.

**Физические свойства.** Химический состав природного газа определяет его физические свойства. Основными параметрами, характеризующими физические свойства газов, являются плотность, вязкость, критическое давление и температура, диффузия, растворимость и др. (табл. 5).

*Плотность газа* — масса 1 м<sup>3</sup> газа при температуре 0°С и давлении 0,1 МПа. Единица плотности в СИ — кг/м<sup>3</sup>. На практике часто пользуются относительной плотностью газа (по отношению к воздуху).

*Вязкость газов* очень мала и не превышает  $1 \cdot 10^{-5}$  Па·с. С повышением давления она увеличивается.

природных газов, % по объему				Относительная плотность (по воздуху)
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	N + R*	
0,1	0,1	—	0,8	0,57
0,02	0,13	—	1	0,562
0,03	0,4	—	3	0,578
—	0,1	—	1	0,507
0,26	0,12	—	2	0,606
0,2	0,6	—	5,2	0,651
0,5	1,2	—	2,8	0,64
1,2	0,8	—	0,5	0,62
0,13	0,1	—	2,0	0,668
1,5	1,15—1,00	1,5—3	5	—
0,8	1,6	1,7	31,5	0,932
4,8	1,5	2,4	6,8	1,186
3,1	1	2,8	11	1,046

Для каждого газа существует температура, выше которой он не переходит в жидкое состояние, как бы велико ни было давление. Эта температура называется *критической*. Для метана критическая температура равна  $-82,1^{\circ}\text{C}$ . В недрах земной коры уже на небольшой глубине температура выше  $0^{\circ}\text{C}$ , поэтому в земной коре метан не может быть в жидком состоянии. Гомологи метана (этан, пропан) в условиях земной коры могут находиться в жидком состоянии при давлении выше *критического*, т.е. давлении, ниже которого, как бы ни была низка температура, газ не переходит в жидкое состояние.

*Диффузия* — явление взаимного проникновения одного вещества в другое (при их соприкосновении), обусловленное дви-

Таблица 5

Газ	Критические		Плотность при $0,1$ МПа и $0^{\circ}\text{C}$ , $\text{кг}/\text{м}^3$	Относительная плотность (по воздуху)	Молекулярная масса	Вязкость, $\text{мПа} \cdot \text{с}$	Теплота сгорания (высшая), $\text{кДж}/\text{м}^3$
	температура, $^{\circ}\text{C}$	давление, МПа					
Метан	$-82,1$	4,49	0,7166	0,554	16,043	0,0109	37668
Этан	32,2	4,72	1,3561	1,038	30,070	0,0092	65946
Пропан	97	4,12	2,0193	1,523	44,097	0,80	93889
Бутан	153	3,68	2,6720	2,007	58,124	0,073	121685
Пентан	197,2	3,24	3,2159	2,491	72,147	0,0062	158085
Воздух	$-140$	3,65	1,2928	1,000	28,896	0,0181	—

жением молекул. Диффузия газов в осадочных толщах в естественных условиях осуществляется преимущественно через водонасыщенные поры и трещины пород. Вызывается она в основном разностью концентраций газа в смежных частях горных пород и протекает в направлении от большей концентрации к меньшей. Коэффициенты диффузии  $D$  зависят от состава диффундирующего газа, от свойств среды, через которую происходит диффузия, и от термодинамических условий (коэффициенты диффузии увеличиваются с ростом температуры). Можно предполагать, что порядок величин коэффициентов диффузии  $l \cdot 10^{-6}$  отвечает породам с сообщающимися порами или трещинами, заполненными водой.

Явление диффузии газов играет существенную роль в процессах формирования и разрушения залежей газа.

*Растворимость* газов при небольших давлениях (приблизительно до 5 МПа) подчиняется закону Генри, согласно которому количество растворенного газа прямо пропорционально давлению и коэффициенту растворимости. Коэффициенты растворимости газа в воде зависят от температуры и минерализации воды. Зависимость растворимости от температуры при невысоких температурах — примерно до 90°C — обратная, при более высоких температурах прямая. С ростом минерализации воды растворимость газа падает (табл. 6).

Растворимость углеводородных газов в нефти примерно в 10 раз больше, чем в воде. Жирный газ лучше растворяется в нефти, чем сухой; более легкая нефть растворяет больше газа, чем тяжелая.

При добыче нефти из скважин вместе с нефтью поступает попутный газ — до 500 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Содержание растворенного газа в

Таблица 6

Минерализация, г/л	Температура, °С	Давление, МПа	Растворимость метана, см <sup>3</sup> /л	Минерализация, г/л	Температура, °С	Давление, МПа	Растворимость метана, см <sup>3</sup> /л
20	20	10	2100	200	20	10	750
20	20	30	4100	200	20	30	1550
20	80	10	1390	200	80	10	550
20	80	30	3025	200	80	30	1210

Примечание. Таблица составлена по данным Г. Лонга, Г. Чиеричи.

воде значительно меньше. Максимальный газовый фактор пластовых вод редко превышает  $10 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Считается рентабельной добыча газа из пластовых вод при газовом факторе  $5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Запасы растворенного газа, как и запасы его в твердом состоянии, рассматриваются в качестве нетрадиционного источника газа для использования его в народном хозяйстве.

При уменьшении давления и повышении температуры из газонефтяного раствора выделяется газ: сначала наиболее трудно растворимые углеводороды ( $\text{CH}_4$ ), а по мере уменьшения давления — последовательно более тяжелые углеводороды ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$  и т.д.). Давление, при котором начинает выделяться газ, называется *давлением насыщения*.

Газ, растворяясь в нефти, увеличивает ее объем и уменьшает плотность, вязкость и поверхностное натяжение. Если объем газовой фазы значительно превышает объем нефти, то при давлении 20—25 МПа и температуре 90—95°C наступает обратная растворимость — жидкие углеводороды начинают растворяться в газе, и при определенных давлении и температуре смесь флюидов полностью превратится в газ. Это явление называется *ретроградным*, или *обратным*, *испарением*. При понижении давления из смеси начинает выпадать конденсат в виде жидких углеводородов ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$  + высш.). Это явление называется *ретроградной конденсацией*.

*Конденсат* — жидкая часть газоконденсатных скоплений. Конденсаты называют светлыми нефтями. Плотность их 698—840  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Они практически полностью выкипают до 300°C и не содержат смолисто-асфальтовых веществ. Основные компоненты конденсатов выкипают до 150—200°C. В составе конденсатов преобладают метановые углеводороды.

Физические свойства природных газов, которые были рассмотрены выше, играют заметную роль в процессах формирования залежей нефти и газа и в размещении их в земной коре. Например, миграция нефти через плохопроницаемые породы практически невозможна, в то время как нефть, растворенная в газе, может мигрировать через такие породы. Эти свойства имеют большое значение и должны учитываться также при разработке нефтяных и газовых местоскоплений.



## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какую плотность имеет нефть?
2. Какие свойства нефти изучают в геологии нефти и газа? Какие из них используются при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ?
3. Какой газ называется попутным?
4. Может ли газ образовать твердые соединения с водой?
5. Почему метан не может находиться в жидком состоянии в недрах земной коры?
6. Может ли диффузия газа привести к накоплению его в земной коре?
7. Имеют ли газовые гидраты промышленное значение, если из 1 м<sup>3</sup> газового гидрата можно получить 200 м<sup>3</sup> метана?
8. Что понимается под растворимостью газа в воде и нефти? В каких единицах она измеряется?
9. Что понимается под давлением насыщения газа в воде?
10. Что представляет собой конденсат?

## Глава II

### ПОРОДЫ, СОДЕРЖАЩИЕ НЕФТЬ И ПРИРОДНЫЕ ГАЗЫ. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ И ЛОВУШКИ

#### § 1. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПОРОДЫ-ФЛЮИДОУПОРЫ (ПОКРЫШКИ)

Породы - коллекторы. Горные породы, обладающие способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке, называются *коллекторами*. Абсолютное большинство пород-коллекторов имеет осадочное происхождение. Коллекторами нефти и газа являются как терригенные (пески, алевриты, песчаники, алевролиты и некоторые глинистые породы), так и карбонатные (известняки, мел, доломиты) породы.

Из определения пород-коллекторов следует, что они должны обладать емкостью, т.е. системой пустот — пор (рис. 1), трещин и каверн. Однако далеко не все породы, обладающие емкостью, являются проницаемыми для нефти и газа, т.е. коллекторами. Поэтому при изучении коллекторских свойств горных пород

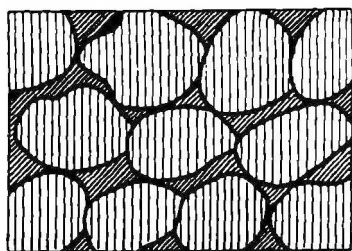


Рис. 1. Поровое пространство в горной породе:

1 — минеральные зерна; 2 — поровое пространство породы, занятое жидкостью или газом

определяют не только их пустотность, но и проницаемость. Проницаемость горных пород зависит от поперечных (к направлению движения флюидов) размеров пустот в породе.

Все коллекторы по характеру пустот подразделяют на три типа: гранулярные или поровые (только обломочные горные породы), трещинные (любые горные породы) и каверновые (только карбонатные породы).

Емкость порового коллектора называется *пористостью* (см. рис. 1). Для характеристики пористости употребляется коэффициент, который показывает, какую часть от общего объема породы составляют поры.

По размерам все поры делятся на сверхкапиллярные (>508 мкм), капиллярные (508—0,2 мкм) и субкапиллярные (<0,2 мкм).

В сверхкапиллярных порах движение воды подчинено законам гидравлики. Вода, нефть и газ в них свободно перемещаются под действием гравитационных сил. В капиллярных порах движение жидкости затруднено вследствие проявления сил молекулярного сцепления. Субкапиллярные поры характерны для глинистых пород, которые являются водо- и нефтегазоупорными. Фильтрация воды по таким породам невозможна. Движение нефти в пласте осуществляется лишь по сообщающимся поровым каналам размером >0,2 мкм.

Различают общую, открытую и эффективную пористость. *Общая* (полная, абсолютная) пористость — это объем всех пор в породе. Соответственно коэффициент общей пористости представляет собой отношение объема всех пор  $V_1$  к объему образца породы  $V_2$ :  $k_n = V_1/V_2$ .

При промышленной оценке залежей нефти и газа принимается во внимание *открытая* пористость — объем только тех пор, которые связаны, сообщаются между собой. Она характеризуется коэффициентом открытой пористости  $k_{п.о}$  — отношением суммарного объема открытых пор  $V_o$  к объему образца породы  $V_2$ :  $k_{п.о} = V_o/V_2$ .

В нефтяной геологии наряду с понятиями общей и открытой пористости существует понятие эффективной пористости, которая определяется наличием таких пор, из которых нефть может быть извлечена при разработке. Неэффективными считаются субкапиллярные и изолированные поры. Коэффициент *эффективной* пористости нефтесодержащей породы  $k_{п.эф}$ , равен отношению объема пор  $V_{эф}$ , через которые возможно движение нефти, воды или газа при определенных температуре и градиентах давления, к объему образца породы:  $k_{п.эф} = V_{эф}/V_2$ .

Коэффициент пористости обломочных пород в идеальном случае (когда зерна породы одинаковы по размеру и имеют шарообразную форму) не зависит от размеров зерен, а определяется их укладкой и однородностью по размеру. При расположении шаров по вершинам куба пористость составляет 47,64%, а по вершинам тетраэдра — 25,95%, независимо от размера шаров.

У пород, состоящих из неодинаковых по размеру обломков (конгломератов, глинистых песчаников), пористость резко снижается, так как мелкие зерна заполняют промежутки между крупными зернами, уменьшая тем самым объем порового пространства.

Величина коэффициента пористости горных пород может достигать 40%, например, для газоносных алевролитов (алевроитов) местоскоплений Ставрополя его значения составляют 30—40%. Наиболее распространенные значения  $k_p$  нефтеносных песчаников Русской платформы 17—24%.

Принципы количественной оценки емкостных свойств карбонатных (трещиноватых и кавернозных) пород такие же, как и обломочных.

*Проницаемость* — важнейший показатель коллектора, характеризующий свойство породы пропускать жидкость и газ. За единицу проницаемости ( $1 \text{ мкм}^2$ ) принимается проницаемость такой породы, при фильтрации через образец которой площадью  $1 \text{ м}^2$  и длиной  $1 \text{ м}$  при перепаде давления  $0,1 \text{ МПа}$  расход жидкости вязкостью  $1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$  составляет  $1 \text{ м}^3/\text{с}$ . Проницаемость неф-

теносных песчаников изменяется в широком диапазоне — от 0,05 до 3 мкм<sup>2</sup>, трещиноватых известняков — от 0,005 до 0,02 мкм<sup>2</sup>. Она зависит от размера и конфигурации пор (величины зерен), от плотности укладки и взаимного расположения частиц, от трещиноватости пород.

Коллекторские свойства нефтегазоносных пластов очень часто резко изменяются на незначительных расстояниях в одном и том же пласте. Даже в пределах небольшого образца породы размеры пор сильно различаются. Характер строения и размер пор оказывают большое влияние на движение жидкостей и газа в нефтяном пласте и на величину коэффициента извлечения нефти из недр. Практически по субкапиллярным порам жидкость не перемещается. В таких порах межмолекулярное притяжение настолько велико, что для перемещения жидкости требуется чрезмерно высокий перепад давления, отсутствующий в пластовых условиях. Благодаря межмолекулярному притяжению поверхность минеральных частиц обволакивается слоем крепко связанной воды. Эта вода почти полностью закрывает просветы субкапиллярных поровых каналов. Породы с такими порами характеризуются проницаемостью менее 0,001 мкм<sup>2</sup> и не имеют практического значения.

При разработке месторождений применяют методы искусственного увеличения пористости и проницаемости путем гидроразрыва пласта и воздействия на него соляной кислотой, что приводит к разрушению перегородок между порами и расширению трещин.

Существуют различные схемы *классификации* пород-коллекторов. П. П. Авдусин и М. А. Цветкова выделяют пять их классов по величине эффективной пористости, %: А > 20, В — 15—20, С — 10—15, D — 5—10, Е < 5. Каждый из указанных классов в свою очередь подразделяется на три группы по скорости движения фильтрата через породу.

В последнее время широко применяется классификация песчано-алевролитовых коллекторов, предложенная А. А. Ханиным (табл. 7). Согласно этой классификации выделяется шесть классов коллекторов, различающихся по проницаемости и емкости.

Изучение коллекторских свойств пластов проводится по образцам керна, материалам промыслово-геофизических исследований и по данным испытания скважин на приток.



Таблица 7

Класс коллектора, по А. А. Ханнину	Название породы по преобладанию granulometricкой фракции	Пористость эффективная, %	Проницаемость по газу, мкм <sup>2</sup>	Оценка коллектора по проницаемости и емкости
I	Песчаник среднезернистый	16,5	≥1	Очень высокая
	Алеврит мелкозернистый	29		
II	Песчаник среднезернистый	15—16,5	0,5—1	Высокая
	Алеврит мелкозернистый	26,5—29		
III	Песчаник среднезернистый	11—15	0,1—0,5	Средняя
	Алеврит мелкозернистый	20,5—26,5		
IV	Песчаник среднезернистый	5,8—11	0,01—0,1	Пониженная
	Алеврит мелкозернистый	12—20,5		
V	Песчаник среднезернистый	0,5—5,8	0,001—0,01	Низкая
	Алеврит мелкозернистый	3,6—12		
VI	Песчаник среднезернистый	0,5	<0,001	Коллектор не имеет промышленного значения
	Песчаник мелкозернистый	2		
	Алеврит крупнозернистый	3,3		
	Алеврит мелкозернистый	3,6		

Породы - флюидоупоры (покрышки). Сохранение скоплений нефти и газа в породах-коллекторах невозможно, если они не будут перекрыты непроницаемыми для флюидов (нефти, газа и воды) породами. Перекрывающие нефтяные и газовые залежи плохопроницаемые породы называют покрышками. Роль пород-нефтегазоупоров выполняют глины, соли, гипсы, ангидриты и некоторые разновидности карбонатных пород.

Породы-покрышки различаются по характеру распространения, мощности, наличию или отсутствию нарушений сплошно-

сти, однородности сложения, плотности, проницаемости, минерального состава (табл. 8, 9).

Различают региональные, субрегиональные, зональные и локальные покрывки. Региональные покрывки имеют широкое площадное распространение, характеризуются литологической выдержанностью и, как правило, значительной мощностью. Обычно они прослеживаются в пределах отдельных регионов, таких как Волго-Уральская, Западно-Сибирская провинции и т.д. Зональные покрывки выдержаны в пределах отдельной зоны поднятий (по площади распространения они уступают региональным). Реже встречаются локальные покрывки (в пределах

Таблица 8

Классификация покрывок, по Э. А. Бакирову	Признаки подразделения
<i>По площади распространения</i>	
Региональные	Распространены в пределах нефтегазоносной провинции или большей ее части
Субрегиональные	Распространены в пределах нефтегазоносной области или большей ее части
Зональные	Распространены в пределах зоны или района нефтегазоаккумуляции
Локальные	Распространены в пределах отдельных местоскоплений
<i>По соотношению с этажами нефтегазоносности</i>	
Межэтажные	Перекрывают этаж нефтегазоносности в моноэтажных местоскоплениях или разделяют их в полиэтажных местоскоплениях
Внутриэтажные	Разделяют продуктивные горизонты внутри этажа нефтегазоносности
<i>По литологическому составу</i>	
Однородные (глинистые; карбонатные; галогенные)	Состоят из пород одного литологического состава
Неоднородные: смешанные (песчано-глинистые; глинисто-карбонатные; терригенно-галогенные и др.)	Состоят из пород различного литологического состава, не имеющих четко выраженной слоистости
расслоенные	Состоят из чередования прослоев различных литологических разновидностей пород

Таблица 9

Группа покрышек, по А. А. Ханину	Экранирующая способность	Проницаемость по газу, мкм <sup>2</sup>
		Давление прорыва газа, МПа
А	Весьма высокая	$\leq 10^{-9}/\geq 12$
В	Высокая	$10^{-8}/8,0$
С	Средняя	$10^{-7}/5,5$
Д	Пониженная	$10^{-5}/3,3$
Е	Низкая	$10^{-5}/0,5$

местоскопления), которые обуславливают сохранность отдельных залежей.

Наличие трещиноватости в породах-флюидоупорах снижает их экранирующие свойства. Например, в зонах региональных разломов первоначальные пластичные свойства глин и солей утрачиваются, они становятся хрупкими, с раскрытыми трещинами и могут пропускать флюиды.

Важную роль в экранирующих свойствах покрышек играет степень их однородности: присутствие прослоев песчаников и алевролитов ухудшает их качество.

Алевролитовая примесь по мере увеличения ее содержания в глинах оказывает влияние на структуру порового пространства. Более чистые разности глин уплотняются интенсивней и характеризуются преимущественно тонкими сечениями поровых каналов, а также низкой проницаемостью.

Наиболее широко распространены глинистые покрышки. Глины характеризуются пластичностью, зависящей от степени дисперсности слагающих их минеральных частиц, химического состава и способности к ионному обмену этих частиц. Известно, например, что монтмориллонитовые глины обладают лучшими экранирующими свойствами по сравнению с каолинитовыми.

Надежным экраном является каменная соль, которая благодаря своей пластичности деформируется без нарушения сплошности. Ангидриты значительно более хрупкие, чем соль, и не являются такими надежными экранами.

Вместе с тем абсолютно непроницаемых для нефти и газа покрышек в природе не существует. В.П.Савченко на основе экспериментальных работ установил, что глинистая покрышка удерживает только такую залежь, избыточное давление в которой меньше перепада давлений, обуславливающего начало филь-

трации флюидов сквозь эту покрывку. Чем больше мощность покрывки, тем выше ее изолирующие качества и способность удерживать залежи с большими высотами. На больших глубинах вследствие потери воды глинистые породы превращаются в хрупкие тела и могут стать породами-коллекторами.

## § 2. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ. ЛОВУШКИ

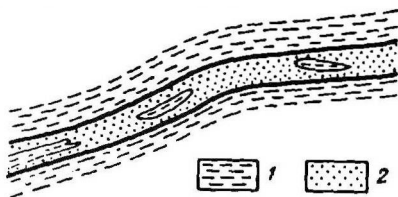
В земной коре местами для нефти, газа и воды служат породы-коллекторы, заключенные в плохопроницаемые породы (рис. 2). И.О.Брод предложил называть *природными резервуарами* естественные месторождения для нефти, газа и воды, внутри которых эти флюиды могут циркулировать и форма которых обусловлена соотношением коллектора с вмещающими его (коллектор) плохопроницаемыми породами.

Выделяются три основных типа природных резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные со всех сторон.

*Пластовые* резервуары представлены породами-коллекторами, значительно распространенными по площади (сотни и тысячи квадратных километров), характеризующимися небольшой мощностью (от долей метров до десятков метров). Они могут быть сложены как карбонатными, так и терригенными образованиями (см. рис. 2); часто содержат отдельные линзовидные прослойки непроницаемых пород в толще основного горизонта, что делает их неоднородными по строению как в вертикальном направлении, так и в горизонтальном.

*Массивные* природные резервуары представляют собой мощную (несколько сот метров) толщу пластов-коллекторов различного или одинакового литологического состава (рис. 3,а) Они бывают сложены терригенными и карбонатными породами. В тол-

Рис. 2. Пластовый природный резервуар с включением линзовидных тел глинистых пород:  
1 — глины; 2 — песчаники



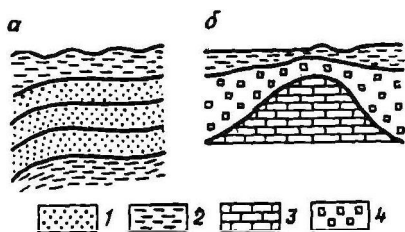


Рис. 3. Массивные природные резервуары, связанные с толщей пластов-песчаников (а) и с рифом (б):

1 — песчаники; 2 — глины; 3 — известняки; 4 — соль

ще пластов-коллекторов могут быть непроницаемые прослои, однако все пласты проницаемых пород сообщаются, представляя единый природный резервуар. Часто возраст пластов, слагающих массивный природный резервуар, бывает различным. Частным случаем массивного природного резервуара являются ископаемые рифы (рис. 3, б), представляющие собой захороненные под мощной толщей молодых отложений рифовые постройки.

Природные резервуары, литологически ограниченные, практически со всех сторон окружены непроницаемыми породами. Примером такого природного резервуара может служить линза песков в толще глинистых пород (рис. 4).

Как правило, большая часть природного резервуара заполнена водой. Это связано с тем, что либо породы природного резервуара первично насыщены седиментационными, или, как их еще называют, элизионными («элизио» — выжимание), водами, либо в их поровое пространство внедрились атмосферные, т.е. инфильтрационные воды. Нефть и природный газ по отношению к седиментационной воде являются более поздними образованиями.

Нефть и газ, оказавшись в свободном состоянии в природном резервуаре, заполненном водой, стремятся занять в нем самое высокое положение. Они перемещаются вверх, оттесняя воду (вследствие гравитационного эффекта), до тех пор, пока не достигнут

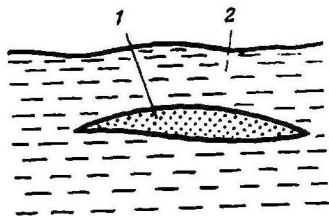
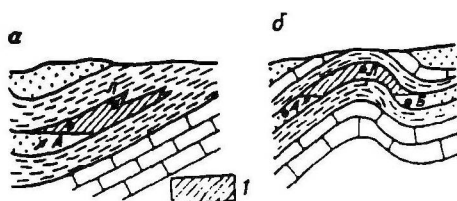


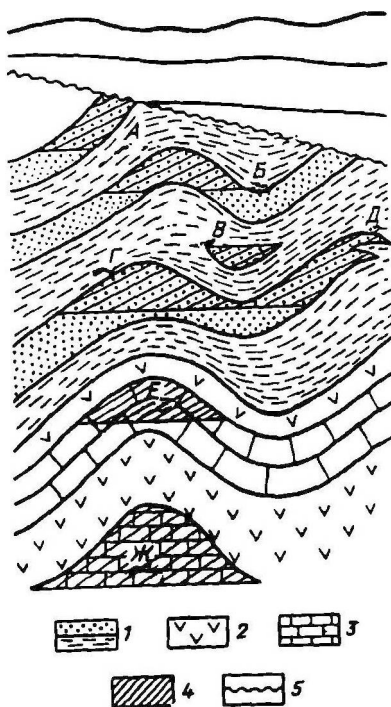
Рис. 4. Линза песков (1) в толще глины (2)

кровли пласта-коллектора (подошвы пласта-флюидоупора). Дальнейшее их продвижение по пласту-коллектору происходит только в том случае, если кровля пласта наклонена к горизонту. Тогда нефть и газ перемещаются преимущественно вверх по наклонному пласту-коллектору вблизи его кровли. Если на их пути встречается препятствие (литологический экран, изменение наклона пласта на обратное), то в этой части природного резервуара, перед препятствием, образуется скопление нефти и газа. Как видно на рис. 5, нефть (или газ) из точки *A* (или *B*) может переместиться в точку *L*, но не может переместиться из точки *L* в точку *A* (или *B*). В точке *L* нефть (или газ) будет задерживаться (экранироваться), т.е. будет находиться в состоянии относительного покоя. Часть природного резервуара, в котором могут экранироваться нефть и газ и может образоваться их скопление, называется *ловушкой*. Примеры ловушек в пластовом, массивном и литологическом природных резервуарах показаны на рис. 6.



**Рис. 5.** Схемы возможных перемещений и экранирования нефти (или газа) в природном резервуаре:

*a* — в случае литологического экрана;  
*b* — в антиклинально изогнутом пласте;  
*1* — часть природного резервуара, в которой нефть (или газ) экранируется



**Рис. 6.** Ловушки нефти и газа в пластовых (*A, B, Г*), массивных (*E, Ж*) и литологических (*B, Д*) природных резервуарах:

*1, 2, 3* — соответственно терригенные, хемогенные, карбонатные породы; *4* — ловушки; *5* — поверхность стратиграфического несогласия

В пластовых и массивных резервуарах ловушками для нефти и газа являются сводовые изгибы пласта (пластов) (рис. 6, Б, Г, Е) или верхние части рифовых массивов, имеющие, как правило, сводообразную форму (рис. 6, Ж), литологически замкнутый (линзовидный) природный резервуар сам является ловушкой для нефти и газа (рис. 6, В).

Как видно из рис. 6, объем ловушки Е контролируется не перекрывающим ее пластом ангидритов, а вышележащими глинами. В данном случае ангидриты выполняют роль ложной покрышки: они не могут содержать промышленных скоплений углеводородов (ввиду незначительной емкости), но способны пропускать их (так как в ангидритах имеется система трещин). Ложные покрышки («полупокрышки») впервые описал Б. В. Филиппов (1963 г.).

По происхождению различают следующие ловушки:

*структурные* (Б, Г, Е, рис. 6) — образованные в результате изгиба слоев и (или) разрыва их сплошности;

*стратиграфические* (рис. 6, А) — сформированные в результате эрозии пластов-коллекторов во время перерыва в накоплении осадков (в эпоху восходящих движений) и перекрытия их затем непроницаемыми породами (в эпоху нисходящих движений). Как правило, толщи пород, образовавшиеся после перерыва в осадконакоплении, характеризуются более простыми структурными формами залегания. Поверхность, отделяющая эти толщи от толщ, возникших ранее, называется поверхностью стратиграфического несогласия;

*литологические* — образованные в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми (рис. 6, В, Д) породам;

*рифогенные* — сформированные в результате отмирания организмов-рифостроителей (кораллов, мшанок), накопления их скелетных остатков в форме рифового тела (рис. 6, Ж) и последующего его перекрытия непроницаемыми породами.

Около 80% залежей в мире связано с ловушками структурного класса, на долю ловушек иного происхождения (рифогенных, стратиграфических и литологических) приходится немного более 20%.

Связь нефти и газа с антиклинальными структурами была установлена еще в XIX в. Г. В. Абигом, Г. А. Романовским,



А. Уайтом и др. Тогда же была сформулирована антиклинальная теория залегания нефти.

#### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какое влияние оказывает трещиноватость на фильтрационные и емкостные свойства пород-коллекторов?
2. Что понимается под природным резервуаром? Только ли породы-коллекторы входят в его состав?
3. Во всех ли случаях в сложении природного резервуара принимают участие породы-флюидоупоры, залегающие ниже и выше коллектора?
4. Совпадает ли геологический возраст природного резервуара и структурных ловушек в нем?
5. Одинаков ли возраст рифогенного резервуара и ловушки в нем?
6. Какими значениями пористости и проницаемости характеризуются породы-коллекторы в природных условиях?
7. Каков размер пор в глинах?
8. Как определяют объем ловушек, перекрытых породами-флюидоупорами и ложными покрышками?
9. Какое практическое значение имеет определение емкости (объема) ловушки?

### Глава III

#### ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА

##### § 1. ЛОКАЛЬНЫЕ И РЕГИОНАЛЬНЫЕ СКОПЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Скопления нефти и газа подразделяются на две категории: *локальные* и *региональные*. Такое деление предложил А. А. Бакиров, опубликовавший в трудах Международного геологического конгресса (1964 г.) единую классификацию всех категорий скоплений нефти и газа в земной коре. В категорию локальных скоплений им включаются залежи и местоскопления. *Залежь* нефти и газа представляет собой естественное локальное (единичное) скопление нефти и газа в ловушке. Залежь образуется в той части резервуара, в которой установ-

ливается равновесие между силами, заставляющими нефть и газ перемещаться в природном резервуаре, и силами, которые препятствуют этому.

*Местоскопление* нефти и газа — это совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к одной или нескольким естественным ловушкам в недрах одной и той же ограниченной по размерам площади, контролируемой единым структурным элементом (рис. 7).

Термин «месторождение нефти и газа» не отвечает действительному смыслу этого понятия, так как образование залежей происходит в результате сложных миграционных процессов, протекающих в недрах. Поэтому правильнее говорить о «местоскоплении залежей нефти и газа» (термин введен А. А. Бакировым).

В категорию региональных скоплений углеводородов включаются зоны нефтегазонакопления, нефтегазоносные области и провинции.

Наряду с нефтегазоносными провинциями и областями в литературе также широко используется термин «нефтегазоносный бассейн», предложенный И.О. Бродом для крупных впадин, выполненных осадочными толщами, в которых имеются комплексы с залежами нефти и газа.

Нефть и газ в земной коре приурочены к ее осадочной оболочке — стратисфере. Однако осадочная оболочка на земном шаре распространена не повсеместно и имеет различную мощность. Участки земной коры, различающиеся по мощности ископаемых осадков и размерам, оцениваются и в нефтегазоносном отношении неодинаково. Отмечается прямая связь между объемом осадочных толщ и масштабами ресурсов углеводородов в недрах той или иной территории, выделенной в качестве самостоятельной единицы нефтегазогеологического районирования.

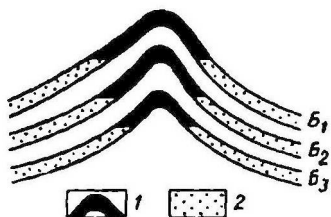


Рис. 7. Продуктивная часть разреза местоскопления:

1 — нефтяные залежи в пластах  $B_1$ ,  $B_2$  и  $B_3$ ; 2 — пласт-коллектор за пределами нефтяной залежи, насыщенный водой

## § 2. ЭЛЕМЕНТЫ ЗАЛЕЖИ

Газ, нефть и вода располагаются в ловушке в соответствии с их плотностью. Газ, как наиболее легкий, находится в кровельной части природного резервуара под крышкой. Ниже поровое пространство заполняется нефтью, а еще ниже — водой. На рис. 8 приведены принципиальные схемы (карта и разрез) залежи нефти с газовой шапкой, приуроченной к сводовому изгибу пласта-коллектора пластового природного резервуара.

Поверхности контактов газа и нефти, воды и нефти (рис. 8, а) называются поверхностями соответственно газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов. Линия пересечения поверхности ВНК (ГНК) с кровлей продуктивного пласта называется *внешним контуром нефтеносности (газоносности)*. Если поверхность контакта горизонтальная, то контур нефтеносности (газоносности) в плане параллелен изогипсам кровли пласта (рис. 8, б). При наклонном положении поверхности ВНК (ГНК) контур нефтеносности (газоносности) на структурной карте будет пересекать изогипсы

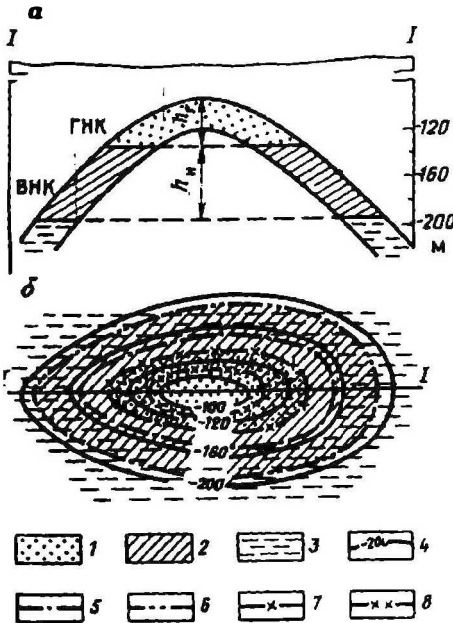
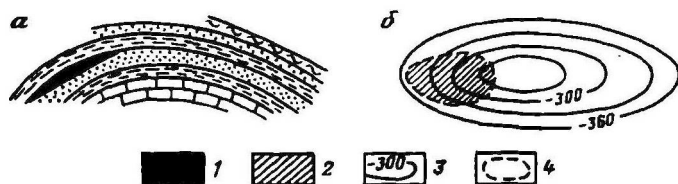


Рис. 8. Принципиальная схема сводовой залежи:

а — геологический разрез; б — структурная карта; 1 — газовая шапка; 2 — нефтяная часть залежи; 3 — водоносная часть пласта; 4 — изогипсы по кровле пласта, м; контуры нефтеносности: 5 — внутренний; 6 — внешний; контуры газоносности: 7 — внешний; 8 — внутренний;  $h_2$  — высота газовой шапки;  $h_n$  — высота нефтяной части залежи;  $h_2 + h_n = h$  — высота залежи



**Рис. 9.** Принципиальная схема нефтяной залежи с наклонным водонефтяным контактом:

*а* — геологический разрез; *б* — структурная карта;  
 1, 2 — нефть соответственно на разрезе и на карте; 3 — изогипсы, м; 4 — внешний контур нефтеносности

кровли пласта, смещаясь в сторону наклона поверхности раздела (рис. 9).

Линия пересечения поверхности водонефтяного (газонефтяного) раздела с подошвой пласта называется *внутренним контуром нефтеносности (газоносности)*.

Если в ловушке количество нефти и газа недостаточное для заполнения всей мощности пласта, то внутренние контуры газоносности и нефтеносности будут отсутствовать. У залежей в массивных резервуарах внутренние контуры отсутствуют.

Длина, ширина и площадь залежи определяются по ее проекции на горизонтальную плоскость внутри внешнего контура нефтеносности (газоносности). Высотой залежи (высота нефтяной части залежи плюс высота газовой шапки) называется вертикальное расстояние от подошвы до ее наивысшей точки.

### § 3. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Разработке классификации различных типов залежей нефти и газа посвящены многочисленные работы. Наиболее известны классификации И. О. Брода, Н. А. Еременко, Н. Ю. Успенской, А. А. Бакирова. Согласно классификации А. А. Бакирова, учитывающей главнейшие особенности формирования ловушек, с которыми связаны залежи, выделяются четыре основных класса локальных скоплений нефти и газа (табл. 10).

**Класс структурных залежей.** К этому классу относятся залежи, приуроченные к различным видам локальных тектонических структур. Наиболее часто встречающиеся зале-

Таблица 10

Классификация залежей, по А. А. Бакирову			Вид ловушки
Класс	Группа	Тип	
1	2	3	4
		Сводовые	Антиклинали и купола: простого ненарушенного строения; осложненные разрывными нарушениями; осложненные диапиризмом и грязевым вулканизмом Солянокупольные структуры Структуры, осложненные вулканогенными образованиями
Структурные	Антиклиналей и куполов	Висячие	Структуры: простого и сложного строения; осложненные диапиризмом, грязевым вулканизмом Структуры, осложненные разрывными нарушениями, диапиризмом и грязевым вулканизмом Солянокупольные структуры, осложненные вулканогенными образованиями Поднадвиговые структуры
		Тектонически экранированные	
	Моноклиналей	Нарушенных моноклиналей Ненарушенных моноклиналей	Экранированные разрывными нарушениями моноклинали  Флексуры и структурные носы
	Синклиналей		Бортовые и центральные части синклиналей
Рифогенные	Рифовых массивов		Рифогенные образования
Литологические	Литологически экранированные	Выклинивающиеся или замещенных коллекторов Экранированные	Участки: выклинивания коллекторов вверх по восстановлению пластов; замещения проницаемых пород непроницаемыми Экранирование отложениями асфальта и битума

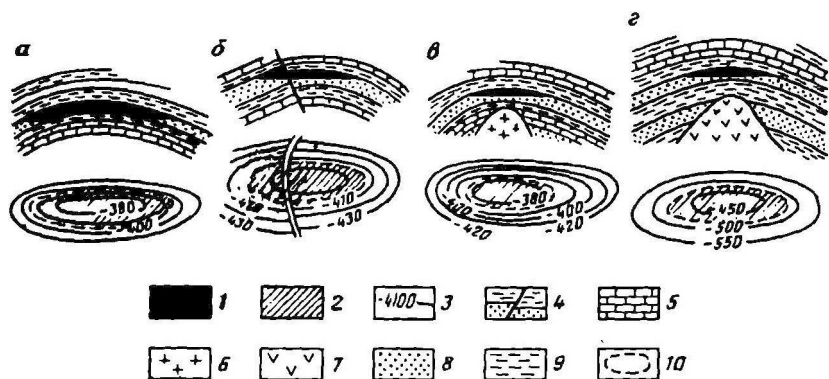
1	2	3	4
	Литологически ограниченные	Шнурковые или рукавообразные  Баровые  Линзовидные	Песчаные образования ископаемых русел палеорек Прибрежно-дельтовые образования палеорек Песчаные валоподобные образования ископаемых баров Линзовидно- или гнездообразно залегающие коллекторы среди непроницаемых пород
Стратиграфические	В коллекторах, срезанных эрозией и перекрытых несогласно залегающими слоями непроницаемых пород	Под несогласиями на тектонических структурах Останцовые  Выступовые	Участки стратиграфических несогласий на антиклиналях или моноклиналях  Участки эродированной поверхности погребенных останцов палеорельефа Выступы кристаллического фундамента

жи этого класса — сводовые, тектонически экранированные и приконтактные.

*Сводовые залежи* формируются в сводовых частях локальных структур. Принципиальные схемы сводовых залежей в пределах различного типа структур изображены на рис. 10. *Тектонически экранированные залежи* формируются вдоль разрывных смещений, осложняющих строение локальных структур. Подобные залежи могут находиться в различных частях структуры: на своде, крыльях или периклиналях (рис. 11). *Приконтактные залежи* образуются в продуктивных пластах, контактирующих с соляным штоком, глиняным диапиром или же с вулканогенными образованиями (рис. 12).

Класс литологических залежей. В составе этого класса выделяются две группы залежей: литологически экранированных и литологически ограниченных.

*Залежи литологически экранированные* располагаются в участках выклинивания пласта-коллектора (рис. 13). *Залежи литологически ограниченные* приурочены к песчаным образованиям ископаемых русел палеорек (шнурковые или рукавообразные), к прибрежным песчаным валоподобным образованиям или к гнездо-



**Рис. 10. Сводные залежи в разрезе и в плане (по А. А. Бакирову):**

*a* — ненарушенные; *б* — нарушенные; в структурах, осложненных: *в* — криптодиapiroм или вулканогенными образованиями, *г* — соляными куполами; 1, 2 — нефть соответственно на профиле и в плане; 3 — стратозогипсы по кровле продуктивного пласта, м; 4 — нарушения; 5 — известняки; 6 — вулканогенные образования; 7 — соляной шток; 8 — песчаные породы; 9 — глины; 10 — контур нефтеносности

образно залегающим породам-коллекторам, окруженным со всех сторон плохопроницаемыми породами (рис. 14). Рукавообразные залежи впервые были открыты И. М. Губкиным в 1911 г. в Майкопском районе Северного Кавказа.

Класс рифогенных залежей. Залежи этого класса образуются в теле рифтовых массивов (рис. 15). Типичным примером могут служить залежи в рифогенных массивах Ишимбаевского района Башкирского Приуралья.

Класс стратиграфических залежей. Формирование залежей этого класса происходило в пластах-коллекторах, срезанных эрозией и стратиграфически несогласно перекрытых непроницаемыми слоями более молодого возраста.

Залежи стратиграфического класса могут быть обнаружены в антиклинальных, куполовидных и моноклинальных структурах (рис. 16, *a*). К ним относят и залежи, приуроченные к выветрелой части погребенных выступов кристаллических пород фундамента (рис. 16, *б*).



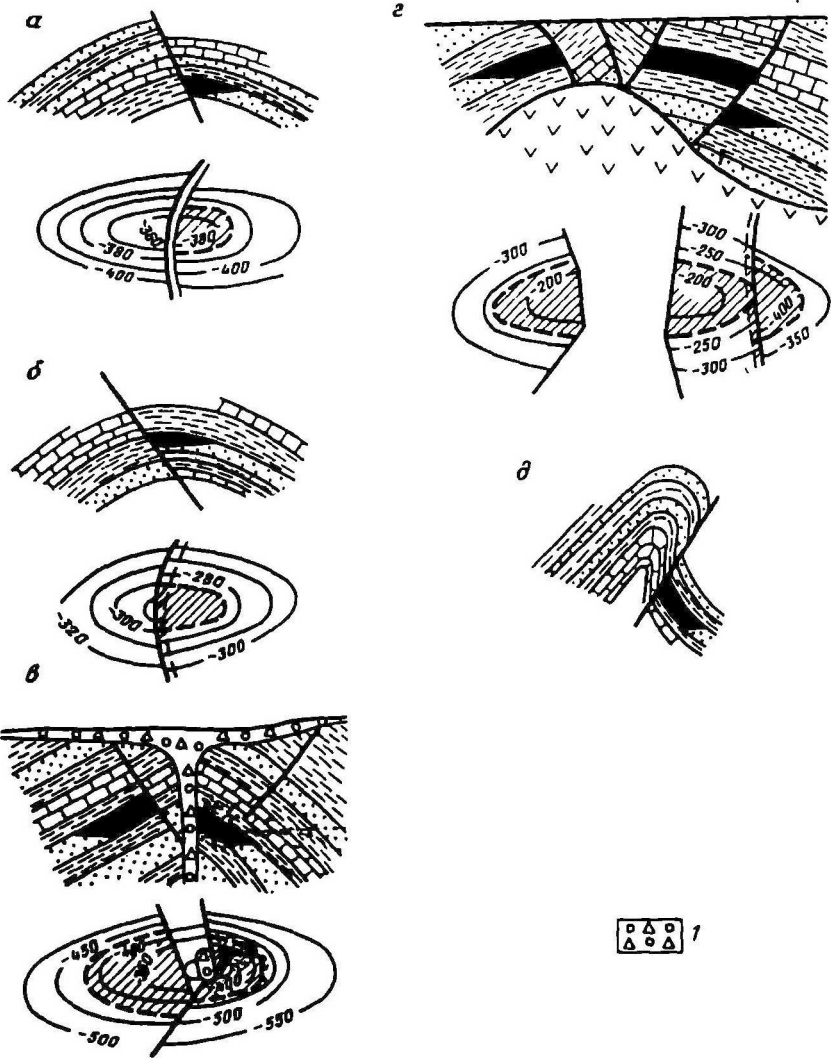
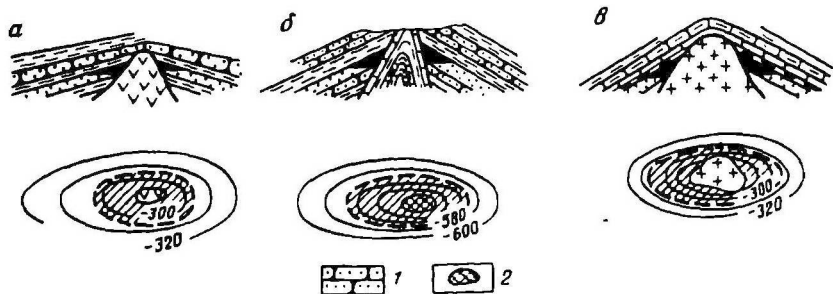
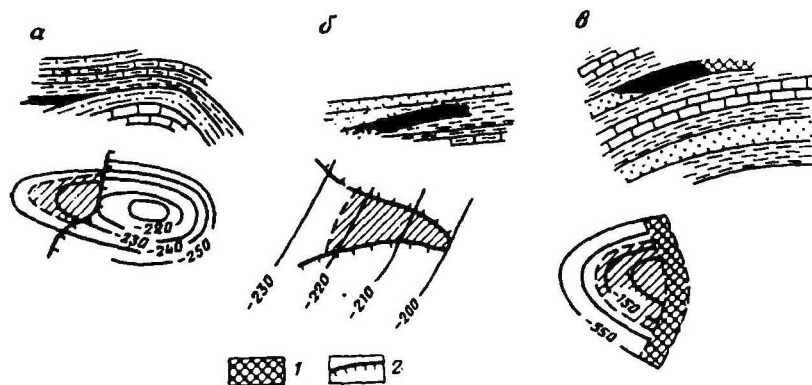


Рис. 11. Тектонически экранированные залежи в разрезе и в плане (по А. А. Баккирову):  
*a* — присбросовые; *б* — привзбросовые; структур, осложненных: *в* — диапиризмом или грязевым вулканизмом; *г* — соляными куполами; *д* — поднадвиговые; *1* — грязевый вулкан; остальные условные обозначения см. на рис. 10



**Рис. 12. Приконтактные залежи в разрезе и в плане (по А. А. Бакирову):**  
*a* — с соляными штоками; *б* — с диапировыми ядрами или с грязевулканическими образованиями; *в* — с вулканогенными образованиями;  
 1 — песчаные породы; 2 — диапировое ядро складки; остальные условные обозначения см. на рис. 10



**Рис. 13. Литологически экранированные залежи в разрезе и в плане (по А. А. Бакирову):**  
*a* — связанные с выклиниванием пласта-коллектора по восстанию слоев;  
*б* — связанные с замещением проницаемых пород непроницаемыми; *в* — запечатанные асфальтом;  
 1 — асфальт; 2 — линия выклинивания пласта-коллектора; остальные условные обозначения см. на рис. 10

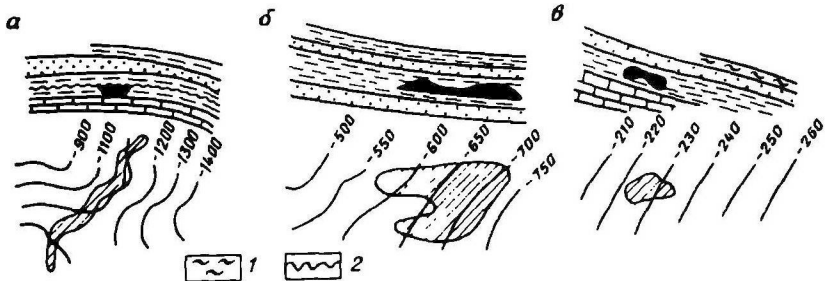


Рис. 14. Литологически ограниченные залежи в разрезе и в плане (по А. А. Бакирову): а — в песчаных образованиях ископаемых русел палеорек — шнурковые или рукавообразные; б — в прибрежных песчаных валоподобных образованиях ископаемых баров (баровые); в — в гнездообразно залегающих песчаных коллекторах, окруженных со всех сторон плохопроницаемыми глинистыми образованиями; 1 — мергели; 2 — поверхность несогласия; остальные условные обозначения см. на рис. 10

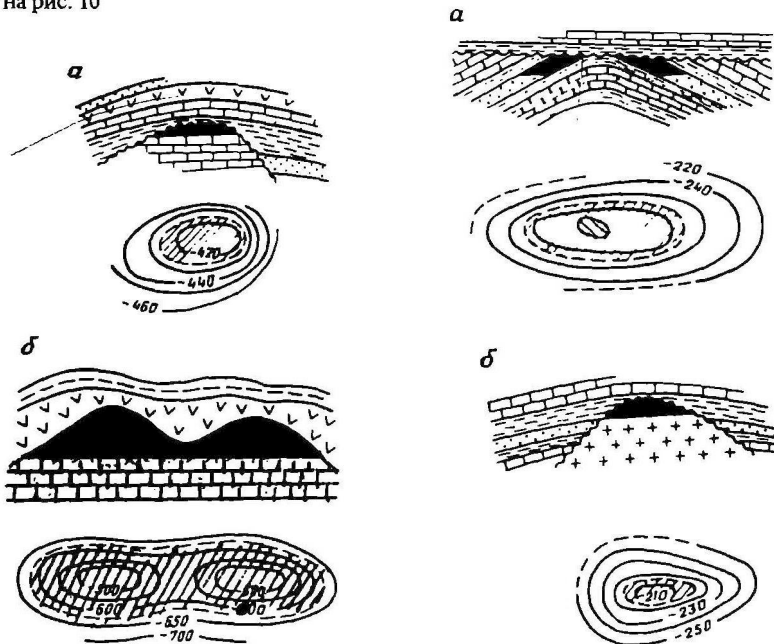


Рис. 15. Залежи рифогенных образований в разрезе и в плане (по А. А. Бакирову): а — в одиночных рифовых массивах; б — в группе (ассоциации) рифовых массивов. Условные обозначения см. на рис. 10, 14

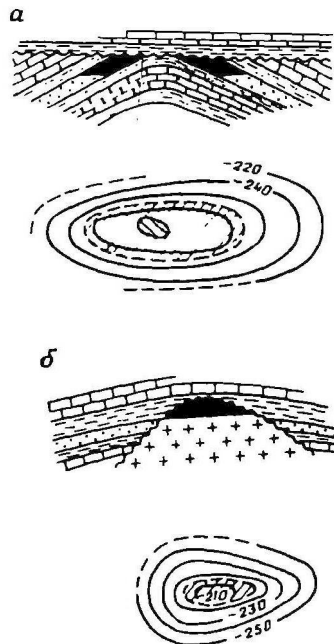


Рис. 16. Стратиграфические залежи в разрезе и в плане (по А. А. Бакирову): а — в пределах локальных структур; б — в погребенных выступах кристаллических массивов. Условные обозначения см. на рис. 10, 14

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какое практическое значение имеют выделение различных типов залежей и их классификация?
2. Одинаковые ли по форме площади нефтегазоносности у залежей структурного класса?
3. Сколько залежей нефти следовало бы выделить в разрезе местоскопления на рис. 40, если бы поверхности водонефтяного контакта во всех трех пластах находились на одном уровне?
4. Можно ли путем бурения одной скважины с вертикальным стволом и достаточной глубиной обнаружить продуктивные части одного и того же пласта, находящиеся в разных блоках антиклинальной структуры, нарушенной сбросом?
5. Во всех ли случаях сводовые части антиклинальных структур наиболее благоприятны для бурения скважин с целью обнаружения залежей нефти и газа?

## Глава IV

### ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА. ПОНЯТИЕ О НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ СВИТАХ И РЕГИОНАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ

На протяжении уже более века проблема генезиса (происхождения) нефти является объектом незатухающих споров крупнейших ученых и практиков. Значение этой проблемы очень точно определил И.М. Губкин в книге «Учение о нефти»:

«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 по всей совокупности этих данных надежные указания, в каких местах нам искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку».

Таким образом, происхождение нефти и газа по существу служит научной основой производства всего поисково-разведочного процесса, обеспечивающего запасами планируемые уровни добычи углеводородного сырья.

Существует два принципиально различных подхода к решению этой проблемы: согласно одной концепции, исходным материалом для образования промышленных скоплений углеводородов (УВ) является органическое вещество (ОВ) биосферы (теория биогенного или органического происхождения), другая предполагает неорганическое (абиогенное) их происхождение. Признание той или иной концепции определяет различные направления, территории и глубины поисковых работ, разные методы и конечные оценки мировых и региональных потенциальных ресурсов углеводородов и т.д. Но и среди сторонников каждой из этих теоретических концепций не существует единства взглядов на процессы преобразования исходного материала в нефть и газ. Многие вопросы генезиса нефти и газа до сих пор окончательно не решены.

Вместе с тем геологический материал, накопленный за более чем вековую историю промышленного освоения углеводородных ресурсов, а также широкий спектр геохимических лабораторных исследований для подавляющего большинства специалистов научных и производственных организаций служат убедительным доказательством биогенного происхождения нефти и углеводородных газов.

## § 1. БИОГЕННАЯ ТЕОРИЯ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Начало целенаправленной разработки идеи об органическом происхождении нефти было положено более двухсот лет назад М. В. Ломоносовым, предложившим гипотезу об образовании нефти в результате подземной перегонки содержащегося в породах органического вещества (уголь, торф).

Отдельные аспекты современной теории биогенного генезиса нефти и газа формируются в трудах отечественных (Н. И. Андрусов, А. Д. Архангельский, Н. Д. Зелинский, В. И. Вернадский, И. М. Губкин, Г. П. Михайловский) и зарубежных (Ф. Ван-Тайл, Г. Гефер, Г. Потонье, П. Траск, Д. Хант, К. Энглер и др.) ученых в конце прошлого и в начале текущего столетия. Однако биогенная концепция как целостная теория происхождения нефти и газа сформулирована И. М. Губкиным в его работе «Учение о нефти» (1932 г.). При этом следует подчеркнуть, что он рассмат-

ривал эту проблему не изолированно, как самостоятельное явление, а комплексно, в совокупности со всеми естественно-историческими процессами Земли, являющимися составными частями геологической формы движения материи.

Как писал И. М. Губкин, в его работе сделана попытка подойти к процессам нефтеобразования и образования нефтяных месторождений с диалектической точки зрения, исходя из положения о том, что эти процессы представляют одну из струй единого диалектического процесса развития Земли.

Не менее важную роль в формировании и понимании теории происхождения углеводородов сыграли труды выдающегося ученого В. И. Вернадского — основоположника геохимии и в частности основ биогеохимии нефти, разработавшего геохимическую систему взаимодействия углерода с живым веществом биосферы. Эту систему В. И. Вернадский назвал жизненным циклом углерода (рис. 17).

В дальнейшем исследования советских и зарубежных ученых (А. А. Ализаде, А. А. Бакиров, Н. Б. Вассоевич, М. Ф. Мирчинк, А. Леворсен, В. Линк, А. А. Трофимук, В. А. Успенский, Д. Хант, Б. Тиссо и др.) развивались в направлении изучения геологических условий размещения скоплений углеводородов в земной коре, геологических и геохимических условий образования нефтегазоматеринских и нефтегазопродуцирующих отложений и физико-химических процессов преобразования органического вещества в углеводороды, миграции углеводородов в коллекторы и формирования их залежей и т.д.

Основными предпосылками биогенной теории происхождения нефти и газа служат: приуроченность почти всего объема промышленных скоплений углеводородов (99,9%) к осадочным образованиям; сосредоточение наибольших ресурсов углеводородов в отложениях геологических периодов, отличавшихся активной жизнедеятельностью организмов биосферы (отмечается параллелизм в образовании и накоплении углей, горючих сланцев и нефти); наличие скоплений углеводородов в замкнутых линзах песчаников, прибрежных барах древних палеоморей и палеорусел рек, заключенных в мощной толще непроницаемых глин; установление процессов преобразования органического вещества в углеводороды нефтяного типа в осадках (илах) современных морей и океанов; сходство изотопного состава серы,

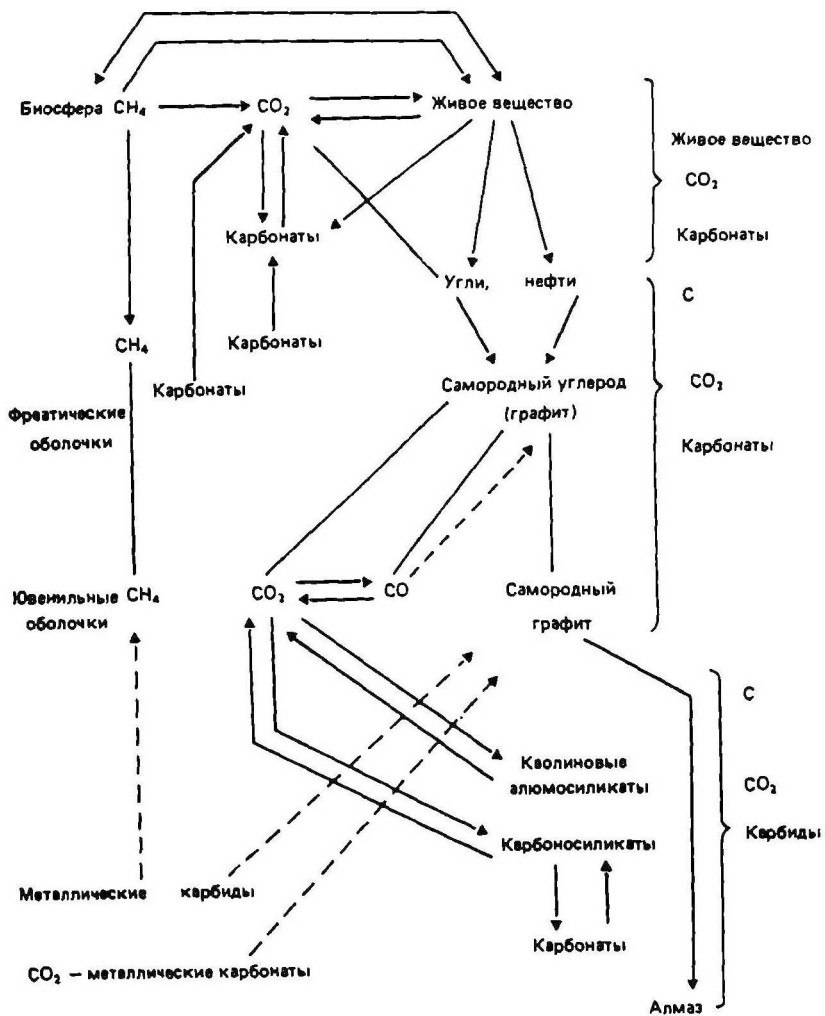


Рис. 17. Схема геохимической взаимосвязи между соединениями углерода и живым веществом биосферы (по В. И. Вернадскому)

содержащейся в нефти, и битумной составляющей органического вещества вмещающих пород; наличие в составе нефтей различных химических соединений (азотистых, кислородных, сернистых) биогенного происхождения и сходство изотопного состава углерода нефти и органического вещества. Существенным моментом является сходство изотопных составов углерода и серы, содержащихся в нефтях и органическом веществе вмещающих пород, в то время как изотопные составы этих элементов в разных литолого-стратиграфических комплексах даже в пределах одного региона неодинаковы. Это свидетельствует о различных источниках образования углеводородов в данном регионе. Существует также еще ряд геохимических данных, подтверждающих биогенные источники образования нефти и газа. Процесс образования нефти и газа и формирования их скоплений — залежей, проходит несколько стадий, каждой из которых свойственны определенные палеогеологические, палеогеофизические, палеогеохимические и палеогидрогеологические условия, характеризующие развитие данного региона и земной коры в целом.

В зависимости от условий, в которых накапливается органическое вещество — в основном остатки простейших животных и растительных организмов, происходит его преобразование в сторону формирования ископаемых углей, нефти или газа. Причем из исходного органического вещества сапропелевого типа при прочих благоприятных условиях образуются главным образом нефть и углеводородный газ, из органического вещества гумусового типа генерируется преимущественно газ.

К сапропелевому органическому веществу относятся продукты распада планктона с высоким содержанием липоидов, накапливающегося в морских и озерных илах при преобладании восстановительных или слабо восстановительных условий, к гумусовому — продукты распада целлюлозы и танинов, входящих в состав растительных организмов, в окислительной обстановке, но при ограниченном доступе кислорода.

Неизменным условием образования нефти и углеводородных газов является накопление органического вещества в субаквальной среде с восстановительной анаэробной обстановкой на фоне преимущественного прогибания бассейна седиментации.

Как отмечает Д. Хант (1979 г.), некоторые углеводороды, содержащиеся в нефти, попали в нее из живых организмов в ма-



Таблица 11

Стадии преобразования ОВ и УВ	Геологические условия среды нахождения ОВ и УВ	Источники энергии преобразования ОВ и УВ	Состояние ОВ и УВ и формы нахождения последних
1	2	3	4
Накопление ОВ	Водная среда с анаэробной геохимической обстановкой; застойный палеогидрогеологический режим; пониженная сульфатность; накопление и захоронение ОВ в процессе осадконакопления	Геостатическое давление (уплотнение пород); биохимическое воздействие микроорганизмов и ферментов; каталитическое воздействие минералов; нисходящие тектонические движения (устойчивое прогибание)	Исходное ОВ осадков в диффузно-рассеянном состоянии
Генерация УВ	Породы различного состава, содержащие потенциально нефтегазоматеринские толщи; анаэробная геохимическая среда; застойный палеогидрогеологический режим	Геостатическое давление (устойчивое интенсивное прогибание); повышенный тепловой поток; внутренняя химическая энергия ОВ, связанная с его молекулярной перестройкой в УВ нефтяного ряда; радиоактивные минералы вмещающих пород	УВ нефтяного ряда на стадии диагенеза и катагенеза осадков в рассеянном состоянии
Миграция УВ	Породы различного состава, обладающие повышенными емкостными и фильтрационными свойствами; анаэробная геохимическая среда	Тектонические движения, проявляющиеся в различных формах; повышенный тепловой поток; гравитационные силы, обуславливающие перемещение УВ; геодинамическое давление; гидродинамические процессы, обуславливающие движение флюидов в латеральном и вертикальном направлениях; электрокинетические силы; капиллярные силы, приводящие к вытеснению УВ водой из мелких пор в крупные; молекулярные силы, приводящие к диффузии нефти и	УВ в свободном и водогазостворенном состоянии

1	2	3	4
		газа через горные породы; кристаллизация и перекристаллизация пород-коллекторов	
Аккумуляция УВ	Наличие пород-коллекторов, обладающих повышенными емкостными и фильтрационными свойствами; анаэробная геохимическая среда; застойный режим пластовых вод; наличие пород-флюидоупоров (покрышек) над коллекторами; наличие региональных и локальных ловушек, благоприятных для аккумуляции УВ	Тектонические движения, способствующие аккумуляции; повышенный тепловой поток; гидродинамические силы; гравитационные силы; молекулярные силы, обуславливающие диффузию УВ; капиллярные силы	Скопления УВ
Консервация УВ	Наличие пород-коллекторов, обладающих повышенными емкостными и фильтрационными свойствами; анаэробная геохимическая среда; застойный режим пластовых вод; наличие пород-флюидоупоров (покрышек) над коллекторами; их герметичность; нахождение скоплений УВ вне зоны аэрации; сохранение замкнутости структурных ловушек после формирования скоплений; сохранение благоприятного регионального наклона слоев	Развитие преимущественно движений прогибания; термодинамическая энергия; благоприятные для консервации термодинамические факторы (повышенное давление и температура)	Скопления УВ

Окончание табл. 11

1	2	3	4
Разрушение или перераспределение УВ	Попадание скоплений УВ в зоны аэрации; раскрытие ловушек; тектоническая нарушенность пород; фильтрация УВ из ловушек по тектоническим нарушениям; прорывы УВ через покрывку; перенос УВ движущейся водой; растворение, окисление и разложение УВ	Движение пластовых и трещинных вод в зонах активного водообмена; тектонические движения (преимущественно восходящие формы); химическая энергия; процессы окисления УВ сульфатными водами; биохимическая энергия; процессы разложения УВ микроорганизмами; молекулярные силы, обуславливающие диффузию УВ	УВ в рассеянном состоянии либо новые скопления УВ

Примечание. Таблица составлена А. А. Бакировым, Э. А. Бакировым и Л. П. Мстиславской.

лоизмененном виде, большинство же углеводов претерпели значительные изменения, и в конечном счете углеводороды нефти в целом намного сложнее по строению, чем таковые в исходном органическом веществе.

Таким образом, современное представление о биогенной теории происхождения нефти и газа сводится к следующему (табл. 11).

Углеводороды органического вещества, накапливающегося в осадках в диффузно-рассеянном состоянии, и само органическое вещество испытывают на первой стадии действие главным образом биохимических процессов и микроорганизмов. По мере погружения осадков, с усилением действия внутренней химической энергии ОВ и все возрастающего теплового потока земных недр процесс генерации УВ активизируется и они эмигрируют из нефтепродуцирующих толщ в коллекторы (вторая стадия). Под влиянием различных внутренних и внешних источников энергии углеводороды в свободном или растворенном состоянии мигрируют по коллекторам или по трещинам (третья стадия), заполняя ловушки и образуя залежи (четвертая стадия). В зависимости от характера проявления дальнейших тектонических движений и других геологических процессов эти залежи консервируются (пятая стадия) или разрушаются (шестая стадия), рассеиваясь в литосфере или атмосфере. Так завершается полный цикл естественно-исторического процесса генерации, аккумуляции и разрушения скоплений углеводородов, который является частью жизненного цикла углерода В. И. Вернадского.

## § 2. О КОНЦЕПЦИЯХ НЕОРГАНИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Гипотезы неорганического происхождения нефти и газа появились в начале XIX в. (Гумбольдт и др.). Позднее М. Бертелло (1866 г.), А. Биассон (1866 г.), С. Клоэц (1878 г.) предложили свои гипотезы, разработанные на основе проведенных лабораторных исследований по неорганическому синтезу углеводов.

Д. И. Менделеев в книге «Основы химии», опубликованной в 1877 г., сформулировал ставшую широко известной «карбидную гипотезу». Согласно этой гипотезе по трещинам в земной

коре в глубинные недра проникает атмосферная вода, которая вступает в реакцию с карбидом железа и, взаимодействуя с углеродом, образует предельные и непредельные углеводороды. Эти углеводороды также по трещинам, развитым вдоль горных сооружений, поднимаются в осадочную толщу и скапливаются в виде залежей нефти. Свои предположения Д. И. Менделеев подкрепил, получив жидкую углеводородную смесь при обработке марганцовистого чугуна (с 8%-ным содержанием углерода) соляной кислотой.

Позже предлагались и другие варианты глубинного происхождения нефти и газа.

Иное направление представлений о неорганическом происхождении нефти и газа развивалось В. Д. Соколовым (1889 г.), который на основании установленного им присутствия углеводородных газов и углерода в хвостах комет и водорода в космическом пространстве высказал идею о формировании углеводородов в глубинных недрах Земли еще во время ее образования.

Наиболее последовательно эту гипотезу разрабатывал П.Н. Кропоткин, по мнению которого углеводороды поступают в осадочную толщу литосферы в результате дегазации мантии. По современным представлениям земная кора и верхняя мантия подразделяются на две геосферы: верхнюю — оксисферу (глубиной до нескольких километров) и нижнюю — редуктосферу (глубиной до 150 км), характеризующуюся восстановительной обстановкой во флюидно-газовой фазе, которая содержит много водорода, метана и других углеводородов, а также  $H_2O$ ,  $CO$  и  $H_2S$ , значительное количество азота и гелия. Прорыв этих газов по разломам в верхние слои, где они задерживаются в ловушках, главным образом среди осадочных пород, может быть источником местоскопления газа, конденсата и нефти (П. Н. Кропоткин, 1985 г.).

Иных представлений о механизме образования скоплений углеводородов придерживался Н. А. Кудрявцев. По его мнению, содержащиеся в пылевом облаке углеводороды при формировании планеты Земля под действием температур в несколько тысяч градусов распадались на углеводородные радикалы и водород. Поднимаясь в верхние части литосферы уже при относительно невысоких температурах, эти радикалы и водород соединялись, образуя скопления нефти и газа.

Даже из очень краткого рассмотрения различных гипотез происхождения нефти и газа видно, насколько сложна эта проблема.

В лабораторных условиях сейчас получают углеводороды синтезом как неорганических, так и органических соединений. То же происходит в природных условиях. Однако совершенно очевидно, что на данной стадии изученности проблемы генезиса нефти и газа наиболее убедительной и подкрепленной фактическим геологическим и физико-химическим материалом является биогенная теория происхождения углеводородов, хотя целый ряд вопросов еще требует дальнейшего углубленного исследования.

Теория биогенного происхождения нефти и газа многие десятилетия служит научной основой поисково-разведочных работ. Отдельные ее положения, в частности о внешних и внутренних источниках образования углеводородов, о формировании и разрушении залежей, используются при развитии научных основ разработки нефтяных и газовых местоскоплений.

### § 3. ВЕРТИКАЛЬНАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ

Наиболее полно новейшие исследования по генезису нефти отражены в схеме Н. Б. Вассоевича. Согласно этой схеме нефть с генетической точки зрения является жидким продуктом преобразования в недрах осадочных бассейнов органического вещества сапропелевого типа, содержащегося в горных породах, первоисточником которого были остатки низших организмов. Нефтеобразование рассматривается как процесс, тесно связанный с литогенезом.

Нефть состоит из компонентов, образовавшихся в различные отрезки времени. Некоторые химические соединения в ее составе возникли еще в телах живых организмов и были унаследованы нефтью. Возраст их древнее основной массы нефти. Следующая порция нефти биогенного происхождения образуется в осадках. Эта диагенетическая порция, как и первая (унаследованная), составляет незначительную часть нефти, которая содержится в залежах. Основная же ее масса образуется позже на-

копления нефтематеринских пород в результате термокатализа органического вещества. По Н. Б. Вассоевичу, термолиз и термокатализ органического вещества достигают значительных масштабов в интервале глубин 2—5 км, где температура изменяется от 50—60° до 130—170°С.

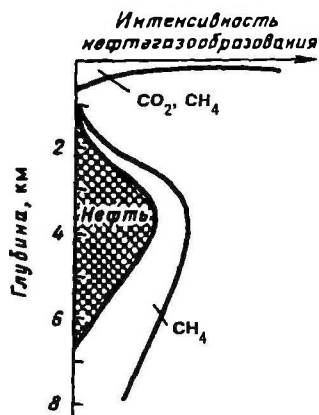
Углеводородные горючие газы генетически связаны либо с гумусовым (угольным) органическим веществом, либо с сапропелевым (нефтяным). По составу угольный (сухой) и нефтяной (жирный) газы существенно различаются.

При погружении пород на глубины с температурой 50—60°С и выше процессы изменения ОВ (углефикация и битуминизация) усиливаются. Эти процессы развиваются в течение длительного отрезка времени. Предполагается, что на определенных глубинах усиливается новообразование углеводородов, генерируются в большом количестве гомологи метана ( $C_2—C_3$ ) и жидкие легкие углеводороды, составляющие бензиновую и керосиновую фракции нефти. Интервалы усиления процессов преобразования ОВ сильно варьируют в разных районах в зависимости от темпов опускания, перерывов в отложениях (из-за перемены знака тектонических движений) и геотермического градиента (точнее, от геотермической истории бассейна).

Таким образом, в процессе погружения отложений при прохождении ими определенных интервалов глубин (зон) в недрах осадочной оболочки происходит преобразование ОВ, содержащегося в этих отложениях. Причем в различных зонах в зависимости от исходного ОВ это преобразование приводит к разным результатам.

Первую графическую схему изменения интенсивности образования углеводородов с глубиной опубликовал В. А. Соколов в 1948 г. (рис. 18). В толще осадочных образований он выделил три зоны. В верхней зоне (до глубины 50 м), которую он назвал *биохимической*, происходят лишь биохимические процессы преобразования ОВ. Они приводят к образованию  $CH_4$  и  $CO_2$ . В средней зоне (интервал 1000—6000 м) активно развиваются процессы гидрогенизации и термокаталитических превращений ОВ пород. Эти процессы приводят к интенсивному образованию УВ. В нижней зоне, при погружении отложений на глубины более 6000 м, образуется в основном метан. Нижнюю и среднюю зоны В. А. Соколов назвал *термокаталитическими*. Между биохими-

Рис. 18. Интенсивность нефтегазообразования в осадочных породах по мере их погружения (по В. А. Соколову)



ческой зоной и термокаталитической в интервале глубин 50—1000 м выделяется еще одна зона, в которой ОВ претерпевает слабые изменения. Это обусловлено тем, что биохимические процессы прекратились, а термокаталитические еще не набрали силы вследствие небольшой температуры, недостаточной для преодоления энергетического барьера.

Интенсивность генерации УВ можно выразить через количество УВ, которое образуется в единице объема материнских пород за геологический отрезок времени. Опубликованные данные показывают, например, что средняя интенсивность генерации газообразных УВ в термокаталитических зонах за какой-либо геологический этап погружения материнских пород чрезвычайно низкая и не превышает  $n \cdot 10^{-1} \text{ м}^3/\text{м}^3$  млн. лет.

Важная закономерность — приуроченность всех местоскоплений УВ к области опускания, к сформировавшимся в них осадочным бассейнам, объясняется и в новейшей теории мобилизма, с позиций которой мощное осадконакопление и интенсивный прогрев связываются с повышенной раздробленностью земной коры, с конвективным перемещением мантийного вещества. Затягивание в мантию в зонах субдукции осадков океанической коры (вместе с углеводородными соединениями и карбонатными осадками) рассматривается В. П. Гавриловым (1986 г.) как мощный цикл круговорота углерода в природе, выходящий за рамки околоземного пространства и литосферы. Значительная часть углерода попадает в мантию, а из нее в литосферу и атмос-



феру. Атмосферный углерод усваивается растительными и животными организмами, остатки которых накапливаются в толщах осадочных горных пород.

#### § 4. ПОНЯТИЯ О НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ И РЕГИОНАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ

Одним из важных вопросов при прогнозировании нефтегазоносности исследуемых территорий является выделение в разрезе *нефтепродуцировавших* (нефтегазоматеринских) толщ и регионально нефтегазоносных комплексов. Нефтегазоматеринские отложения накапливаются в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой в условиях относительно устойчивого погружения бассейна седиментации. Они содержат в повышенных концентрациях (0,5—5%) органическое вещество, в котором присутствуют сингенетичные УВ. Породы с содержанием ОВ ниже 0,5% даже при максимальной глубине погружения продуцируют очень малое количество УВ (менее 200 г/м<sup>3</sup>), недостаточное для образования промышленных скоплений нефти и газа.

В случае преобразования гумусового ОВ, захороненного в рассеянной форме, генерируются главным образом газообразные углеводороды и углистое вещество. Последнее распределено в породах в виде примеси (как правило, не более 5%). При преобразовании гумусового ОВ в гомогенных концентрированных массах газообразные УВ (в основном метан) являются побочным продуктом процесса карбонизации ОВ, а основной продукт — углистое вещество — образует в земной коре самостоятельные геологические тела (пласты углей), в которых газ находится в виде примеси, составляя ничтожную долю их массы.

Все стадии преобразования сапропелевого ОВ сопровождаются газообразованием, но главными продуктами этого процесса следует считать нефть (образуется из рассеянного ОВ) и горючие сланцы (генерируются из концентрированных масс ОВ). Помимо газа, нефти и горючих сланцев в качестве продукта преобразования в этом процессе выступает остаточное ОВ, находящееся в рассеянном виде (как правило, не более 5%, чаще 0,5%) в осадочных породах нефтегазоносных районов.

Среди материнских выделяют породы, которые продуцировали преимущественно нефть или газ. Примером нефтематеринских пород может служить майкопская толща (палеоген) мощностью до 1000 м, широко развитая на Северном Кавказе, пример газоматеринских пород — усть-тазовская серия (поздний мел) на севере Западной Сибири мощностью более 1000 м.

В каждой нефтегазоносной провинции выделяются *нефтегазные комплексы*, в которых сосредоточена основная масса выявленных в данной провинции ресурсов УВ. Так, в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции основные запасы нефти сосредоточены в нижнемеловом комплексе. Нефте- и газосодержащие комплексы, как правило, располагаются выше нефте- и газоматеринских пород (на 0,4—0,8 км и более), что объясняется миграцией газа и нефти при формировании их залежей. Наряду с этим следует указать, что в Западной Сибири обнаружены местоскопления газа и нефти в самих газоматеринских толщах.

Стратиграфические комплексы, характеризующиеся региональной нефтегазоносностью в пределах обширнейших территорий, охватывающих несколько крупных геоструктурных элементов рассматриваемой провинции, А. А. Бакиров предложил называть *регионально нефтегазоносными комплексами*. Последние могут быть сингенетическими и эпигенетическими, т.е. либо в них происходила генерация УВ, либо УВ поступили в них из других отложений. В зависимости от характера распространения нефтегазоносные комплексы подразделяются на *региональные, субрегиональные, зональные и локальные*.

Вместе с тем в каждой нефтегазоносной провинции в разрезе осадочных образований наряду с указанными стратиграфическими подразделениями, характеризующимися региональной нефтегазоносностью, выделяется ряд *литолого-стратиграфических комплексов*, в которых несмотря на наличие в разрезе проницаемых пород нет скоплений углеводородов или же содержатся залежи явно вторичного происхождения, образовавшиеся за счет поступления УВ из основных нефтегазосодержащих комплексов отложений.

Выделение в разрезе исследуемой территории нефтегазопродуцировавших толщ и регионально нефтегазоносных комплексов необходимо проводить на начальной стадии поисково-разведочных работ на нефть и газ, чтобы обеспечить максимальную их эффективность.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Каковы доказательства органического происхождения нефти и газа?
2. Чем отличаются нефтегазоматеринские породы от других осадочных толщ?
3. Как сказывается состав исходного ОВ на процессе его преобразования при погружении пород в термokatалитические зоны?
4. Какие отложения рассматриваются в качестве региональных нефтегазоносных комплексов? Включаются ли в их состав кроме пластов пород-коллекторов, содержащих залежи нефти или газа, подстилающие материнские породы и перекрывающие их породы-покрышки?
5. Могут ли в материнских толщах находиться залежи нефти и (или) газа?
6. Имеет ли практическое значение выделение в разрезе первой (пробуренной в данном регионе) скважины нефтегазоматеринских толщ?
7. Как выделить в разрезе первой (пробуренной в данном регионе) скважины пласты пород-коллекторов, перспективных в данном регионе для поисков в них залежей нефти и газа, если последние не были обнаружены в этой скважине?

## Глава V

### МИГРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА И ФОРМИРОВАНИЕ ИХ ЗАЛЕЖЕЙ

#### §1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О МИГРАЦИИ

Под *миграцией* нефти или газа понимается перемещение их в осадочной оболочке. Пути миграции служат поры и трещины в горных породах, а также поверхности наслоений, разрывных нарушений и стратиграфических несогласий, по которым нефть и газ не только мигрируют в земной коре, но и могут выходить на поверхность (рис. 19).

Миграция может происходить в теле одной и той же толщи или пласта, но возможно перемещение УВ и из одного пласта (толщи) в другой. С этой точки зрения различают *внутрипластовую* (*внутрирезервуарную*) и *межпластовую* (*межрезервуарную*) миграцию (рис. 20). Первая осуществляется главным образом по порам и трещинам внутри пласта, вторая — по разрывным нарушениям и стратиграфическим несогласиям из одного природного резервуара в другой. При межпластовой миграции нефть и газ перемещаются также и по порам (трещинам) горных пород (диффузия). В. П. Савченко установил, что перемещение газа

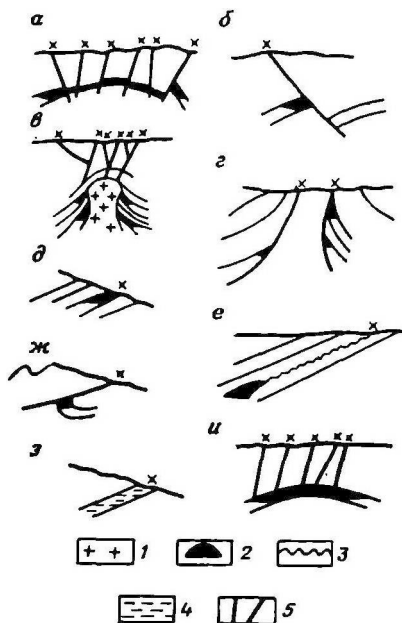


Рис. 19. Пути миграции нефти и газа в осадочной оболочке земной коры и наиболее часто встречающиеся условия выходов нефти и газа на земную поверхность (по В. А. Соколову, с дополнениями):

*a—z, ж* — пути миграции и выхода, связанные с поверхностями разрывных смещений и диапиров; *д—e* — то же с поверхностями стратиграфических несогласий; *з* — миграция с водой по пласту (пласт выходит на поверхность); *и* — миграция и выходы по трещинам; *1* — соль; *2* — залежи нефти (газа); *3* — поверхность несогласия; *4* — вода; *5* — разрывные смещения (или трещины); косыми крестиками показаны выходы нефти и газа на поверхность

(и нефти) при межпластовой миграции может происходить через своеобразные «трубки взрыва», появляющиеся в толще горных пород в результате огромного давления скопившихся под этими толщами газов.

И внутрирезервуарная, и межрезервуарная миграция могут иметь боковое (латеральное) направление — вдоль напластования, и вертикальное — нормальное к напластованию. С этой точки зрения различают *боковую* и *вертикальную* миграцию.

По характеру движения и в зависимости от физического состояния УВ различается миграция *молекулярная* (диффузия, дви-

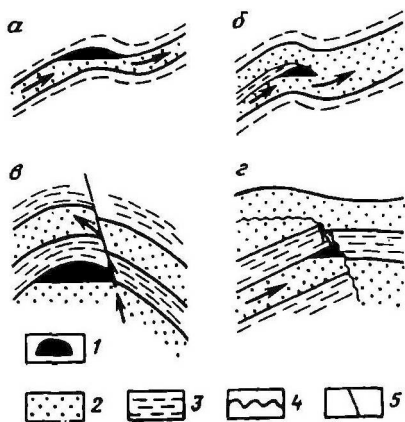


Рис. 20. Внутрипластовая (*a, б*) и межпластовая (*в, z*) миграция:

*1* — залежи нефти (газа); *2* — пласт-коллектор; *3* — глина; *4* — стратиграфические несогласия; *5* — разрывные нарушения; стрелками показано направление миграции

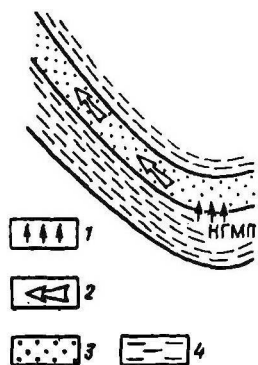


Рис. 21. Схема первичной и вторичной миграции:  
 1 — миграция первичная; 2 — то же вторичная;  
 3 — коллектор; 4 — нефтегазоматеринские породы

жение в растворенном состоянии вместе с водой) и *фазовая* (в свободном состоянии). В последнем случае УВ могут находиться в жидком (нефть) и газообразном (газ) состоянии, а также в виде парообразного газонефтяного раствора.

По отношению к нефтегазоматеринским толщам различают первичную и вторичную миграцию. Процесс перехода УВ из пород, в которых они образовались (нефтегазопродуцировавших), в коллекторы получил название *первичной* миграции. Миграция газа и нефти вне материнских пород называется *вторичной* миграцией (рис. 21).

Проблема миграции нефти и газа включает три основных вопроса: факторы, вызывающие миграцию; состояние, в котором флюиды перемещаются; масштабы (расстояния) миграции.

## § 2. ФАКТОРЫ МИГРАЦИИ И ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ МИГРИРУЮЩИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Долгое время уязвимым местом органической теории образования нефти являлся вопрос о факторах первичной миграции (эмиграции). Сторонники неорганического генезиса нефти вообще отрицали всякую возможность ее эмиграции из нефтематеринских пород.

Современные представления о факторах *первичной* миграции и состоянии мигрирующих УВ заключаются в следующем.

Образовавшиеся в стадию диагенеза нефтяные УВ («юная» нефть) выжимаются вместе с водой из осадков при их уплотне-

нии. С погружением пород они все более нагреваются. Повышение температуры обуславливает увеличение объема нефти и газа и тем самым способствует их перемещению. Движение УВ может активизироваться также в результате увеличения давления вследствие образования больших объемов новых веществ. При погружении пород на большие глубины усиливается генерация газа, и первичная нефть выносятся им из материнских пород в виде газового раствора. Эмиграция нефтяных УВ в виде *газового раствора* доказана экспериментально.

Следует указать также на явление *диффузии*, как на реальный фактор первичной миграции газа и газовых растворов нефтяных УВ. Расчеты Л. М. Зорькина показывают, что примерно 65—70% газа эмигрирует из глинистых толщ в прилегающие водоносные коллекторы путем диффузии.

*Вторичная* миграция нефти и газа может быть обусловлена гравитационным, гидравлическим и другими факторами. При вторичной миграции нефть и газ, попадая в коллектор, заполненный водой, стремятся занять наиболее высокое положение, иначе говоря, перемещаются вертикально вверх (рис. 22). Миграция флюидов по пластам-коллекторам в значительных масштабах становится возможной при наличии наклона пласта и перепада давления. А. Л. Козлов считает, что наклон пласта 1—2 м/км создает достаточные условия для перемещения нефти и газа под действием *гравитационных сил*, выражающегося во всплывании их в водонасыщенных породах. Благодаря гравитационному фактору возможно накопление нефти и газа в ловушках.

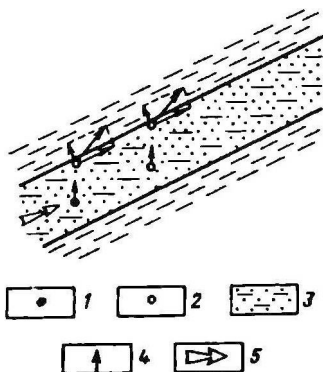


Рис. 22. Направления действия гравитационных и гидравлических сил на нефть и газ в водонасыщенном пласте:

1 — капля нефти; 2 — пузырек газа; 3 — насыщенный водой пласт-коллектор; направления действия сил: 4 — гравитационных; 5 — гидравлических

Сущность действия *гидравлического фактора* заключается в том, что вода при движении в пластах-коллекторах увлекает за собой пузырьки газа и капельки (пленки) нефти. Миграция нефти и газа вместе с водой может происходить и в сорбированном (водой) состоянии — это одна из наиболее распространенных форм их перемещения в хорошо проницаемых породах (внутрирезервуарная миграция). В процессе движения воды нефть и газ могут образовывать самостоятельные фазы. Дальнейшее перемещение выделившихся из воды нефти и газа происходит за счет гравитационного фактора в виде струй по приподнятым частям валообразных поднятий. Таковы основные факторы миграции нефти и газа в коллекторах с хорошей проницаемостью.

В плохопроницаемых породах (алевролитах и глинах) основным фактором миграции является *избыточное давление* в подстилающих газонасыщенных толщах, обуславливающее диффузию газа.

Таким образом, в различных геологических условиях вторичная миграция происходит разными способами.

### § 3. МАСШТАБЫ (РАССТОЯНИЯ), НАПРАВЛЕНИЯ И СКОРОСТИ МИГРАЦИИ

По масштабам движения (расстояниям) миграция разделяется на региональную, контролируемую соотношениями в пространстве зон нефтегазообразования и зон нефтегазоаккумуляции, и локальную, контролируемую отдельными структурами и различными осложнениями (разрывными смещениями, литологическими и стратиграфическими экранами).

Расстояния, направления и скорости миграции УВ зависят от их состояния и геологической обстановки формирования залежей.

При первичной миграции вместе с отжимаемыми из глинистых материнских пород водами в пласт-коллектор перемещаются и углеводороды. Скорость миграции УВ в этом случае будет не меньше, чем воды. Однако интенсивность первичной региональной миграции газа в *растворенном* состоянии вместе с элизионными водами в среднем за какой-либо этап погружения (и уплотнения) глинистых материнских пород характеризуется довольно низкими значениями, не более  $n \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$ .

Вторичная миграция газа (и, возможно, нефти) в *растворенном* состоянии происходит с той же скоростью и в том же направлении, что и движение пластовых вод, в которых он растворен. Пластовые воды перемещаются в основном в латеральном (по напластованию) направлении (в область меньших пластовых давлений). Максимальные расстояния, на которые мигрирует газ вместе с пластовыми водами, соизмеримы с протяженностью артезианских бассейнов и могут достигать нескольких сот километров (например, в Амударьинской нефтегазонасной области и Западно-Сибирской нефтегазонасной провинции).

*Диффузионный* массоперенос газа, который осуществляется во всех направлениях (в сторону уменьшения концентрации газа) через трещины водонасыщенных горных пород, в том числе и глинистых, характеризуется наименьшими скоростями. Максимальные вертикальные расстояния, на которые мигрирует газ в диффузионном потоке, определяются диффузионной проницаемостью пород и временем этого процесса. По современным представлениям, эти расстояния превышают 10 км.

Газ и нефть в *свободном* состоянии мигрируют преимущественно в вертикальном направлении к кровле пласта-коллектора, а затем в направлении большего угла восстания пласта. Миграция в этом случае характеризуется наибольшими скоростями. Скорость *струйной* миграции газа и нефти зависит главным образом от фазовой проницаемости пород для газа и нефти и пористости пласта, а также от вязкости нефти и газа, угла наклона пласта и разности плотностей воды, нефти и газа в пластовых условиях. По расчетам А. Е. Гуревича, скорость движения газа при угле наклона  $1^\circ$  может составить 1 м/год, при  $70^\circ$  — 71 м/год, что значительно (на два порядка) превышает скорость миграции газа в растворенном состоянии вместе с движущимися пластовыми водами. Расчеты В. П. Савченко показывают, что высота сечения струи при этом может быть весьма небольшой — около 1 м.

При генерации газа (и нефти) в самом природном резервуаре либо в подстилающих его газоматеринских (нефтегазоматеринских) отложениях в условиях уже насыщенных (предельно) газом поровых вод генерируемый газ (и, возможно, нефть) оказывается в свободном состоянии и в этом состоянии мигрирует в ловушку (или поступает в природный резервуар и затем мигрирует в ловушку). Расстояния, на которые газ (и, возможно,



нефть) мигрирует в этом случае, не будут превышать размеров зоны влияния ловушки.

При вертикальном (межпластовом) перетоке газа и нефти (например, по разрывным смещениям) из нижележащей залежи или при латеральной миграции их из одной ловушки в другую (в том же природном резервуаре) расстояния миграции будут контролироваться той геологической обстановкой, в которой осуществляется перемещение струи газа и жидкой нефти. Они будут зависеть от мощности толщи пород, которая отделяет первичную залежь (нижележащую) от вторичной (образованной в результате вертикального перетока), либо будут определяться расстояниями, отделяющими смежные ловушки одного и того же резервуара.

#### § 4. ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗРУШЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

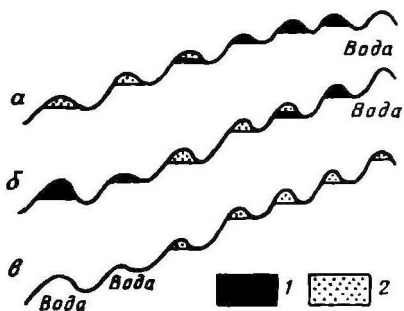
Формирование залежей нефти и газа. Нефть и газ при миграции в свободной фазе перемещаются в пласте-коллекторе в направлении максимального угла восстания пласта. В первой же ловушке, встреченной мигрирующими газом и нефтью, будет происходить их аккумуляция и в результате образуется залежь. Если нефти и газа достаточно для заполнения целого ряда ловушек, лежащих на пути их миграции, то первая ловушка заполнится газом, вторая может быть заполнена нефтью и газом, третья — лишь нефтью, а все остальные, расположенные гипсометрически выше (рис. 23, а), могут оказаться пустыми (содержать воду). В этом случае происходит так называемое *дифференциальное улавливание* нефти и газа. Теория дифференциального улавливания нефти и газа при миграции их через цепочку сообщающихся друг с другом ловушек, расположенных одна выше другой, была разработана советскими учеными В. П. Савченко и С. П. Максимовым. Независимо от них принцип этот был сформулирован и канадским геологом В. Гассоу.

Миграция нефти и газа в свободном состоянии может осуществляться не только внутри пласта-коллектора, но и через разрывные смещения, что также приводит к формированию залежей.

Если в пласте-коллекторе происходит движение *нефти с растворенным в ней газом*, то на больших глубинах ловушки будут

Рис. 23. Особенности размещения газовых, нефтяных и газонефтяных залежей в зависимости от состояния мигрирующих углеводородов:

1 — нефть; 2 — газ



заполнены нефтью (и растворенным в ней газом). После заполнения этих ловушек нефть будет мигрировать вверх по восстанию пластов. На участке, где пластовое давление окажется ниже давления насыщения, газ будет выделяться из нефти в свободную фазу и поступать вместе с нефтью в ближайшую ловушку. В этой ловушке может образоваться нефтяная залежь с газовой шапкой, или, если газа будет много, она заполнится газом, а нефть будет вытеснена им в следующую гипсометрически выше расположенную ловушку, которая будет содержать газонефтяную или нефтяную залежь. Если нефти или газа не хватит для заполнения всех ловушек, то наиболее высоко расположенные из них будут заполнены только водой (рис. 23, б). Таким образом, дифференциальное улавливание нефти и газа имеет место при формировании их залежей только в тех случаях, когда движение и нефти, и газа осуществляется в свободной фазе.

Принцип дифференциального улавливания не является универсальным, объясняющим формирование залежей во всех случаях. Например, при миграции *газа в растворенном состоянии* в антиклинальных структурах, расположенных на больших глубинах, газовые залежи не смогут образоваться в случае, если воды недонасыщены газом. Ловушки окажутся заполненными водой. Выделение газа в свободное состояние и заполнение им ловушек, расположенных выше, возможно при условии, если при перемещении пластовых вод вверх по восстанию пласта пластовое давление окажется меньше давления насыщения. В этом случае характер размещения залежей будет иной, чем в случае дифференциального улавливания. Высоко расположенные ловушки будут содержать залежи газа, а глубоко расположенные окажут-

ся пустыми (рис. 23, в). Следовательно, особенности размещения залежей газа и нефти в значительной мере могут быть обусловлены и другими геологическими факторами.

Интересные особенности в размещении залежей нефти и газа наблюдаются в Бухарской зоне регионального нефтегазоаккумуляции, где в юрских отложениях встречаются преимущественно нефтяные залежи, а в меловых — газовые (рис. 24). Здесь, как правило, юрские образования продуктивны в структурах, занимающих низкое гипсометрическое положение, а меловые — в структурах, занимающих высокое гипсометрическое положение.

Формирование газовых залежей за счет газа, прежде растворенного в воде, а затем выделившегося в свободное состояние, в результате *восходящих тектонических движений*, охвативших данный регион, будет происходить во всех ловушках, расположенных в этом регионе, если пластовое давление в них окажется меньше давления насыщения.

Формирование залежей происходит не только при *латеральной (внутрирезервуарной)* миграции газа и нефти. Аккумуляция УВ имеет место и при *вертикальной (межрезервуарной)* их миграции (см. рис. 20, в). Важно подчеркнуть и другое: в латеральном и в вертикальном направлениях УВ могут мигрировать в *рассеянном* виде.

Интенсивность формирования первичных залежей (из рассеянных углеводородов), по опубликованным данным, составляет  $n \cdot 10^{-13}$  кг/(м<sup>2</sup> · с). Скорость накопления нефти при формировании вторичных залежей в результате струйной вертикальной миграции, по данным И. В. Высоцкого, составляет от 12 до 700 т/год.

Процессы миграции и аккумуляции нефти и газа происходят в изменяющейся геологической обстановке. В одних случаях формируются первичные залежи — из рассеянных углеводородов, в других вторичные — за счет УВ расформировавшихся первичных залежей.

Характер распределения нефти и газа в процессе их миграции и аккумуляции в мощных литологических толщах во многом определяется наличием глинистых и других покрышек, их мощностями, выдержанностью по площади, экранирующей способностью, положением в пространстве, соотношением с пластами-коллекторами, а также развитием различных типов ловушек,

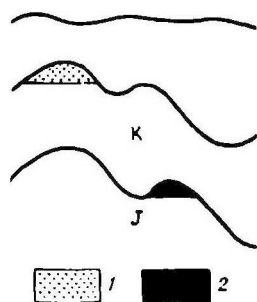


Рис. 24. Принципиальная схема размещения газовых и нефтяных залежей в юрских и меловых отложениях в одной из групп местоскоплений Бухарской зоны нефтегазоаккумуляции:  
1 — нефть; 2 — газ

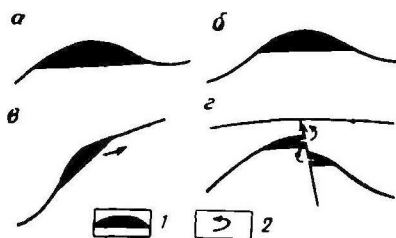


Рис. 25. Разрушение залежей (а, б) вследствие наклона ловушки (а) или образования сброса (б):  
1 — нефть; 2 — направление миграции нефти из залежи

их вмещающей способностью, гидрогеологической обстановкой, разрывными смещениями и другими факторами.

В отдельных случаях залежи могут образоваться «на месте». Это возможно, если нефтегазоматеринские формации содержат линзы или не связанные между собой прослойки пород-коллекторов, окруженные непроницаемыми пластами. Образовавшаяся нефть и газ попадают в изолированные коллекторы и там сохраняются.

Разрушение залежей нефти и газа. Скопления нефти и газа, образованные в результате миграции и аккумуляции их в ловушках, в последующем могут быть частично или полностью разрушены под влиянием тектонических, биохимических, химических и физических процессов.

Тектонические движения могут привести к исчезновению ловушки вследствие ее наклона или образования дизъюнктивного нарушения, тогда нефть и газ из нее будут мигрировать в другую ловушку или на поверхность (рис. 25). Если в течение продолжительного времени крупные территории испытывают восходящие движения, то нефтегазосодержащие породы могут быть выведены на поверхность и УВ рассеяты.

Биохимические реакции при наличии разлагающих УВ бактерий и химические процессы (окисление) также могут привести к уничтожению скоплений нефти и газа. К разрушению залежей могут привести в ряде случаев и диффузионные процессы.

Изучение процессов формирования и разрушения залежей нефти и газа имеет большое значение, так как позволяет целенаправленно вести поисково-разведочные работы на нефть и газ, разрабатывать и совершенствовать методы их поисков.

#### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Может ли осуществляться миграция нефти и газа в осадочных толщах по поверхностям стратиграфических несогласий?
2. Имеет ли место в природе региональная вертикальная миграция УВ?
3. Какой можно сделать вывод из сопоставления материалов по интенсивности процессов генерации, миграции УВ и формирования их залежей относительно фазового состояния УВ в процессе миграции и формирования первичных и вторичных залежей?
4. Почему залежи УВ формируются не во всех пластах-коллекторах, имеющих региональное распространение?
5. Почему залежи УВ формируются не во всех ловушках регионально нефтегазоносного комплекса?
6. Какую роль играет струйная миграция УВ в формировании залежей? В каких условиях она возможна? Может ли струйная миграция осуществляться в вертикальном направлении? Если может, укажите источник и продолжительность такой миграции?
7. Какое практическое значение имеет решение вопроса об интенсивности формирования залежей?
8. Может ли вертикальная региональная миграция УВ осуществляться в струйном виде?

#### Глава VI

### ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

#### § 1. КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ КАК ОСНОВА НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ

На земном шаре известно примерно 35000 местоскоплений нефти, газа и битумов, открытых на всех континентах Земли (кроме Антарктиды) и во многих омывающих их морях и океа-

нах. Однако выявленные залежи УВ в пределах нефтегазоносных территорий распределены крайне неравномерно как по площади, так и по разрезу осадочных отложений, что является главной геологической особенностью размещения нефти и газа в недрах. Например, значительные концентрации ресурсов нефти и газа установлены на Ближнем и Среднем Востоке (Саудовская Аравия, Ирак, Иран, Кувейт и др.), в Северной Африке (Ливия, Алжир), в Мексиканском заливе, Северном море, на территории России (Западная Сибирь, Урало-Поволжье) и в других регионах. В то же время известно громадное количество мелких и средних местоскоплений.

Как показывают многочисленные исследования, размещение ресурсов нефти и газа, типы локальных и региональных скоплений находятся в тесной связи с геологической историей развития определенных типов геоструктурных элементов земной коры (платформы, геосинклинали и т.д.) и с особенностями строения и состава слагающих их осадочных отложений. Все известные местоскопления размещаются группами, зонами, ассоциациями, образуя различные категории региональных скоплений нефти и газа.

Классификация нефтегазоносных территорий и нефтегазогеологическое районирование являются основой выявления закономерностей размещения скоплений нефти и газа в земной коре, познание которых необходимо для научно обоснованного прогнозирования нефтегазоносности недр и выбора наиболее эффективных направлений поисково-разведочных работ.

Исходя из планетарной приуроченности регионально нефтегазоносных территорий мира к различным типам геоструктурных элементов земной коры (своды, впадины, прогибы, мегавалы и т.д.), А.А. Бакиров разработал классификацию региональных нефтегазоносных территорий и соподчиненность различных единиц нефтегазогеологического районирования. Основываясь на тектоническом принципе, А.А. Бакиров в качестве основных единиц нефтегазогеологического районирования рекомендует выделять в платформенных и складчатых территориях нефтегазоносные провинции, области и зоны нефтегазонакопления.

*Нефтегазоносная провинция* — единая геологическая провинция, объединяющая ассоциацию смежных нефтегазоносных областей и характеризующаяся сходством главных черт региональной геологии, в том числе общностью стратиграфического положения

основных регионально нефтегазоносных отложений в разрезе. По стратиграфическому возрасту продуктивных отложений нефтегазоносные провинции подразделяются на провинции палеозойского, мезозойского и кайнозойского нефтегазонакопления.

*Нефтегазоносная область* — территория, приуроченная к одному из крупных геоструктурных элементов, характеризующихся общностью геологического строения и геологической истории развития, включая палеогеографические и литолого-фациальные условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение крупных отрезков геологической истории.

*Зона нефтегазонакопления* — ассоциация смежных, сходных по геологическому строению местоскоплений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе связанных между собой локальных ловушек.

В зависимости от генетического типа составляющих ловушек зоны нефтегазонакопления подразделяются на структурные, литологические, стратиграфические и рифогенные.

Нефтегазоносные провинции, области и зоны нефтегазонакопления относятся к *региональным*, а местоскопления (месторождения) и залежи — к *локальным* скоплениям нефти и газа.

## § 2. ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ В ФОРМИРОВАНИИ И РАЗМЕЩЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

В настоящее время можно считать доказанным, что образование УВ в земной коре генетически связано с формированием осадочных толщ. Отсюда вытекают и важнейшие выводы о закономерностях размещения нефтяных и газовых скоплений в земной коре.

1. Из выявленных в земных недрах ресурсов нефти и газа более 99,9% приурочено к осадочным образованиям. В разрезе каждой нефтегазоносной провинции содержится один или несколько литолого-стратиграфических комплексов, характеризующихся региональной нефтегазоносностью и разделенных газонефте непроницаемыми толщами отложений-покрышек.

2. В земной коре залежи и местоскопления нефти и газа группируются в зоны нефтегазонакопления (рис. 26), совокупность которых в свою очередь образует нефтегазоносные области, объединяемые в крупные нефтегазоносные провинции. В геострук-

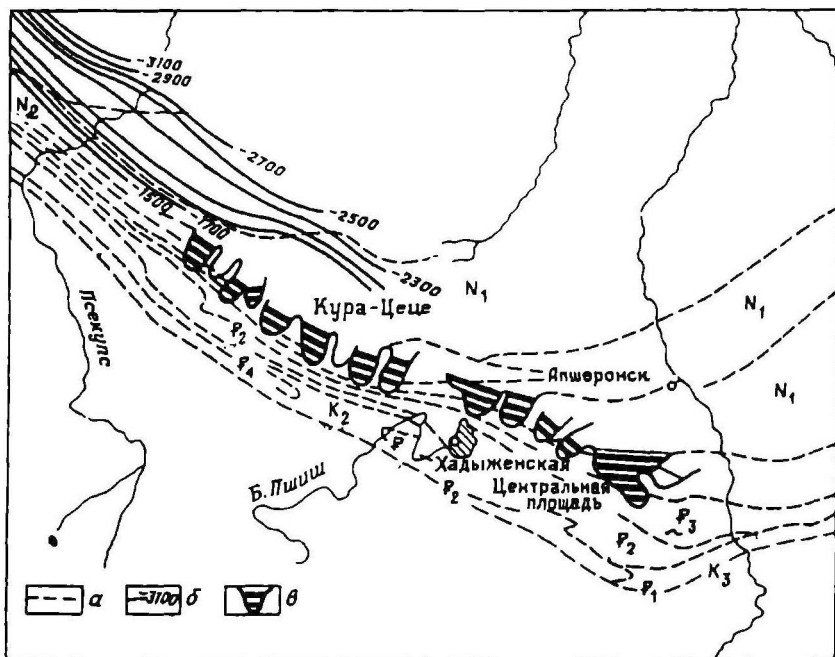


Рис. 26. Зона нефтегазонакопления литологического типа в Майкопском районе. Залывообразные залежи:  
*a* — геологические границы; *б* — изогипсы, м; *в* — залежи нефти

турном отношении нефтегазонакопления приурочены на платформах к внутриплатформенным и краевым впадинам, сводовым и линейно вытянутым поднятиям и авлакогенам, а в переходных и складчатых регионах — к предгорным и межгорным впадинам, срединным массивам.

3. Изучение условий залегания нефти и газа показывает, что на местоскоплениях нефти и газа могут встречаться одновременно несколько типов залежей (рис. 27).

4. Ареалы региональной нефтегазонакопления в отложениях различных стратиграфических подразделений в одних случаях совпадают, а в других — территориально смещены.

5. В размещении скопления нефти и газа наблюдается зональность: выделяются территории преимущественно нефтеносные (рис. 28), преимущественно газонакопления (рис. 29), содержащие и газ, и нефть. Зональность может быть и вертикальной.



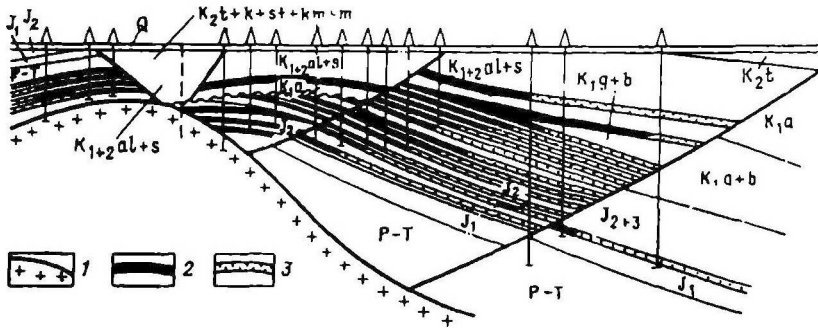


Рис. 27. Геологический разрез нефтяного месторождения Косчагыл (Прикаспийская впадина) с тектонически экранированными, приконтактными и стратиграфическими залежами:

1 — соль; 2 — нефть; 3 — пласт-коллектор



Рис. 28. Нефтяная область Татарского свода:

1 — нефтяные месторождения; 2 — границы Татарского свода

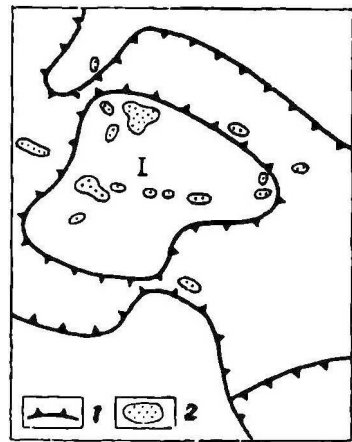


Рис. 29. Газоносная область Ставропольского свода (I):

1 — границы основных тектонических элементов; 2 — газовые месторождения

### § 3. ВЕРТИКАЛЬНАЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ В РАЗМЕЩЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Анализ размещения запасов жидких и газообразных УВ в Советском Союзе и за рубежом показывает, что верхние части разреза (до глубины 1,2—1,5 км) содержат преимущественно скопления газа, на глубинах 1,5—3,5 км запасы газа сокращаются и увеличиваются запасы жидких УВ. Далее с ростом глубины (более 4—5 км) вновь происходит увеличение запасов газообразных УВ и уменьшение запасов нефти. Как правило, в нижней газовой зоне (на глубине более 4—5 км) наряду с газом встречается нефть, растворенная в газе (газоконденсатные залежи).

Такая закономерность в размещении запасов нефти и газа по вертикали объясняется генерацией УВ различного фазового состояния на различных уровнях погружения нефтегазоматеринских толщ, т.е. в различных геохимических зонах, выделенных В. А. Соколовым. Кроме того, в возникновении вертикальной зональности распределения жидких и газообразных УВ определяющую роль играют также повышенная миграционная способность газообразных УВ по сравнению с нефтью и процессы преобразования нефти в метан на больших глубинах под влиянием высоких температур.

Наряду с вертикальной зональностью в размещении скоплений нефти и газа наблюдается региональная (геоструктурная) зональность. Например, почти все нефтяные местоскопления Предкавказья сосредоточены в восточной части этого региона, а преимущественно газовые и газоконденсатные местоскопления — соответственно в Центральном и Западном Предкавказье. В пределах среднеазиатской части эпипалеозойской платформы крупные скопления газа располагаются в восточных районах (местоскопления Шатлык, Газли и др.), в то время как в западных районах (Южно-Мангышлакская впадина) распространены преимущественно нефтяные местоскопления.

Региональная зональность в размещении скоплений нефти и газа наблюдается также в Западной Сибири. Здесь местоскопления нефти содержатся в основном в центральной части низменности, а газа — в пределах обрамления региона, главным образом северного.

Основными факторами образования региональной зональности являются состав исходного ОВ, геохимическая и термодинамическая обстановка и условия миграции и аккумуляции УВ.

#### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Каковы главнейшие особенности в размещении скоплений нефти и газа?
2. Что послужило основой нефтегазогеологического районирования нефтегазоносных территорий мира?
3. Чем объясняется неравномерное распределение скоплений УВ как по площади, так и по разрезу?
4. Имеет ли практическое значение несовпадение площадей распространения (ареалов) залежей нефти и газа в региональных нефтегазоносных комплексах, например девонском и каменноугольном, в пределах одного региона?

## **НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ РОССИИ И БЛИЖНЕГО ЗАРУБЕЖЬЯ**

### **Глава I**

#### **НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ РОССИИ И БЛИЖНЕГО ЗАРУБЕЖЬЯ**

Нефтегазогеологическое районирование недр имеет большое научное и практическое значение. От того, на каких принципах и критериях оно базируется, во многом зависят прогнозирование нефтегазоносности, выбор направлений, методики поисково-разведочных работ, перспективы освоения нефтяных и газовых ресурсов на отдельных территориях.

Сущность районирования состоит в разделении территорий (в том числе и акваторий) по геотектоническому, генетическому признакам на основные таксономические категории: пояса, мегапровинции, провинции (бассейны), субпровинции, области, районы (ареалы зон нефтегазонакоплений), зоны нефтегазонакопления, местоскопления и залежи. Определяющими являются степень сходства и различия геотектонического строения, состава слагающих формаций, известные или предполагаемые закономерности пространственного размещения нефтяных и газовых местоскоплений, приуроченность к определенным формам залегания пород (структурам) и литологическим комплексам, современные представления о происхождении нефти и газа и формировании их скоплений. Все более заметную роль в классификации нефтегазоносных территорий играет теория литосферных плит, на основе которой создаются геодинамические модели нефтегазообразования в литосфере.

Промышленные местоскопления нефти и газа открыты в различных частях России и ближнего зарубежья — от акватории и побережья Северного Ледовитого океана до пустынь Средней Азии, от Предкарпатья и акватории Балтики до Восточной Сибири и о-ва Сахалин.

В России и ближнем зарубежье в пределах платформенных, складчатых и переходных территорий по состоянию изученности на 01.01.1997 г. выделено 20 нефтегазоносных провинций (рис. 30). Почти каждая из них включает в себя несколько нефтегазоносных областей.

Классификация нефтегазоносных провинций России и ближнего зарубежья представлена в табл. 12.

Помимо выявленных нефтегазоносных провинций, на территории России и ближнего зарубежья выделяются перспективные территории, в тектоническом отношении приуроченные к Мезенской синеклизе (площадь 0,3 млн. км<sup>2</sup>), Московской синеклизе (0,35 млн. км<sup>2</sup>), Львовской впадине (0,03 млн. км<sup>2</sup>), мегантиклинорию Восточных Карпат (0,017 млн. км<sup>2</sup>), Араксинской межгорной впадине (0,01 млн. км<sup>2</sup>), Тургайской синеклизе (0,3 млн. км<sup>2</sup>), Сырдарьинской синеклизе (0,065 млн. км<sup>2</sup>), группе межгорных впадин и прогибов Тянь-Шаня (Восточно-Иллийская впадина, Западно-Иллийский, Иссык-Кульский и Нарынский прогибы общей площадью в 0,09 млн. км<sup>2</sup>), группе впадин Казахского щита (Кузнецкая, Северо-Минусинская, Алакольская и Зайсанская — общей площадью 1,2 млн. км<sup>2</sup>), группе Приамурских и Приморских впадин (Верхнебуреминская, Ханкайская, Среднеамурская, Зейская — общей площадью 0,22 млн. км<sup>2</sup>), Зырянскому прогибу (0,06 млн. км<sup>2</sup>), Анадырско-Наваринскому межгорному прогибу (0,13 млн. км<sup>2</sup>) и др.

Особым своеобразием отличаются территории, связанные с шельфами (акваториями) арктических морей России общей площадью 3,5 млн. км<sup>2</sup>, шельфами Притихоокеанским площадью 2,2 млн. км<sup>2</sup> и Охотского моря площадью 1,5 млн. км<sup>2</sup>, освоение которых в настоящее время представляет сложную проблему ввиду неблагоприятных природно-климатических условий, слабой изученности геолого-геофизическими исследованиями и бурением, но где уже открыты крупнейшие по запасам месторождения газа и нефти, разработка которых требует огромных финансовых вложений.

Промышленное значение провинций — различное. Основная добыча нефти и газа производится из недр Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Значительное количество нефти и газа добывается в Волго-Уральской, Прикаспийской, Тимано-Печорской и Туранской нефтегазоносных провинциях. Большие

Таблица 12

Нефтегазоносная провинция (НГП)	Тектоническая характеристика	Год открытия провинции	Возраст осадочного чехла	Мощность осадочного чехла, км	Возраст нефтегазоносных комплексов
1	2	3	4	5	6
НГП древних платформ					
<i>Докембрийская Русская платформа</i>					
Волго-Уральская	Волго-Уральская мегантеклиза	1936	Палеозой	1,0—6,0	Пермь, карбон, девон
Тимано-Печорская	Печорская синеклиза	1930	Палеозой	1,0—7,0	Триас, пермь, карбон, девон, силур, ордовик
Прикаспийская	Прикаспийская мегасинеклиза	1895	Кайнозой, мезозой, палеозой	6,0—16,0	Мел, юра, триас, пермь, карбон, девон
Днепровско-Припятская	Днепровско-Донецкий грабен, Припятская впадина	1951	Кайнозой, мезозой, палеозой	2,0—10,0	Юра, триас, пермь, карбон, девон
Прибалтийская	Балтийская синеклиза	1962	Мезозой, палеозой	1,0—3,5	Силур, ордовик, кембрий
<i>Докембрийская Сибирская платформа</i>					
Ангаро-Ленская (Лено-Тунгусская)	Лено-Тунгусская плита	1962	Мезозой, палеозой, протерозой	2,0—7,0	Кембрий, венд, рифей
Лено-Вилюйская	Вилюйская гемисинеклиза	1956	Мезозой, палеозой	2,0—14,0	Юра, триас, пермь
Енисейско-Хангангская (Енисейско-Анабарская)	Енисейско-Хангангский, Лено-Анабарский региональные прогибы	1960	Мезозой, палеозой	2,0—11,0	Мел, юра, триас, пермь

Продолжение табл. 12

1	2	3	4	5	6
НГП молодых платформ					
Западно-Сибирская	Западно-Сибирская эпигерцинская плита	1953 — газ 1961 — нефть	Кайнозой, мезозой	1,5—5,5	Мел, юра
Туранская	Туранская эпигерцинская плита	1958	Кайнозой, мезозой	2,0—6,0	Палеоген, мел, юра, триас
Предкавказско-Крымская (Скифская)	Скифская эпигерцинская плита	1946	Кайнозой, мезозой	2,0—6,0	Неоген палеоген, мел, юра, триас, пермь
НГП складчатых территорий					
Закавказская	Закавказский межгорный прогиб, Южно-Каспийская впадина	1873	Кайнозой, мезозой	3,0—10,0	Неоген, палеоген, мел
Западно-Туркменская	Западно-Туркменская межгорная впадина	1888	Кайнозой, мезозой	1,0—15,0	Неоген, палеоген
Тяньшань-Памирская	Ферганская, Таджикская и Чу-Сарысуйская межгорные впадины	1880	Кайнозой, мезозой	2,0—9,0	Неоген, палеоген, мел, юра, пермь, карбон, девон
Дальневосточная (Охотская)	Пояс Тихоокеанской кайнозойской складчатости, антиклинории и синклинории о-ва Сахалин и п-ова Камчатка	1923	Кайнозой	2,0—6,0	Неоген

1	2	3	4	5	6
НГП переходных территорий Предуральская	Передовой прогиб	1929	Палеозой	4,0—14,0	Пермь, карбон, девон, силур, ордовик
Предкарпатская	Передовой прогиб	1893	Кайнозой, мезозой	2,0—8,0	Неоген, палеоген, мел, юра
Предкавказская	Передовой прогиб	1864	Кайнозой, мезозой	4,0—12,0	Неоген, палеоген, мел, юра, триас
Предверхоаянская	Передовой прогиб	1956	Мезозой, палеозой	2,0—14,0	Юра
НГП арктических морей России НГП древних платформ					
20 Баренцево-морская	Баренцево-морская краевая плита	1982	Мезозой, палеозой	3,0—18,0	Юра, триас

потенциальные возможности открытия новых местоскоплений нефти и газа связываются с Ангаро-Ленской (Лено-Тунгусской), Лено-Вилуйской, Дальневосточной (Охотской) провинциями, которые еще недостаточно изучены. Не исчерпаны возможности и таких старейших нефтегазоносных провинций, как Закавказская, Предкарпатская, Западно-Туркменская и др. Все возрастающую роль в развитии нефтегазодобывающей промышленности России приобретают Баренцево-Северо-Карская и другие перспективные провинции и области, приуроченные к шельфам морей, преимущественно арктических.

#### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какова цель нефтегазогеологического районирования?
2. Какие принципы лежат в основе нефтегазогеологического районирования?



3. Какие нефтегазоносные провинции находятся в пределах платформенных и переходных территорий?

4. Какие нефтегазоносные провинции приурочены к складчатым территориям?

## ГЛАВА II

### НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ

На территории нашей страны располагаются крупнейшие древние платформы земного шара — Русская и Сибирская, фундаментом которых являются кристаллические породы докембрийского возраста, а осадочный чехол представлен преимущественно палеозойскими осадочными отложениями. В пределах этих платформ в соответствии с возрастом основных нефтегазоносных комплексов выделяются нефтегазоносные провинции палеозойского и частично мезозойского нефтегазонакопления.

На Русской платформе выделяются Волго-Уральская, Тимано-Печорская, Прикаспийская, Днепровско-Припятская и Прибалтийская нефтегазоносные провинции.

#### § 1. ВОЛГО-УРАЛЬСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

В геотектоническом отношении провинция занимает юго-восточную краевую часть Русской платформы общей площадью около 700 тыс. км<sup>2</sup>, ограниченную на юге и юго-востоке Прикаспийской впадиной, на востоке — Предуральским прогибом (рис. 31). К настоящему времени из недр Волго-Уральской провинции извлечено около 4 млрд. т нефти.

Первые попытки поисков нефти в Поволжье относятся к 1864 г. В 1918 г. И. М. Губкин возглавил работу по восстановлению нефтяной промышленности в стране, а также по организации поисково-разведочных работ, в частности в районах Поволжья и Ухты.

Первая промышленная нефть в Поволжье была получена в 1929 г. из пермских отложений в районе Чусовских Городков, в северной части Предуральского прогиба. В 1932 г. в этих же отло-

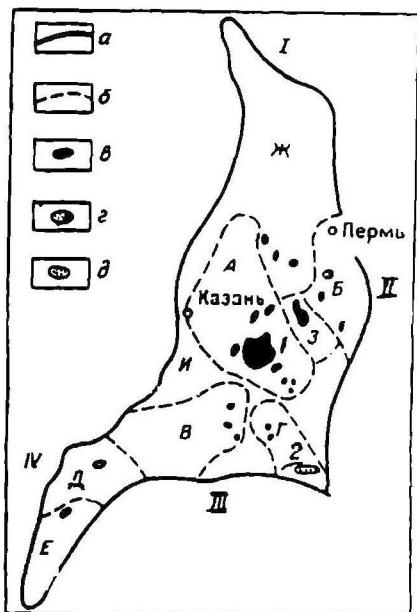


Рис. 31. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция:

**нефтегазоносные области** (тектонические элементы): А — Татарская (свод); Б — Пермско-Башкирская (свод); В — Жигулевско-Пугачевская (свод); Г — Оренбургская (свод); Д — Саратовская (Саратовские дислокации); Е — Доно-Медведицкая (Доно-Медведицкие дислокации); Ж — Верхнекамская (впадина); З — Бирская (седловина); И — Мелекес-Абдулинская (впадина); **местоскопления**: 1 — Ромашкинское; 2 — Оренбургское; **тектонические элементы за пределами провинции**: I — Тиманский кряж; II — Предуральский прогиб; III — Прикаспийская впадина; IV — Воронежская антеклиз; **границы**: а — провинции; б — нефтегазоносных областей; **местоскопления**: в — нефтяные; з — газонефтяные, нефтегазовые; д — газовые и газоконденсатные

жениях были открыты залежи в рифах Ишимбайской площади. К 1936—1940 гг. относится открытие нефти в отложениях нижнего и среднего карбона на Самарской Луке и на западе Башкирии (Туймазинская площадь). Открытие знаменитой девонской нефти относится к 1944—1948 гг. (Туймазинское и Ромашкинское местоскопления).

В настоящее время в Волго-Уральской провинции известно несколько сот местоскоплений, главным образом нефти. Крупнейшим успехом является открытие газового гиганта — Оренбургского местоскопления.

На кристаллическом фундаменте архейского, а в ряде случаев протерозойского возраста залегает осадочный чехол мощностью от 1,4 до 6 км и более. Фундамент наиболее полно изучен бурением в центральной и юго-западной частях провинции. Параметрические скважины на Туймазинском и Ромашкинском местоскоплениях прошли по фундаменту около 2 км.

Платформенный чехол сложен терригенными и главным образом карбонатными отложениями палеозоя и отчасти мезозоя — кайнозоя. В пределах сводов он залегает на кристал-

лическом фундаменте архейского, реже нижнепротерозойского возраста, во впадинах и прогибах — на отложениях промежуточного комплекса, представленных мощной (до 1—2 км) «немой» толщей преимущественно терригенных отложений додевонского возраста.

Основными положительными структурными элементами являются выступы фундамента, которым в осадочном чехле соответствуют крупные своды: Татарский, Жигулевско-Пугачевский, Токмовский и Коми-Пермяцкий. Оренбургский и Пермско-Башкирский своды выражены только в осадочном чехле. Своды разделены Верхнекамской, Мелекес-Абдулинской, Бузулукской впадинами, Камско-Кинельской системой прогибов, Бирской седловиной. Некоторые из них имеют грабенообразное строение. В пределах сводов фундамент залегает на глубинах 1,4—2 км, в депрессионных зонах — 4,5—6 км.

В Волго-Уральской провинции широко развиты узкие линейные дислокации, соответствующие разломам фундамента. К ним приурочены валы асимметричного строения или структурные уступы (флексуры). Валы осложнены локальными структурами куполовидного или брахиантиклинального строения.

Промышленные скопления нефти и газа на территории провинции связаны главным образом с палеозойскими отложениями. Основными по запасам нефти являются отложения терригенного девона, содержащие от одного до восьми продуктивных горизонтов. Залежи нефти и газа установлены также в нижне-, средне- и верхнекаменноугольных, нижне- и верхнепермских терригенно-карбонатных комплексах. Наибольшие запасы нефти и газа в провинции находятся на глубинах от 1 до 2 км. Ресурсы нефти и газа по местоскоплениям распределены крайне неравномерно.

Большинство местоскоплений нефти и газа провинции приурочены к антиклинальным и куполовидным поднятиям с соответствием структурных форм, усиливающихся с глубиной в отложениях карбона и девона, а также к поднятиям с несоответствием структурных планов. Местоскопления обычно многопластовые, в отдельных случаях число залежей достигает 15—20. Этаж нефтегазоносности девонских отложений достигает 150 м. Помимо сводовых в девоне встречены залежи структурно-литологические, в карбоне — литологические, линзовидные и шнурковые.

В пределах Волго-Уральской провинции выделяется девять нефтегазоносных областей, связанных с крупными геотектоническими элементами: Татарским сводом, Бирской седловиной, Пермско-Башкирским сводом, Верхнекамской впадиной, Мелекес-Абдулинской впадиной, Оренбургским сводом, Жигулевско-Пугачевским сводом, Саратовскими, Доно-Медведицкими дислокациями.

В нефтегазоносной области Татарского свода выявленная нефтегазоносность связана в основном с девонскими отложениями, на территории Бирской седловины — с отложениями девона и карбона, Жигулевско-Пугачевского свода и Саратовских дислокаций — с отложениями девона и карбона, Оренбургского свода — с отложениями перми и карбона.

Ромашкинское нефтяное местоскопление (рис. 32) расположено на южной вершине Татарского свода в пределах крупного пологого куполовидного поднятия. Его высота по отложениям девона 60 м, общая мощность осадочного чехла около 2 км.

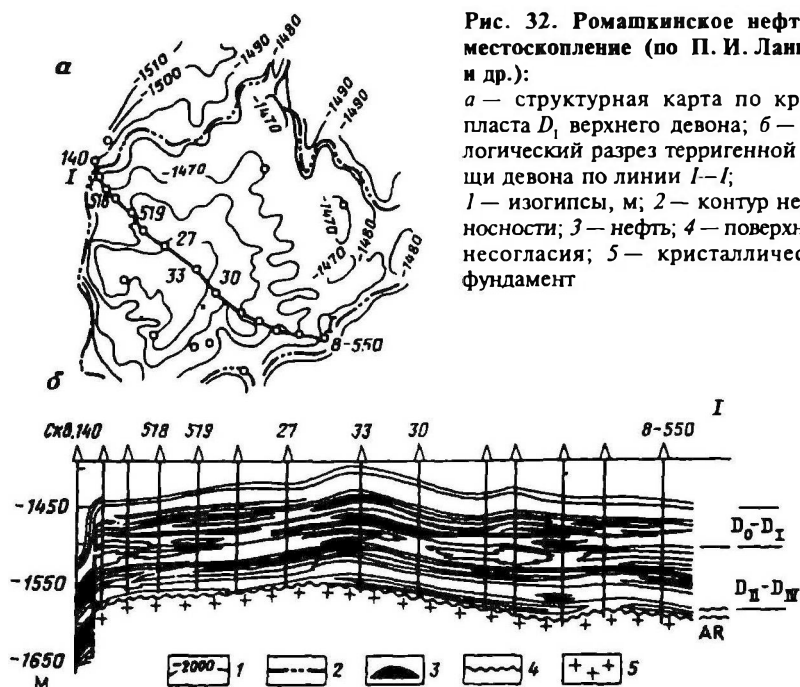


Рис. 32. Ромашкинское нефтяное местоскопление (по П. И. Лангуеву и др.):

*a* — структурная карта по кровле пласта  $D_1$  верхнего девона; *b* — геологический разрез терригенной толщи девона по линии *l-l*; *1* — изогипсы, м; *2* — контур нефтеносности; *3* — нефть; *4* — поверхность несогласия; *5* — кристаллический фундамент

Первый мощный фонтан был получен в 1948 г. (скв. 3) из отложений франского яруса верхнего девона. Залежи выявлены в терригенной толще девона и нижнего карбона. Промышленная нефтеносность установлена также в карбонатных отложениях девона и карбона.

Наиболее богатая нефтяная залежь связана с терригенным пластом  $D_1$  пашийского горизонта франского яруса верхнего девона. В составе пласта  $D_1$  выделяется пять нефтенасыщенных прослоев с общей мощностью коллекторов 30—50 м. Пористость пес-

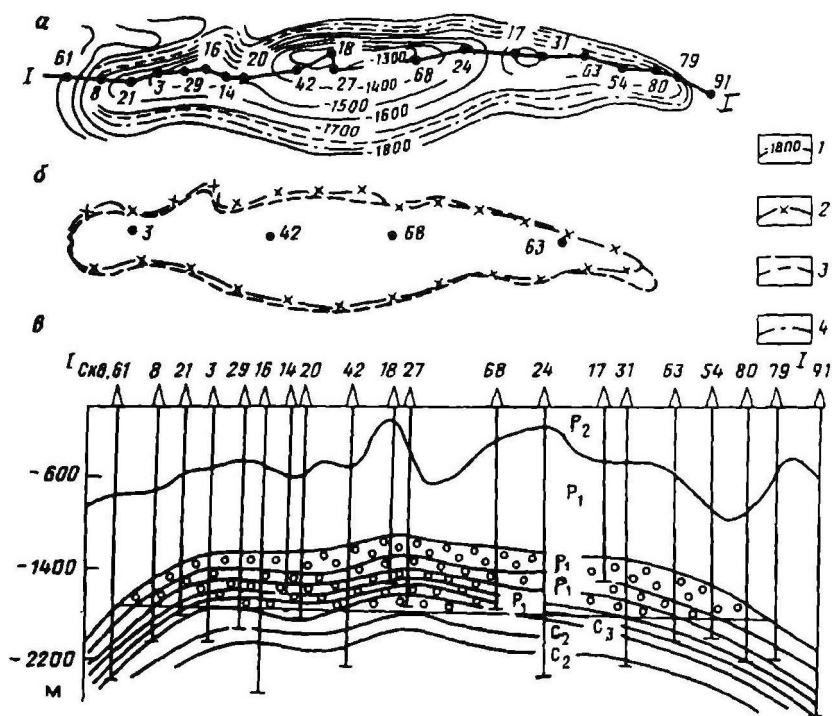


Рис. 33. Оренбургское газоконденсатное местоскопление:

*a* — структурная карта по кровле продуктивной толщи нижнепермского (артинского) — среднекаменноугольного возраста (по материалам ОГГУ); *б* — схема сопоставления контуров газоносности продуктивных толщ; *в* — геологический профиль по линии I—I;

*l* — изогипсы, м; контуры газоносности продуктивных отложений: 2 — филипповского горизонта; 3 — нижнепермских (артинских) — среднекаменноугольных; 4 — контур нефтеносности нижнепермской (артинской) — среднекаменноугольной толщи

чаников колеблется от 15 до 26%, проницаемость до 2 мкм<sup>2</sup>. Дебиты отдельных скважин из пласта  $D_1$  достигают 400 т/сут.

*Оренбургское газоконденсатное местоскопление* расположено вблизи Оренбурга. В разрезе местоскопления выделяются каменноугольные, пермские, триасовые, юрские, меловые, неогеновые и четвертичные образования, залегающие на породах нижнего палеозоя (ордовик — силур). Вскрытая мощность отложений 3928 м.

Местоскопление приурочено к Оренбургскому валу широтного простирания с размерами 107×23 км и амплитудой 550 м (рис. 33).

Основные запасы газа приурочены к толще карбонатных пород среднекаменноугольно-нижнепермского возраста (от каширского горизонта до кровли артинского яруса). Небольшая залежь установлена в филипповском горизонте перми. Залежи расположены на глубине 1330—1830 м. Обе газовые залежи содержат нефтяные оторочки. В составе газа отмечается значительное количество сероводорода (до 4,93%). Газ содержит конденсат.

## § 2. ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Провинция расположена на крайнем северо-востоке европейской части России (рис. 34). Ее естественными границами являются Тиманский кряж и складчатые сооружения Полярного Урала, вдоль которых узкой полосой протягивается северное окончание Предуральского прогиба. На севере провинция продолжается в акваторию Баренцева моря.

В орографическом отношении территория провинции принадлежит бассейну Печоры и представляет собой сильно заболоченную, покрытую тундрой и тайгой, труднопроходимую равнину.

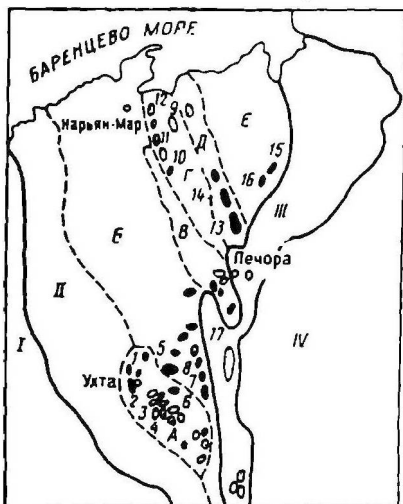
В пределах провинции располагается один из старейших нефтедобывающих районов нашей страны. Еще в XVI в. ухтинская нефть была привезена в Москву. Планомерное освоение нефтегазовых ресурсов провинции начинается только в советское время. Уже в 1918 г. была начата подготовка предложений по поискам нефти в Печорском крае и в 1930 г. здесь было открыто первое промышленное местоскопление нефти (Чибыюское). В 40-х годах

**Рис. 34. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция:**

**тектонические элементы:** I — Мезенско-Вычегодская впадина; II — Тиманский кряж; III — Предуральский предгорный прогиб; IV — складчатый Урал;

**нефтегазоносные области:** А — юго-восточного погружения Тимана; Б — Ижма-Печорской впадины; В — Печоро-Кожвинского мегавала; Г — Денисовской впадины; Д — Колвинского мегавала; Е — Хорейверской впадины;

**местоскопления:** 1 — Чибьюское; 2 — Ярегское; 3 — Войвожское; 4 — Нибельское; 5 — Западно-Тэбукское; 6 — Джьерское; 7 — Пашнинское; 8 — Северо-Санинборское; 9 — Лаявожское; 10 — Верхнегрубешорское; 11 — Шапкинское; 12 — Василковское; 13 — Усинское; 14 — Возейское; 15 — Салюкинское; 16 — Среднемакарихинское; 17 — Вуктыльское; остальные условные обозначения см. на рис. 31



на Ярегском местоскоплении впервые в мире стала производиться добыча тяжелой нефти шахтным способом (которая осуществляется и поныне). Широкое развитие поисково-разведочных работ, начиная с 50—60-х годов, привело к открытию десятков местоскоплений нефти и газа, в том числе в прибрежных районах.

В тектоническом отношении Тимано-Печорская провинция в целом соответствует Печорской синеклизе, крупнейшей отрицательной структуре северо-восточной окраины Русской платформы. Печорская синеклиза выполнена палеозойскими и мезозойскими осадочными отложениями общей мощностью 7—8 км, которые с большим перерывом в осадконакоплении и угловым несогласием залегают на породах кристаллического фундамента. Основную часть разреза слагают образования палеозоя.

Характерная особенность структурного плана Печорской синеклизы — значительное развитие протяженных и крупных чередующихся положительных и отрицательных тектонических элементов общего северо-западного направления, в целом повторяющих простираение Тимана и Полярного Урала. Основными из этих тектонических элементов являются Ижма-Печорская впа-

дина, Печоро-Кожвинский мегавал (Печорская гряда), Денисовская впадина, Колвинский мегавал (гряда) и Хорейверская впадина, к которым приурочены одноименные нефтегазоносные области.

Промышленная нефтегазоносность Тимано-Печорской провинции выявлена по всему разрезу палеозойских и нижнемезозойских отложений.

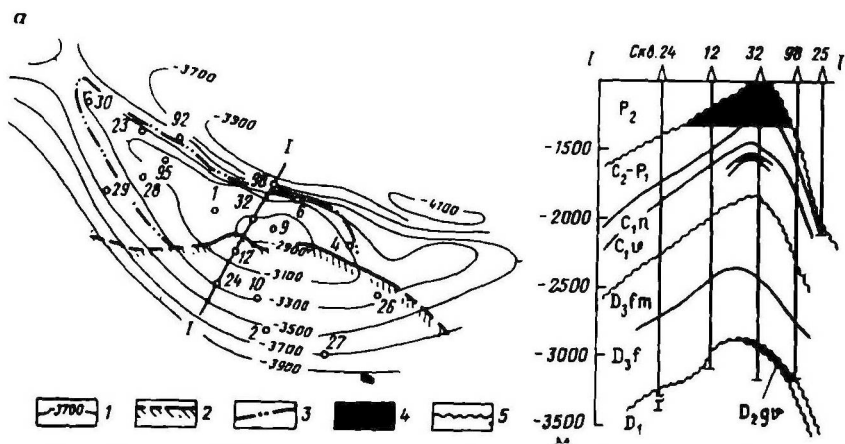
Основное промышленное значение имеют среднедевонские песчаные коллекторы, которые вместе с вышележащими породами верхнего девона образуют единый терригенный нефтегазоносный комплекс, продуктивный на всей территории провинции. Важное промышленное значение имеет также нефтегазоносный комплекс каменноугольно-нижнепермского возраста, сложенный карбонатными породами. Коллекторами служат в различной степени трещиноватые и кавернозные известняки, продуктивные практически на всей территории провинции. В большинстве случаев породы комплекса нефтеносны. Преимущественная их газоносность установлена на местоскоплениях Денисовской впадины (Лаявожское, Шапкинское и др.).

В настоящее время во всех нефтегазоносных областях Тимано-Печорской провинции открыто несколько десятков местоскоплений нефти и газа. Большинство из них нефтяные и газонефтяные. Почти все местоскопления провинции многопластовые, причем наибольшее число залежей характерно для девонских пород.

Местоскопления провинции связаны преимущественно с небольшими брахиантиклиналями, иногда нарушенными дизъюнктивами, и характеризуются большим разнообразием типов залежей. Многие из них — сводовые (Тиманский кряж, Денисовская впадина). Значительно развиты литологические и стратиграфические залежи, особенно в терригенных образованиях девона, отличающихся фациально-литологическим непостоянством. В карбонатном комплексе верхнего девона, установлены залежи в рифовых массивах (Западный Тэбук и др.).

*Усинское нефтяное местоскопление* связано с крупной антиклинальной складкой южной части Колвинского мегавала (рис. 35). По отложениям девона размеры складки  $33 \times 12$  км, амплитуда 500 м. Восточное крыло складки крутое ( $20-25^\circ$ ), западное пологое (до  $2^\circ$ ). Здесь установлены две нефтяные залежи.





**Рис. 35. Усинское нефтяное местоскопление (по А. Я. Кремсу, Б. Я. Вассерману, Н. Д. Матвеевской):**

*a* — структурная карта по подошве верхнего девона; *б* — геологический профиль по линии *I—I*;

*1* — изогипсы, м; *2* — граница выклинивания среднедевонских отложений; *3* — контур нефтеносности; *4* — нефть; *5* — поверхность несогласия

В среднедевонских терригенных коллекторах на глубине 2900—3100 м открыта основная литолого-стратиграфическая залежь легкой ( $0,83\text{--}0,85\text{ г/см}^3$ ) нефти (песчаные коллекторы среднего девона выклиниваются в направлении свода структуры). В разрезе карбонатной толщи среднего карбона на глубине 1100—1400 м выявлена сводовая залежь тяжелой ( $0,954\text{--}0,968\text{ г/см}^3$ ) нефти с массивным характером резервуара, определяющим большую ее высоту (до 300 м).

### § 3. ПРИКАСПИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Провинция охватывает территорию одной из крупнейших низменностей мира площадью более 500 тыс. км<sup>2</sup>. Она соответствует глубокой впадине — мегасинеклизе, занимающей юго-восточную, наиболее погруженную часть Русской платформы. Мощность осадочного чехла до 22 км.

Солянокупольная тектоника — основная отличительная черта строения региона. Соляные купола нижнепермской соли про-

рывают надсолевые отложения пермского и мезозойского возраста, с которыми связаны залежи нефти многих местоскоплений провинции. Наиболее перспективные подсолевые отложения на большей части территории залегают глубоко и почти не изучены бурением.

Первое местоскопление нефти в Прикаспийской нефтегазодонной провинции было открыто в 1911 г. После гражданской войны нефтяная промышленность начала развиваться бурными темпами. Освоению Эмбинской нефтяной области придавалось большое значение. Было начато строительство железной дороги к эмбинским промыслам. В Прикаспийской провинции известно несколько десятков местоскоплений.

В мощном осадочном чехле Прикаспийской мегасинеклизы выделяются четыре структурных этажа: палеозойский (подсолевой), нижнепермский (кунгурский, соленосный), верхнепермско-палеогеновый (надсолевой) и неогеновый (покровный).

Главными элементами региональной структуры Прикаспийской мегасинеклизы являются бортовые уступы, особенно четко выраженные на севере и северо-западе, и центральная часть, в которой установлены погребенные поднятия и прогибы подсолевого ложа. В бортовых районах поверхность подсолевых отложений круто погружается (с 4 до 7,5 км). Наличие глубинных разломов придает им ступенчатый характер. Центральная часть мегасинеклизы характеризуется глубоким (до 7,5 км) залеганием подсолевого ложа, наличием типичных соляных куполов, разнообразных по форме и размерам. Строение этой части мегасинеклизы осложнено выступами и опущенными блоками фундамента.

Нефтегазодонность Прикаспийской мегасинеклизы установлена по всему вскрытому разрезу отложений. В надсолевой толще пород выделяются четыре нефтегазодонных комплекса: пермтриасовый, среднеюрский, апт-неокомский и неогеновый. В бортовых зонах Прикаспийской впадины установлена нефтегазодонность и подсолевых отложений.

В надсолевых образованиях развиты терригенные коллекторы. В отложениях перми, триаса, средней юры, неокома — апта и неогена выявлено свыше 20 нефтегазодонных горизонтов. Мощность продуктивных горизонтов изменяется от 1 до 60 м. Основные нефтяные продуктивные горизонты в надсолевом комплексе относятся к средней юре.

В подсолевых отложениях газовые, газоконденсатные и нефтяные местоскопления связаны в основном с карбонатными отложениями карбона и перми. Исключение составляет Карпенковский район, где продуктивны отложения среднего и верхнего девона. На северном и юго-западном бортах впадины развиты преимущественно газоконденсатные залежи, на восточном и юго-восточном — нефтяные и газонефтяные.

В пределах мегасинеклизы выделяются пять нефтегазоносных областей: Северо-Прикаспийская, Восточно-Прикаспийская, Урало-Эмбинская, Приморская и Астраханская (рис. 36).

Большинство местоскоплений Восточно-Прикаспийской и Урало-Эмбинской областей связаны с соляными куполами; структуры, как правило, разбиты нарушениями на отдельные блоки. Основная часть залежей контролируется антиклинальными перегибами пластов надсолевого комплекса. Широко распространены тектонически экранированные залежи, характерны также приконтактные залежи, экранированные крутым склоном соляного купола, а в отдельных тектонических блоках встречаются стратиграфические и литологические залежи.

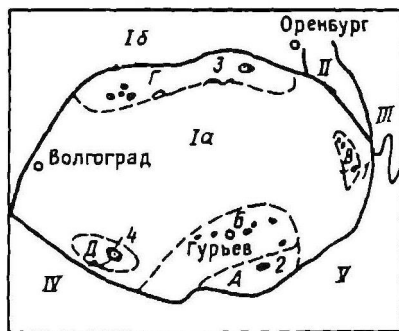
В Приморской области местоскопления связаны с глубокопогруженными соляными куполами. Структуры этих местоскоплений слабонарушенные и мало отличаются от платформенных. Залежи нефти обнаружены и в подсолевых отложениях (рис. 37).

Местоскопления Северо-Прикаспийской и Астраханской областей связаны в основном с подсолевым комплексом и при-

**Рис. 36. Прикаспийская нефтегазоносная провинция:**

**тектонические элементы:** I — Русская платформа (Ia — Прикаспийская мегасинеклиза; Ib — приподнятая часть платформы); II — Предуральский краевой прогиб; III — Уральская складчатая система; IV, V — эпигерцинский пояс молодых платформ (IV — Северо-Кавказский; V — Среднеазиатский);  
**нефтегазоносные области:** А — Приморская; Б — Урало-Эмбинская; В — Восточно-Прикаспийская; Г — Северо-Прикаспийская; Д — Астраханская;

**местоскопления:** 1 — Кенкиякское, 2 — Тенгизское, 3 — Карачаганакское, 4 — Астраханское; остальные условные обозначения см. на рис. 31



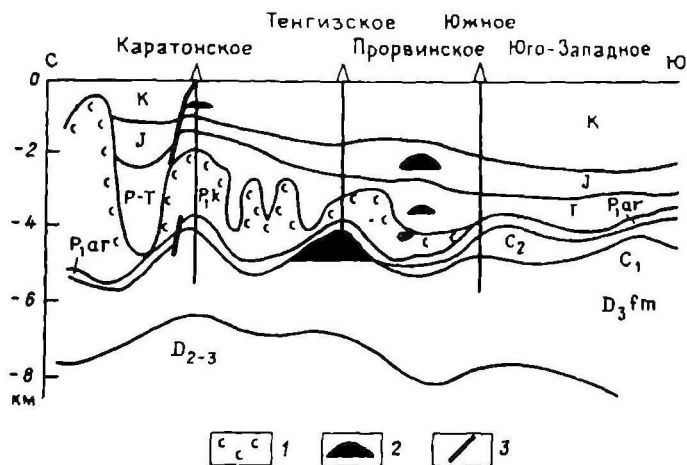


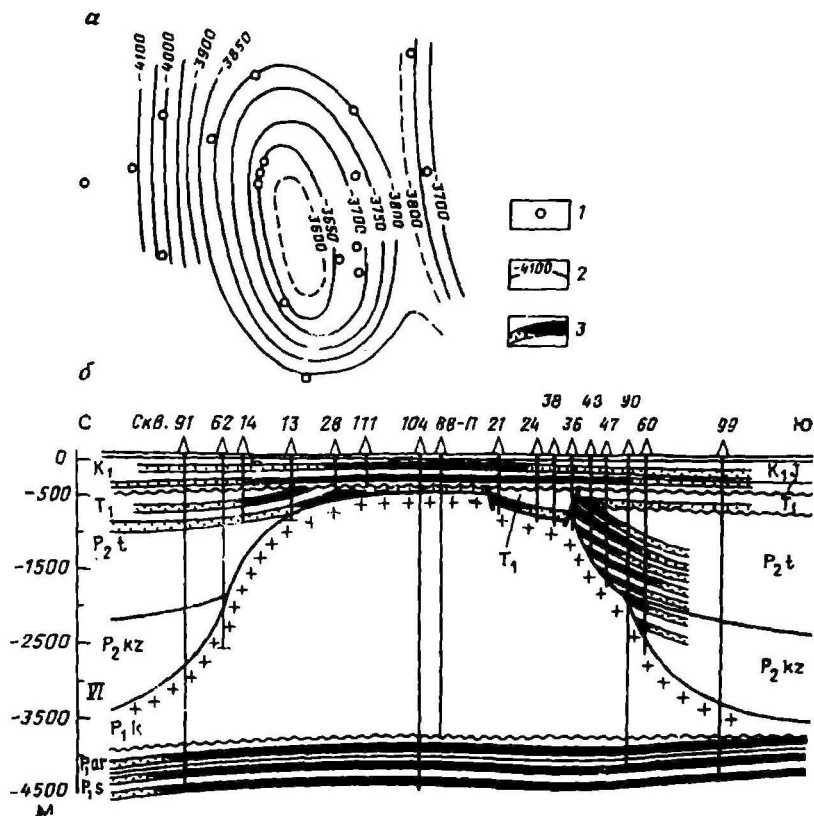
Рис. 37. Геологический профиль через Каратонско-Тенгизскую зону нефтегазоаккумуляции (по Н. А. Айтяевой и С. У. Утегалеву, упрощенно):  
 1 — соль; 2 — залежи нефти; 3 — нарушения

урочены к структурам ненарушенного простого строения. В разрезе некоторых местоскоплений предполагается развитие рифогенных ловушек.

К числу наиболее известных и типичных местоскоплений Прикаспийской нефтегазоносной провинции относятся Кенкиякское, Карачаганакское, Астраханское и Тенгиз.

*Кенкиякское нефтяное местоскопление* (рис. 38) расположено в среднем течении Эмбы (Кенкиякский нефтегазоносный район), юго-западнее Актюбинска. Оно связано с соляным куполом, залегающим на глубине 500 м. Нижняя часть надсолевого комплекса (преимущественно терригенные пермо-триасовые отложения) залегает с большими углами падения, разорвана сбросами. Верхняя часть разреза (песчано-глинистые отложения юры, нижнего и верхнего мела) образует обширное пологое поднятие без разрывных нарушений.

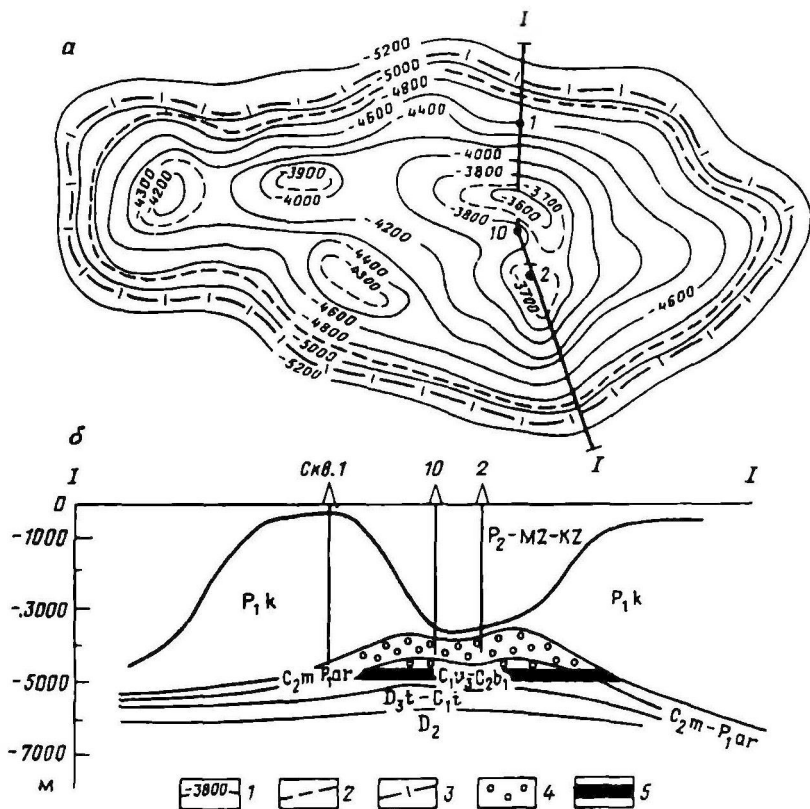
В разрезе местоскопления выявлено около 20 нефтяных залежей в надсолевом комплексе (стратиграфический диапазон пермь—мел) и нефтяная залежь в подсолевых артинских отложениях, вскрытая на глубине около 4 км. Все продуктивные горизонты связаны с терригенными отложениями. Мощность их достигает нескольких десятков метров. Залежи нефти сводовые,



**Рис. 38. Кенкиакское нефтяное местоскопление (по И. Б. Дальяну):**  
*a* — структурная карта по кровле нефтеносного пласта; *b* — геологический разрез через купол Кенкиак;  
 1 — скважины, вскрывшие подсолевые отложения; 2 — изогипсы, м; 3 — продуктивные горизонты

тектонически экранированные и структурно-литологические. Принципиальное значение имеет открытие здесь нефтяной залежи в нижележащих рифогенных образованиях карбона.

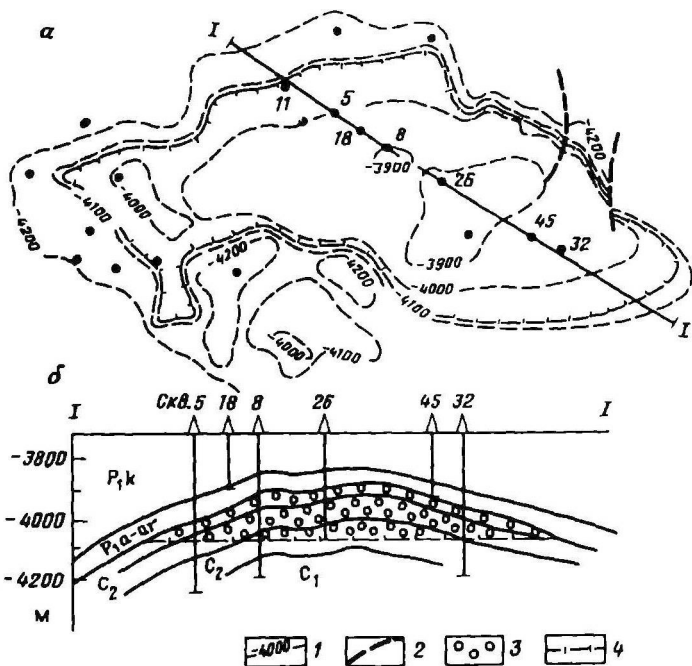
*Карачаганакское нефтегазоконденсатное местоскопление* (рис. 39) открыто в 1979 г. на северном борту мегасинеклизы, в 115 км восточнее Уральска. Приурочено к крупному поднятию с размерами 31×16 км и амплитудой более 1000 м. Структура имеет три свода — западный, центральный и восточный. Про-



**Рис. 39. Карачаганакское нефтегазоконденсатное местоскопление (по А. А. Голову, С. М. Камалову, Л. Г. Клярюхану, В. И. Копытченко):**  
*a* — структурная карта по кровле продуктивных отложений нижней перми; *б* — геологический профиль по линии I—I;  
 I — изогипсы, м; контакты: 2 — газонефтяной, 3 — водонефтяной; 4 — газ; 5 — нефть

дуктивны нижнепермские и каменноугольные отложения. Коллекторы представлены известняками и доломитами. Глубина залежи 3750—4850 м. Нефтегазоконденсатная залежь связана с массивным резервуаром и имеет, по-видимому, нефтяную оторочку.

*Астраханское газоконденсатное местоскопление* (рис. 40) обнаружено в 1977 г. Приурочено к крупному поднятию, выявленному в 1968—1970 гг. сейсморазведкой. Размеры подня-



**Рис. 40. Астраханское газоконденсатное местоскопление (по Г. Н. Иванову, О. С. Обрядчикову):**

*a* — структурная карта по кровле продуктивных карбонатных отложений башкирского яруса; *б* — геологический профиль по линии *I-I*;  
*1* — изогипсы, м; *2* — разрывные нарушения; *3* — газ; *4* — газовойодной контакт

тия по изогипсе — 4100 м 90×35 км. Залежь газоконденсатная (30×25 км), связана с известняками среднего карбона. Резервуар массивного типа. Состав газа отличается большим содержанием сероводорода (20,7—22,5%) и углекислого газа (17,9—21,55%). На базе месторождения построен газохимический комплекс.

*Тенгизское нефтяное местоскопление* (см. рис. 37) приурочено к крупному рифу. Приток легкой (0,805 г/см<sup>3</sup>) нефти получен из нижнекаменноугольных отложений. Глубина залежи около 5 км. На базе этого местоскопления планируется построить крупный многоцелевой геохимический комплекс с участием иностранных фирм.

#### § 4. ДНЕПРОВСКО-ПРИПЯТСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Провинция располагается на землях Украины и Белоруссии. Она отвечает крупной отрицательной структуре Русской платформы типа грабенообразной впадины, протягивающейся от складчатого сооружения Донбасса в северо-западном направлении на 1000 км (при ширине 200 км) между двумя положительными тектоническими элементами — Воронежским массивом на севере и Украинским кристаллическим щитом на юге (рис. 41). В тектоническом отношении эта отрицательная структура подразделяется на три элемента (с юго-востока на северо-запад): Днепровский прогиб или грабен, Черниговское поднятие и Припятский прогиб. Оба прогиба нефтегазоносны. Каждый из них представляет собой самостоятельную нефтегазоносную область.

Нефтегазопоисковые работы в *Днепровско-Донецкой газонефтеносной области* начаты в 30-е годы после выявления в регионе солянокупольных структур. Первые крупные местоскопления газа открыты в 1952 г.

Днепровский грабен выполнен мощной толщей вендско-кайнозойских отложений. Общая мощность осадочного комплекса увеличивается с северо-запада (250 м) на юго-восток, где кристаллический фундамент опущен на глубину до 20 км.

Характерной чертой строения грабена является солянокупольная тектоника, связанная с наличием соленосных толщ нижней перми и девона.

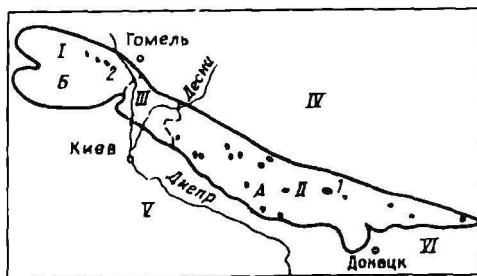
Нефтегазоносность Днепровско-Донецкой области связана с девонскими, каменноугольными, пермскими и триасовыми отло-

**Рис. 41. Днепровско-Припятская газонефтеносная провинция:**

**тектонические элементы:** I — Припятская впадина; II — Днепровский грабен; III — Черниговский выступ; IV — Воронежский массив; V — Украинский щит; VI — Донбасс;

**нефтегазоносные области:** А — Днепровско-Донецкая газонефтеносная; Б — Припятская нефтеносная;

**местоскопления:** 1 — Шебелинское; 2 — Речицкое; остальные условные обозначения см. на рис. 31





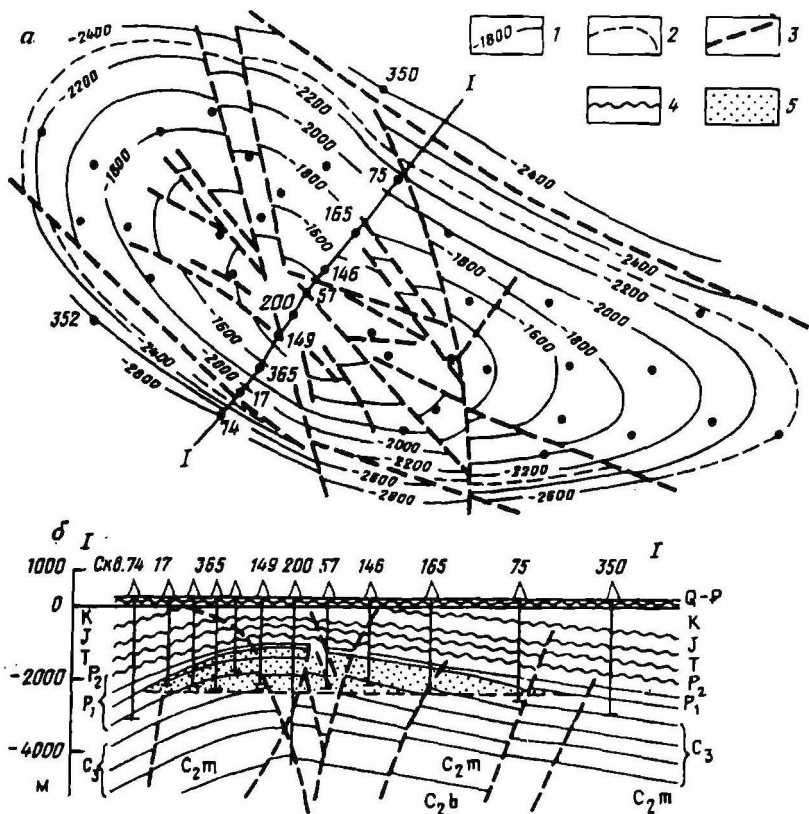
жениями. Промышленные запасы газа установлены также в юрских отложениях (на отдельных площадях). Регионально газоносны нижнекаменноугольный, среднекаменноугольный, нижнепермско-верхнекаменноугольный, нижнетриасово-верхнепермский комплексы. Коллекторами нефти и газа служат песчаники, пески и алевролиты. Мощность отдельных продуктивных пластов и толщ составляет от 2—3 м до нескольких десятков и сотен метров.

Нижнепермско-верхнекаменноугольный нефтегазоносный комплекс содержит более 95% запасов газа Днепровского грабена. В распределении нефтяных и газовых местоскоплений этого комплекса отчетливо прослеживается зональность. Близ складчатого Донбасса в грабене известны лишь газовые залежи, а на границе с Черниговско-Брагинским выступом — только нефтяные. Региональной покрывкой для залежей газа служат пласты каменной соли нижней перми.

Газоносность нижнекаменноугольного комплекса установлена всюду, где вскрыты отложения этого возраста, и имеет региональный характер. В комплексе выявлено 20 продуктивных горизонтов различной мощности — от 1 до 20 м. Это в основном мелкозернистые песчаники пористостью до 20% и проницаемостью до 1 мкм<sup>2</sup>. В центральной части прогиба отложения нижнего карбона залегают на больших глубинах и пока не разведаны. Газовые залежи в нижнекаменноугольном комплексе перекрыты региональной глинистой покрывкой мощностью до 200 м. Комплекс преимущественно газоносный. Нефтяные залежи выявлены в прибортовых частях впадины. С этим комплексом связаны основные перспективы рассматриваемой области.

Местоскопления нефти и газа приурочены к брахиантиклинальным складкам, группирующимся в валоподобные зоны нефтегазонакопления, и соляным структурам. Широко распространены сводовые залежи, нарушенные разрывами. Встречены также залежи структурно-стратиграфические, литологические. Наряду с пластовыми природными резервуарами в разрезе местоскоплений выявлены массивные. В центральной части грабена глубина вскрытой бурением залежи в погребенных структурах достигает 5 км (Яблуновское местоскопление и др.).

*Шебелинское газоконденсатное местоскопление* (рис. 42), открытое в 1950 г., является наиболее характерным в рассматриваемой области. Оно приурочено к брахиантиклинальной склад-



**Рис. 42. Шебелинское газоконденсатное местоскопление (по М. Г. Ульянову, В. Д. Семичу и др.):**

*a* — структурная карта по кровле картамышской свиты; *б* — геологический профиль по линии *I—I*;  
*1* — изогипсы, м; *2* — контур газоносности; *3* — тектонические нарушения; *4* — поверхность несогласия; *5* — газ

ке размерами 40×13 км. Юго-западное крыло ее крутое (30°), северо-восточное пологое (15°). Амплитуда складки в палеогеновых отложениях 70 м, с глубиной увеличивается до 1160 м (в пермских отложениях). Складка разбита многочисленными нарушениями сбросового характера. Основные запасы газа связаны с терригенной толщей нижней перми и верхнего карбона. Толща разделена глинами и каменной солью на 14 горизонтов, в которых установлена единая залежь с массивно-пластовым

типом резервуара. Газоводяной контакт располагается на отметке —2270 м. Пористость газонасыщенных песчаников и ангидритов 10—12%, проницаемость до 0,01 мкм<sup>2</sup>. Небольшие залежи установлены в триасе и вышележащих слоях мезозоя.

Первые местоскопления в Припятской нефтеносной области открыты в 1964—1965 гг.

В Припятской впадине докембрийский кристаллический фундамент значительно погружен и перекрыт мощной толщей осадков верхнепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Отличительные особенности геологического строения впадины — наличие в девонских отложениях мощных соленосных толщ, разделенных комплексом карбонатных пород, и широкое развитие солянокупольных структур.

Нефтеносность связана с девонскими отложениями. Залежи нефти установлены в подсолевом и межсолевом комплексах девонского разреза. Коллекторами служат трещинно-кавернозные известняки и доломиты пористостью до 16%, проницаемостью 0,05—0,77 мкм<sup>2</sup>.

Нефтяные местоскопления контролируются приразломными структурами. Залежи нефти приурочены к пластовым и литологическим природным резервуарам, к тектонически и литологически экранированным ловушкам.

Речицкое нефтяное местоскопление (рис. 43) выявлено в 1964 г. — это первое местоскопление Белоруссии. Оно находится юго-за-

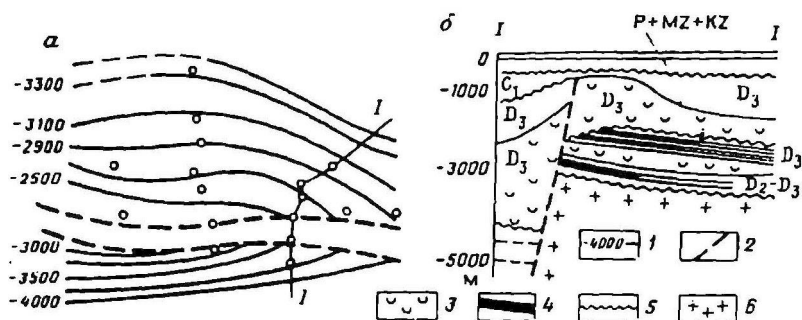


Рис. 43. Речицкое нефтяное местоскопление:

*a* — структурная карта по условному отражающему горизонту в подсолевых отложениях девона (по Н. И. Гнедину); *б* — разрез по линии *I—I* (по В. П. Анцупову, А. М. Синичке);

*I* — изогипсы, м; 2 — разрывные нарушения; 3 — соль; 4 — нефть; 5 — несогласия; 6 — кристаллический фундамент

паднее Гомеля. Сводовая часть местоскопления осложнена сбросом, амплитуда которого в различных частях складки изменяется от 800 до 1600 м. По подсолевым отложениям северное крыло складки, в пределах которого открыты нефтяные залежи, представляет собой моноклираль и более приподнято. В разрезе местоскопления выделены породы девона, карбона, перми, мезозоя и кайнозоя. В девонских отложениях имеются две мощные соленосные толщи. Нефтяные залежи обнаружены в межсолевых и подсолевых отложениях, а также в верхней соленосной толще девонского разреза.

### § 5. ПРИБАЛТИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Провинция охватывает территорию Латвии, Литвы и Калининградской области России. Открыта в 1966—1968 гг., когда на ряде площадей были получены первые промышленные притоки нефти из кембрийских отложений. В 1976 г. разработка Красноборского местоскопления положила начало созданию собственной нефтедобывающей базы в Прибалтике. В настоящее время открыто около 20 местоскоплений нефти с годовой суммарной добычей порядка 1 млн. т.

В тектоническом отношении провинция соответствует Балтийской синеклизе, которая выделяется на северо-западной окраине Русской докембрийской платформы, между Балтийским щитом на севере и Белорусским кристаллическим массивом на юге, а на юго-западе раскрывается в Балтийское море (рис. 44).



**Рис. 44.** Прибалтийская нефтегазодобывающая провинция: тектонические элементы за пределами провинции: I — Балтийский щит; II — Белорусский массив; местоскопления: 1 — Ладушкинское; 2 — Веселовское; 3 — Красноборское; 4 — Вилькичайское; остальные условные обозначения см. на рис. 31

Балтийская синеклиза — крупная отрицательная структура, выполненная нижнепалеозойскими отложениями кембрия, ордовика и силура, залегающими на архейском складчатом фундаменте. В юго-западном направлении мощность осадочных пород резко увеличивается (от 500—1000 до 5000 м), причем в разрезе появляются не только девонские, но и мезозойско-кайнозойские породы. Фундамент синеклизы имеет блоковое строение, образует ряд тектонических ступеней, разделенных глубинными разломами. Уступам фундамента в осадочном чехле соответствуют многочисленные приразломные складки, к которым и приурочены нефтяные местоскопления провинции. Это пологие (3—8°) брахиантиклинальные складки (в ядрах которых залегают кристаллические породы докембрия), небольшие по размерам, часто осложнены сбросами. При этом залежи нефти встречены не только в приподнятых, но и в опущенных крыльях структур.

Промышленно нефтеносны в провинции древние осадочные образования — кембрийские и ордовикские отложения. Наибольшее значение имеет кембрийский регионально нефтеносный комплекс, представленный терригенной толщей мощностью около 200 м. В ее разрезе выявлено до пяти горизонтов кварцевых песчаников, характеризующихся высокими значениями пористости (до 20%) и проницаемости (до 0,1 мкм<sup>2</sup>). Ордовикский нефтеносный комплекс сложен известняками и имеет низкую продуктивность — дебиты не более 3—5 т/сут.

Все известные местоскопления (Красноборское, Ушаковское, Гаргждайское и др.) небольшие по запасам. Залежи сводового и тектонически экранированного типа открыты на глубине 1800—2400 м. Дальнейшие перспективы нефтегазоносности провинции связаны с освоением шельфа Балтийского моря.

\* \* \*

Промышленная нефтегазоносность древней докембрийской Сибирской платформы установлена относительно недавно — в 60-х годах, поэтому выделяемые в ее пределах Ангаро-Ленская, Лено-Вилуйская и Енисейско-Хатангская провинции в целом характеризуются слабой изученностью недр.

## § 6. АНГАРО-ЛЕНСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Провинция расположена в южной части Восточной Сибири, в пределах бассейнов Ангары и верхнего течения Лены с почти повсеместным распространением многолетнемерзлых пород мощностью до 300—450 м. Именно в этом регионе в 30-е годы были начаты нефтегазопромысловые работы в Восточной Сибири, в научном обосновании и организации которых большая роль принадлежит И. М. Губкину. Однако только в 1962 г. здесь было открыто первое местоскопление — Марковское, которое возвестило о промышленной нефтегазоносности кембрийских пород, одних из самых древних отложений осадочного чехла. К настоящему времени в провинции открыто несколько газоконденсатных и газонефтяных местоскоплений.

В тектоническом отношении Ангаро-Ленская газонефтеносная провинция соответствует наиболее изученной южной части Сибирской платформы, которая в литературе известна под названием Иркутского амфитеатра (рис. 45). Это громадная по размерам синеклиза (1000×500 км), имеющая в плане форму клина между Саянскими горами на юго-западе и оз. Байкал, Байкальским и Охотским хребтами на юго-востоке и характеризующаяся отчетливым блоковым строением архей-протерозойского фундамента. Блоки фундамента в виде тектонических ступеней (амфитеатра) неравномерно погружаются от горных обрамлений в направлении центральных частей синеклизы.

Рассматриваемая синеклиза — область широкого развития кембрийских осадочных пород. Особенность разреза заключается в наличии мощной соленосной толщи нижнего кембрия.

**Рис. 45. Ангаро-Ленская газонефтеносная провинция:**

**тектонические элементы:** I — Лено-Виллюйская синеклиза; II — Тунгусская синеклиза; III — Восточно-Саянский антиклинорий; IV — Забайкальская складчатая область; V — присаянская депрессия;

**нефтегазоносные области:** А — Ангаро-Ленской ступени; Б — Непско-Ботуобинской антеклизы;

**местоскопления:** 1 — Среднеботуобинское; 2 — Марковское; остальные условные обозначения см. на рис. 31



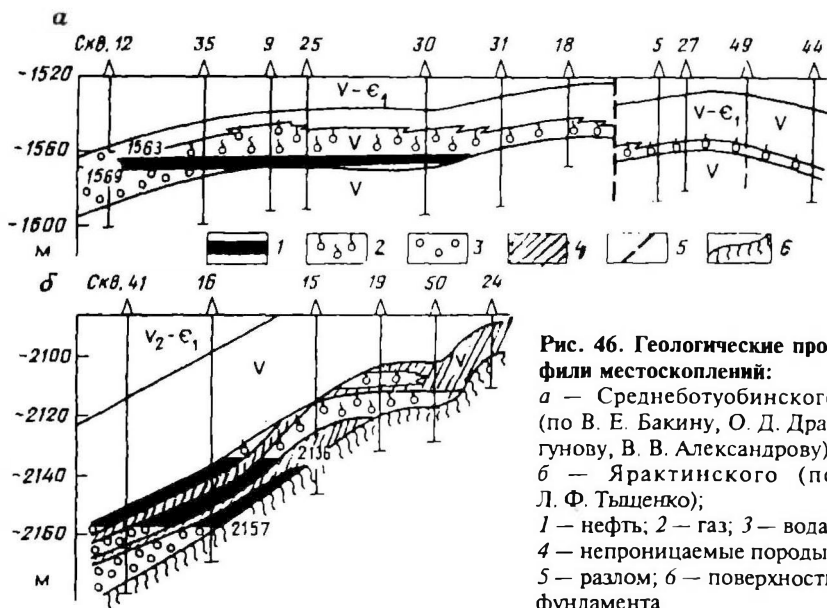
Эта толща мощностью от 270 до 1350 м разделяет в осадочном чехле региона подсолевой и надсолевой структурные этажи. Отмечается также развитие интрузивных и эффузивных пород, залегающих в виде мощных (до 100 м и более) пластовых тел — траппов.

К основным тектоническим элементам Иркутского амфитеатра относятся: Присаянская депрессия на западе, где отмечается наибольшее в регионе погружение фундамента — до 6—8 км, Ангаро-Ленская (Прибайкальская) ступень с глубиной залегания фундамента 2—3 км, Непско-Ботуобинская и Байкитская антеклизы. Последняя служит граничным тектоническим элементом между Присаянской депрессией и Тунгусской синеклизой.

В разрезе осадочных отложений провинции выделяются три нефтегазоносных комплекса — рифейский карбонатный, вендский терригенный и кембрийский карбонатный. Местоскопления нефти и газа открыты в различных нефтегазоносных областях: на Непско-Ботуобинской (Марковское, Среднеботуобинское, Ярактинское и др.) и Байкитской (Куюмбинское, Ванаварское и др.) антеклизях, Ангаро-Ленской ступени (Братское, Аянское и др.).

Пространственное размещение залежей углеводородов венд-кембрийских отложений часто контролируется литологическими особенностями вмещающих пород (изменением коллекторских свойств, выклиниванием проницаемых пластов, степенью трещиноватости). Это обуславливает широкое развитие литологических залежей различного типа, что значительно затрудняет их поиски и разведку.

*Марковское газоконденсатнонефтяное местоскопление* характеризуется сложным геологическим строением. Резкое несоответствие структурных планов надсолевых, солевых и подсолевых пород обусловило наличие залежей литологического типа. Газоконденсатная залежь парфеновского горизонта на глубине 2550 м по форме близка к шнурковой. Распространение нефтяной залежи осинского горизонта (2130—2380 м) определяется зоной трещиноватости известняков, приуроченной к тектоническому нарушению, проходящему в осевой части поднятия. Дебиты легкой нефти из скважин, пробуренных в этой зоне, достигали 1000 т/сут. Скважины за предела-



**Рис. 46. Геологические профили местоскоплений:**  
 а — Среднеботуобинского (по В. Е. Бакину, О. Д. Драгунову, В. В. Александрову);  
 б — Ярактинского (по Л. Ф. Тьщенко);  
 1 — нефть; 2 — газ; 3 — вода;  
 4 — непроницаемые породы;  
 5 — разлом; 6 — поверхность фундамента

ми зоны оказались непродуктивными. Газоконденсатные залежи литологического типа установлены также на *Среднеботуобинском* и *Ярактинском* местоскоплениях (рис. 46).

## § 7. ЛЕНО-ВИЛЮЙСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

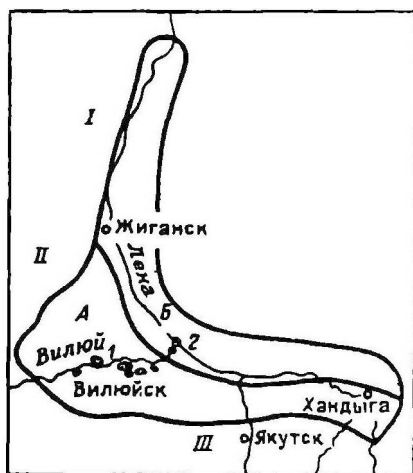
Провинция располагается в западной части Якутии, занимая труднодоступную для освоения таежную территорию левобережья Лены и бассейна ее левого притока — Вилюя (рис. 47). Открытие провинции относится к 1956 г., когда значительные притоки газа (до 2 млн. м<sup>3</sup>/сут) из мезозойских отложений были получены на Усть-Вилюйском газоконденсатном местоскоплении, разведанном на территории, относимой ныне к соседней Предверхоаянской газонефтеносной провинции.

Начиная с 1965 г. ряд газоконденсатных местоскоплений открыт непосредственно в пределах Лено-Вилюйской провинции (Средневилюйское, Мастахское, Неджелинское и др.), свидетельствуя о широкой газоносности недр этой территории.



**Рис. 47. Лено-Вилюйская (А) и Предверхоаянская (Б) газонефтеносные провинции:**

**тектонические элементы:** I — Анабарская антеклиз; II — Тунгусская синеклиза; III — Алданская антеклиз; **местоскопления:** 1 — Средневилюйское; 2 — Усть-Вилюйское; остальные условные обозначения см. на рис. 31

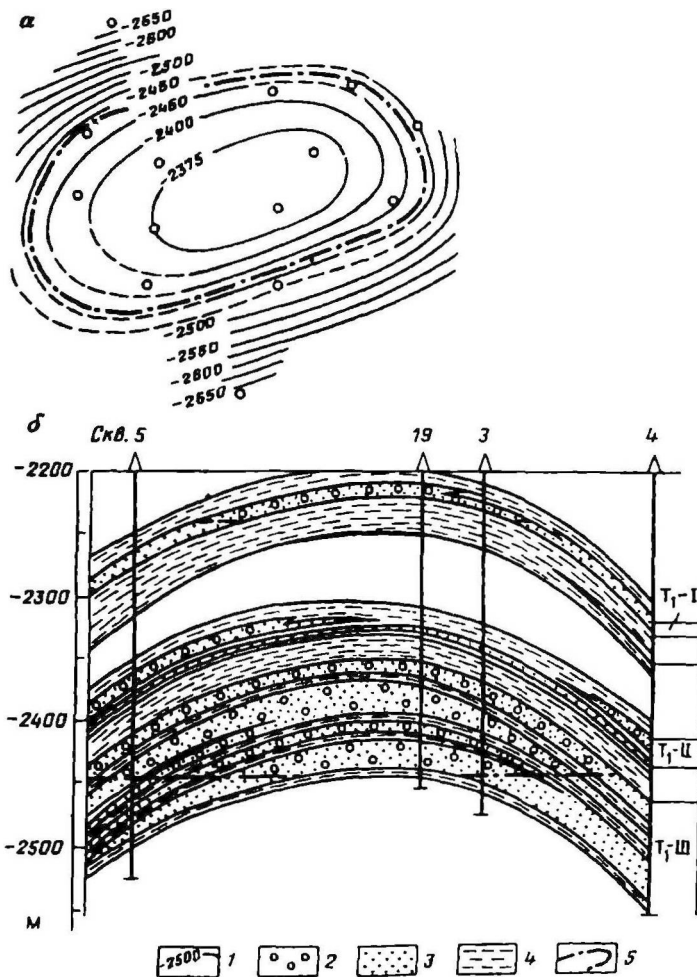


В тектоническом отношении Лено-Вилюйская провинция соответствует одноименной синеклизе, выделяющейся в краевой восточной части древней докембрийской Сибирской платформы. Синеклиза располагается между Анабарской (на западе) и Алданской (на юге) антеклизами и постепенно раскрывается на востоке в Предверхоаянский предгорный прогиб.

Лено-Вилюйская синеклиза — крупнейшая отрицательная тектоническая структура и наиболее погруженная часть Сибирской платформы. По данным геофизических исследований, синеклиза выполнена комплексом осадочных пород от кембрийских до неоген-четвертичных включительно, общая мощность которых достигает 10—12 км.

Промышленная газоносность Лено-Вилюйской провинции связана с пермскими, триасовыми и юрскими комплексами пород в основном в пределах Хапчагайского мегавала — наиболее крупной (200×40÷50 км) положительной региональной структуры в мезозойских отложениях синеклизы. Продуктивный разрез мезозоя представлен чередующимися пластами песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин. Общая мощность изученной бурением продуктивной толщи составляет не менее 1500 м; в ее разрезе выделяется до 8—10 газоносных горизонтов.

Наибольшие залежи газа установлены в коллекторах нижнего триаса и нижней юры, перекрытых хорошо выдержанными по



**Рис. 48. Среднедевонское газоконденсатное местоскопление:**  
*a* — структурная карта по кровле горизонта  $T_1$ -III нижнего триаса; *b* — геологический профиль;  
 1 — изогипсы, м; 2 — газ; 3 — песчаники; 4 — глины; 5 — внешний контур газоносности

площади аргиллитовыми покрывками. Дебиты газа из этих залежей достигали 3—5 млн. м<sup>3</sup>/сут.

Выявленные местоскопления провинции многопластовые, включают ряд газовых и газоконденсатных залежей в интервале

глубин 1000—3500 м. По составу газы на 92—99% состоят из метана. Почти все залежи относятся к сводовым, частично к литологически экранированным. Промышленных местоскоплений нефти в провинции пока не открыто.

*Средневилюйское газоконденсатное местоскопление*, наибольшее в провинции, связано с брахиантиклинальной складкой изометричной формы с размерами 18×11 км и амплитудой 300 м (рис. 48).

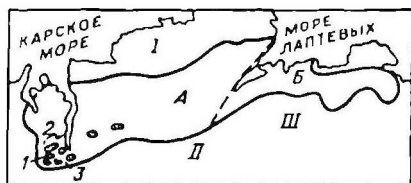
Газоносность местоскопления установлена в пермских, триасовых и юрских отложениях терригенного состава в интервале глубин 1000—3150 м.

## § 8. ЕНИСЕЙСКО-ХАТАНГСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Провинция охватывает северные районы Красноярского края и Якутии, примерно соответствуя междуречью Енисея и Лены. Эта территория располагается за Полярным кругом и по климатическим условиям входит в арктическую зону тундры.

Поиски нефти и газа в провинции были начаты еще в 30-е годы. Однако за исключением открытия мелких малодобитных (1—12 т/сут) местоскоплений нефти, разведанных в восточной части провинции (район Нордвика), других доказательств промышленной нефтегазоносности этой территории долгое время не было. Только в 60-е годы благодаря значительному расширению сейсмических исследований и буровых работ на западе провинции был открыт целый ряд промышленных газоконденсатных местоскоплений (Мессояхское, Пеляткинское, Соленинское и др.). На их базе действует самый заполярный в мире газопровод, обеспечивающий газом Норильск.

В тектоническом отношении провинция приурочена к Енисейско-Хатангскому (на западе) и Лено-Анабарскому (на востоке) мегапрогибам, которые протягиваются в субширотном направлении между Таймырским мегантиклинорием, Тунгусской синеклизой и Анабарской антеклизой (рис. 49). Фундамент прогибов (преимущественно протерозойского возраста) залегает на глубине от 5—7 до 12—14 км. В разрезе осадочных отложений выделяется три структурных этажа: протерозойско-кембрийский карбонатный, палеозойский карбонатно-соленосно-терригенный



**Рис. 49. Енисейско-Хатангская газонефтеносная провинция:**

**тектонические элементы:** I — Таймырский мегантиклинорий; II — Тунгусская синеклиза; III — Анабарская антеклиза;

**области:** А — газоносная Енисейско-Хатангского мегапрогиба; Б — перспективная Лено-Анабарского мегапрогиба;

**местоскопления:** 1 — Соленинское; 2 — Пеляткинское; 3 — Мессояхское; остальные условные обозначения см. на рис. 31

и мезозойский терригенный. Отличительной чертой разреза прогибов является наличие нижнедевонской соленосной толщи. Значительная по площади солянокупольная область установлена в низовье Хатанги. Здесь насчитывается свыше 100 соляных куполов с различной глубиной залегания соли. В некоторых из них отмечается прорыв солью всех вышележащих пород и выход ее на поверхность.

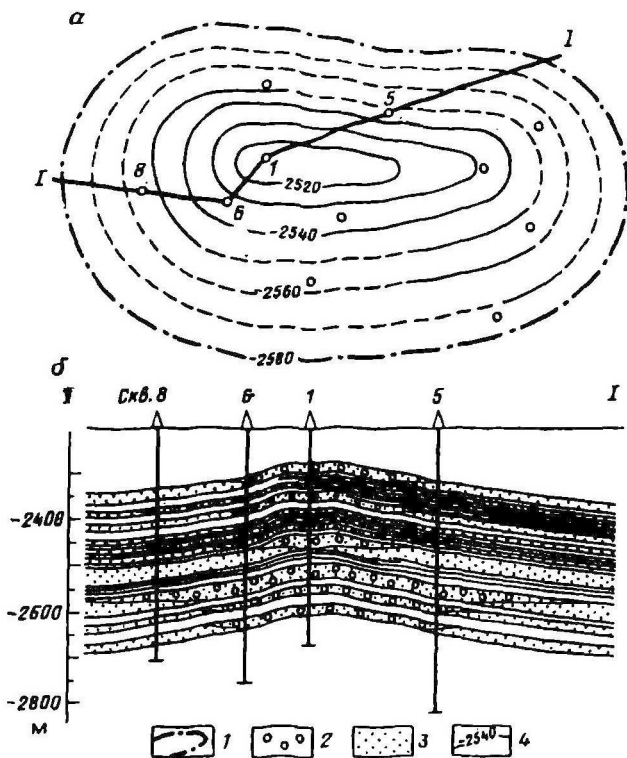
Промышленная газоносность провинции установлена пока в пределах Енисейско-Хатангского мегапрогиба, которому соответствует одноименная газонефтеносная область. Последняя характеризуется широким развитием преимущественно терригенных мезозойских пород (до 7 км). В их разрезе выделяются верхнемеловой, нижнемеловой и верхнеюрский газоносные комплексы.

Почти все известные в области газовые и газоконденсатные местоскопления связаны с нижнемеловым комплексом, включающим на глубинах 2200—2600 м два продуктивных горизонта, представленных песчано-алевритовыми коллекторами (с пористостью 15%), перекрытых пачкой аргиллитов мощностью до 60 м.

Газовые залежи верхнемеловых песчаников, как и на местоскоплениях на севере Западно-Сибирской провинции, перекрываются мощной глинистой толщей (до 100 м). В верхнемеловом комплексе, залегающем на небольшой глубине (800—900 м) в зоне многолетнемерзлых пород, предполагается нахождение части запасов газа в твердом состоянии.

Известные местоскопления газа связаны с пологими ненарушенными складками округлой формы.

На *Пеляткинском газоконденсатном местоскоплении* (рис. 50) в разрезе нижнего мела на глубине 2450—2600 м содержится до



**Рис. 50. Пеляткинское газоконденсатное месторождение:**  
*a* — структурная карта по кровле горизонта нижнего мела; *b* — геологический профиль по линии *I—I*;  
*1* — контур газоносности; *2* — газ; *3* — песчаники; *4* — изогипсы, м

10 песчано-алевролитовых газоносных горизонтов общей эффективной мощностью около 70 м. К ним приурочены газоконденсатные залежи сводового типа. Дебиты газа из них превышают 500 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Залежи характеризуются пониженной пластовой температурой — около 60°С.

#### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. В пределах каких древних платформ нашей страны установлены нефтегазовые провинции?

2. Какой вывод можно сделать на основании сравнительного анализа стратиграфического диапазона нефтегазоносности комплексов древних платформ?
3. Наблюдается ли региональная зональность в размещении местоскоплений нефти и газа в провинциях древних платформ?
4. Какое значение в современной добыче нефти и газа и в перспективе имеют основные нефтегазоносные провинции древних платформ?

### Глава III

## НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ

На территории России и ближнего зарубежья располагается крупнейшая в мире молодая Евразийская платформа, состоящая из огромных по площади Западно-Сибирской, Туранской и Скифской эпипалеозойских плит. Для них характерны преимущественно палеозойский складчатый фундамент, пермо-триасовый (доюрский) промежуточный комплекс и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол. В связи с этим в пределах названных плит выделяются нефтегазоносные провинции мезозойского и частично кайнозойского нефтегазонакопления — Западно-Сибирская, Туранская и Предкавказско-Крымская.

### § 1. ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Провинция занимает одноименную низменность и в геотектоническом отношении соответствует Западно-Сибирской эпигерцинской плите. Естественными ее границами (рис. 51) являются тектонические сооружения Урала (на западе), Енисейского кряжа и Сибирской докембрийской платформы (на востоке) и Казахской каледонско-герцинской складчатой страны (на юге).

В открытии местоскоплений Западной Сибири большую роль сыграли геофизические методы разведки и особенно сейсморазведки. Именно последней была подготовлена к поисковому бурению большая часть открытых местоскоплений.

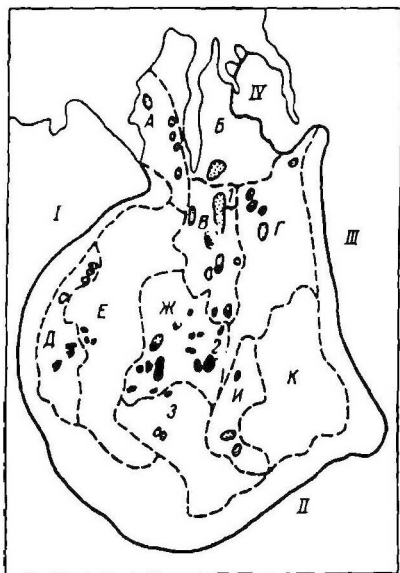
В разрезе Западно-Сибирского региона выделяют три структурных этажа: преимущественно палеозойский фундамент, доюрский промежуточный комплекс, мезозойско-кайнозойский

**Рис. 51. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция:**

**тектонические элементы (за пределами провинции):** I — Уральская складчатая система; II — Казахский щит; III — Сибирская платформа; IV — Енисейско-Хатангский прогиб;

**области:** А — Южно-Ямальская нефтегазоносная; Б — Гыданская газоносная; В — Надым-Пурская нефтегазоносная; Г — Пур-Тазовская газонефтеносная; Д — Приуральская нефтегазоносная; Е — Фроловская нефтегазоносная; Ж — Среднеобская нефтегазоносная; З — Каймысовская нефтегазоносная; И — Васюганская нефтегазоносная; К — Пайдугинская нефтегазоносная;

**местоскопления:** 1 — Уренгойское; 2 — Самотлорское; остальные условные обозначения см. на рис. 31



платформенный чехол. Основной особенностью разреза чехла является исключительно терригенный его состав.

В тектоническом отношении Западно-Сибирская плита разделяется на внешний пояс, центральную и северную области.

В центральной тектонической области площадью около 1 млн. км<sup>2</sup>, где расположены основные местоскопления нефти, развиты крупные структуры типа сводов, из которых наиболее известны Сургутский и Нижневартовский, а также мегавалов и впадин.

В пределах северной тектонической области (площадью немногим менее 1 млн. км<sup>2</sup>, где расположены основные местоскопления газа, отмечаются наиболее резкие перепады погружения фундамента. Амплитуда многочисленных валов по поверхности фундамента достигает 1000—1500 м. Здесь под юрскими отложениями предполагается наличие пермо-триасовой толщи значительной мощности.

Характерной особенностью Западно-Сибирской плиты является отсутствие по ее окраинам вблизи горных сооружений краевых (предгорных) прогибов, чем она отличается от других платформенных территорий земного шара.

В Западно-Сибирской провинции выделено 10 нефтегазоносных областей, которые приурочены к крупным сводам, мегавалам, впадинам и мегапрогибам. Последние распространены главным образом в центральных и северных районах Западной Сибири.

В разрезе мезозойских отложений Западной Сибири насчитывается несколько десятков нефтегазоносных пластов, которые группируются в региональные нефтегазоносные комплексы: верхнемеловой, нижнемеловой, верхнеюрский и нижне-среднеюрский.

Большинство залежей приурочено к структурным ловушкам. Широко развиты также литологические залежи, связанные с базальными слоями верхней юры и корой выветривания пород фундамента, а также с трещиноватыми битуминозными аргиллитами баженовской свиты верхней юры (Салымский район).

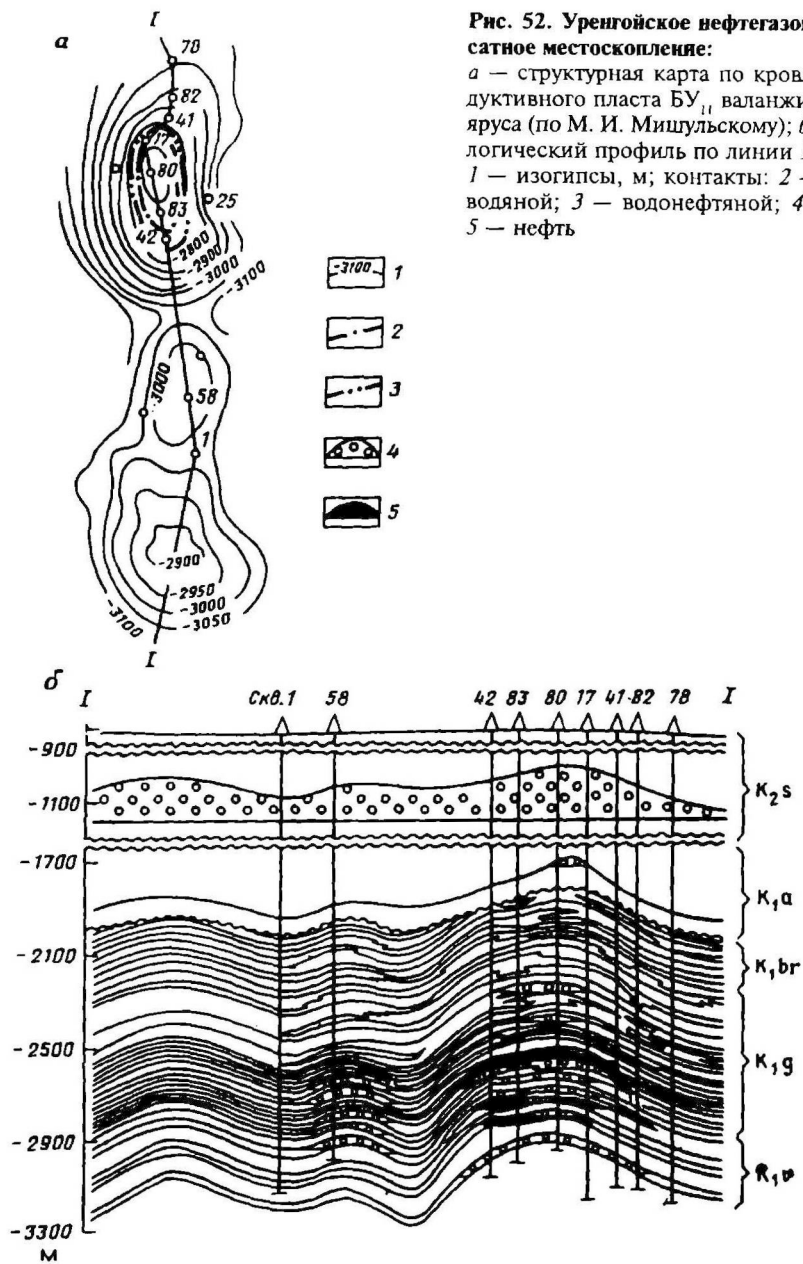
Местоскопления нефти расположены в основном в центральных частях Западно-Сибирской плиты, газовые и газоконденсатные как бы обрамляют их на севере, северо-западе, западе и востоке.

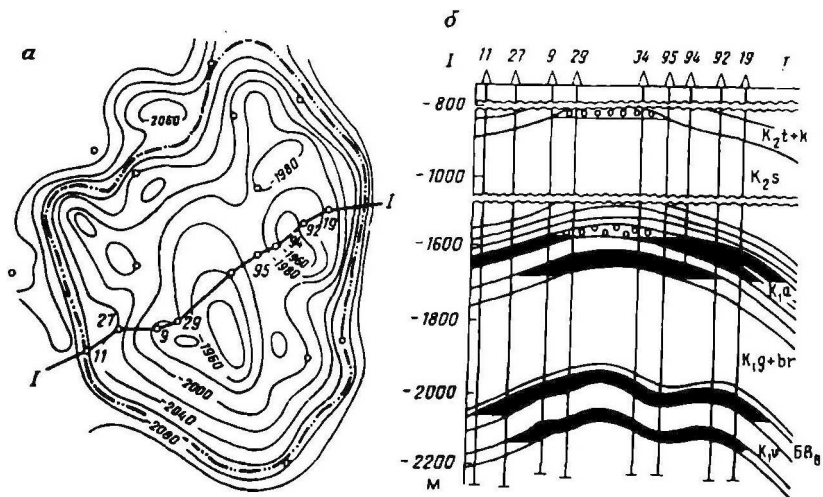
*Уренгойское нефтегазоконденсатное местоскопление* (рис. 52) расположено на севере провинции, в Надым-Пурской нефтегазоносной области. Оно приурочено к группе локальных поднятий, выявленных сейсморазведочными работами МОВ в пределах Нижнепурского мегавала.

Его размеры 200×25 км, амплитуда по кровле продуктивных отложений сеномана (верхний мел) 210 м, вниз по разрезу увеличивается до 400 м. Местоскопление открыто первой поисковой скважиной в 1966 г. Скважинами вскрыты отложения четвертичного, палеогенового, мелового и юрского возраста мощностью более 5 км.

Местоскопление многопластовое. Продуктивны отложения верхнего и нижнего мела, а также верхнеюрские и нижне-среднеюрские. На глубине 1000—1300 м вскрыта газовая залежь в массивном резервуаре сеноманских отложений. Покрышкой служит мощная глинистая толща (до 670 м). Терригенная газоносная толща сеномана отличается высокими коллекторскими свойствами: открытая пористость 25—30%, проницаемость до 1,75 мкм<sup>2</sup>. Пластовая температура около 30°С, пластовое давле-







**Рис. 53. Самотлорское нефтяное местоскопление (по Л. Ю. Чаргейтовскому, М. М. Бинштоку, Т. М. Онищуку):**  
*a* — структурная карта по кровле продуктивного пласта  $B_8v$  валанжинского яруса; *б* — геологический разрез по линии *I—I*; остальные условные обозначения см. на рис. 52

ние 12,1 МПа. Дебиты в скважинах исключительно высокие — свыше 1 млн. м<sup>3</sup>/сут.

В нижнемеловых отложениях на глубине 1760—3550 м обнаружено свыше 25 газоконденсатных залежей (часть из них с нефтяной оторочкой) и одна нефтяная залежь с газоконденсатной шапкой. Все залежи сводовые. Коллекторами являются пласты песчаников. Высота залежей от 33 до 160 м, температура и пластовое давление в самой нижней из них соответственно 90°C и 36 МПа.

Продуктивность юрских отложений установлена на глубине 3650—5030 м, откуда получены притоки газа с конденсатом.

Самотлорское нефтяное местоскопление расположено в пределах Среднеобской нефтегазоносной области (рис. 53). Оно приурочено к группе локальных поднятий амплитудой до 160 м, выявленных сейсморазведочными работами методом отраженных волн в 1963—1964 гг. на Нижневартовском своде. Местоскопление открыто в 1965 г. первой поисковой скважиной. Палеозойский фундамент вскрыт на глубине 2743 м. На фундаменте зале-

гают породы юрского, мелового и палеогенового возраста общей мощностью 2,7—2,9 км.

На местоскоплении в нижнемеловых отложениях на глубине 1000—2230 м выявлено восемь залежей нефти и одна газовая. Залежи сводовые, часто осложненные литологическим экраном. Коллекторами служат пласты терригенных пород, покрышками — глины.

## § 2. ТУРАНСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

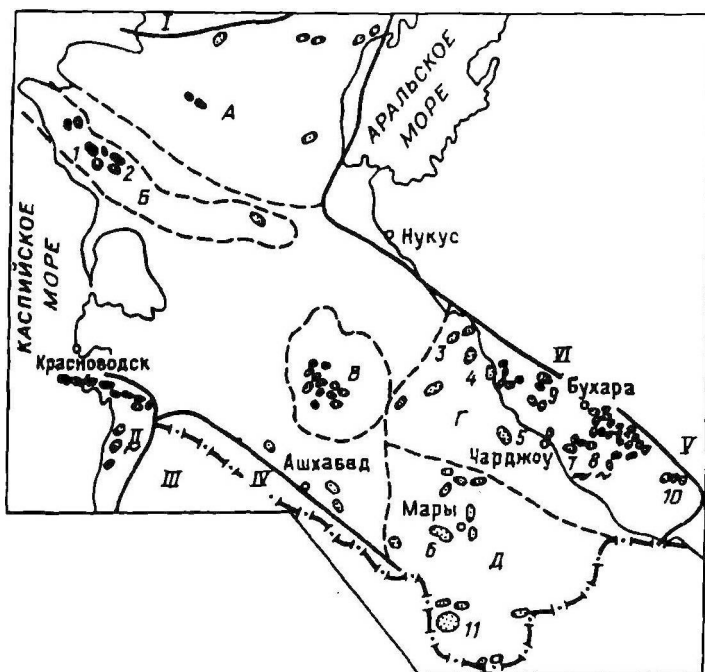
Провинция занимает территорию западных районов Средней Азии и Казахстана, расположенную между Каспийским морем и горно-складчатыми сооружениями Копетдага, Тянь-Шаня, Центрального Казахстана и Мангышлака (рис. 54).

Из-за тяжелых условий освоения пустынных территорий промышленная газонефтеносность провинции установлена только в 50-е годы. На территории Туранской провинции открыты такие известные местоскопления газа и нефти, как Даулетабад-Донмез, Шатлык, Газли, Уртабулак, Узень, Жетыбай. Особенно большую роль играет провинция в обеспечении страны природным газом.

В тектоническом отношении Туранская газонефтеносная провинция связана с одноименной плитой, являющейся частью единой молодой эпипалеозойской платформы Предкавказья, Средней Азии и Западной Сибири.

В строении большей части территории Туранской плиты выделяются два структурных этажа: палеозойский складчатый фундамент и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол. Кристаллические породы фундамента на ряде участков плиты выходят на поверхность, а в пределах большинства ее районов погружаются на различные глубины, которые в юго-восточной части территории достигают 10—12 км.

Осадочный чехол Туранской провинции представлен юрскими, меловыми, палеогеновыми и неоген-четвертичными отложениями. Основную часть разреза слагают породы мезозоя, регионально газонефтеносные на всей территории плиты. Характерной особенностью разреза осадочных образований является широкое площадное распространение мощной соленосной толщи верхней юры в юго-восточной части Туранской плиты. В не-



**Рис. 54. Туранская газонефтеносная провинция:**  
**тектонические элементы:** I — Прикаспийская синеклиза; II — Западно-Туркменская межгорная впадина; III — Копетдагский антиклинорий; IV — Предкопетдагский прогиб; V — Тяньшаньский ороген; VI — Сырдарьинская синеклиза;  
**нефтегазоносные области:** А — Северо-Устюртской синеклизы; Б — Южно-Мангышлакского прогиба; В — Каракумского свода; Г — Амударьинской впадины; Д — Мургабской впадины;  
**местоскопления:** 1 — Узеньское; 2 — Жетыбайское; 3 — Ачакское; 4 — Наипское; 5 — Багаджинское; 6 — Шатлыкское; 7 — Самантепинское; 8 — Уртабулакское; 9 — Газлинское; 10 — Шуртанское; 11 — Даулетабад-Донмезское; остальные условные обозначения см. на рис. 31

которых районах провинции между породами палеозойского фундамента и осадочными отложениями чехла выделяются пермо-триасовые терригенные образования промежуточного структурного этажа. В пределах Южного Мангышлака эти породы промышленно нефтегазоносны и являются одним из важных объектов поисков нефти и газа.

Промышленно газонефтеносны следующие тектонические элементы Туранской плиты, с которыми связаны соответствующие

щие нефтегазоносные области: Амударьинская, Мургабская впадины, Северо-Устюртская синеклиза, Южно-Мангышлакский прогиб, Каракумский свод и расположенная к югу от него Бахардокская моноклираль Туранской плиты.

Соленосная толща мощностью 230—1000 м служит основной региональной покрывкой и во многом определяет характер распределения залежей углеводородов в разрезе осадочного чехла на юго-востоке Туранской провинции.

Промышленная газонефтеносность Туранской провинции установлена в нижне-среднеюрских, верхнеюрских, нижнемеловых и верхнемеловых отложениях.

Кроме того, отдельные залежи нефти и газа открыты в пермо-триасовых и палеогеновых породах.

Нижне-среднегорские отложения продуктивны в основном в Южно-Мангышлакском прогибе, где развиты преимущественно нефтяные местоскопления. В терригенном разрезе средней юры здесь выделяется до 13—15 песчано-алевролитовых пачек с хорошими коллекторскими свойствами общей мощностью до 60—70 м. Аномальное содержание твердых парафинов (до 20—30%) в нефти (Узень, Жетыбай и др.) обуславливает высокую температуру ее застывания (до 30°C), что создает большие трудности при добыче и транспортировке.

Верхнеюрский комплекс отложений Туранской провинции в основном газоносен и включает значительные залежи газа на многих местоскоплениях Амударьинской впадины.

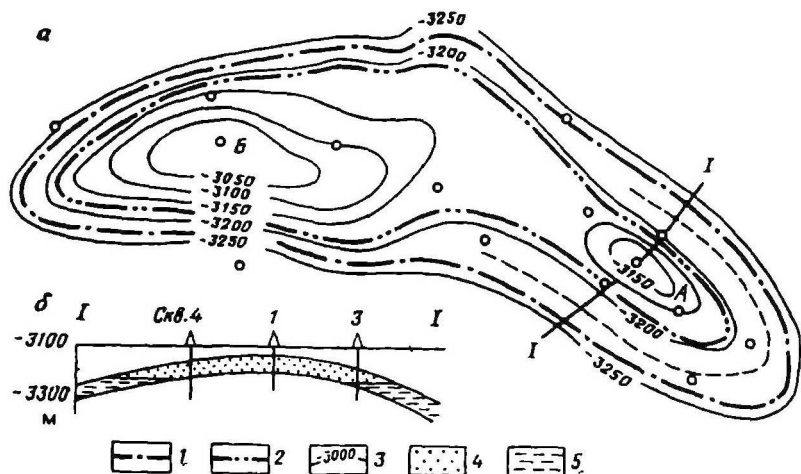
Коллекторами служат подсолевые в различной степени трещиноватые известняки и доломиты келловей — оксфорда, региональной покрывкой является мощная соленосная толща кимериджа — титона. На ряде газовых местоскоплений (Уртабулак, Шуртан и др.) строение келловей-оксфордской карбонатной толщи осложняется наличием рифов, сложенных коралловыми, водорослевыми и органогенно-обломочными известняками с очень высокой проницаемостью (до 6 мкм<sup>2</sup>), что обуславливает значительные суточные дебиты газовых скважин — до нескольких миллионов кубических метров.

В газах подсолевых карбонатных отложений юры Амударьинской впадины, как правило, содержится сероводород — от 0,2—0,3 до 2,7—5% (местоскопления Самантепе, Уртабулак).

Нижнемеловой комплекс отложений — основной по запасам метанового бессернистого газа, характеризуется региональной газоносностью на местоскоплениях Мургабской и Амударьинской впадин, Каракумского свода и Бахардокской моноклинали. Наибольшие по запасам газовые залежи в нижнемеловом комплексе установлены на местоскоплениях Даулетабад-Донмез, Шатлык и др. Нижнемеловые коллекторы обычно отличаются высокой продуктивностью газовых скважин (нередко более 1 млн. м<sup>3</sup>/сут).

Основная продуктивность верхнемелового комплекса пород связана с хорошо проницаемыми песчаными коллекторами на местоскоплении Газли.

*Шатлыкское газоконденсатное местоскопление* расположено в Мургабской газонефтеносной области и приурочено к крупной пологой (до 2°) антиклинальной складке, осложненной двумя куполами, в пределах которых установлены самостоятельные залежи (рис. 55). Газоносен горизонт песчаников нижнего мела с газонасыщенной мощностью около 45—50 м. Средняя



**Рис. 55. Шатлыкское газоконденсатное местоскопление:**  
*a* — структурная карта по кровле продуктивных песчаников; *б* — геологический профиль по линии *I—I* (по данным объединения «Туркменгазпром»);  
**контуры газоносности:** 1 — внешний; 2 — внутренний; 3 — изогипсы, м; 4 — газ; 5 — вода;  
**купола:** *A* — Шехитлинский; *B* — Джуджуклинский

пористость песчаников 21%, проницаемость 0,21 мкм<sup>2</sup>. Дебиты газа до 1 млн. м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление в залежи, открытой на глубине 3220—3350 м, 36,5 МПа, пластовая температура 137°С. Покрышкой залежи служат карбонатно-глинистые отложения мощностью 120—150 м.

Узеньское нефтегазовое местоскопление расположено в Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области и связано с удлинённой крупной (45×12 км) брахиантиклинальной складкой асимметричного строения, осложнённой небольшими поперечными нарушениями (рис. 56). Основная продуктивность связана с терригенными отложениями юры. В их разрезе в интервале глубин 1000—2200 м выделяется до 13 песчаных горизонтов, содержащих

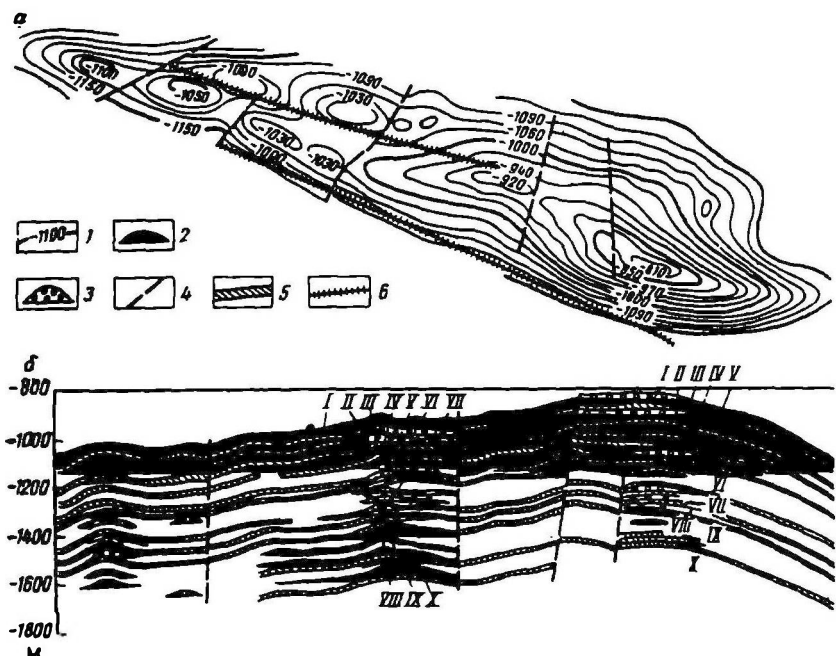


Рис. 56. Узеньское нефтегазовое местоскопление:

а — структурная карта по кровле Ю-1 продуктивного горизонта; б — схематизированный продольный разрез (по А. А. Рабиновичу, В. И. Москаленко); 1 — изогипсы, м; 2 — нефть; 3 — газ; 4 — тектонические нарушения; 5 — глинистые разделы между продуктивными (I—X) горизонтами юры; 6 — границы зон распространения тектонических нарушений, затухающих в разрезе юрской продуктивной толщи

ших преимущественно нефтяные залежи, иногда с газовыми шапками. Общий этаж нефтегазоносности юрских отложений около 1100 м. Залежи сводовые, часто с едиными водонефтяными контактами. Нефть юрских отложений уникальная по высокому содержанию в ней парафина.

### § 3. ПРЕДКАВКАЗСКО-КРЫМСКАЯ (СКИФСКАЯ) НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Провинция приурочена к территории эпигерцинской платформы (известной в литературе как Скифская плита), примыкающей на юге к древней Русской платформе (рис. 57).

В пределах провинции выявлено более ста местоскоплений нефти и газа. Открытие ее относится к первым послевоенным годам. В 1946 г. было обнаружено Сенгилеевское газовое местоскопление, в 1950 г. — Северо-Ставропольское, в 1951 г. открыты нефтяные местоскопления Восточного Предкавказья, в 1956—1957 гг. — газоконденсатные местоскопления Западного Предкавказья. В 1960—1961 гг. установлена промышленная нефтегазоносность меловых и палеогеновых отложений Крыма. В последние годы скопления нефти обнаружены в погруженных отложениях триаса Прикумского района.

Скифская плита имеет четко выраженное трехъярусное строение (рис. 58). Нижний ярус сложен допалеозойскими и палеозойскими кристаллическими и метаморфическими породами, прорванными интрузиями. Средний, промежуточный или переходный комплекс, представлен пестроцветными осадочными и осадочно-эффузивными породами мощностью от 0 до 1400 м. Комплекс распространен в изолированных депрессиях. Верхний ярус (осадочный чехол) сложен образованиями мезозойского и кайнозойского возраста мощностью от 1 до 6 км и представлен преимущественно терригенными породами юры, мела, палеогена и неогена. Карбонатные отложения присутствуют лишь в разрезе верхней юры, верхнего мела и палеогена.

Основными структурными элементами провинции являются кряж Карпинского, Восточно-Азовское поднятие. Восточно-Кубанская впадина, Ставропольский свод, Прикумское под-



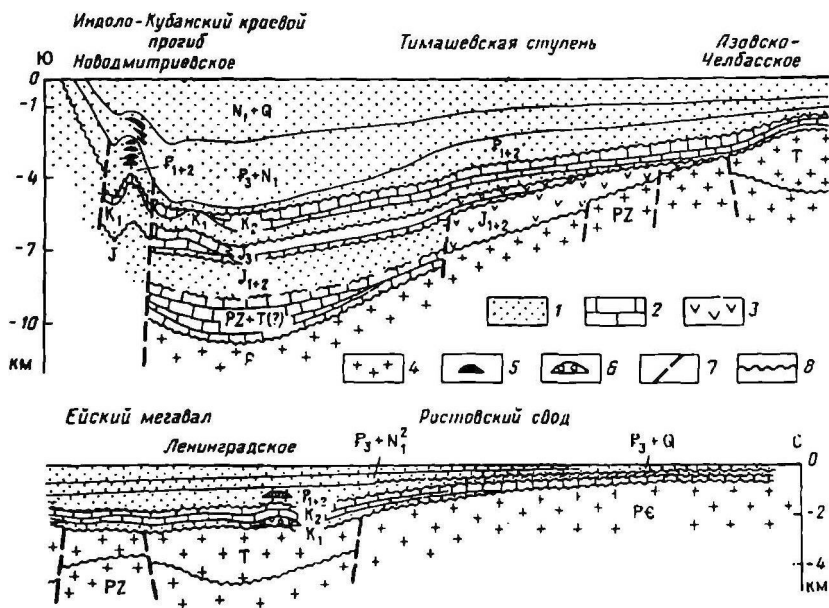
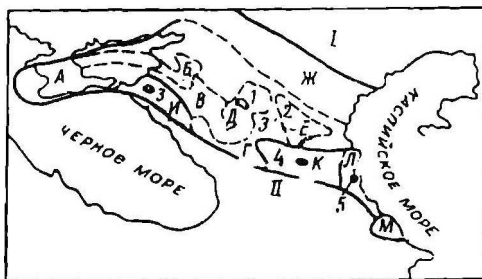
**Рис. 57. Нефтегазоносные области:**

**Предкавказско-Крымской (Скифской) провинции:** А — Крымская; Б — Восточно-Азовская (поднятия); В — Восточно-Кубанская (впадина); Г — Северо-Кавказская (краевой массив); Д — Ставропольская (свод); Е — Прикумская (поднятия); Ж — Карпинская (кряж); З — Восточно-Ставропольская (впадина);

**Предкавказской провинции:** И — Западно-Кубанская (прогиб); К — Терско-Сунженская (Терско-Каспийский прогиб); Л — Дагестанская (северное погружение Кавказа); М — Прикаспийско-Кубинская (моноклиналь);

**местоскопления:** 1 — Северо-Ставропольское; 2 — Озек-Суатское; 3 — Анастасиевско-Троицкое; 4 — Малгобек-Вознесенское; 5 — Шамхалбулакское;

**тектонические элементы за пределами провинций:** I — Русская платформа; II — мегантиклинорий Большого Кавказа; остальные обозначения см. на рис. 31



**Рис. 58. Геологический разрез через Предкавказскую и Предкавказско-Крымскую нефтегазоносные провинции (по Ю. Н. Швембергеру):**

1 — песчаники; 2 — известняки; 3 — эвапориты; 4 — фундамент; 5 — нефть; 6 — газ; 7 — тектонические нарушения; 8 — поверхность несогласия

нятие, Манычский прогиб, Восточно-Ставропольская (Чернолесская) впадина.

В пределах Ставропольского свода, разделяющего провинцию на западную и восточную части, установлено неглубокое залегание палеозойского фундамента (650—1200 м), во впадинах он погружен на глубину 3,5—6 км. Характерной чертой строения впадин является наличие погребенных структур, не отраженных в верхних частях осадочного чехла.

Нефтегазоносность на территории провинции установлена в отложениях триаса, юры, мела, палеогена и неогена, причем основные нефтяные продуктивные горизонты сосредоточены в юрской и нижнемеловой частях разреза. Палеогеновый комплекс содержит главным образом скопления газа (Ставропольский свод). В последние годы открыты залежи нефти в карбонатных отложениях триаса на местоскоплениях Совхозное, Урожайненское и Зимняя Ставка.

Наблюдается пространственная закономерность в распределении нефти и газа. Газонакопление связано со структурными элементами, длительное время занимавшими высокое гипсометрическое положение (Ставропольский свод, кряж Карпинского). Нефтенакопление приурочено к погребенным поднятиям, испытавшим длительное погружение (Прикумское поднятие).

Нефтегазоносные области провинции приурочены: в Западном Предкавказье — к Крымскому полуострову, Восточно-Азовскому поднятию, Восточно-Кубанской впадине и северному склону Северо-Кавказского краевого массива; в Центральном Предкавказье — к Ставропольскому своду; в Восточном Предкавказье — к Прикумскому поднятию, кряжу Карпинского и Восточно-Ставропольской впадине.

Во всех перечисленных нефтегазоносных областях наиболее широко распространены зоны нефтегазонакопления, связанные с валлообразными и куполовидными поднятиями.

Большая часть выявленных местоскоплений относится к одно- и двузалежным (рис. 59), меньшая — к многозалежным (до пятидесяти залежей). Преобладают залежи пластовые сводовые, реже встречаются литологические и стратиграфические.

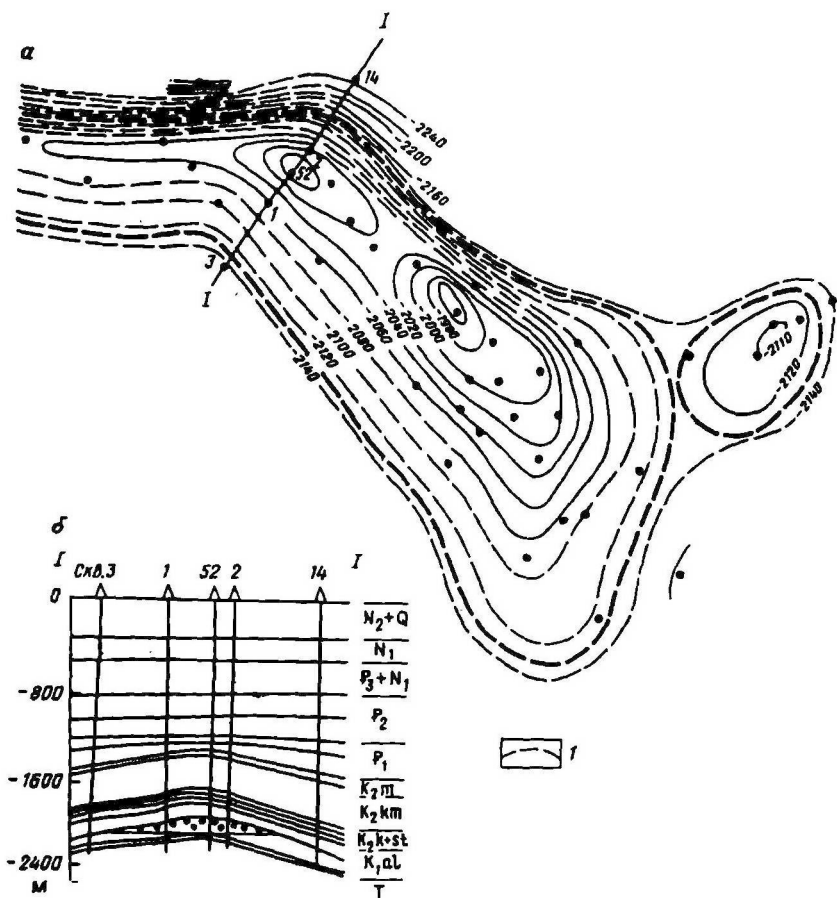


Рис. 59. Ленинградское газоконденсатное местоскопление (по данным объединения «Краснодарнефтегаз»):

*a* — структурная карта по кровле нижнемелового продуктивного горизонта; *б* — геологический профиль *I—I*;

*I* — контур нефтеносности; остальные условные обозначения см. на рис. 31

### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. В пределах каких молодых платформ установлены нефтегазонасные провинции?

2. Каков стратиграфический диапазон нефтегазонасности осадочного чехла в провинциях молодых платформ?

3. В каких нефтегазоносных провинциях молодых платформ открыты крупнейшие газовые и нефтяные местоскопления?

4. Какова роль нефтегазоносных провинций эпигерцинских платформенных территорий в современной добыче нефти и газа и в перспективе?

#### Глава IV

### НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ СКЛАДЧАТЫХ И ПЕРЕХОДНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Нефтегазоносные провинции данного типа связаны с межгорными впадинами внутри горно-складчатых систем и их погружениями, а также с предгорными впадинами (прогибами), отделяющими платформенные области от горных сооружений. Эти провинции, как правило, характеризуются очень большой мощностью осадочного чехла, значительной его дислоцированностью с развитием многочисленных разрывных тектонических нарушений, частым проявлением грязевого вулканизма, широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности, сложными геологическими условиями залегания скоплений нефти и газа.

Нефтегазоносные провинции складчатых территорий выделяются в Южно-Каспийском (Закавказская, Западно-Туркменская провинции) и Охотском (Дальневосточная провинция) регионах.

Нефтегазоносные провинции переходных территорий связаны с предгорными прогибами складчатых сооружений (Урал, Кавказ, Карпаты и др.). В этой группе рассматривается также Тяньшань-Памирская провинция эпиплатформенной орогенической области, расположенная в Среднеазиатском регионе.

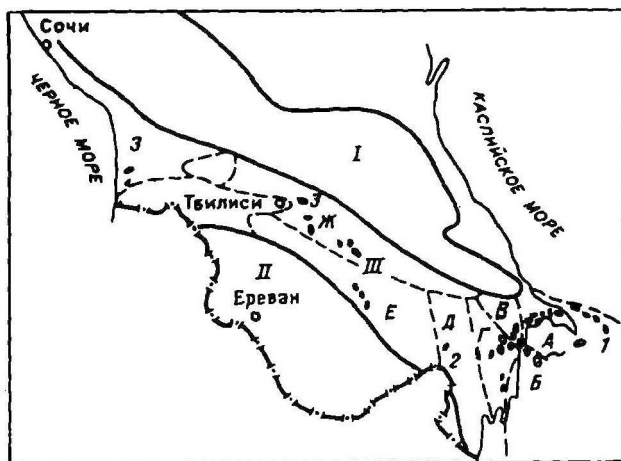
#### § 1. ЗАКАВКАЗСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Провинция располагается в основном на территории Азербайджана и частично Грузии. Нефтегазоносные области провинции приурочены к склонам и периклинальным окончаниям мегантиклинорий Большого и Малого Кавказа, к разделяющему их межгорному Закавказскому прогибу и к тектоническим структурам Южно-Каспийской синеклизы.

Нефтегазоносные области Азербайджана. Промышленная добыча нефти в Азербайджане имеет более чем 125-летнюю историю. Колодезная ее добыча здесь велась еще в древности.

Азербайджан сыграл огромную роль в развитии нефтяной промышленности страны. Долгое время (вплоть до 1950 г.) он занимал первое место в общесоюзной добыче нефти. Впервые в Советском Союзе здесь была начата разведка площадей в Каспийском море. Современный период освоения Каспия связан с изучением нефтегазоносности глубоководных структур. За весь период разработки местоскоплений Азербайджана из его недр добыто более 1 млрд. т нефти. В настоящее время основная добыча нефти и газа в республике ведется на морских промыслах.

По особенностям геологического строения, характеру и стратиграфическому диапазону нефтегазоносности на территории Азербайджана выделяется ряд нефтегазоносных областей (рис. 60).



**Рис. 60. Закавказская нефтегазоносная провинция:**

**тектонические элементы:** I — мегантиклинорий Большого Кавказа; II — складчатая система Малого Кавказа; III — Закавказский межгорный прогиб;  
**нефтегазоносные области:** А — Апшеронская; Б — Бакинского архипелага; В — Кобыстано-Шемахинская; Г — Нижнекуринская; Д — Талыш-Вандамская; Е — Кировабадская; Ж — Верхнекуринская; З — Рионская;  
**местоскопления:** 1 — Нефтяные Камни; 2 — Мурадханлы; 3 — Самгори; остальные условные обозначения см. на рис. 31

*Апшеронская нефтегазоносная область* в тектоническом отношении соответствует юго-восточному погружению мегантиклинория Большого Кавказа, территориально охватывая Апшеронский полуостров и одноименный архипелаг Каспия. Здесь развиты многочисленные складки длиной 4—35 км, шириной 2—10 км и высотой 1000—3000 м. Складки имеют сложное строение: в верхних слоях они пологие, рассеченные многочисленными сбросами, на глубине — крутые, нарушенные взбросами и надвигами, с которыми связаны широко распространенные здесь грязевые вулканы и явления диапиризма.

Апшеронская область — основная в Азербайджане по количеству открытых местоскоплений и их промышленному значению (Им. 28 Апреля, Нефтяные Камни, Балаханы — Сабунчи — Раманы и др.). Залежи нефти и газа Апшеронской области расположены главным образом в продуктивной толще неогена мощностью 2,5—3 км. Коллекторами нефти и газа в ее разрезе служат хорошо отсортированные кварцевые пески с высокими значениями пористости и проницаемости. Залежи сводовые, тектонически и литологически экранированные.

*Нефтяное местоскопление Нефтяные Камни* — наиболее типичное в рассматриваемой области (рис. 61). Расположено оно в юго-восточной части Апшеронского архипелага и представляет собой участок открытого моря, где над водой на 2—3 м выступают отдельные пласты цементированных песчаников продуктивной толщи («камни»). В ноябре 1949 г. в первой разведочной скважине здесь были опробованы низы продуктивной толщи и получен приток нефти дебитом 100 т/сут. Позже были обнаружены богатые залежи и в более верхних частях разреза продуктивной толщи.

Местоскопление приурочено к складке асимметричного строения с углами падения слоев 35—50°. Складка разбита разрывными нарушениями на пять крупных обособленных блоков, характер нефтегазонасыщения которых неодинаков. Кроме того, поднятие осложнено древним грязевым вулканом, выходящим на поверхность. В разрезе продуктивной толщи в интервале глубин 200—1450 м выделяется более 20 нефтегазоносных горизонтов. Большинство залежей — тектонически экранированные. Коллекторами служат песчаники. Мощность отдельных песчаных пластов достигает нескольких десятков метров. Плотность нефтей растет вниз по разрезу от 0,82 до 0,93.

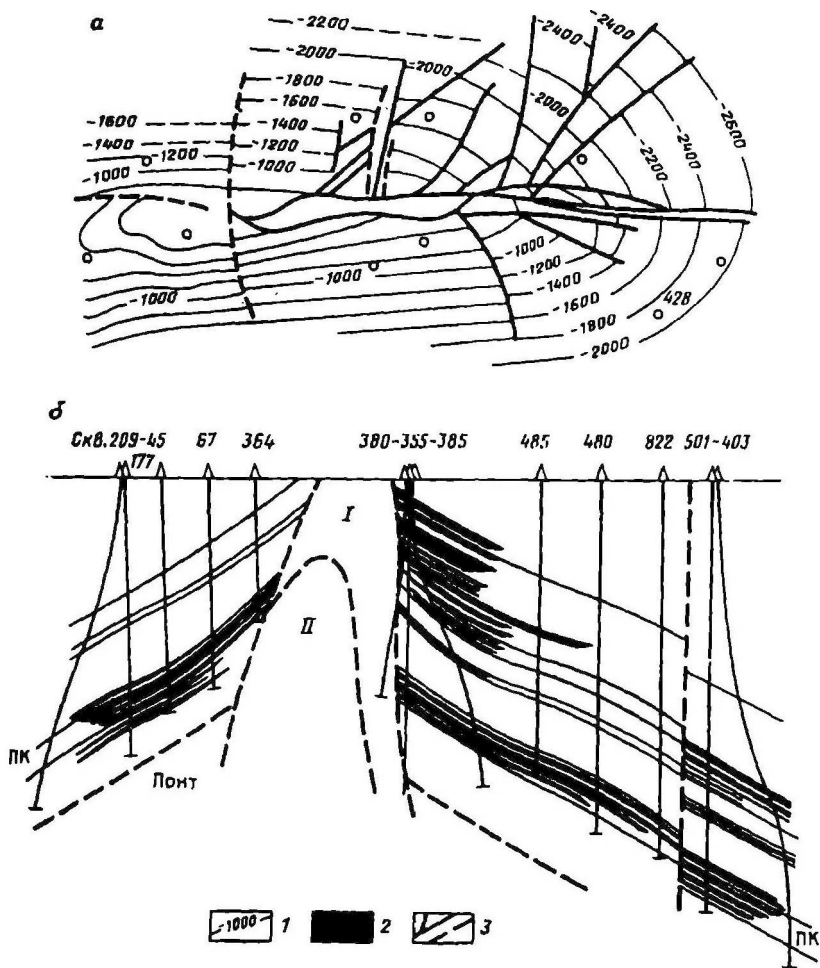


Рис. 61. Местоскопление Нефтяные Камни (по Э. Н. Алиханову):  
 а — структурная карта по кровле свиты ПК (средний плиоцен); б — геологический разрез;  
 I, II — глинистые толщи майкопских и подстилающих отложений ядра складки;  
 I — изогипсы, м; 2 — нефть; 3 — разломы установленные и предполагаемые;

Нижнекуринская нефтегазоносная область приурочена к одноименному прогибу Куринской межгорной впадины и характеризуется значительной мощностью плиоцен-четвертичного комплекса отложений (более 8 км). В разрезе продуктивной толщи мощностью до 3 км заключены почти все запасы нефти и газа района.

Залежи сводовые, тектонически и литологически экранированные, связаны с антиклинальными структурами, осложненными разрывами и грязевыми вулканами (Кюровдаг, Мишовдаг и др.).

*Нефтегазоносная область Бакинского архипелага* охватывает территорию западного шельфа Южного Каспия, где выявлено более 20 локальных поднятий. Она представляет собой морское продолжение складчатых зон Нижнекуринского прогиба и характеризуется интенсивной дислоцированностью антиклинальных складок, осложненных серией продольных и поперечных нарушений и грязевым вулканизмом. Залежи нефти и газа в продуктивной толще, установленные на нескольких морских местоскоплениях (Сангачалы-море, о-в Булла, Булла-море и др.), являются самыми погруженными в республике (5000—6100 м).

*Кобыстан-Шемахинская нефтегазоносная область* приурочена к крупной депрессии, расположенной к югу от мегантиклинория Большого Кавказа и выполненной в основном глинистыми образованиями палеогена и миоцена значительной мощности (до 4000 м). Она характеризуется большой плотностью развития локальных структур (более 150 структур). Небольшие промышленные залежи нефти и газа выявлены в миоценовых отложениях и в продуктивной толще, где нефтегазоносные горизонты залегают на глубине 600—4700 м.

*Кировабадская нефтеносная область* охватывает значительную территорию юго-западного борта Предмалокавказского прогиба, в котором выделяется ряд крупных пологих складок, осложненных продольными и поперечными нарушениями. Стратиграфический разрез представлен неполным комплексом отложений от средней юры до верхнего плиоцена.

Залежи, приуроченные к песчаникам эоцена и олигоцена — миоцена, сводовые, тектонически и литологически ограниченные.

*Талыш-Вандамская нефтегазоносная область* располагается на западном склоне одноименного выступа, который отделяет Предмалокавказский прогиб от Нижнекуринского. Мощность осадочного чехла в пределах выступа достигает 8 км. Здесь выявлен ряд локальных поднятий, на одном из которых (площадь Мурадханлы) в 1971 г. с глубины 3800 м были полу-



чены промышленные притоки нефти из сильно измененных эффузивных пород эоцена — верхнего мела в пределах раздробленного свода складки. В последние годы установлена региональная нефтеносность эоценовых отложений района междуречья Куры и Иори.

Нефтегазоносные области Грузии. Территория Грузии с позиций нефтегеологического районирования принадлежит Рионской (Западная Грузия) и частично Верхнекуринской (Восточная Грузия) нефтегазоносным областям (см. рис. 60), которые в тектоническом отношении соответствуют одноименным межгорным впадинам, разделяющимся Дзирульским массивом фундамента. Впадины расположены в западной части Закавказского межгорного прогиба, который выделяется между горно-складчатыми альпийскими сооружениями Большого и Малого Кавказа и протягивается на расстояние до 1000 км от Черного до Каспийского моря.

Рионская и Верхнекуринская впадины имеют сходное геологическое строение. Они выполнены мощной (10—12 км) толщей мезозойско-кайнозойских (в основном неогеновых) отложений, в разрезе которой установлены эффузивные и вулканогенные образования. Отмечаются резкое несоответствие мезозойского и палеоген-неогенового структурных планов, развитие протяженных крутых складок, сильно нарушенных дизъюнктивами (главным образом надвигами). Все это долгое время значительно затрудняло поиски нефти и газа в Грузии, хотя на территории республики давно были известны многочисленные нефтегазопроявления (выходы нефти в Южной Кахетии были известны еще в XI—XII вв.), а кустарная добыча нефти велась еще в 60—80-х годах прошлого столетия. Первые небольшие промышленные местоскопления нефти были открыты в Западной и Восточной Грузии только после 1927—1930 гг. (Мирзаани, Супса-Омпарети, Норио-Сацхениси и др.). В 70-х годах в результате расширения геофизических работ и увеличения глубин поискового бурения в Восточной Грузии были открыты новые местоскопления нефти в вулканогенно-терригенных коллекторах среднего эоцена (Самгори, Ниноцминда и др.).

## § 2. ЗАПАДНО-ТУРКМЕНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

В юго-западной части Туркмении располагается один из старейших нефтедобывающих районов. Добыча нефти из колодцев велась здесь еще в XVII в., а начало промышленной разработки местоскоплений (Челекен, Небит-Даг) относится к 70-м годам прошлого столетия. В настоящее время здесь открыто более 30 местоскоплений нефти и газа, которые играют заметную роль в обеспечении Среднеазиатского региона нефтью и газом. Продолжаются изучение нефтегазоносности мезозойских отложений (на глубинах более 4,5—5 км) и разведка морских площадей Каспия.

В тектоническом отношении Западно-Туркменская провинция окружена с востока и севера горными сооружениями альпийской складчатости (Копетдаг, Большой и Малый Балхан) и приурочена к восточной части Южно-Каспийской области прогиба — Западно-Туркменской межгорной впадине (рис. 62).

Западно-Туркменская впадина отличается значительной мощностью выполняющих ее мезозойско-кайнозойских осадочных отложений, составляющей, по данным глубинных геофизических исследований, не менее 15—20 км. Наиболее широко развиты неогеновые отложения исключительно терригенного состава, мощность которых здесь примерно 5 км.

Основными тектоническими элементами территории являются Прибалханская и Гограндаг-Окаремская зоны неогеновых поднятий и разделяющий их малоизученный глубокопогруженный Кызылкумский прогиб. К ним приурочены одноименные нефтегазоносные районы, содержащие все известные в провинции местоскопления нефти и газа.

На территории провинции развиты многочисленные потухшие и действующие грязевые вулканы.

Основной региональный нефтегазоносный комплекс Западно-Туркменской провинции — песчано-глинистая красноцветная толща среднего плиоцена. Практически все местоскопления Западно-Туркменской провинции многопластовые. В их разрезе выделяется до 25 продуктивных горизонтов. Выявленные залежи нефти и газа размещаются в интервале глубин 400—5000 м.

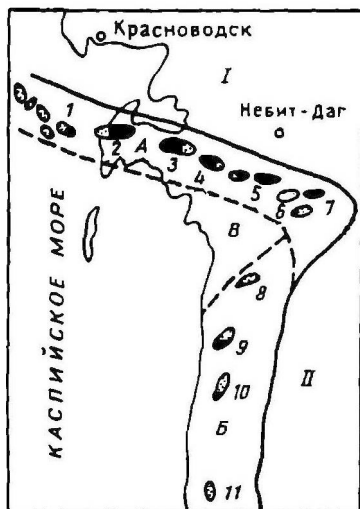
Большинство местоскоплений провинции осложнены дизъюнктивными нарушениями. Главные скопления нефти открыты

**Рис. 62. Западно-Туркменская нефтегазоносная провинция:**

**горно-складчатые сооружения:** I — Большой Балхан; II — Западный Копетдаг;

**нефтегазоносные районы:** А — Прибалханский; Б — Гограньдаг-Окаремский; В — Кызылкумский;

**местоскопления:** 1 — Ждановское; 2 — Челекен; 3 — Котуртепе; 4 — Барса-Гельмес; 5 — Небит-Даг; 6 — Кызылкум; 7 — Кум-Даг; 8 — Гограньдаг; 9 — Камышлджа; 10 — Окарем; 11 — Чикишляр; остальные условные обозначения см. на рис. 31



в Прибалханском районе (Котуртепе, Барса-Гельмес и др.), газоконденсатные залежи (иногда с нефтяными оторочками) — на всей территории Гограньдаг-Окаремского района (Камышлджа, Гограньдаг и др.) и на морских площадях (Ждановское, Ливановское и др.). Отмечается уменьшение числа нефтяных залежей и, наоборот, возрастание газоносности с глубиной залегания продуктивных отложений.

Для местоскоплений Западной Туркмении характерны аномально высокие пластовые давления, создающие большие трудности при бурении скважин.

Большинство залежей относится к тектонически экранированному типу, а в участках развития грязевулканической деятельности — к приконтактному.

*Нефтегазоконденсатное местоскопление Котуртепе* — наиболее известное местоскопление провинции. Оно приурочено к крупной (32×10 км) высокоамплитудной (1500 м) антиклинали исключительно сложного геологического строения. Складка разбита множеством нарушений (рис. 63).

Основные залежи нефти, расположенные на глубине 1250—3000 м, связаны с песчаными горизонтами верхов красноцветной толщи, акчагыльского и апшеронского ярусов неогена. Нижнекрасноцветные отложения характеризуются повышенной газонос-

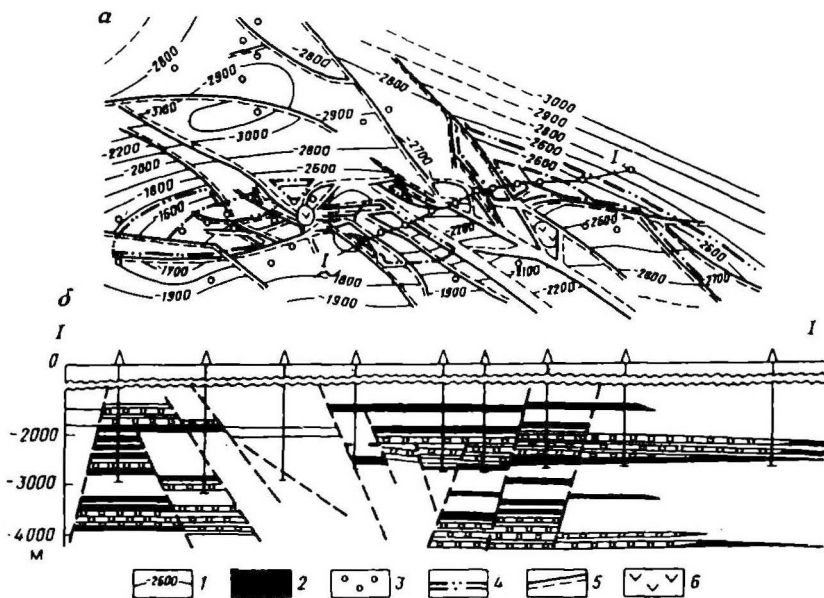


Рис. 63. Нефтегазоконденсатное местоскопление Котуртепе (по М. А. Аширмамедову):

*a* — структурная карта по кровле красноцветной толщи; *б* — геологический профиль по линии *I—I*;

*1* — изогипсы, м; *2* — нефть; *3* — газ; *4* — внешний и внутренний контуры нефтеносности; *5* — тектонические нарушения; *6* — грязевые вулканы

ностью на глубине 4500—5000 м. Дебиты нефти по скважинам изменяются от 120—150 т/сут (красноцветы) до 15—30 т/сут (акчагыл — апшерон). Начальные пластовые давления по залежам 17—50 МПа (превышение над гидростатическим в 1,2—1,5 раза), пластовые температуры 48—110°C.

### § 3. ТЯНЬШАНЬ-ПАМИРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Провинция отвечает типичному эпиплатформенному орогену. Нефтегазоносные области провинции связаны с Ферганской и Таджикской межгорными впадинами.

*Нефтегазоносная область Ферганской впадины* (рис. 64) — один из старейших нефтедобывающих районов. Промышленная добы-

**Рис. 64. Ферганская нефтегазоносная область:**

*I* — горные хребты орогенической области;

**нефтегазоносные районы:** *A* — Северо-Ферганский; *Б* — Южно-Ферганский;

**местоскопления:** *1* — Северный Сох; *2* — Западный Палванташ; *3* — Южный Аламышик; остальные условные обозначения см. на рис. 31



ча нефти здесь ведется с конца XIX в. Несмотря на значительное число открытых местоскоплений современная добыча нефти в Ферганской впадине невелика.

Ферганская впадина выполнена мощной толщей мезозойско-кайнозойских образований. Общая мощность мезозойских отложений 1,5—3 км, палеогеновых 0,5—1 км, неогеновых 3—4 км. В целом породы неогена, палеогена, мела и юры, вскрытые скважинами, преимущественно терригенные, в меньшей степени карбонатные.

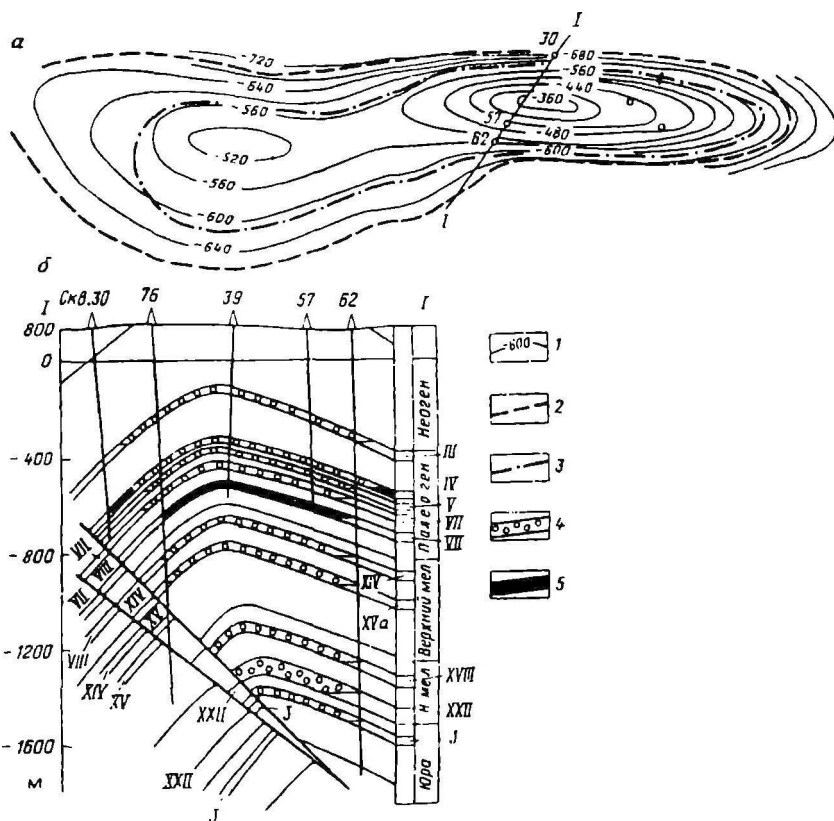
В разрезе мезозоя — кайнозоя обнаружено свыше 20 продуктивных пластов, которые объединяются в четыре нефтегазоносных комплекса: неогеновый, палеогеновый, меловой и юрский.

Местоскопления нефти и газа в Ферганской впадине образуют несколько зон нефтегазонакопления на северном и южном ее бортах. В центральной части впадины возможно продуктивные горизонты залегают глубоко и еще не изучены бурением. Все местоскопления Ферганской впадины многопластовые и связаны с локальными складками, как правило, разбитыми дизъюнктивными нарушениями. Размеры складок небольшие: длина их обычно не превышает 10 км при ширине 2—5 км. Складки с крутыми крыльями, углы падения слоев достигают нескольких десятков градусов. Высота некоторых складок достигает нескольких сот метров.

Большинство залежей нефти и газа приурочены к сводам складок, обычно разбитым продольными и поперечными нарушениями на отдельные блоки. В некоторых случаях сводовые залежи вследствие изменчивости пород-коллекторов литологически экранированы. Встречены также тектонически экранированные и стратиграфические залежи. На местоскоплениях, продуктивные пласты которых выходят на дневную

поверхность, отмечен особый тип залежей — залежи, запечатанные асфальтовой пробкой.

*Нефтегазоконденсатное местоскопление Северный Сох* расположено в Южно-Ферганском нефтегазоносном районе к югу от Коканда. Складка имеет пологий свод и осложнена двумя небольшими поднятиями (рис. 65). Углы падения пород на южном крыле 18—25°, на северном 33—38°. Размеры складки по отложениям палеогена 9×1,5 км. На глубине она осложнена дизъюнктивными нарушениями. Промышленная нефтегазоносность ус-



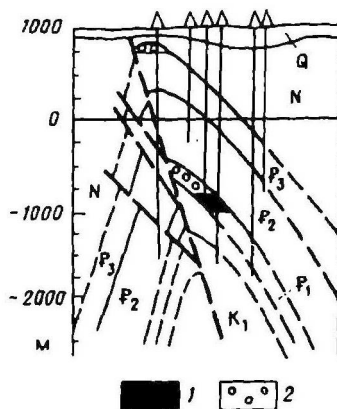
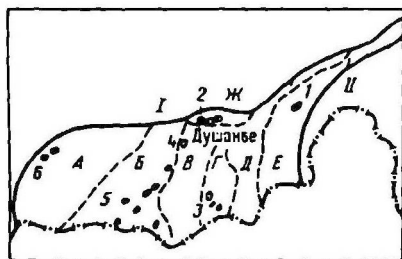
**Рис. 65. Нефтегазоконденсатное местоскопление Северный Сох:**  
*a* — структурная карта по кровле пласта I/V (верхний палеоген); *б* — геологический разрез I—I (по П. К. Азимову);  
 1 — изогипсы, м; 2 — контуры нефтеносности; 3 — то же газоносности; 4 — газ; 5 — нефть

тановлена в палеогеновых, меловых и юрских отложениях. Залежи обнаружены на глубине 1070—2270 м. В палеогене выявлены нефтяная залежь, газонефтяная и три газовые. В меловых отложениях газоконденсатные залежи установлены в пяти продуктивных пластах, в юрских отложениях — в трех.

*Нефтегазоносная область Таджикской впадины* занимает территорию Юго-Западного Таджикистана и Южного Узбекистана (рис. 66). В отличие от Ферганской рельеф Таджикской впадины характеризуется наличием субмеридиональных низкогорных хребтов и разделяющих их долин.

В мезозойско-кайнозойском разрезе впадины также выделяются юрский, меловой и палеогеновый региональные нефтегазоносные комплексы.

Геолого-поисковые работы на нефть и газ в рассматриваемой области начали проводиться только в 20-х годах. В 1934 г. открыто



**Рис. 66. Таджикская нефтегазоносная область:**

**нефтегазоносные районы и тектонические элементы:** А — Юго-Западно-Гиссарский (антиклинорий); Б — Сурханский (прогиб); В — Кафирниганский (антиклинорий); Г — Вахшский (прогиб); Д — Обигармский возможно нефтегазоносный (антиклинорий); Е — Кулябский (прогиб); Ж — Душанбинский (прогиб); **местоскопления:** 1 — Бештентяк; 2 — Комсомольское; 3 — Кичикбельское; 4 — Гаждакское; 5 — Кокайтинское; 6 — Гумбулакское; **тектонические элементы за пределами Таджикской впадины — орогенические приподнятые области:** I — Гиссарского хребта; II — Дарвазинского хребта; остальные условные обозначения см. на рис. 31

**Рис. 67. Геологический разрез местоскопления Бештентяк:**

1 — нефть; 2 — газ

первое местоскопление Хаудаг с залежами нефти в известняках палеогена. В дальнейшем в палеогеновых отложениях были выявлены местоскопления Учкызыл, Кокайты, Кызылтумшук, Бештентяк (рис. 67) и др. Фонтан газа из подсолевых юрских отложений, полученный с глубины свыше 3 км на площади Гаждак, указывает на возможность открытия залежей в подсолевых отложениях юры, доступных для бурения. На местоскоплении Гаждак получен приток газа и из меловых отложений.

#### § 4. ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

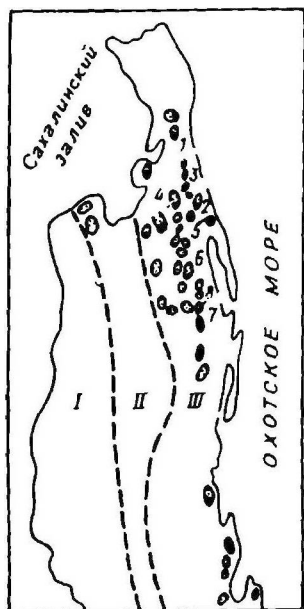
Эта провинция соответствует Японо-Охотской геосинклинальной области — северной части протяженного Тихоокеанского пояса кайнозойской складчатости. В пределах провинции пока известна одна нефтегазоносная область — о-ва Сахалин. Продолжается изучение нефтегазоносности других территорий региона, где уже получены первые промышленные притоки газа и нефти (Камчатка, Чукотка, Магаданская область и др.).

Нефтегазоносная область о-ва Сахалин — один из старейших районов нефтедобычи и пока единственный на востоке России. Многочисленные выходы нефти и газа на поверхность в северо-восточной части острова издавна привлекали внимание геологов и предпринимателей. Однако только в 1923—1926 гг. здесь были открыты первые нефтяные местоскопления Оха и Катангли, разработка которых послужила началом развития нефтедобывающей промышленности Сахалина. К настоящему времени на острове известно несколько десятков местоскоплений нефти и газа. Газовые ресурсы Сахалина служат сырьевой базой для обеспечения газом нужд всего Дальневосточного региона страны.

В тектоническом отношении о-в Сахалин в целом может рассматриваться как мегантиклинорий субмеридионального простирания, который в свою очередь включает Восточно-Сахалинский и Западно-Сахалинский антиклинории и разделяющий их Центральносакхалинский синклинорий (рис. 68).

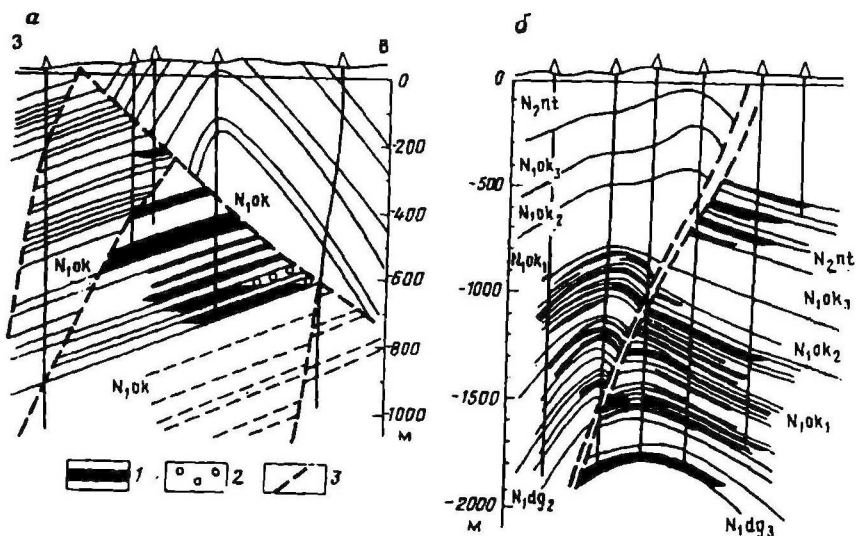
В геологическом строении о-ва Сахалин принимает участие мощный (более 15 км) комплекс палеозойских, мезозойских и кайнозойских пород, образующих соответственно три структурных этажа.





**Рис. 68. Нефтегазозовная область о-ва Сахалин: тектонические элементы: I — Западно-Сахалинский антиклинорий; II — Центральносакхалинский синклиорий; III — Восточно-Сахалинский антиклинорий местоскопления: 1 — Колендо; 2 — Восточное Эхаби; 3 — Оха; 4 — Гиляко-Абулан; 5 — Тунгор; 6 — Сабо; 7 — Мухто; 8 — Кадыланы; остальные условные обозначения см. на рис. 31**

**Рис. 69. Типы местоскоплений в залежах нефти и газа о-ва Сахалин: местоскопления: а — Паромайское; б — Восточное Эхаби; 1 — нефть; 2 — газ; 3 — разрывные нарушения; свиты:  $N_1dg$  — дагинская;  $N_1ok$  — окобыкайская;  $N_1nt$  — нутовская**



Верхний структурный этаж составляют преимущественно терригенные кайнозойские отложения. Среди них наиболее развиты породы неогена (мощностью до 6—7 км), принимающие основное участие в строении всех известных местоскоплений. Нефтегазоносные комплексы неогена сложены песчано-глинистыми породами, содержащими в интервале глубин 80—2750 м более 20 песчаных пластов. Для них, как правило, характерно сложное совместное залегание нефти и газа — либо в виде нефтяных залежей с газовыми шапками, либо в виде газовых скоплений с нефтяными оторочками. С глубиной отмечается нарастание газоносности.

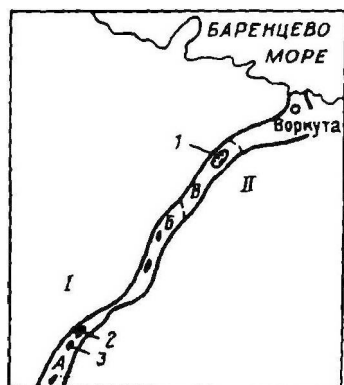
Почти все местоскопления нефти и газа на Сахалине открыты в его северо-восточной части, где они приурочены к брахиантиклинальным складкам ряда антиклинальных зон Восточно-Сахалинского антиклинория. Складки асимметричного строения (крутые восточные и более пологие западные крылья), в основном небольших размеров (5...7×1...3 км). Характерная черта строения складок — сильная разбитость их многочисленными тектоническими нарушениями преимущественно поперечного простираения.

Подавляющее большинство местоскоплений Сахалина многопластовые, что в значительной степени обусловлено сильной тектонической раздробленностью локальных складок разрывными нарушениями (рис. 69). Большая часть выявленных залежей тектонически экранированные и сводовые.

## § 5. ПРЕДУРАЛЬСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Провинция занимает территорию Предуральского предгорного прогиба, отделяющего Русскую докембрийскую платформу от Уральской горно-складчатой системы. Именно на этой территории в конце 20-х годов были начаты поиски нефти в Урало-Поволжье. Эти поиски, научно обоснованные И. М. Губкиным, блестяще завершились в 1929—1931 гг. открытием первых местоскоплений нефти в районе Чусовских Городков и Ишимбая, положивших начало промышленному освоению нефтяных богатств Второго Баку.

Предуральский прогиб представляет собой узкую (60×150 км) и глубокую синклинальную структуру, протягивающуюся от



**Рис. 70. Предуральская нефтегазоносная провинция:**

**тектонические элементы:** I — Русская докембрийская платформа; II — складчатые сооружения Урала;

**нефтегазоносные области:** А — Бельской впадины; Б — Юрюзано-Сылвенской и Соликамской впадин; В — Верхнепечорской впадины; **местоскопления:** 1 — Вуктыльское; 2 — Ишимбайское; 3 — Столяровское; остальные условные обозначения см. на рис. 31

Баренцева моря на севере до Прикаспийской низменности на юге на расстояние до 2000 км (рис. 70). В целом прогиб, имеющий крутой геосинклинальный восточный склон ( $25\text{--}60^\circ$ ) и пологий платформенный западный ( $2\text{--}10^\circ$ ), объединяет ряд более мелких предгорных впадин (Бельская, Юрюзано-Сылвенская, Соликамская, Верхнепечорская и др.).

Прогиб выполнен толщей палеозойских отложений большой мощности (до 8—12 км), сложенных преимущественно карбонатными породами девона, карбона и перми. Характерная черта разреза — наличие соленосной толщи кунгурского яруса нижней перми мощностью 110—2200 м, которая разделяет надсолевой и подсолевой комплексы пермских пород.

В пределах Башкирского и Оренбургского Приуралья во внешней (западной) зоне прогиба прослеживается узкая полоса рифогенных массивов шириной 8—15 км. Массивы, встречающиеся группами, а также в виде одиночных рифов, сложены органогенными известняками сакмаро-артинского возраста. Высота тела рифа 300—600 м, площадь — несколько квадратных километров. Рифы иногда выходят на поверхность, образуя в рельефе возвышенности. Большинство массивов залегает на глубине от 500—800 м (Башкирия) до 2500—3000 м (Оренбургская область). К значительной части рифовых массивов приурочены местоскопления нефти и газа (Башкирия).

В центральной зоне прогиба развиты узкие (1—2 км), протяженные (10—12 км), крутые (до  $60^\circ$ ), нарушенные сбросами антиклинальные складки так называемого кинзебулатовского типа,

часть которых нефтегазоносна. Во внутренней (восточной) зоне прогиба протягивается полоса передовых антиклинальных складок Урала, отличающихся крупными размерами.

Основная промышленная нефтегазоносность Предуральской провинции связана с отложениями среднего — верхнего карбона и нижней перми. Их можно рассматривать как единый регионально нефтегазоносный комплекс, сложенный карбонатными трещиноватыми (известняки, доломиты, мергели) или рифогенными породами. Отдельные залежи нефти и газа выявлены также в отложениях нижнего карбона, верхнего и среднего девона.

Большинство известных местоскоплений и залежей провинции связано с рифогенными массивами Бельской впадины. По мере погружения рифов в южном направлении нефтяные местоскопления сменяются сначала нефтяными с газовыми шапками, а еще южнее — газоконденсатными (Канчуринское, Мусинское и др.).

*Ишимбайское нефтяное местоскопление* приурочено к рифовому массиву. Массив, сложенный известняками нижней перми, включает пять рифов, имеющих различные очертания и объединенных в единую связку (рис. 71). Углы падения склонов рифов от 20 до 40°. Самый крупный из них (восточный) достигает в поперечнике 1,5 км. Нефтеносные рифогенные известняки характеризуются сильной кавернозностью и очень хорошей проницаемостью, что обусловило высокую начальную продуктивность скважин (до 800 т/сут). Этаж нефтеносности по массивам колеблется от 310 до 560 м. Все рифы имеют единый контур нефтеносности. Продуктивные известняки перекрыты пермскими соленосными отложениями.

*Вуктыльское газоконденсатное местоскопление* расположено в Верхнепечорской впадине. Оно приурочено к крупной протяженной и высокоамплитудной антиклинальной складке (рис. 72) с размерами  $85 \times 3 \div 5$  км и амплитудой 1500 м. Западное крыло складки крутое (50—60°), осложнено взбросом большой амплитуды (600—1100 м), плоскость которого наклонена к востоку под углом 75—80°. Газоносна вся толща трещиноватых карбонатных пород в интервале глубин 2200—3400 м, относимых к нерасчлененным отложениям карбона — нижней перми. К этой толще приурочена крупная газоконденсатная залежь

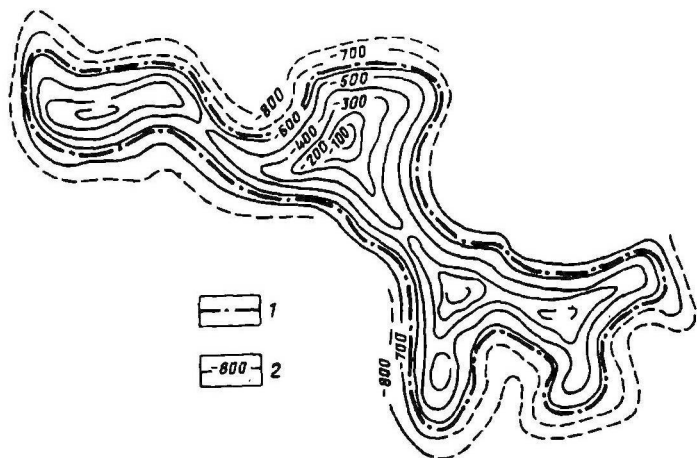


Рис. 71. Ишимбайское нефтяное местоскопление. Структурная карта по кровле рифогенных отложений нижней перми:

1 — контур нефтеносности; 2 — изогипсы, м

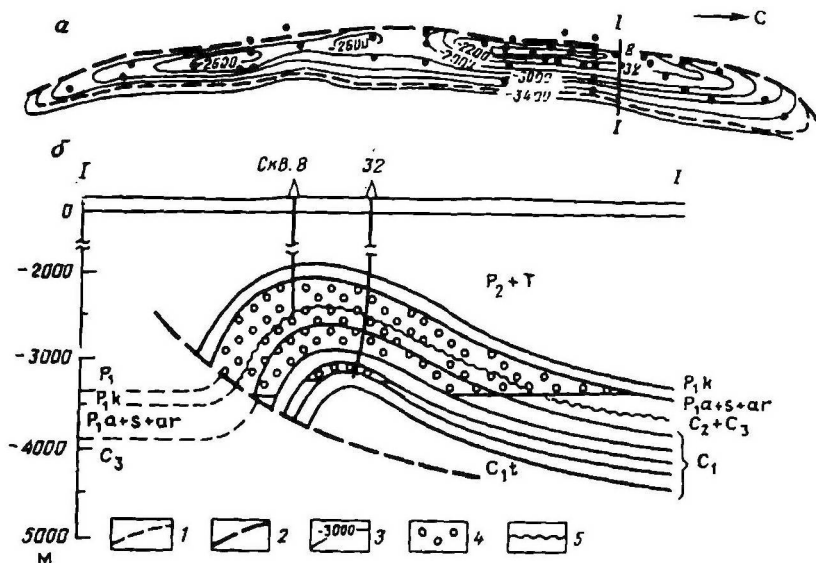


Рис. 72. Вуктыльское газоконденсатное местоскопление:

*a* — структурная карта по кровле известняков нижней перми; *b* — геологический профиль по линии *I-I*;

1 — контур газонасыщенности; 2 — тектонические нарушения; 3 — изогипсы, м; 4 — газовый конденсат; 5 — поверхность несогласия

сводового типа, перекрытая глинами, гипсами и ангидритами нижнепермского возраста мощностью 200—700 м. Массивный характер газомещающих пород определяет очень большую высоту залежи (1440 м) и аномально высокое пластовое давление в ней, которое на глубине 2200 м составляет 33,6 МПа. Залежь уникальна также по содержанию стабильного конденсата (353 г/м<sup>3</sup>). Начальные дебиты газовых скважин в зависимости от степени трещиноватости коллектора изменялись в пределах 0,4—15 млн. м<sup>3</sup>/сут.

## § 6. ПРЕДКАРПАТСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Предкарпатская провинция приурочена к одноименному прогибу и охватывает территорию западной части Украины (Львовская и Ивано-Франковская области). Это один из старейших районов Европы по добыче нефти, здесь же в 1922 г. было открыто одно из первых газовых местоскоплений — Дашавское. Отсюда были построены первые магистральные газопроводы Дашава — Киев и Дашава — Минск.

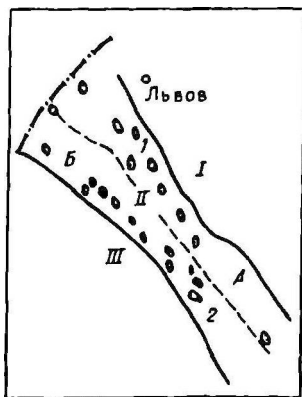
Характерной особенностью нефтегазоносности Предкарпатского прогиба является территориальное распределение нефтяных и газовых местоскоплений, которые группируются в две области: Прикарпатскую — преимущественно газоносную, и Восточно-Карпатскую — преимущественно нефтеносную (рис. 73).

**Рис. 73. Предкарпатская нефтегазозносная провинция:**

**тектонические элементы:** I — Русская платформа; II — Предкарпатский прогиб; III — Восточные Карпаты

**нефтегазозносные области:** А — Прикарпатская (внешняя зона Предкарпатского прогиба — платформенный склон); Б — Восточно-Карпатская (внутренняя зона прогиба — геосинклинальный склон);

**местоскопления:** 1 — Рудки; 2 — Битков; остальные условные обозначения см. на рис. 31

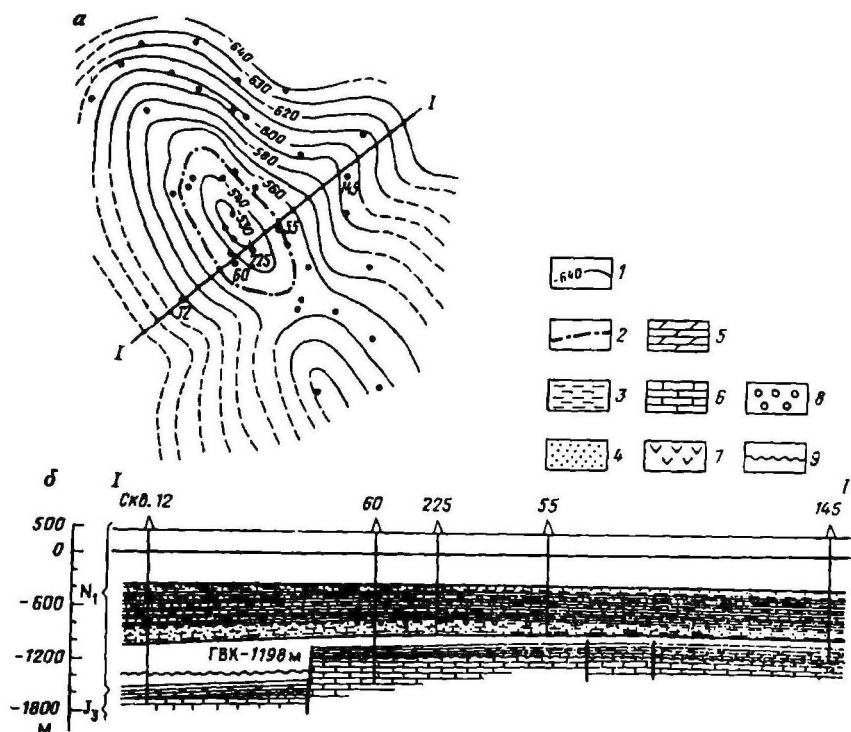


*Прикарпатская газоносная область* приурочена к внешней зоне прогиба, граничащей с Русской платформой. Осадочный комплекс этой зоны представлен песчано-карбонатными отложениями юры, мела и несогласно перекрывающими их молассовыми толщами миоцена. Вскрытая мощность осадочных образований в северо-западной части зоны превышает 4500 м. Отложения миоцена и мезозоя внешней зоны разбиты продольными и поперечными нарушениями на крупные блоки и в общем характеризуются пологим моноклинальным залеганием, на фоне которого прослеживаются невысокие брахиантиклинальные складки северо-западного простирания. К этим складкам приурочены газовые местоскопления.

Регионально газоносны неогеновые, меловые и юрские комплексы. Залежи газа связаны с песчаными коллекторами миоценового и мелового возраста мощностью 10—50 м, а также с известняками верхней юры. Залежи газа в основном сводового и литологического типов с массивным характером резервуара.

*Местоскопление Рудки* (рис. 74) расположено севернее Дрогобыча. Скважинами вскрыты отложения неогена, юры и палеозоя. Местоскопление приурочено к брахиантиклинали, нарушенной сбросом в нижней части разреза. Газоносны трещиноватые и кавернозные известняки верхней юры и кварцевые песчаники миоцена. В юрских породах залежи массивного типа. В песчаных отложениях в верхней части разреза миоцена (сарматский ярус) установлено пять продуктивных пластов в интервале глубин 442—708 м.

*Восточно-Карпатская нефтеносная область* в тектоническом отношении отвечает внутренней зоне Предкарпатского прогиба. Геологический разрез представлен молассами неогена и флишевым комплексом палеогена и мела. Породы сильно дислоцированы и образуют большое число разбитых тектоническими нарушениями антиклинальных складок, как правило, опрокинутых на северо-восток. Установлено не менее четырех ярусов линейно вытянутых в северо-западном направлении, надвинутых одна на другую антиклинальных складок. К верхнему ярусу складок приурочены нефтяные залежи большинства местоскоплений, ко второму — газоконденсатные. Регионально газоносны палеогеновые отложения, в которых глинистая толща верхнего палеогена (менилитовая свита) рассматривается как нефтегазопроизводящая.



**Рис. 74. Местоскопление Рудки:**

*a* — структурная карта по кровле пласта IIIa верхнего миоцена (по Е. В. Солонецкому, М. Н. Бецко; А. И. Ткачуку); *б* — геологический разрез (по А. И. Ткачуку); *1* — изогипсы, м; *2* — контур газоносности; *3* — глины; *4* — песчаники; *5* — мергели; *6* — известняки; *7* — гипсы; *8* — газ; *9* — поверхность несогласия

Залежи нефти и газа, обнаруженные во внутренней зоне прогиба, структурные (сводовые, тектонически экранированные, блоковые, поднадвиговые и др.) и литологические (линзовидные).

*Битковская группа нефтяных, газовых и газонефтяных местоскоплений* расположена в Ивано-Франковской области, в пределах внутренней зоны Предкарпатского прогиба, перекрытой надвигом Восточных Карпат (рис. 75). В состав группы входит не менее трех надвинутых друг на друга по нарушениям складок. Нефтегазоносны отложения палеогена. Продуктивные пласты сложены песчаниками. Мощность их 5—15 м, пористость 5—20%.



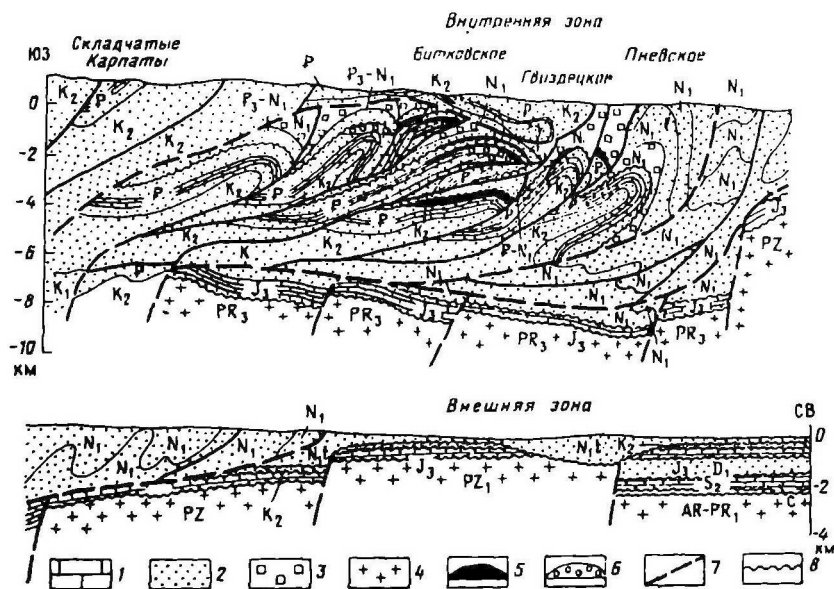


Рис. 75. Поперечный геологический разрез Предкарпатской нефтегазонасыщенной провинции через Витковскую группу местоскоплений (по В. М. Утробину, Д. И. Кульчицкому):

1, 2, 3 — соответственно карбонатный, терригенный, эвапоритовый комплексы; 4 — фундамент; 5, 6 — залежи соответственно нефти, газа; 7 — разрывные нарушения; 8 — региональные несогласия

Этаж нефтеносности в некоторых структурах достигает 1500 м, а число залежей не превышает 10.

Открытие в 1984 г. Лопушнянского нефтяного местоскопления — первого в поднадвиговой части Бориславско-Покутской зоны прогиба, имеет принципиальное значение. Приток нефти дебитом 300 м<sup>3</sup>/сут получен из меловых отложений автотона (основания надвига), на который надвинут аллохтон (верхняя часть надвига), состоящий из нескольких тектонических чешуй (скиб). Это открытие можно рассматривать как начало нового этапа поисково-разведочных работ на нефть и газ в Карпатском регионе.

## § 7. ПРЕДКАВКАЗСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Провинция связана с одноименным передовым прогибом (см. рис. 58), ограничивающим с севера альпийские складчатые сооружения Большого Кавказа (см. рис. 57).

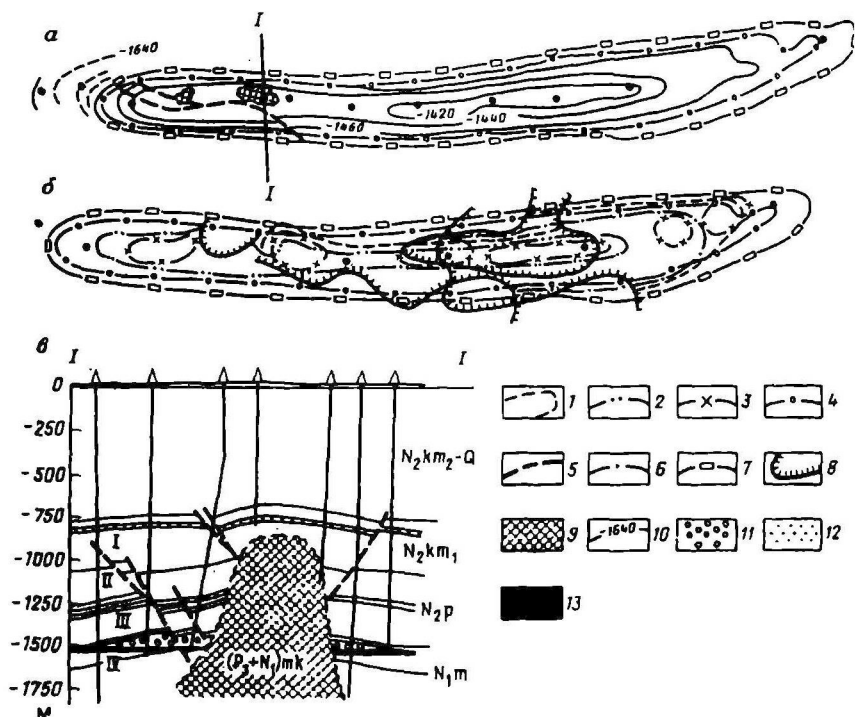
Еще в 1864 г. на территории провинции пробурили первую в России скважину, давшую нефть в долине Кудако вблизи Анапы. В честь этого события здесь воздвигнут обелиск. В 1893 г. первая нефть из среднемиоценовых отложений получена на Старогрозненском местоскоплении, в 1901 г. — в Дагестане. К 1911 г. относится открытие И. М. Губкиным рукавообразной залежи в Хадыженском районе. В 50-е годы началось освоение более погруженных отложений.

Предкавказский передовой прогиб разделен Лабино-Малкинской зоной поднятий на две части: Западно-Кубанский и Терско-Каспийский прогибы. Они характеризуются резко асимметричным строением: крутыми узкими южными геосинклинальными бортами и пологими широкими северными платформенными бортами. Южные борта осложнены линейно вытянутыми сложно построенными антиклинальными зонами. В осевых частях прогибов мощность мезозойско-кайнозойских отложений достигает 10—12 км.

Скопления нефти и газа установлены в отложениях юры, мела, палеогена и неогена. Общей закономерностью для провинции в целом является приуроченность нефтяных местоскоплений к геосинклинальным склонам, газовых — к центральным частям прогиба и платформенному его склону. В пределах провинции выделяются четыре нефтегазоносные области: Западно-Кубанская, Терско-Сунженская, Дагестанская и Прикаспийско-Кубинская.

*Западно-Кубанская нефтегазоносная область* приурочена к одноименному прогибу, осложненному в центральной части диапировыми и криптодиапировыми складками (рис. 76), сгруппированными в Анастасиевско-Троицкую антиклинальную зону.

В рассматриваемой области открыто более 75 местоскоплений нефти и газа. Промышленные притоки нефти получены с глубин более 5 км. Залежи нефти, приуроченные в основном к породам палеогена и неогена геосинклинального борта, практически уже выработаны. Залежи газа, выявленные на платформенном склоне в отложениях нижнего мела, разрабатываются.



**Рис. 76.** Анастасиевско-Троицкое нефтегазоконденсатное местоскопление: *a* — структурная карта по кровле продуктивного горизонта IV (по М. А. Шаулову); *б* — схема сопоставления контуров нефтегазоносности (по М. В. Фейгину, М. А. Шаулову); *в* — геологический профиль I—I'; 1—6 — контуры газоносности соответственно продуктивных горизонтов I, II, III, IV, V, VI; 7 — контур нефтеносности продуктивного горизонта IV; 8 — линия выклинивания продуктивных горизонтов; 9 — диапир глин майкопской серии; 10 — изогипсы, м; 11 — газоконденсат; 12 — газ; 13 — нефть; (P + N<sub>1</sub>)mk — майкопская серия

Типичными являются Анастасиевско-Троицкое (см. рис. 76), Новодмитриевское и Зыбзинское газонефтяные местоскопления. В этой области встречены залежи структурного, литологического, стратиграфического типов и их разновидностей.

Терско-Сунженская нефтегазоносная область приурочена к Терско-Каспийскому прогибу. Характерными особенностями ее геологического строения являются большая мощность осадочного чехла (до 12 км) и присутствие в разрезе верхнеюрских отложений мощной соленосной толщи.

В пределах этой области открыты преимущественно нефтяные местоскопления. Основные запасы нефти содержатся в карбонатных коллекторах верхнего мела, нефтегазоносность которых впервые установлена в 1956 г. Глубина их залегания 1900—3600 м. Дебиты нефти в отдельных скважинах достигают 2100 т/сут (Старогрозненское, Новогрозненское, Октябрьское местоскопления и др.). Нефтеносность нижнемеловых отложений установлена на отдельных местоскоплениях (Заманкул, Карабулак-Ачалуки, Датых и др.) в интервале глубин 2400—3700 м. Дебиты скважин до 340 т/сут. В последние годы нефть получена из юрских отложений на местоскоплении Заманкул. В настоящее время в этой области бурятся скважины глубиной 5500 м и более.

Местоскопления имеют очень сложное строение. По отложениям миоцена отмечаются веерообразная складчатость, крутые углы, дизъюнктивные нарушения типа надвигов. По мезозойским отложениям строение структур упрощается; они имеют крупные размеры, не осложнены нарушениями.

*Дагестанская нефтегазоносная область* расположена в юго-восточной части провинции.

Выявленные местоскопления нефти и газа связаны с отложениями нижнего и верхнего мела, олигоцена и миоцена. Наиболее крупные из них расположены в южной части Дагестана (Ачису, Избербаш, Берикей и др.).

*Прикаспийско-Кубинская нефтегазоносная область* замыкает на востоке Предкавказскую нефтегазоносную провинцию. Расположена она на территории Апшеронского полуострова и включает местоскопления побережья Каспийского моря и нагорной части Азербайджана.

Продуктивны на нефть и газ песчаники майкопа (местоскопления Саадан, Зеагли, Зейва и др.), обычно залегающие линзовидно. Установлена также промышленная нефтегазоносность отложений нижней и средней юры и нижнего мела (местоскопления Тегчай и Бегимдаг).

## § 8. ПРЕДВЕРХОЯНСКАЯ ГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Провинция располагается на территории Якутии, к востоку от Лено-Вилюйской провинции (см. рис. 47), с которой имеет

ряд общих особенностей геологического строения и газонефте-ности.

Сложные географические и климатические условия, геологическое строение сдерживают освоение данной провинции, поэтому до сих пор она характеризуется очень низкой степенью геолого-геофизической изученности.

В тектоническом отношении провинция соответствует Предверхоанскому предгорному прогибу, который в виде огромной дуги протягивается вдоль восточной границы Сибирской платформы (Верхоанского хребта) на расстояние 1400 км при ширине до 200 км.

Для геологического строения провинции характерна очень большая мощность осадочных отложений (до 10—11 км), не менее половины которой приходится на преимущественно грубообломочные терригенные разности триасовых, юрских и меловых пород, залегающих на более древних образованиях палеозоя.

Промышленная газоносность провинции связана с нижнеюрским песчано-глинистым комплексом пород и установлена в пределах Усть-Вилюйского и Собохаинского газоконденсатных местоскоплений, открытых в 1956—1960 гг. в зоне сочленения Предверхоанского прогиба и Лено-Вилюйской синеклизы. В разрезе толщи установлено до восьми газоносных горизонтов на глубине до 2000 м.

Начальные пластовые давления по залежам составляли 9—19 МПа. Пластовые температуры в связи с влиянием многолетней мерзлоты не превышают 30—70 С. Выявленные залежи относятся к залежам сводового типа. Усть-Вилюйское местоскопление находится в разработке, газ его подается в Якутск. Изучение провинции продолжается.

#### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Одинаковы ли типы тектонических структур, к которым приурочены нефтегазоносные провинции складчатых и переходных территорий?
2. Какие общие особенности геологического строения и нефтегазоносности имеют указанные территории?
3. В пределах каких провинций рассматриваемого типа осуществляются поиски и разведка нефти и газа на акваториях?

**НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ РОССИИ.  
БАРЕНЦЕВОМОРСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ**

Геолого-геофизические работы в шельфовой зоне северных морей, в основном в Западной Арктике, были начаты в конце 70-х годов, а поисково-разведочное бурение в — 1982 г. За короткий период их проведения на шельфе северных морей и прежде всего в Баренцевоморской провинции и прилегающих шельфах севера Тимано-Печорской (Печороморская нефтегазоносная область) и Западно-Сибирской (Южно-Карская газонефтеносная область) провинций открыто 19 нефтяных, нефтегазовых, газовых и газоконденсатных местоскоплений.

По оценкам отечественных и зарубежных исследователей, в недрах континентального шельфа морей России сосредоточено свыше 45% общих начальных суммарных ресурсов углеводородов шельфа всего Мирового океана. Большая часть этих ресурсов приходится на арктические моря со сложными природно-климатическими условиями. В северных морях сконцентрировано до 90% потенциальных ресурсов углеводородов российского шельфа. Этот регион еще недостаточно изучен, однако результаты исследований последних лет позволяют предполагать, что они огромны. На шельфе арктических морей геофизическими методами выявлено более 70 перспективных на нефть и газ структур. Также могут быть перспективны 95% площадей, выявленных на шельфах Баренцева и Карского морей.

Наибольшими запасами и эксплуатационными возможностями обладают продуктивные терригенные горизонты юры Восточно-Баренцевского мегапрогиба, мела Южно-Карской впадины и карбонатные отложения пермо-карбона акватории Печорской плиты.

Высокие фильтрационно-емкостные свойства этих горизонтов (пористость колеблется от 10—17% до 24%) позволили получать из отложений мела и юры дебиты газа до 2 млн. м<sup>3</sup>/сут. и из карбонатных отложений дебиты нефти до 650 м<sup>3</sup>/сут.

Результаты поисково-разведочных работ, проведенных на шельфе Западной Арктики, открытие здесь таких крупней-

ших местоскоплений, как Мурманское (г)\*, Северо-Кильдинское (г), Штокмановское (гк), Лудловское (г), Ледовое (гк) в Баренцевоморской газонефтеносной провинции; Приразломное (н), Северо-Гуляевское (нг), Поморское (гк), Песчаноозерское (нг), Таркское (н) на Печорском шельфе (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция); Русановское (гк) и Ленинградское (гк) в Южно-Карском море (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция), позволяют считать этот регион новой весьма значительной по углеводородному потенциалу сырьевой базой России.

В связи с этим целесообразно нефтегазоносные и перспективные нефтегазоносные провинции арктических морей России выделить в отдельную группу (см. табл. 12, рис. 30).

Баренцевоморская газонефтеносная провинция расположена в пределах шельфа Баренцева моря западной Арктической части России (рис. 77). В геотектоническом отношении приурочена к эпикаледонской окраинно-континентальной шельфовой плите общей площадью свыше 1,3 млн. км<sup>2</sup>. С севера она обрамляется протяженной линейно вытянутой системой геоантиклиналей и срединных массивов Гренландско-Карской зоны, на западе и северо-западе Свальбардской антеклизой, включающей поднятия о-ов Медвежий, Северо-Восточная Земля. На юго-западе провинция ограничена северо-восточным склоном Балтийского щита, на юге системой протяженных ступенчатых сбросов отделяется от Тимано-Печорской синеклизы, а на юго-востоке и востоке Урало-Новоземельской орогенной зоной отделяется от Западно-Сибирской плиты.

В 1982 г. в Баренцевоморской газонефтеносной провинции в триасовых отложениях были открыты Мурманское и Северо-Кильдинское газовые местоскопления. Однако последующие годы показали, что основные перспективы газонефтеносности следует связывать с юрскими терригенными отложениями. Открытие в 1988 г. в центральной части Баренцева моря уникального Штокмановского газоконденсатного местоскопления (с запасами около 3 трлн. м<sup>3</sup>) из этих отложений положило начало концентрации поисково-разведочных работ на поиске углеводородов в средне-

---

\* Местоскопления: г — газовые; гк — газоконденсатные; н — нефтяные; нг — нефтегазовые.

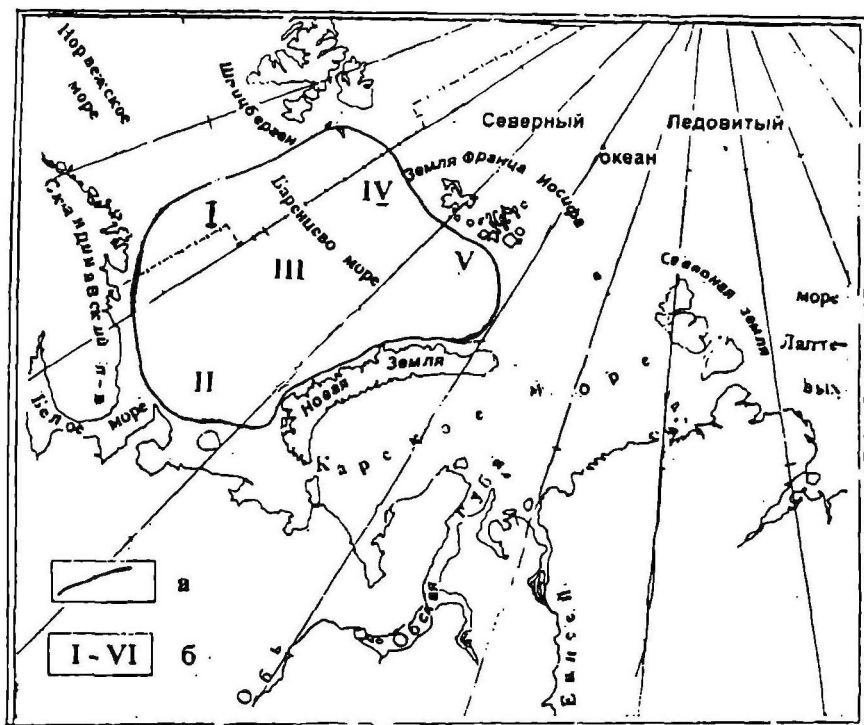


Рис. 77. Границы (а) и газонефтеносные области (б) Баренцевоморской газонефтеносной провинции:

I — Западно-Баренцевская; II — Южно-Баренцевская; III — Центрально-Баренцевская; IV — Северо-Баренцевская (перспективная газонефтеносная область); V — Восточно-Баренцевская

верхнеюрских породах-коллекторах, имеющих более высокие, по сравнению с триасовыми, емкостные свойства. В этих же отложениях в 1990 г. было открыто крупнейшее Лудловское газовое месторождение.

Осадочный чехол Баренцевоморской провинции залегает на гетерогенном складчатом преимущественно докембрийском фундаменте. Строение и возраст его остаются не вполне ясными. Глубина залегания фундамента изменяется от 3—5 км в краевых частях провинции до 16—18 км в центральной части.

В связи с недостаточностью фактического материала разрез осадочного чехла, как и фундамента, изучен фрагментарно. В его



строении принимают участие осадочные породы: ниже-верхнепалеозойского терригенно-карбонатного, верхнепермско-триасового преимущественно терригенного и юрско-мелового терригенного комплексов суммарной мощностью по данным сейсморазведки до 18 км.

Основной объем осадочного чехла Баренцевоморской провинции связан с зоной распространения крупнейших отрицательных структур разного ранга, расположенных в центральной ее части: Южно- и Северо-Баренцевская синеклизы (впадины), Нордкапский прогиб и др. Эти структуры обрамляются и разделяются поднятиями и седловинами: Центрально-Баренцевская область поднятий, Адмиралтейский мегавал, Лудловская седловина и др. Некоторые исследователи всю центральную часть провинции объединяют в региональный Восточно-Баренцевский мегапрогиб, протягивающийся в широтном направлении параллельно Новоземельской гряде на расстояние свыше 2000 км и имеющий ширину от 150 до 600 км. Он отличается от примыкающих к нему тектонических элементов большой мощностью осадочных толщ, особенно верхнепермско-триасовых. Мегапрогиб осложняют отрицательные структуры: Южно-Баренцевская, Северо-Баренцевская синеклизы и др., которые чередуются с приподнятыми структурными зонами, такими как Штокмановско-Лунинский порог и др.

В Баренцевом море породы фундамента исследованы в основном в бортовых частях впадин, где они выходят на поверхность (архипелаг Шпицберген, Новая Земля, север Скандинавии и др.). Он представлен в основном архейско-протерозойскими кристаллическими породами.

В Карском море (на Таймыре, Новой Земле и Северной Земле) складчатый фундамент представлен протерозойскими гранито-гнейсами и сланцами.

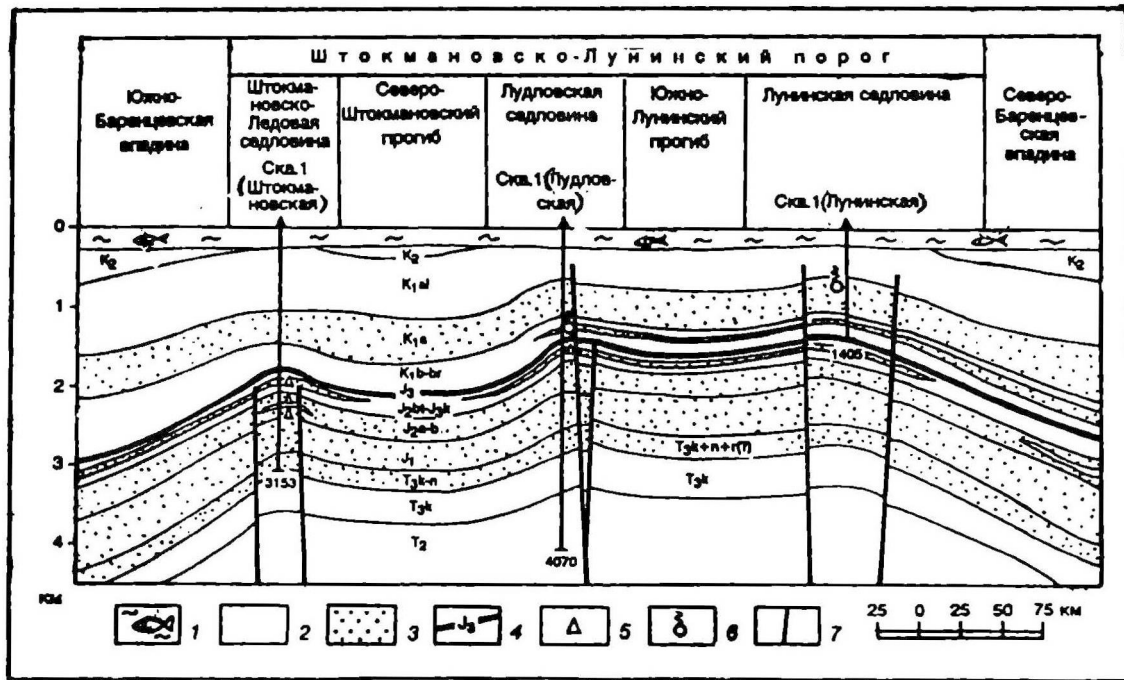
Палеозой по данным глубоких скважин и выходам на поверхность представлен терригенными и карбонатными отложениями кембрия, ордовика, силура, девона, карбона и перми различной мощности. Особенно широко в акватории Баренцева моря развиты мезозойские отложения: триаса, представленного почти всеми отделами, юры, терригенные отложения которой наиболее полно вскрыты в южной части Баренцева моря, и мела.

Кайнозой распространен неравномерно. Мощные разрезы терригенных отложений палеогена и эоцена изучены только в северо-западной и западных районах Баренцева моря. Для Баренцева моря характерны нерасчлененные отложения плиоцена и четвертичной системы мощностью 0—50 м.

В Баренцевоморской провинции можно выделить Западно-Баренцевскую, Южно-Баренцевскую, Центрально-Баренцевскую, Восточно-Баренцевскую газонефтеносные области и перспективную Северо-Баренцевскую (см. рис. 77), связанные с крупными тектоническими элементами: Свальбардской антеклизой, поднятиями о-ва Медвежий, Сев.-Вост. Земли, Персея, Зап.-Баренцево-Североморской синеклизой, с Лунинским порогом, Нордкапским прогибом; Южно-Баренцевской синеклизой, Лудловской седловиной, Кольской моноклиналию; Центрально-Баренцевской областью поднятий, Штокмановско-Лунинским порогом, Адмиралтейским мегавалом; Восточно-Баренцевским мегапрогибом, впадиной Святой Анны; Северо-Баренцевской синеклизой.

Значительные объемы осадочного чехла, сосредоточенные в отрицательных структурах, позволяют предполагать высокий нефтегазогенерирующий потенциал провинции, а обширные поднятия, примыкающие к этим очагам генерации, и содержащиеся в разрезе региональные коллекторы и покрышки, говорят о больших аккумулирующих возможностях в пределах всей Баренцевоморской провинции, что дает основание рассматривать ее как одну из наиболее перспективных акваториальных провинций России. Особый интерес представляет Штокмановско-Лунинский газонефтеносный район, в который входят Штокманско-Ледовая, Лудловская и Лунинская седловины, отделенные друг от друга погруженными Западно-Северо-Штокмановским и Южно-Лунинским прогибами.

*Штокмановское, Лудловское и Лунинское местоскопления.* Максимальная мощность осадочного чехла в этом нефтегазоносном районе оценивается сейсморазведкой в 14—15 км. Бурением изучены 4070 м. Вскрытый скважинами разрез представлен песчано-глинистыми отложениями кайнозойского, мелового, юрского и поздне-среднетриасового возраста (рис. 78). Газовые и газоконденсатные залежи, имеющие промышленное значение, выявлены в отложениях средней юры (Штокмановское, Лудловское и Ледо-



**Рис. 78.** Геологический профиль Штокмановско-Луинского района (по А. В. Борисову, И. А. Таныгину и др.):  
 1 — море + кайнозойские отложения; 2, 3 — породы соответственно глинистые, песчаные; 4 — черные битуминозные глины верхней юры; 5 — газовые и газоконденсатные залежи; 6 — газопроявления, выявленные в процессе бурения; 7 — разрывные нарушения

вое местоскопления), интенсивные газопроявления (вплоть до открытых выбросов) наблюдались на ряде площадей в песчаниках нижнего мела. Местоскопления, как правило, многозалежные. Залежи установлены в интервалах глубин 1380—2625 м.

Типы залежей — пластовые сводовые и пластовые, тектонически экранированные. Коллекторы-песчаники с гранулярной открытой пористостью от 16 до 26%, газопроницаемость ряда пластов достигает 2 мкм<sup>2</sup>. Средние эффективные толщины продуктивных пластов изменяются от 8 до 45 м, общие мощности достигают 85 м.

По величине запасов два местоскопления района (Штокмановское, Ледовое) относятся к уникальным и одно (Лудловское) — к крупным. Газ всех местоскоплений метановый (93—97%), бессернистый, низкоуглекислый (до 1,2%), низкогоглиеносный (0,021—0,027%). Содержание конденсата низкое — от 5 до 12,5 г/м<sup>3</sup>. Конденсат малосмолистый (0,14—0,19%), малосернистый (0,013—0,015%), плотностью 0,798—0,820 г/см<sup>3</sup>.

Изученность района, особенно бурением, низкая. В поисковое бурение введены четыре структуры. На трех из них открыты месторождения, на одной (Лунинской) первая бурящаяся поисковая скважина законсервирована на глубине 1405 м. Начато бурением 12 скважин, закончено 11 скважин, из них в восьми получены промышленные притоки газа по керну и каротажу. Коэффициент успешности бурения (отношение продуктивных скважин к общему их числу) равен 0,9. Плотность бурения — 1 скв./7,9 тыс. км<sup>2</sup>, плотность сейсмических исследований изменяется от 0,16 до 2,55 км/км<sup>2</sup> (Штокмановское местоскопление), составляя в среднем 0,5 км/км<sup>2</sup>.

Концентрация в среднеюрских породах Штокмановско-Лунинского района наиболее крупных местоскоплений Баренцево-морского шельфа как из числа российских, так и норвежских обусловлена сочетанием многих благоприятных факторов и в первую очередь структурного и литологического.

По литологическим особенностям разрез подразделяется на два обособленных комплекса: апт-верхнемеловой и верхнетриасово-неокомский. Верхнюю часть комплексов образуют глинистые породы, а нижнюю алевритопесчаные. Наиболее продуктивными являются пласты Ю<sub>0</sub> (келловей), Ю<sub>1</sub> (ааленский-байосский), Ю<sub>2-3</sub> (нижняя юра).

## НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

### Глава I

#### НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ ВОСТОЧНОГО ПОЛУШАРИЯ (ЕВРОПА, АЗИЯ, АФРИКА, АВСТРАЛИЯ)

##### § 1. ЕВРОПА

На Европейском континенте основными нефтедобывающими странами являются Норвегия, Великобритания, Румыния, Германия, Франция.

Во всей Европе, за исключением европейской части СССР, долгие годы добывалось незначительное количество нефти и газа. И только сравнительно недавно, после открытия местоскоплений газа на севере континента в Нидерландах (Гронинген) и нефти и газа в Северном море (территориальные воды Норвегии и Великобритании), были доказаны высокие перспективы нефтегазоносности этого региона. Промышленно развитые страны небольшой по площади Западной Европы являются значительными потребителями нефти и газа.

Поиски и добыча нефти и газа в Западной Европе ведутся с древних времен. Во Франции местоскопление Пешельбронн разрабатывается шахтным способом с 1813 г.

В геологическом отношении нефтегазоносные территории зарубежной Европы располагаются на юге в пределах геосинклинального альпийского пояса, представленного горными странами (Пиренеи, Альпы, Апеннины, Балканы, Карпаты), на севере — в пределах молодой эпипалеозойской платформы.

Всего выделяется 16 провинций, различных по геологическому строению (рис. 79). Основная провинция — *Североморско-Германская*. Она приурочена к обширной и глубокой платформенной синеклизе, расположенной на северной окраине эпипалеозойской платформы в пределах Северного моря, Нидерландов,

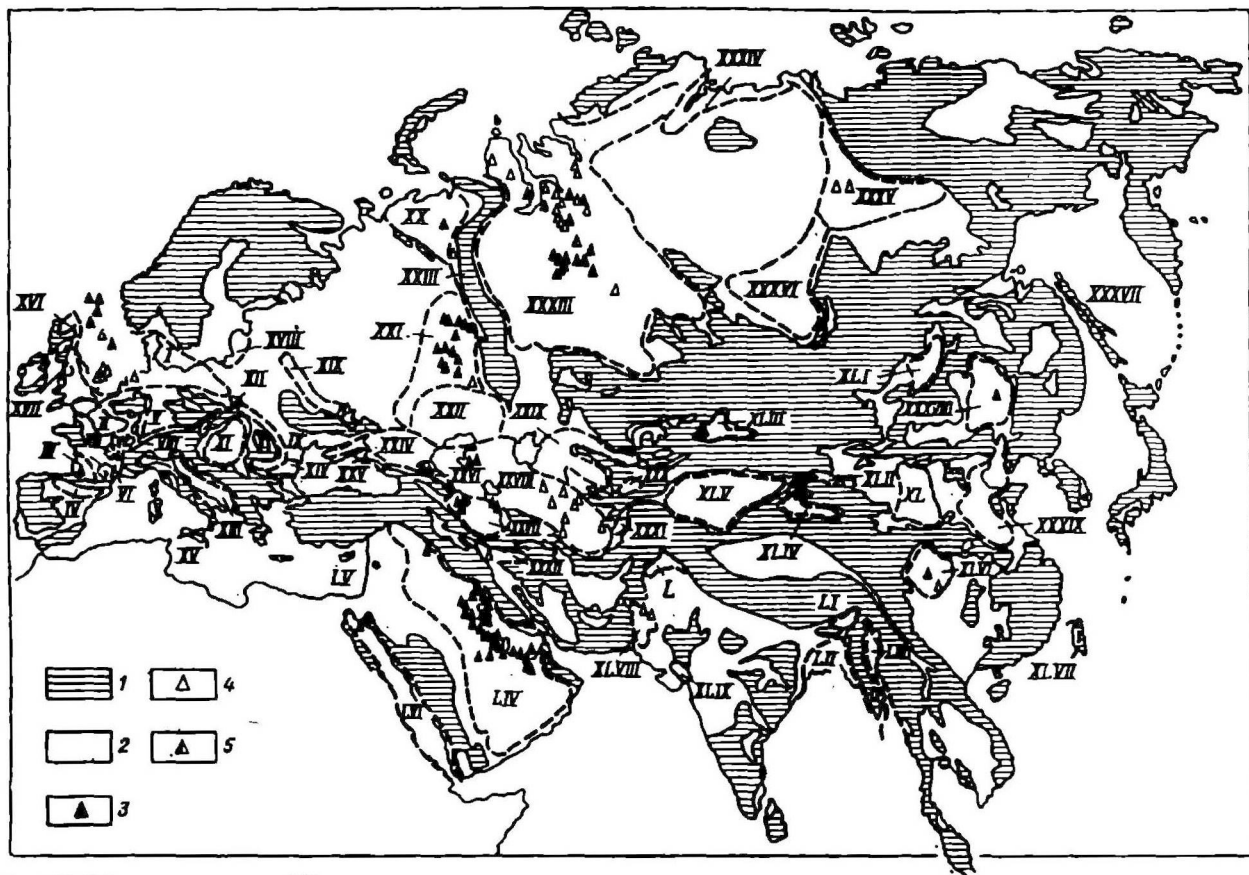


Рис. 79. Обозначения см. с. 152

Германии и Польши. В этой провинции на территории Нидерландов открыто крупное газовое местоскопление Гронинген (рис. 80) с запасами 1,6 трлн. м<sup>3</sup>. В структурном отношении оно приурочено к вершине крупного регионального поднятия. Размеры структуры 22×40 км, амплитуда 150 м, площадь газоносности около 850 км<sup>2</sup>. Структура осложнена дизъюнктивными нарушениями. Залежь содержится в терригенных нижнепермских отложениях (Ротлигендес) мощностью от нескольких десятков до нескольких сот метров. Глубина залегания продуктивных пластов

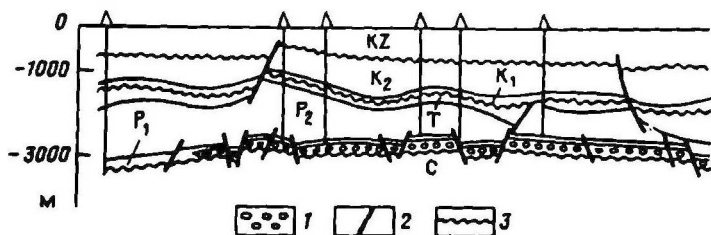


Рис. 80. Геологический разрез через газовое местоскопление Гравинген (по А. Stäuble, G. Milius):

1 — газ; 2 — сбросы; 3 — поверхность несогласия



Рис. 79. Нефтегазонасыщенные провинции в области Евразии (по И. И. Нестерову и др.): провинции и области: I — Североморско-Германская; II — Парижская; III — Аквитанская; IV — Арагонская; V — Рейнская; VI — Ронско-Брестская; VII — Лиманская; VIII — Предальпийская; IX — Предкарпатская; X — Трансильванская; XI — Паннонская; XII — Венская; XIII — Адриатическая; XIV — Мизийская; XV — Сицилийская; XVI — Шотландская; XVII — Западно-Английская; XVIII — Прибалтийская; XIX — Днепровско-Припятская; XX — Тимано-Печорская; XXI — Волго-Уральская; XXII — Прикаспийская; XXIII — Предуральская; XXIV — Скифская; XXV — Азово-Кубанская; XXVI — Терско-Каспийская; XXVII — Южно-Каспийская; XXVIII — Туранская; XXIX — Сырдарьинская; XXX — Ферганская; XXXI — Афгано-Таджикская; XXXII — Центральноиранская; XXXIII — Западно-Сибирская; XXXIV — Хатангская; XXXV — Лено-Вилюйская; XXXVI — Ангаро-Ленская; XXXVII — Сахалинская; XXXVIII — Суэцкая; XXXIX — Северо-Китайская; XL — Ордосская; XLI — Восточно-Гобийская; XLII — Цзюцзянская; XLIII — Джунгарская; XLIV — Цайдамская; XLV — Таримская; XLVI — Сычуаньская; XLVII — Тайваньская; XLVIII — Нижнеиндская; XLIX — Камбейская; L — Кохат-Потварская; LI — Ассамская; LII — Бенгальская; LIII — Ирравадийская; LIV — Аравийская; LV — Месопотамская; LVI — грабен Суэцкого залива и Красного моря;

1 — складчатые области; 2 — осадочный чехол; местоскопления: 3 — нефтяные; 4 — газовые и газоконденсатные; 5 — нефтегазовые и газонефтяные

2600—3000 м. Покрышкой служит верхнепермская эвапоритовая серия, сложенная ангидритами и доломитами мощностью 600—1440 м. Местоскопление открыто в 1959 г.

В Норвежском секторе моря в 1969 г. открыто *нефтяное местоскопление Экофиск* с извлекаемыми запасами 350 млн. т нефти. Размеры структуры 12×3 км, свод разбит сбросами. На глубине структура осложнена соляным штоком. Нефтеносны карбонатные отложения верхнего мела, залегающие на глубине 1800 м. Дебиты скважин около 500 т/сут. Глубина моря 75 м.

Открыты также крупные местоскопления Статфьорд (500 млн. т нефти, 100 млрд. м<sup>3</sup> газа), Фортис (275 млн. т), Brent (205 млн. т), Леман (340 млрд. м<sup>3</sup>), Индефатигейбл (226 млрд. м<sup>3</sup>), Амеланд (200 млрд. м<sup>3</sup>) и др.

Данные о нефтегазоносности северо-восточной части акватории Северного моря позволяют достаточно высоко оценивать перспективы этого региона.

## § 2. АЗИЯ

Юго-Западная Азия (Ближний и Средний Восток). Этот регион включает полуострова Аравийский и Малая Азия, Месопотамскую низменность (с Персидским заливом) и горную страну к югу и юго-востоку от Каспийского моря. В литературе его называют полюсом нефтегазоаккумуляции. Самые крупные местоскопления этого региона расположены в районе Персидского залива (см. рис. 79). Здесь на сравнительно небольшой территории сосредоточено около 70% разведанных извлекаемых запасов нефти развитых капиталистических и развивающихся стран.

Основными нефтегазодобывающими странами Ближнего и Среднего Востока являются Иран, Саудовская Аравия, Ирак, Кувейт, Катар и мелкие княжества Аравийского полуострова. В этих странах открыто более 70 крупных местоскоплений нефти и газа.

Археологические раскопки в Иране показали, что нефть использовалась здесь в IV в. до н.э. Особое внимание к нефтегазонасыщенным областям Ближнего Востока объясняется, с одной стороны, значительной концентрацией нефти на отдельных местоскоплениях, достигающей иногда 10 млрд. т (Большой Бурган),



и, с другой, — высокими дебитами скважин — нередко до 1 млн. т нефти в год.

В тектоническом строении Юго-Западной Азии принимают участие три крупных элемента: Аравийская плита (склон Аравийско-Африканской платформы). Месопотамский передовой прогиб и Тавро-Загросская область альпийской складчатости. Выделяется три провинции: Аравийская, Месопотамская и Центральноиранская (см. рис. 79). Большинство местоскоплений сосредоточено в первых двух.

В провинцию юго-восточного склона Аравийской платформы территориально входят нефтяные и газовые местоскопления Сирии, Ирака, Кувейта, Саудовской Аравии, Абу-Даби (ОАЭ). Нефть добывают на суше и в Персидском заливе. Для этих стран дебиты скважин 1000 т/сут — обычное явление. Характерно, что здесь много значительных местоскоплений (Гавар, Бурган, Сафания и др.). Самое крупное из них *нефтяное местоскопление Гавар* (Саудовская Аравия), расположенное в 100 км от побережья (рис. 81). Начальные извлекаемые запасы его оцениваются в 8,3 млрд. т. Ежегодная добыча составляет 80 млн. т. Местоскопление приурочено к крупному валообразному поднятию, вытянутому в северо-северо-восточном направлении, с размерами  $225 \times 12 \div 20$  км и амплитудой по кровле продуктивного горизонта (известняки верхнеюрского возраста) около 450 м. Угол падения на крыльях  $5-8^\circ$ , реже  $10^\circ$ . Вал осложнен локальными поднятиями. Площадь залежи 5 тыс. км<sup>2</sup>.

Первая нефть получена в 1948 г. Разведка местоскопления окончена в 1965 г.

В Месопотамской провинции (геосинклинальный склон прогиба) наиболее известно расположенное на территории Северного Ирака крупное *нефтяное местоскопление Киркук* (рис. 82) с извлекаемыми запасами 2,14 млрд. т. Ежегодно из него добывалось более 55 млн. т нефти. Приурочено месторождение к крупной антиклинали с размерами  $98 \times 3,5$  км, разбитой системой поперечных сбросов. В настоящее время открыты три залежи. Основной по запасам является залежь нефти в Главном известняке олигоцен-эоценового возраста. Залежь структурно-стратиграфическая.

В Центральной, Южной и Юго-Восточной Азии основными нефтегазодобывающими странами являются КНР,

а

Система. палеог.	Ярус	Свита	Литология	Мощность, м	Площадь, км <sup>2</sup>
M <sub>2</sub>	Хуфрук	Дам		104	107,95
M <sub>1</sub>	Хаврук	Рус		144	217
P <sub>1</sub> +P <sub>2</sub>	Даммам	Радзум		217	56
K <sub>2</sub>	Арума	Вазиа		144	42
K <sub>1</sub>	a-ab	Бияд		-270	56
		Бувейб			
u-vg		Майма		180	56
		Сулай			
J <sub>3</sub>	o-km	Хит		127	56
		Араб			
k		Джунджа		107,100	56
		Ханифа			
J <sub>2</sub>		Тудвик		275	56
	b-bt	Арума			
J <sub>1</sub>	t	Маррат		1711	56
T(?)		Мингара		315	56

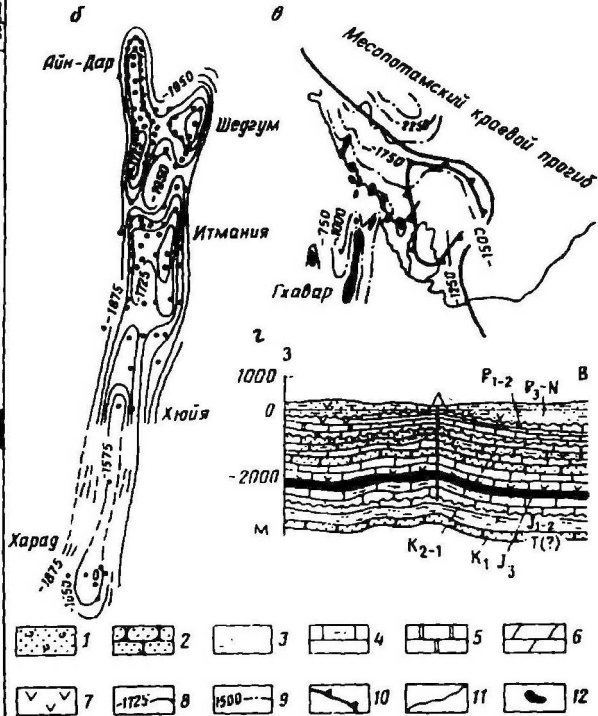
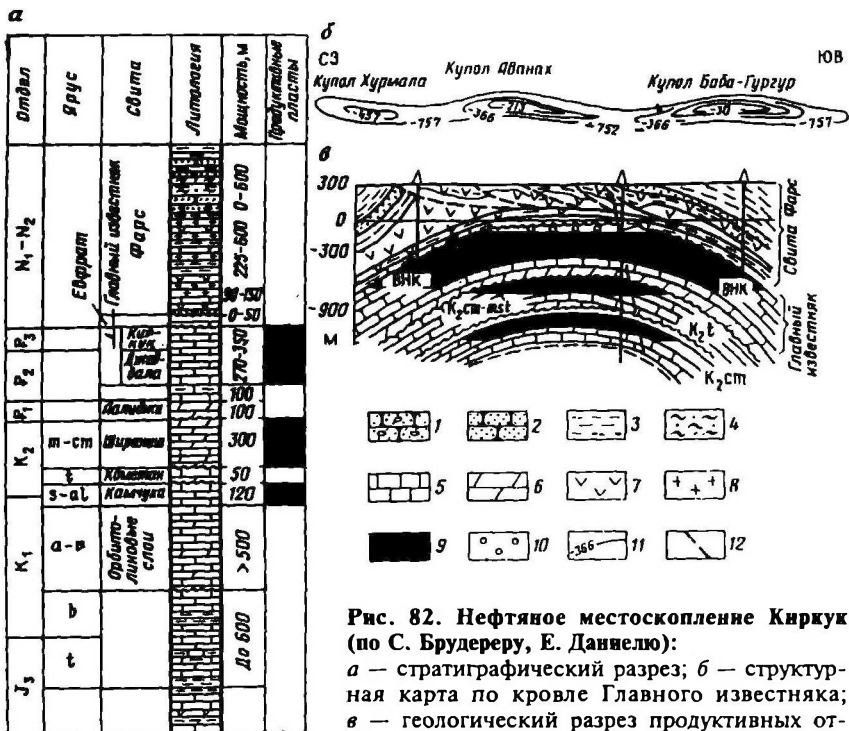


Рис. 81. Нефтяное местоскопление Гавар (по У. Гроязу и Р. Хассову; С. Алферову):

а — стратиграфический разрез; б — структурная карта по кровле горизонта D свиты Араб; в — структурная карта по подошве сенона; з — геологический разрез; 1 — гравий; 2 — песчаники; 3 — глины; 4 — известняки, кремнистые известняки; 5 — доломиты; 6 — мергели; 7 — ангидриты; 8 — изогипсы по кровле горизонта D свиты Араб, м; 9 — изогипсы по подошве сенона, м; 10 — контуры Катарского свода; 11 — восточная граница Аравийской плиты; 12 — нефтяные местоскопления

Индонезия, Индия. В этом регионе (см. рис. 79, 83) известно около десяти нефтегазоносных провинций (Сунляо, Джунгарская, Индонезийская, Камбейская и др.).



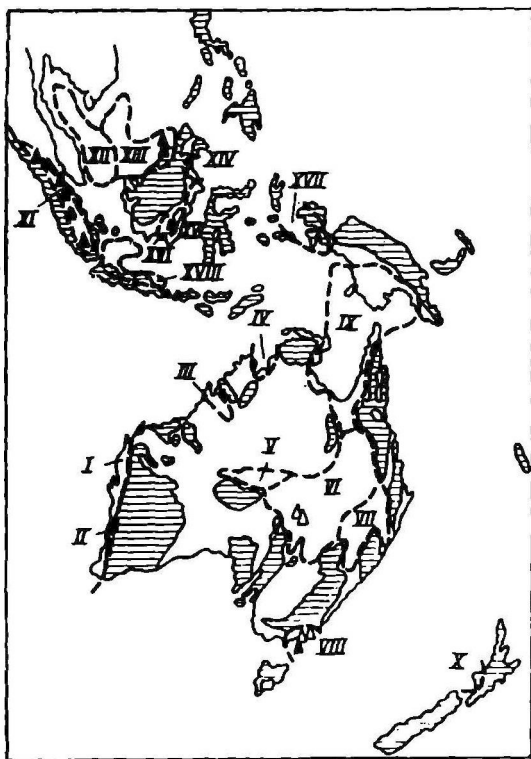
**Рис. 82. Нефтяное местоскопление Киркук**  
(по С. Брудереру, Е. Даниелю):

*а* — стратиграфический разрез; *б* — структурная карта по кровле Главного известняка; *в* — геологический разрез продуктивных отложений;

1 — гравелиты; 2 — песчаники; 3 — глины, аргиллиты; 4 — алевролиты; 5 — известняки; 6 — мергели; 7 — ангидриты; 8 — соль; 9 — нефть; 10 — газ; 11 — изогипсы, м; 12 — дизъюнктивные нарушения

Нефть в Индии и Китае известна очень давно. Значительные успехи в наращивании добычи нефти достигнуты в КНР: здесь только на четырех местоскоплениях (Дацин, Шенгли, Хуабэй, Ляо-Хэ) в год добывается более 100 млн. т. В последнее время в число стран, добывающих газ, вошел и Афганистан, где открыто и эксплуатируется крупное *газовое местоскопление Ходжа-Гургдаг* с запасами 0,05 трлн. м<sup>3</sup>.

Тектоническое строение рассматриваемого региона характеризуется наличием древних, элипалеозойских платформ, которые разделены обширными областями складчатости различного возраста.



**Рис. 83. Нефтегазовосные провинции и области Австралии и Океании (по И. И. Нестерову и др.):**

**провинции и области:** I — Карнарвон; II — Перт; III — Фицрой; IV — Бонапарт; V — Амадиес; VI — Восточная Внутренняя; VII — Боуэн-Сурат; VIII — Гипсленд; IX — Карпентария-Папуа; X — Таранаки; XI — Индонезийская; **Северного Сунда-шельфа:** XII — Малайская; XIII — Саравакская; XIV — Таракан; XV — Кутей; XVI — Барито; XVII — Западно-Ирианская; XVIII — Южного Сунда-шельфа; остальные условные обозначения см. на рис. 79

По добыче и разведанным запасам нефти на первом месте в Южной и Юго-Восточной Азии стоит Индонезийская провинция, в пределах которой на о-ве Суматра находится крупное *нефтяное местоскопление Минас* с запасами 570 млн. т. Продуктивными являются неогеновые отложения.

### § 3. АФРИКА

На Африканском континенте основными нефтегазодобывающими странами являются Нигерия, Ливия, Алжир. Этот континент до недавнего времени оценивался, как и Южная Америка, невысоко (большая площадь этих континентов занята древними кристаллическими породами). Широкий размах поисково-разведочные работы на нефть и газ получили лишь в послевоенные годы.

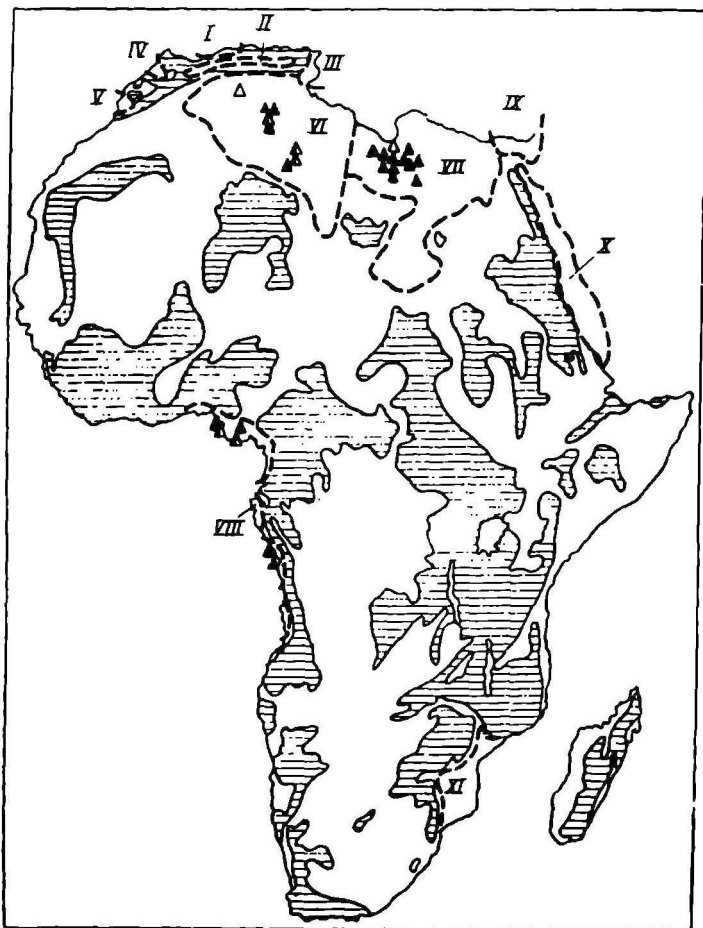
После открытия в 1956 г. нефтяного местоскопления Хасси-Месауд и газового Хасси-Рмель произошел коренной сдвиг в развитии нефтяной и газовой промышленности многих стран Африки. Особенно крупные открытия были сделаны в Алжире и Ливии. К настоящему времени доказана нефтегазоносность Северной и Центральной Африки. Странами, добывающими нефть, стали: на севере континента — Ливия, Алжир, АРЕ, Тунис, Марокко; на побережье Гвинейского залива — Нигерия, Ангола, Бенин, Габон и др.

В тектоническом отношении на территории Африканского континента выделяются четыре основных элемента: на севере — альпиды и герциниды, в центральной части — Африкано-Аравийская древняя платформа (80% территории континента) и на самом юге — герциниды.

На Африканском континенте выделяется несколько нефтегазоносных провинций. Наиболее богатые провинции Гвинейского залива, Сахарская и Ливийская (рис. 84).

Крупнейшее газоконденсатное местоскопление Северной Африки — *Хасси-Рмель* (Алжир), расположенное в Сахарской провинции в 480 км к югу от г. Алжира. Запасы газа оцениваются здесь в 2 трлн. м<sup>3</sup>, конденсата — в 500 млн. т. Местоскопление приурочено к крупному сводообразному поднятию с размерами 80×45 км. Углы падения слоев на восточном крыле 0,5—1°, на западном 2°. Продуктивны отложения триаса, в которых выделяются три горизонта песчаников общей мощностью до 100 м. Покрышкой залежи служит толща солей мощностью 500 м. Высота ее 230 м, глубина залегания продуктивных горизонтов достигает 2400 м.

Одним из крупнейших в мире является нефтяное местоскопление *Хасси-Месауд* (Алжир), расположенное в 690 км юго-вос-



**Рис. 84. Нефтегазоносные провинции и области Африки (по И. И. Нестерову и др.):**  
 I — Северо-Атласская; II — Центральнoатласская; III — Восточно-Атласская; IV — Западно-Атласская; V — Маракешская; VI — Сахарская; VII — Ливийская; VIII — Гвинейского залива; IX — Восточно-Средиземноморская; X — грабена Красного моря; XI — Мозамбикская; остальные условные обозначения см. на рис. 79

точнее г. Алжир (рис. 85). Геологические запасы нефти 5 млрд. т (извлекаемые 800 млн. т). Местоскопление приурочено к очень пологой, разорванной брахиантиклинали с размерами 48×32 км и амплитудой 300 м, сложенной кембро-ордовикскими породами, непосредственно перекрытыми соленосной толщей триаса.

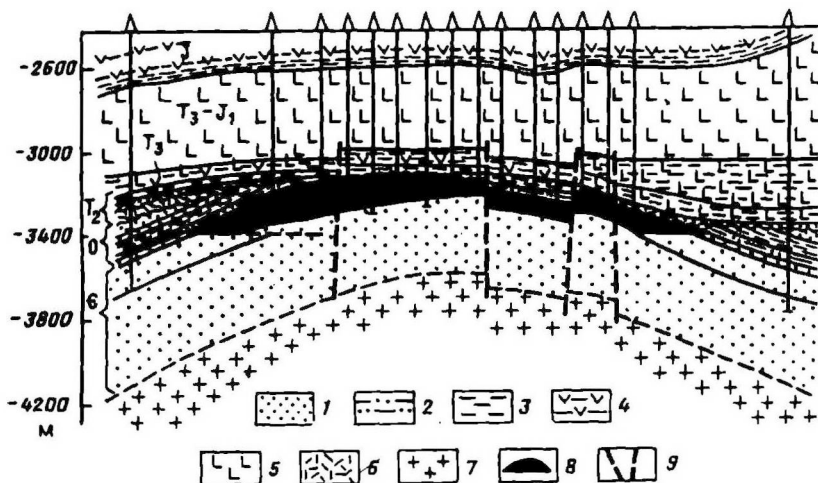


Рис. 85. Геологический разрез через местоскопление Хасси-Месауд: 1 — кварциты и песчаники; 2 — песчано-глинистые породы; 3 — аргиллиты; 4 — глинисто-ангидритовые породы; 5 — каменная соль; 6 — андезиты; 7 — фундамент; 8 — залежи нефти; 9 — разрывные нарушения

Нефтеносны кембрийские отложения, содержащие на глубине 3000—3300 м четыре продуктивных пласта трещиноватых и выветрелых песчаников эффективной мощностью 80 м, в которых имеется общая громадная залежь нефти высотой 200 м, подстилаяемая водой. Годовая добыча нефти около 20 млн. т.

В Ливийской нефтегазонасной провинции самыми крупными местоскоплениями являются *Сарир* и *Зелтен* (извлекаемые запасы нефти соответственно 1,1 млрд. т и 330 млн. т). Нефтяные залежи связаны с известняками мела и палеогена.

#### § 4. АВСТРАЛИЯ

Австралия лишь в последние годы стала крупнейшим нефтедобывающим регионом в связи с значительными открытиями на юге, западе, и севере страны.

Основная часть Австралии занята древней Австралийской платформой. С востока она обрамлена молодой Восточно-Австралийской платформой с байкальским, каледонским и герцин-

ским складчатым фундаментом. Вдоль западного и южного берегов континента располагаются периокеанические грабеновые впадины, к которым приурочены основные запасы нефти рассматриваемого региона (см. рис. 83). Наиболее перспективна грабеновая впадина Гипсленд, где открыто 18 местоскоплений (в палеогеновых отложениях). В настоящее время здесь ведется интенсивное морское бурение.

## Глава II

### НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ ЗАПАДНОГО ПОЛУШАРИЯ (ЮЖНАЯ И СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА)

#### § 1. ЮЖНАЯ АМЕРИКА

Ведущим нефтегазодобывающим регионом на континенте является Венесуэла. Этот континент выдвинулся в число основных благодаря открытию крупнейшего скопления Боливар.

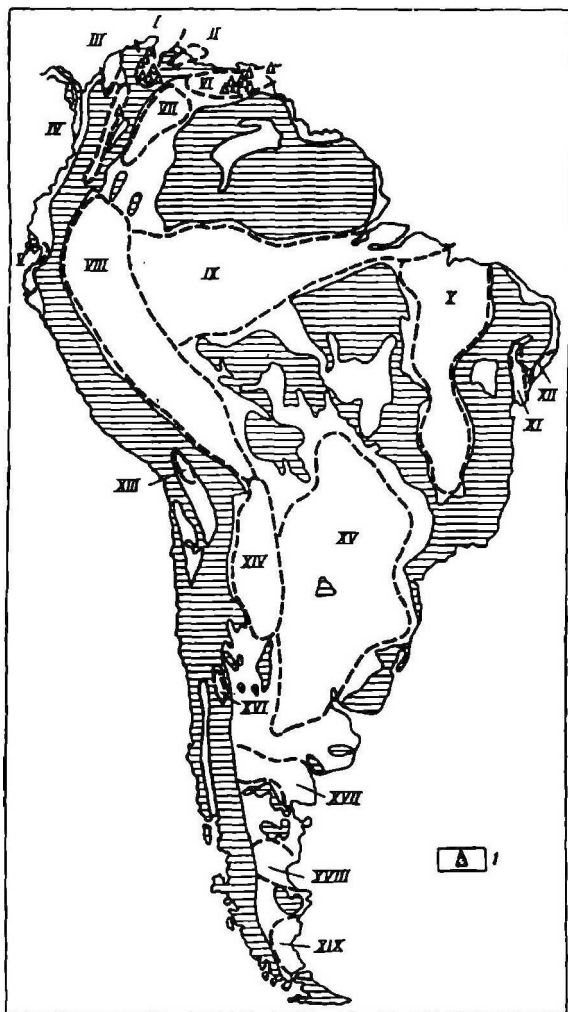
Выходы нефти в Южной Америке были известны еще в XVII в. Нефтегазопроисковые работы были начаты в 1878 г.

Континент имеет сложное геологическое строение. На западе его узкими полосами протягиваются складчатые сооружения мезозойско-кайнозойского и более древнего возраста. Большая часть континента занята Южно-Американской древней платформой, на юге располагается эпиплатформенная орогеническая область на герцинском складчатом основании.

В рассматриваемом регионе выделяется 13 нефтегазоносных провинций. Наиболее богатая из них *Маракайбская* (рис. 86), приуроченная к межгорной впадине в мезозойско-кайнозойских складчатых сооружениях Анд. В этой провинции расположено одно из крупнейших в мире *нефтяное местоскопление Боливар-прибрежный* (Венесуэла) с начальными геологическими запасами нефти 2,2 млрд. т (рис. 87).

Местоскопление Боливар-прибрежный достигает в длину 85 км, в ширину 20—80 км. Под водами Маракайбского озера находится 4/5 его площади. Местоскопление сложного генетического типа. Его образование обусловлено сочетанием структурных, стратиграфических и литологических факторов. Оно содержит более 200 залежей в терригенных коллекторах и давало в год около



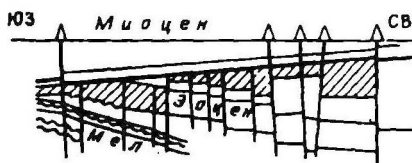


**Рис. 86. Нефтегазоносные провинции в области Южной Америки (по И. И. Нестерову и др.):**

*I* — Маракайбская; *II* — Токуйо; *III* — Колумбийская; *IV* — р. Магдалена; *V* — Пиура (Гуаякильская); *VI* — Восточно-Венесуэльская; *VII* — Западно-Венесуэльско-Колумбийская; *VIII* — Верхнеамазонская; *IX* — Нижнеамазонская; *X* — Мараньяо; *XI* — Реконкаво-Тукаво; *XII* — Сержипи-Алагоас; *XIII* — Титикакская; *XIV* — Центральнопредандийская; *XV* — Паранская; *XVI* — Мендоса; *XVII* — Неукен; *XVIII* — Сан-Хорхе; *XIX* — Магелланова;

*I* — тяжелая нефть (асфальт); остальные условные обозначения см. на рис. 79

Рис. 87. Поперечный геологический разрез местоскопления Боливар-прибрежный (по Г. В. Борожеру, Э. Ф. Леверту). Штриховкой показана нефтеносная часть разреза эоцена



85 млн. т нефти. Глубина залегания продуктивных пластов 168—4119 м (эоцен, олигоцен и миоцен).

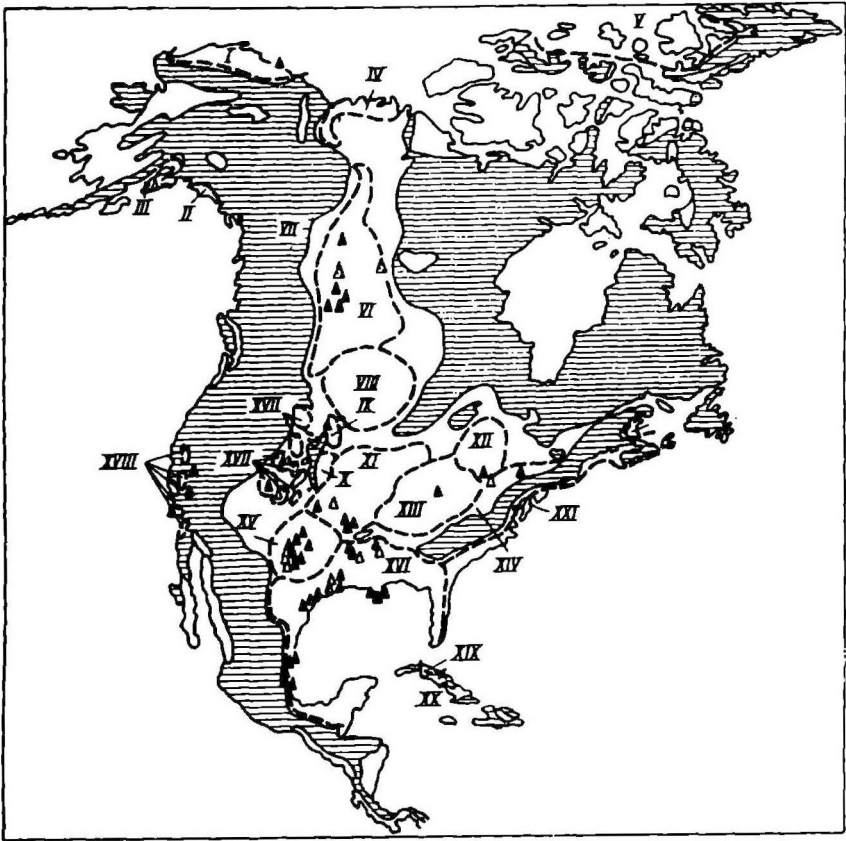
## § 2. СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА

Основными нефтегазодобывающими странами являются США, Канада, Мексика. Потенциальные возможности континента не исчерпаны. Здесь в последние годы сделаны крупные открытия в Примексиканской впадине, в Канаде и особенно на территории Аляски (Прадхо-Бей на севере Аляски у берегов Северного Ледовитого океана, Кенай — на юге ее).

Выходы нефти были известны индейцам еще до открытия этого континента Колумбом. Первая скважина была пробурена на северо-западе Пенсильвании рядом с нефтяным источником 27 августа 1859 г.

В тектоническом отношении Северо-Американский континент является гетерогенным. Ядро его образует докембрийский Канадский щит, занимающий весь северо-восток Канады. С юга, юго-запада и запада от Канадского щита расположена древняя Северо-Американская платформа, занимающая центральную часть материка в пределах США и Западной Канады. С востока и юга она окаймлена палеозойским поясом Аппалачской складчатой системы. Южная широкая и юго-восточная узкая части этого складчатого пояса глубоко опущены, перекрыты мощными толщами мезозойских отложений и представляют собой эпипалеозойскую платформу. Эта молодая платформа занимает прибрежные низменности Атлантического океана, п-ова Флорида и Мексиканского залива. Вторая эпипалеозойская платформа — арктическая. Она ограничена мезозойскими складчатыми сооружениями Северо-Американских Кордильер.

На Северо-Американском континенте выделяются 16 нефтегазоносных провинций. Наиболее крупными скоплениями харак-



**Рис. 88. Нефтегазоносные провинции и области Северной Америки (по И. И. Нестерову и др.):**

**провинции и области:** I — Северо-Аляскинская (Арктическая); II — Сент-Элиас; III — зал. Кука; IV — дельты Маккензи; V — Свердруп; VI — Западно-Канадская; VII — Альберта; VIII — Уиллистон; IX — Паудер-Ривер; X — Денвер; XI — Западная Внутренняя; XII — Мичиганская; XIII — Восточная Внутренняя (Иллиноиская); XIV — Аппалачская; XV — Пермская; XVI — Мексиканского залива; XVII — межгорных впадин Скалистых гор; XVIII — Западных Кордильер; XIX — Северо-Кубинская; XX — Южно-Кубинская; XXI — Приатлантическая; XXII — зал. Св. Лаврентия; остальные условные обозначения см. на рис. 79

теризуются Западно-Канадская, Мексиканского залива, Арктическая (рис. 88) и Уичитская провинции.

В Западно-Канадской нефтегазоносной провинции (Канада) расположено уникальное местоскопление твердых битумов Атабаска

(рис. 89), запасы которых оцениваются в 60—100 млрд. т. Местоскопление связано с песчаниками нижнемелового возраста. Содержание нефти в песчаниках местами достигает 20% массы породы.

В провинции Мексиканского залива наиболее известно нефтяное местоскопление Ист-Тексас. Его извлекаемые запасы почти 800 млн. т нефти. Нефть приурочена к зоне выклинивания песчаных горизонтов верхнемелового возраста (рис. 90). Это типичная литолого-стратиграфическая залежь.

В Уичитской провинции находится одно из крупнейших не только в США, но и в мире нефтегазовое местоскопление Панхэндл-Хьюгтон. Извлекаемые запасы газа оцениваются здесь в 2 трлн. м<sup>3</sup>, а нефти — в 780 млн. т. Основные продуктивные горизонты заключены в карбонатной толще нижней перми. Местоскопление приурочено к моноклинали с углами падения слоев пермских отложений не более 1—1,5°.

Залежи газа в карбонатных отложениях перми литологические, образование их связано с замещением карбонатных коллекторов по восстанию пластов глинистыми плохопроницаемыми образованиями.

Самое крупное газонефтяное местоскопление Северной Америки Прадхо-Бей (рис. 91, 92) с извлекаемыми запасами нефти

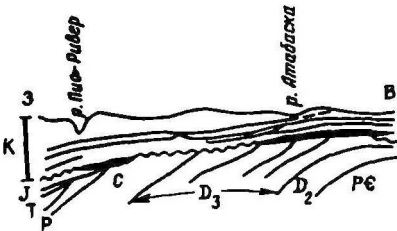
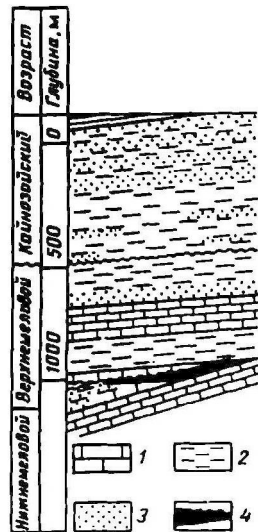


Рис. 89. Разрез местоскопления твердых битумов Атабаска (по Холлоуэй)

Рис. 90. Разрез нефтяного местоскопления Ист-Тексас (по В. Вер-Виле):

1 — мел, известняки; 2 — глины; 3 — пески; 4 — нефть





2,8 млрд. т расположено в *Арктической провинции*. Размеры продуктивной площади 65×33 км. На местоскоплении обнаружены три структурно-стратиграфические залежи (в известняках карбона, песчаниках пермо-триаса и нижнего мела).

\* \* \*

Изучение геологического строения нефтегазоносных провинций мира и условий распространения нефти и газа в них позволяет сделать вывод о том, что основные ресурсы нефти и газа заключены в пределах провинций платформенных областей (70%), а наибольшее количество крупных местоскоплений выявлено в мезозойских отложениях платформ.

Далее следует отметить, что в последние годы поиски нефти и газа ведутся в регионах с особо трудными условиями работ. Поиски в этих регионах привели к крупным открытиям — местоскопление Прадхо-Бей в Арктической провинции, Лулу-Эсфандиар, Эмерод, Саффания, Канган, Парс, Норт-Дом и др. — в шельфовой зоне акваторий и т.д. Большие перспективы связываются с акваториями морей и океанов. Результаты геологоразведочных работ за последние 15—20 лет превзошли все ожидания. Сегодня 20% разведанных запасов углеводородов и 55% прогнозных ресурсов приходится на акватории.

#### КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Охарактеризуйте основные нефтегазоносные провинции Северной Америки, их роль в добыче нефти и газа; приведите примеры местоскоплений.
2. Охарактеризуйте основные нефтегазоносные провинции Южной Америки, их роль в добыче нефти и газа; приведите примеры крупных местоскоплений.
3. Охарактеризуйте основные нефтегазоносные провинции Африки, их роль в добыче нефти и газа; приведите примеры крупных местоскоплений.
4. Охарактеризуйте основные нефтегазоносные провинции Европы, приведите примеры крупных местоскоплений.
5. Охарактеризуйте основные нефтегазоносные провинции и области Австралии и Океании.

---

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

**Бакиров А. А.** Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. — М.: Недра, 1973.

**Бакиров А. А., Варенцов М. И., Бакиров Э. А.** Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. — М.: Недра, 1971.

**Вассоевич Н. Б.** Современные представления об условиях образования нефти. — М.: Знание, 1981.

**Высоцкий И. В., Высоцкий В. И., Оленин В. Б.** Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. — М.: Недра, 1990.

**Газовые и газоконденсатные месторождения** / В. Г. Васильев, В. И. Ермаков, И. П. Жабрев и др. — М.: Недра, 1983.

**Геология и геохимия нефти и газа** / А. А. Бакиров, М. В. Бордовская, В. И. Ермолкин, А. К. Мальцева, З. А. Табасаранский. — М.: Недра, 1993, 288 с.

**Губкин И. М.** Учение о нефти. — М.: Наука, 1975.

**Нефтегазоносные провинции СССР** / И. М. Алиев, Г. А. Аржевский, Г. Х. Дикенштейн и др. — М.: Недра, 1983.

**Основы геологии горючих ископаемых** / В. В. Семенович, И. В. Высоцкий, Ю. И. Корчагина и др. — М.: Недра, 1987.

**Пермяков И. Г., Шевкунов Е. Н.** Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. — М.: Недра, 1976.

**Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа** / А. А. Бакиров, Э. А. Бакиров, В. С. Мелик-Пашаев и др. — М.: Высшая школа, 1987.

**Успенская Н. Ю., Таусон П. Н.** Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. — М.: Недра, 1972.

**Хаян В. Е., Михайлов А. Е.** Общая геотектоника. — М.: Недра, 1985.

**Хант Дж. М.** Геохимия и геология нефти и газа. — М.: Мир, 1982.

---

## ОГЛАВЛЕНИЕ

### Часть первая

## ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

<b>Глава I. Понятие о каустобиолитах. Состав и свойства нефтей и природных газов</b> .....	4
§ 1. Каустобиолиты .....	4
§ 2. Нефть .....	5
§ 3. Газ .....	11
Контрольные вопросы .....	16
<b>Глава II. Породы, содержащие нефть и природные газы. Природные резервуары и ловушки</b> .....	16
§ 1. Породы-коллекторы и породы-флюидоупоры (покрышки) .....	16
§ 2. Природные резервуары. Ловушки .....	23
Контрольные вопросы .....	27
<b>Глава III. Залежи нефти и газа</b> .....	27
§ 1. Локальные и региональные скопления нефти и газа .....	27
§ 2. Элементы залежи .....	29
§ 3. Классификация залежей нефти и газа .....	30
Контрольные вопросы .....	37
<b>Глава IV. Происхождение нефти и газа. Понятие о нефтегазоматеринских свитах и регионально нефтегазоносных комплексах</b> .....	37
§ 1. Биогенная теория образования нефти и газа .....	38
§ 2. О концепциях неорганического происхождения нефти и газа .....	45
§ 3. Вертикальная зональность образования углеводородов в осадочных породах .....	47
§ 4. Понятия о нефтегазоматеринских отложениях и регионально нефтегазоносных комплексах .....	50
Контрольные вопросы .....	52
<b>Глава V. Миграция нефти и газа и формирование их залежей</b> .....	52
§ 1. Основные понятия о миграции .....	52



§ 2. Факторы миграции и физическое состояние мигрирующих углеводородов .....	54
§ 3. Масштабы (расстояния), направления и скорости миграции .....	56
§ 4. Формирование и разрушение залежей нефти и газа .....	58
Контрольные вопросы .....	62
<b>Глава VI. Закономерности размещения залежей нефти и газа в земной коре .....</b>	<b>62</b>
§ 1. Классификация нефтегазоносных территорий как основа нефтегазогеологического районирования .....	62
§ 2. Общие закономерности в формировании и размещении залежей нефти и газа .....	64
§ 3. Вертикальная и региональная зональность в размещении залежей нефти и газа .....	67
Контрольные вопросы .....	68

## Часть вторая

### НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ РОССИИ И БЛИЖНЕГО ЗАРУБЕЖЬЯ

<b>Глава I. Нефтегазогеологическое районирование территории России и ближнего зарубежья .....</b>	<b>69</b>
Контрольные вопросы .....	73
<b>Глава II. Нефтегазоносные провинции древних платформ .....</b>	<b>74</b>
§ 1. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция .....	74
§ 2. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция .....	79
§ 3. Прикаспийская нефтегазоносная провинция .....	82
§ 4. Днепровско-Припятская газонефтеносная провинция .....	89
§ 5. Прибалтийская нефтегазоносная провинция .....	93
§ 6. Ангаро-Ленская газонефтеносная провинция .....	95
§ 7. Лено-Вилюйская газонефтеносная провинция .....	97
§ 8. Енисейско-Хатангская газонефтеносная провинция .....	100
Контрольные вопросы .....	102
<b>Глава III. Нефтегазоносные провинции молодых платформ .....</b>	<b>103</b>
§ 1. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция .....	103
§ 2. Туранская газонефтеносная провинция .....	108
§ 3. Предкавказско-Крымская (Скифская) нефтегазоносная провинция .....	113
Контрольные вопросы .....	116
<b>Глава IV. Нефтегазоносные провинции складчатых и переходных территорий .....</b>	<b>117</b>
§ 1. Закавказская нефтегазоносная провинция .....	117

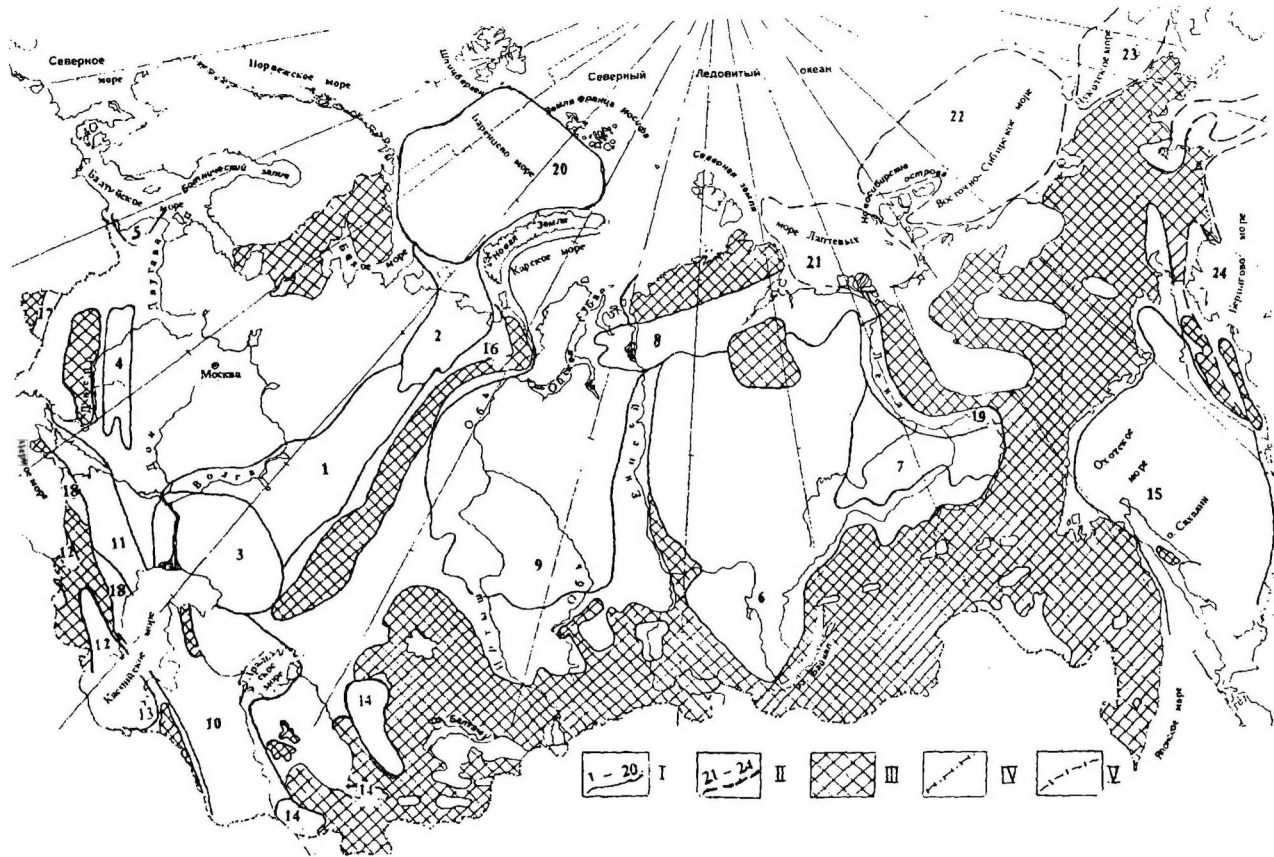
§ 2. Западно-Туркменская нефтегазоносная провинция .....	123
§ 3. Тяньшань-Памирская нефтегазоносная провинция .....	125
§ 4. Дальневосточная нефтегазоносная провинция .....	129
§ 5. Предуральская нефтегазоносная провинция .....	131
§ 6. Предкарпатская нефтегазоносная провинция .....	135
§ 7. Предкавказская нефтегазоносная провинция .....	139
§ 8. Предверхоянская газоносная провинция .....	141
Контрольные вопросы .....	142

<b>Глава V. Нефтегазоносные провинции арктических морей России.</b>	
Баренцевоморская газонепродуцирующая провинция .....	143

### **Часть третья**

## **НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН**

<b>Глава I. Нефтегазоносные провинции Восточного полушария</b>	
(Европа, Азия, Африка, Австралия) .....	150
§ 1. Европа .....	150
§ 2. Азия .....	153
§ 3. Африка .....	158
§ 4. Австралия .....	160
<b>Глава II. Нефтегазоносные провинции Западного полушария</b>	
(Южная и Северная Америка) .....	161
§ 1. Южная Америка .....	161
§ 2. Северная Америка .....	163
Контрольные вопросы .....	167
<b>Список литературы .....</b>	<b>168</b>



**Рис. 30. Нефтегазогеологическое районирование России и ближнего зарубежья:**

**границы:** I — нефтегазоносных провинций; II — перспективных нефтегазоносных провинций; III — территории выхода на поверхность и неглубокого залегания кристаллических и метаморфических пород; IV — сухопутная граница бывшего СССР; V — морская граница бывшего СССР;

**нефтегазоносные провинции:** 1 — Волго-Уральская; 2 — Тимано-Печорская; 3 — Прикаспийская; 4 — Днепровско-Припятская; 5 — Прибалтийская; 6 — Ангаро-Ленская (Лено-Тунгусская); 7 — Лено-Вилюйская; 8 — Енисейско-Хатангская (Енисейско-Анабарская); 9 — Западно-Сибирская; 10 — Туранская; 11 — Предкавказско-Крымская (Скифская); 12 — Закавказская; 13 — Западно-Туркменская; 14 — Тяньшань-Памирская; 15 — Дальневосточная (Охотская); 16 — Предуральская; 17 — Предкарпатская; 18 — Предкавказская; 19 — Предверхооянская; 20 — Баренцевоморская;

**перспективные нефтегазоносные провинции:** 21 — Лаптевоморская; 22 — Восточно-Сибирскоморская; 23 — Южно-Чукотская; 24 — Притихоокеанская



**МАЛЬЦЕВА Алла Константиновна**, член-корр. РАЕН, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа.

Родилась 12 января 1933 г. в г. Днепродзержинске. В 1956 г. окончила геологоразведочный факультет Московского нефтяного института им. И. М. Губкина по специальности горный инженер-геолог. В 1956—1957 гг. работала в СГПК, с 1957 по 1997 г. — на кафедре теоретических основ поисков и разведки нефти и газа.

Автор более 100 научных трудов, в т.ч. 5 монографий и 5 учебников. Награждена медалями СССР и РФ, Почетной грамотой Президиума Верховного Совета Туркменистана, лауреат премии им. акад. И. М. Губкина.



**БАКИРОВ Эрнест Александрович**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН и Международной академии информатизации, заместитель премьер-министра правительства Москвы.

Родился 23 мая 1930 г. в г. Горьком (Нижний Новгород). В 1953 г. окончил геологоразведочный факультет Московского нефтяного института им. И. М. Губкина по специальности горный инженер-геолог. С 1953 по 1991 г. профессор, зав. кафедрой теоретических основ поисков и разведки нефти и газа ГАНГ им. И. М. Губкина. С 1991 г. по настоящее время заместитель премьер-министра правительства Москвы.

Автор более 120 научных трудов, в т.ч. 5 учебников, 6 монографий, 17 авторских свидетельств. Награжден орденами «За заслуги перед Отечеством», «Орденом Почета РФ» и другими орденами и медалями СССР и РФ. Лауреат премии им. акад. И. М. Губкина, заслуженный деятель науки и техники Туркменистана.

**ЕРМОЛКИН Виктор Иванович**, член-корреспондент РАЕН, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа.

Родился 31 августа 1934 г. в г. Темире. В 1957 г. окончил геологоразведочный факультет Московского нефтяного института им. И. М. Губкина по специальности горный инженер-геолог. С 1957 г. по настоящее время работает на этой кафедре.

Автор более 130 научных трудов, в т.ч. 8 монографий и 4 учебников. Награжден орденом Трудового Красного Знамени, медалями СССР и РФ, отраслевыми наградами, заслуженный деятель науки и техники Туркменистана.



**ЛАРИН Виктор Иванович**, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа.

Родился 4 декабря 1932 г. в г. Ашхабаде. В 1956 г. окончил геологоразведочный факультет Московского нефтяного института им. И. М. Губкина по специальности горный инженер-геолог. В 1956—1957 гг. инженер-геолог геофака МГУ, 1958—1959 гг. инженер-геолог ВНИИгаза. В 1959 г. поступил в аспирантуру на кафедре теоретических основ поисков и разведки нефти и газа и в 1962 г. окончил ее с защитой кандидатской диссертации. С 1962 г. работает на этой кафедре.

Автор более 100 научных трудов, в т.ч. 2 учебников и 18 учебных пособий. Награжден Почетной грамотой Президиума Верховного Совета Туркменистана.





**КАЛАМКАРОВ Лев Варганович**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, зам. заведующего кафедрой теоретических основ поисков и разведки нефти и газа по учебной работе.

Родился 26 июня 1932 г. в г. Баку. В 1958 г. окончил геологоразведочный факультет Московского нефтяного института им. И. М. Губкина по специальности горный инженер-геолог. В 1958—1960 гг. работал в отделе газовой промышленности ГОСИНТИ Сов. Мин. РСФСР. В 1960 г. поступил в МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, где и работает по настоящее время.

Автор более 130 научных трудов, в т.ч. 6 монографий, 1 учебника и 12 учебных пособий. Награжден медалями СССР и РФ, отраслевыми наградами. Лауреат премии им. акад. И. М. Губкина.



**РОЖКОВ Эдуард Леонидович**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа.

Родился 22 сентября 1936 г. в г. Грозном. В 1959 г. окончил геологоразведочный факультет МИНХ и ГП им. И. М. Губкина по специальности горный инженер-геолог. В 1959—1970 гг. работал старшим научным сотрудником во ВНИИгазе. В 1970 г. поступил на работу в МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, где работал доцентом на кафедре до 1992 г.

Автор более 100 научных трудов, в т.ч. 1 учебника и 11 учебных пособий. Награжден отраслевыми наградами.

*Учебное издание*

**МАЛЬЦЕВА Алла Константиновна**  
**БАКИРОВ Эрнест Александрович**  
**ЕРМОЛКИН Виктор Иванович**  
**ЛАРИН Виктор Иванович**  
**КАЛАМКАРОВ Лев Варганович**  
**РОЖКОВ Эдуард Леонидович**

**ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА  
И НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ  
ПРОВИНЦИИ**

*Редактор Н. В. Павлова*  
*Технический редактор Л. А. Данкова*  
*Компьютерный набор и верстка М. В. Березянская*  
*Корректор С. М. Солодовникова*



Сдано в набор 02.12.97. Подписано в печать 20.01.98. Формат 60×84/16.  
Усл. п. л. 11. Уч.-изд. л. 12,05. Гарнитура Таймс. Бумага офсетная. Печать офсетная.  
Тираж 250 экз. Заказ № 1147.



Издательство «Нефть и газ». 117917, Москва, Ленинский просп., 65.  
Отпечатано в типографии издательства.